

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA

MATEUS FRANCO GIRARDI

CONTROLE INTEGRADO DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA NAS MODERNAS
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Ilha Solteira
2021

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MATEUS FRANCO GIRARDI

CONTROLE INTEGRADO DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA NAS MODERNAS
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação de mestrado apresentado à Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para a defesa de dissertação do curso de mestrado em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Jônatas Boás Leite
Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

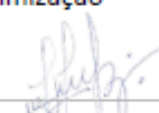
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

G521c Girardi, Mateus Franco.
Controle integrado de tensão e potência reativa nas modernas redes de distribuição de energia elétrica / Mateus Franco Girardi. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
73 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2021

Orientador: Jonas Boas Leite
Inclui bibliografia

1. Método dos pontos interiores. 2. Geradores distribuídos. 3. Otimização não linear. 4. Sistema de distribuição de energia elétrica.


João José Barbosa
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação
Diretor Técnico
CRB 8-5642



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Controle Integrado de Tensão e Potência Reativa nas Modernas Redes de Distribuição de Energia Elétrica

AUTOR: MATEUS FRANCO GIRARDI

ORIENTADOR: JONATAS BOAS LEITE

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Virtual)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Dr. OZY DANIEL MELGAR DOMINGUEZ (Participação Virtual)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

Prof. Dr. MARCOS JULIO RIDER FLORES (Participação Virtual)

Departamento de Sistemas e Energia / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Ilha Solteira, 09 de setembro de 2021

DEDICO

A minha família e namorada, pelo apoio e apreço.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por permitir esse passo na carreira profissional e por ter me dado força para concluir este trabalho.

Aos meus pais, Nilza e Pedro, pelo apoio recebido em todos os momentos da minha vida e pelos conselhos que sempre me indicam o melhor caminho. Eles sempre fizeram o seu máximo, através de um exemplo de trabalho e dedicação, para que eu e meu irmão crescêssemos e nos desenvolvêssemos como indivíduos de boa índole.

A minha namorada Beatriz Silva de Carvalho, por ser companheira, a pessoa que sempre esteve do meu lado nos momentos bons e ruins, me dando apoio emocional através de amor e carinho ao longo do curso de desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu orientador Prof. Dr. Jônatas Boás Leite, pela enorme paciência, pelo apoio, para sanar minhas dúvidas de maneira inteligente e prestativa. Por seus incentivos, acreditar no meu potencial, confiança e amizade durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e da Seção de Pós-graduação da FEIS/UNESP, pelos ensinamentos ministrados e sua cordialidade, como também a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES).

A todos os amigos que colaboraram para a realização deste trabalho, compartilhando conhecimento e proporcionando boas recordações.

RESUMO

Neste trabalho, tem-se como objetivo principal melhorar o fluxo de energia e minimizar as perdas de energia ativa e reativa controlando, assim, o perfil da tensão na rede de distribuição de acordo com os limites operacionais definido pelas agências reguladoras. O uso de fontes renováveis distribuída e redução das perdas permite minimizar os gastos operacionais da rede de distribuição. Um método de resolução do fluxo de potência ótimo com convergência estável e rápida em redes de grande porte é um fator bastante importante para viabilizar os objetivos estabelecidos. A restrição de igualdade para o balanço de potência nas redes de distribuição é obtida usando o método das somas de potência. Dessa forma, o fluxo de potência ótimo é matematicamente modelado como um problema de programação não linear inteiro misto. A técnica implementada para sua resolução é o método de pontos interiores primal-dual. A convergência e definição dos parâmetros de ajuste do método proposto são inicialmente avaliadas usando uma rede de 33 barras da literatura. A solução do fluxo de potência ótimo é, então, verificada para uma rede de 135 barras em que há a possibilidade de alocação de dispositivos de controle de tensão e reativos, como banco de capacitores e transformadores com comutadores de taps. Diferentes modelos de carga também são utilizados na avaliação da resposta do algoritmo implementado.

Palavras-chave: método dos pontos interiores; geradores distribuídos; otimização não linear; sistema de distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

In this work, the main objective is to improve the energy flow and minimize active and reactive energy losses, thus controlling the voltage profile in the distribution network according to the operational limits defined by the regulatory agencies. The use of distributed renewable sources and reduction of losses allows to minimize the operational costs of the distribution network. A method of solving the optimal power flow with stable and fast convergence in large scale networks is a very important factor to achieve the established objectives. The equality constraint for the power balance in distribution networks is obtained using the power sums method. In this way, the optimal power flow is mathematically modeled as a mixed integer nonlinear programming problem. The technique implemented for its resolution is the interior point's method. The convergence and definition of the adjustment parameters of the proposed method are initially evaluated using a 33-buses test network from the literature. The optimal power flow solution is then verified for a 135-buses network where there is the possibility of allocating voltage and reactive control devices, such as distributed generators, capacitor banks and transformers with on-load tap changer. Different load models are also used to evaluate the response of the implemented algorithm.

Keywords: interior points method; distributed generator; nonlinear optimization; electricity distribution system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução dos GDs conectados à rede de distribuição em MW.....	12
Figura 2 - Faixas de tensão em relação a regulamentação vigente.	19
Figura 3 - Regulador de tensão.	21
Figura 4 - Transformador OLTCs com dois contatos de resistência.	21
Figura 5 - Configuração do capacitor na rede.	22
Figura 6 - Fluxo bidirecional de energia com inserção de GD na rede.	23
Figura 7 - Compensador de queda de tensão na linha.....	26
Figura 8 - Curva de controle volt/var do inversor.....	27
Figura 9 - Região de busca do método dos pontos interiores comparado com o simplex.	34
Figura 10 - Fluxograma do método dos pontos interiores primal-dual.....	33
Figura 11 - Rede de distribuição de 33 barras.	46
Figura 12 – Comparação do perfil de tensão na rede de 33 barras	50
Figura 13 – Topologia da rede de distribuição de 135 barras	51
Figura 14 – Comparação da magnitude de tensão na rede de 135 barras	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - GDs por tipo de fonte renovável no Brasil.	2
Tabela 2 - Teste com partida plana usando a rede de 33 barras.....	47
Tabela 3 - Teste com partida a partir do fluxo de potência usando o sistema de 33 barras.....	48
Tabela 4 – Testes comparativos com a rede de 33 barras	50
Tabela 5 - Teste com a rede de 135 barras para diferentes carregamentos.....	52
Tabela 6 - Teste comparativo para a rede de 135 barras com multiplos geradores	42
Tabela 7 – Potência despachada por cada GD na rede	55
Tabela 8 - Teste comparativo usando o modelo de carga ZIP no sistema de 135 barras.	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AG	Algoritmo Genético
BC	Banco de Capacitores
CVR	Redução da Tensão de Conservação, do Inglês <i>Conservation Voltage Reduction</i>
DMS	Sistema de Gerenciamento da Distribuição, do Inglês <i>Distribution Management System</i>
FO	Função Objetivo
FP	Fluxo de Potência
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GD	Geração Distribuída
GF	Gerador Fotovoltaico
LDC	Compensador de queda de linha, do Inglês <i>Line Drop Compensation</i>
MPPT	Ponto Máximo de Potência
OLTC	<i>On-Load Tap Changer</i>
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PRODIST	Procedimentos da Distribuição
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SOP	<i>Soft Open Point</i>
TBT	Transformador Abaixador de Tensão
TC	Transformador de corrente
VVC	Controle de Tensão e Reativo, do Inglês <i>Volt/Var Control</i>
VVO	Otimização Volt/Var

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	EXPOSIÇÃO DO PROBLEMA	2
1.2	OBJETIVOS	3
1.2.1	Objetivo geral	3
1.2.2	Objetivos específicos	3
1.3	JUSTIFICATIVA	4
1.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
1.5	CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO.....	7
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	7
2	CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
2.1	NORMAS REGULAMENTADORAS	8
2.2	DISPOSITIVOS UTILIZADOS NO VVC.....	10
2.2.1	Transformadores OLTC e reguladores de tensão	10
2.2.2	Banco de Capacitores	12
2.2.3	Geração distribuída.	13
2.3	DESCRIÇÃO DO VVC.....	14
2.3.1	Controle local.	25
2.3.2	Controle centralizado.	27
2.4	TÉCNICAS USADAS NA OTIMIZAÇÃO.....	28
2.4.1	Técnica fundamentada na utilização de metaheurísticas.....	28
2.4.2	Técnica de otimização clássica com múltiplos objetivos.	29
2.4.3	Métodos baseados em regras determinísticas	20
3	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PELO MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES....	22
3.1	DESCRIÇÃO DO MÉTODO DE PONTOS INTERIORES.....	23
3.2	REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DO ALGORITMO DESENVOLVIDO.....	26
3.3	INICIALIZAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	34
4	RESULTADOS	36
4.1	REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS	46
4.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 135 BARRAS	51
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	58
	REFERENCIAS.....	59
7	ANEXO	66

1 INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) de modo simples é a etapa final do fornecimento de energia para os consumidores, tais como indústrias de pequeno e médio porte. A distribuição de energia coordenada pelas concessionárias está sujeita a determinados padrões de confiabilidade e qualidade garantidos, respectivamente, pelos índices de continuidade e pelas normas de qualidade de energia entregue ao consumidos. Concorrentemente, as concessionárias tendem a redução dos custos operacionais para obter o melhor retorno financeiro possível sobre seus investimentos (CONCEIÇÃO, 2018; KERSTING, 2001).

A estrutura da rede de distribuição tem passado por transformações ao longo do tempo. Atualmente, existe uma crescente demanda pela inserção de geração distribuída (GD) de pequeno e médio porte, tanto em média tensão como em redes de baixa tensão, oferecendo vantagens, já que a rede não depende mais totalmente de gerações de energia em caráter primário da subestação. O resultado disto é um aumento da confiabilidade e flexibilidade de inserção de novas cargas. Segundo Dias, Bortoni e Haddad (2005), o termo geração distribuída pode parecer novo, mas sua concepção não é tão recente assim, já que Thomas A. Edison concebeu e instalou o primeiro sistema de geração de energia em Nova York no ano de 1882. Na rua chamada Pearl Street, construiu-se a primeira central de geração que fornecia energia para lâmpadas incandescentes de cerca de 59 clientes em uma área de aproximadamente 1 km². Essencialmente, este é o conceito simples de geração distribuída, uma fonte geradora localizada próxima à carga.

A geração de energia distribuída pode ser classificada em diferentes classes de acordo com a máxima potência instalada, sendo tipicamente caracterizadas como mini e microgeração de energia. Uma tem potência instalada até 75 kW e outra até 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de unidades consumidoras (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2016). Dentre esta faixa de potência existem vários tipos de tecnologias possíveis para GDs, tais como o gerador síncrono, gerador de indução e gerador fotovoltaico (GF) que podem ser totalmente conectados à rede.

Conforme o balanço enérgico da ANEEL (ANEEL, 2020), observa-se que o aumento de GDs foi significativo. Destaque para 2016 em que capacidade instalada de mini e microgeração distribuída era de 104 MW e, após 3 anos, em 2019, a capacidade instalada passou a ser de 2,210 GW. A distribuição por tipo de fonte geração é observada na Tabela 1 entre 2016 e 2019.

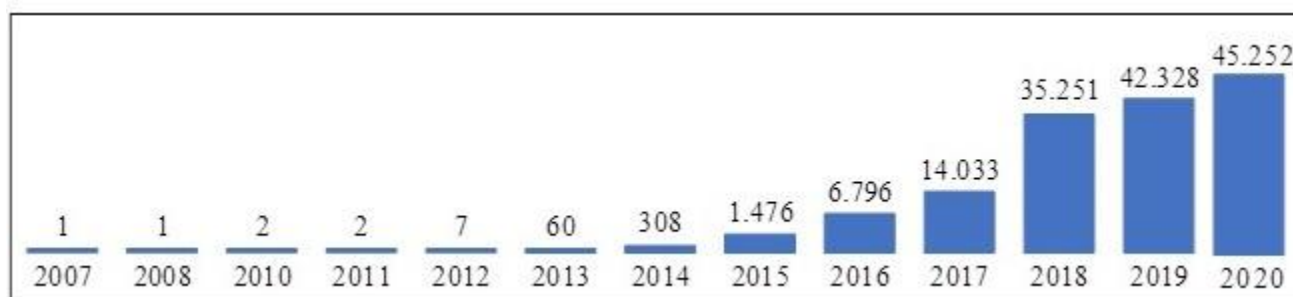
Tabela 1 - GDs por tipo de fonte renovável no Brasil.

Ano	2016	2017	2018	2019
Total (MW)	104	350	814	2.210
Lenha	-	-	18	27
Bagaço de Cana	-	-	0	1
Outras Renováveis	35	82	97	185
Eólica	0	18	14	28
Solar	54	166	526	1659
Hidráulica	15	84	158	310

Fonte: Banco de informações de geração da ANEEL (2020).

Observa-se que a fonte de energia de maior impacto responsável por gerar um crescimento relevante da geração distribuída foi a geração fotovoltaica, que ao passar dos anos vem ficando mais acessível em termos de investimentos e facilidade de instalação. Este fato é evidenciado nas redes de distribuição de energia elétrica, em que a fonte de energia com maior impacto é a geração de energia solar predominando com maior frequência em unidades consumidoras residenciais, comerciais e pequenas indústrias conectadas diretamente na SDEE. Na Figura 1 é mostrado, com mais detalhes, a evolução dos GDs por ano no Brasil.

Figura 1 - Evolução dos GDs conectados à rede de distribuição em MW



Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL (2020).

Uma das consequências da expansão da GD para a operação do SEE é a dificuldade de equilibrar o balanço de potência em momentos de pico, com somente os dispositivos atuais de controle existentes.

1.1 EXPOSIÇÃO DO PROBLEMA

Os estudos do controle de tensão e potência reativa (VVC) vem sendo desenvolvidos desde a década de 80, buscando técnicas de otimização para aprimorar as magnitudes de tensão e o despacho de

potência reativa em uma rede de energia elétrica. Mais recentemente, tem-se dado ênfase à geração distribuída com a possibilidade de fluxos bidirecionais nas redes de distribuição de energia elétrica.

Devido ao fluxo bidirecional, as concessionárias distribuidoras de energia se deparam com desafios crescentes para manter os índices de continuidade e qualidade de energia. Um bom controle VVC na rede de distribuição vem se tornando extremamente importante, a ponto de obter o melhor estado de funcionamento da rede em diferentes carregamentos e variações de carga durante o dia.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Neste trabalho, tem-se como objetivo principal a implementação e aprimoramento de um algoritmo de VVC, que seja capaz de fornecer o despacho otimizado de potência do GD, banco de capacitores (BC) e transformadores com comutadores de tap (OLTC) na rede de distribuição, para minimizar as perdas elétricas mantendo a magnitude de tensão sob os limites operacionais em todas as barras. Para isso deve-se desenvolver um algoritmo que resolva o fluxo de potência ótimo que considere as variáveis de controle do VVC e todos esses dispositivos que influencia na qualidade de energia entregue aos consumidores no sistema elétrico de distribuição.

O algoritmo deve convergir de forma estável, fornece uma solução de preferência o mais rápido possível e ser aplicável à indústria de energia elétrica, de forma simples e fácil de compreender e executável em diferentes situações.

1.2.2 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo principal, os seguintes objetivos secundários devem ser alcançados:

- 1) Definir as variáveis da rede através da formulação do fluxo de potência convencional (FP) em redes de distribuição de energia elétrica com a inserção de GDs;
- 2) Compreender o funcionamento de dispositivos presentes na rede distribuição, tais como GDs, BCs e OLTCs, que podem contribuir para o VVC;
- 3) Modelar matematicamente o fluxo de potência ótimo com a definição da função objetivo e o conjunto de restrições;
- 4) Obter as equações e implementar um algoritmo de resolução do fluxo de potência ótimo usando os métodos de Newton e dos pontos interiores primal-dual;
- 5) Avaliar a convergência do algoritmo implementado usando diferentes sistemas de teste em diferentes condições de operação.

1.3 JUSTIFICATIVA

O estudo aprofundado do comportamento dos GDs na rede de distribuição de energia é de grande importância e intensificado pela crise hídrica que o país está atualmente enfrentando. Com isso o preço KW/h sobe, incentivando cada vez mais o consumidor buscar por novas fontes de energia renováveis (ONS,2021). Sabe-se que para otimizar os custos com a energia elétrica produzida, a usina de energia elétrica deve ser instalada o mais perto possível das unidades consumidoras. O aumento da taxa de inserção de geração proveniente da mini e microunidades de geração fotovoltaicas colaboram para essa otimização do custo. Como estas pequenas unidades de geração de energia são de fácil instalação e versáteis, elas oferecem a possibilidade em muitos casos de instalação na própria unidade consumidora. Assim a necessidade de pesquisas e estudos científicos voltados ao melhor aproveitamento das GDs nas redes de distribuição tem ganhado destaque em tempos atuais. O VVC é uma das principais funcionalidades influenciadas pelo fluxo bidirecional nas redes de distribuição de energia elétrica. Consequentemente, é essencial desenvolver ferramentas capazes de avaliar o comportamento de tais variáveis no SDEE quando há a expansão da inserção de geração distribuída na rede.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O VVC tem sido um tema de extrema importância para o SDEE ao longo da história e está em desenvolvimento desde a década de 80. O VVC era inicialmente realizado adotando a subestação como centro exclusivo de controle. Ao passar do tempo, as tecnologias e os equipamentos de controle foram evoluindo e se distribuindo ao longo da rede de distribuição, possibilitando novos aperfeiçoamentos de modo a permitir suas integrações ao DMS, (BARAN; MESUT; WU, 1989).

Em Hu *et al* (2003) apresenta uma estratégia para encontrar a melhor combinação dos ajustes dos dispositivos de VVC usando uma previsão da curva diária de carga em cada barra. A curva diária de carga por barra foi dividida em vários níveis de carregamento através do algoritmo genético (AG). O problema de despacho ótimo tem como variáveis de controle os taps dos transformadores e estados de chaveamento do banco de capacitores. Na codificação do AG, os autores definem algumas características operacionais como, por exemplo, o banco de capacitor é chaveado apenas uma vez por dia, assim cada banco de capacitor ocupa dois segmentos no cromossomo, em que o primeiro representa o tempo em que ocorre a primeira operação e o segundo seguimento representa o range de duração relativo ao estado de operação. Como conclusão, os autores definem que muitos níveis de carga devem ser escolhidos para curvas mais complexas. Além disso, métodos matemáticos podem ser desenvolvidos para determinar um

número ótimo de níveis de carga. Com relação a função objetivo, a minimização das perdas elétricas e outras funções podem ser avaliadas utilizando esse método.

No campo da inteligência artificial, em Miranda, Moreira e Pereira (2007) é proposto um modelo de controle distribuído baseado em lógica nebulosa. O modelo proposto faz uso de inteligência artificial em um controle baseado em regras, que interage com o cálculo de fluxo de carga por Newton-Raphson, e a solução final é encontrada após algumas iterações. O sistema proposto consiste em um bloco controlador com processamento e algoritmos de lógica nebulosa para cada dispositivo de controle da rede de distribuição. Cada bloco monitora a tensão e o fluxo de potência localmente e responde às variações ou violações ajustando o dispositivo. Antes de ser executado, o ajuste é simulado através do cálculo de fluxo de carga e a solução então é inserida no modelo de lógica nebulosa para validar o ajuste. A solução final é obtida após as iterações da execução das duas etapas até atingir algum critério de convergência.

Van Cutsem (2013) apresenta uma estratégia de VVC de modo centralizado com base em um modelo de sensibilidade para prever o comportamento do sistema em um intervalo de tempo futuro. A função objetivo do problema a ser otimizado assume o controle dos níveis de tensão dentro de valores pré-estabelecidos. Neste trabalho, consideram-se apenas o controle dos geradores distribuídos, dispersando os demais dispositivos da rede. Os testes são realizados em uma rede de 32 barras. As magnitudes de tensões são moduladas para um nível de tensão extrapolando a norma, a fim de realmente colocar a prova eficiência do método proposto. Após a aplicação do VVC, obtém-se com eficácia a correção das violações de tensão existentes sendo a resposta do controlador central mais rápida quando são aplicadas penalidades para a transgressão da tensão medida com relação a tensão de referência do sistema.

Em Shoults, Chen (1976) o objetivo de minimizar o fluxo de potência reativa mantendo as tensões das barras dentro dos limites aceitáveis foi alcançado através do emprego 35 da técnica de otimização por mínimos quadrados no ajuste dos *taps* dos transformadores e das tensões terminais dos geradores distribuídos. A função objetivo é composta pela soma dos quadrados dos desvios das variáveis de monitoramento. Uma das principais conclusões dos autores foi que o método apresentou baixo esforço computacional, sendo, então, adequado para aplicações em tempo real. Porém, o método pode se tornar inadequado na operação com redes de distribuição de grande porte.

Malekpour, Pahw e Natajan (2014) apresentam uma proposta de VVC em um SEE desequilibrado. O algoritmo proposto tem como objetivo o despacho ótimo da potência ativa e reativa a fim de manter os níveis de tensão dentro da faixa dos limites de operação. A inserção de GDs e a mitigação dos seus impactos são levados em consideração de forma a garantir a redução das perdas de energia.

Em (2015) Kim, Harley e Regassa, estudam exaustivamente o efeito do VVC quando há inserção de GD na rede de distribuição. Para a verificação do efeito é utilizado um algoritmo genético com as variáveis de controle do sistema codificadas. A determinação do despacho ótimo de potência reativa é realizada com o objetivo de manter a tensão nos barramentos do alimentador sob os limites operacionais e com baixa variação. O algoritmo implementado suporta unidades de geração de energia conectados na rede através de inversores com a capacidade de produção de potência reativa otimizada para manter a tensão sob controle.

Mokgonyana (2015), implementa um controle dos bancos de capacitores presentes nas redes de distribuição através de uma análise heurística fundamentada no perfil de potência reativa, a fim de minimizar o fluxo de reativo ao longo do alimentador. Para a análise de eficácia do algoritmo, utilizam-se duas redes de distribuição uma de 69 barras e outra de 17 barras. De fato, os resultados desse trabalho enfatizam que o método proposto reduz os desvios de tensão e as perdas diárias no alimentador.

Li *et al.* (2017) propõe um método de VVC coordenado para redes de distribuição através do *Soft Open Point* (SOP). O SOP consiste em um dispositivo eletrônico com potência flexível possibilitando, assim, seu uso como fonte de energia reativa para regulação a tensão na rede elétrica. Além disso, esse dispositivo tem como características um tempo de resposta elevado. Para implementação foi usado duas redes de distribuição uma de 33 e a outra de 133 barras.

Mello (2017) elaborou uma estratégia que coordena equipamentos tradicionais, como banco de capacitor, reguladores de tensão, geradores distribuídos a partir de dois controladores Fuzzy em cascata. O autor salienta que os inversores de frequência conectados aos GDs têm uma alta capacidade de operação, assim o número de comutações não prejudica a vida útil do mesmo. Como conclusão o autor aplica o método VVC em redes de distribuição de energia elétrica, onde todos os resultados atenderam as duas funções objetivos e as restrições operacionais.

Vitor (2021) apresenta um novo sistema evolutivo especializado para a otimização Volt/Var (VVO) para resolver eficientemente o problema de programação multiobjectivo em que a quantidade de operações de comutação dos dispositivos regulares de tensão é considerada em conjunto com os objetivos da redução da tensão de conservação (CVR). Além disso, o autor propõe uma nova estrutura conceitual de robustez, constituídos por parâmetros e métricas para estimar quantitativamente quão robusta é uma solução VVO diante da natureza estocástica das incertezas de carga e geração distribuída.

Em geral, as técnicas de VVC tendem a despachar as operações de comutação otimizadas para dispositivos, como BCs, OLTCs e GDs. Esses sinais de controle vêm da solução de problema de VVO resolvido, em geral, por algoritmos heurísticos, ou metaheurísticos, e por técnicas de inteligência artificial. Os diferentes modelos de carga e carregando da rede de distribuição são fatores influentes na solução encontrada.

1.5 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

As principais contribuições deste trabalho são:

- 1) Com suporte da literatura especializada, desenvolve e aprimora-se um método dos pontos interiores com modificações capaz de resolver o problema de fluxo de potência ótimo de forma rápida e eficiente;
- 2) Contribuir com uma versão atualizada e aprimorada dos métodos dos pontos interiores.
- 3) Implementação dos métodos de cálculo do fluxo de potência convencional e ótimo e aplicação desses métodos no controle integrado de tensão e potência reativa na operação das modernas redes de distribuição;

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está organizado em cinco capítulos. Este primeiro capítulo é introdutório e apresenta o problema estudado, os objetivos da dissertação, a revisão bibliográfica relacionada com a pesquisa e a contribuição do trabalho. Os outros capítulos são estruturados da seguinte forma:

- No Capítulo 2, apresenta-se uma pesquisa científica detalhada relacionada ao tema deste trabalho com ênfase no controle de tensão e reativos voltado ao sistema de distribuição energia;
- No Capítulo 3 apresenta-se um modelo matemático do fluxo de potência ótimo que é resolvido pelo método dos pontos interiores primal-dual. O desvio do despacho de potência ativa das unidades de GD e as perdas ativas na rede de distribuição são assim minimizados. Todos os cálculos e formulações matemáticas utilizadas para desenvolver o algoritmo de otimização são apresentadas neste capítulo;
- No Capítulo 4 são mostrados todos os resultados comparativos obtidos na resolução do algoritmo de cálculo de fluxo de potência ótimo para os sistemas de teste de 33 e 135 barras em diferentes condições de operação. Esses resultados permitem definir o melhor ajuste do algoritmo e avaliar seu desempenho;
- Finalmente, no Capítulo 5 são indicadas as considerações finais do trabalho e as propostas para trabalhos futuros.

No Final, encontram-se as referências bibliográficas, apêndice e anexos.

2. CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 NORMAS REGULAMENTADORAS

A Legislação do sistema de energia elétrica se formou ao longo de vários anos de história. Os artigos, leis complementares, regulamentação da qualidade de energia elétrica, surgiram conforme a necessidade de padronizar os serviços de distribuição de energia elétrica com isso houve a criação da agência nacional de energia elétrica, ANEEL. Em relação as Resoluções da ANEEL destacam-se a Resolução 456/2000, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, e a Resolução 024/2000, que estabelece as disposições relativas à continuidade do serviço de distribuição.

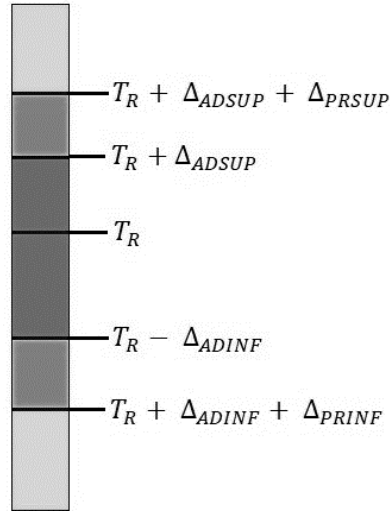
De certa forma, as principais normas que impactam na rede de distribuição relacionadas a qualidade da tensão ao longo da rede são publicadas nos procedimentos de distribuição (PRODIST), que são documentos elaborados com a participação conjunta dos agentes de distribuição e de entidades e associações do setor elétrico brasileiro (CARLOS, 2010). O módulo 8 do PRODIST regulamenta a qualidade de energia nas redes com o objetivo de estabelecer os procedimentos para caracterizar a conformidade da tensão em regime permanente, às perturbações na forma de onda de tensão e os estudos específicos para uma boa qualidade de energia elétrica para o acesso aos sistemas de distribuição (PRODIST, 2017).

As características quanto a qualidade de energia em regime permanente, ou transitório são listadas a seguir (ANEEL, NORMA 517, 2012):

- Avaliação da tensão ao longo da rede em regime permanente;
- Os valores de tensão obtidos por meio de medições devem ser comparados à tensão de referência nominal, ou contratada, levando em consideração o nível de tensão no ponto de conexão;
- Quanto as variações de tensão devido aos desvios considerados relevantes na amplitude do valor eficaz da tensão em curto espaço de tempo;
- Flutuação da tensão: quanto a variação aleatória, periódica ou esporádica do valor eficaz da tensão.

Referente ao tema deste trabalho, o VVC nas modernas redes de distribuição, com tensão nominal igual ou superior 1 kV e inferior à 69 kV, deve manter a tensão de leitura situada entre 93% e 105% da tensão nominal para operação do sistema na faixa adequada. Com relação as faixas de operação de tensões de leituras, classificam-se em três categorias: adequadas; precária; ou críticas, em relação à tensão de referência. Na Figura 2 é ilustrado os níveis de tensão conforme estabelecido pela ANEEL.

Figura 2 - Faixas de tensão em relação a regulamentação vigente.



Fonte: (ANNEE; PRODIST, 2017).

Assim, as correspondências das faixas a partir da tensão de leitura (TL) e de referência (TR) são:

a) Faixa adequada de tensão:

$$TR - \Delta_{ADINF} \leq TL < TR + \Delta_{ADSUP} \quad (01)$$

b) Faixa precária de tensão:

$$TR - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF} \leq TL < TR - \Delta_{ADINF} \vee TR + \Delta_{ADSUP} \leq TL < TR + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP} \quad (02)$$

c) Faixa crítica de Tensão:

$$TL < TR - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF} \vee TR + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP} \leq TL \quad (03)$$

Do ponto de vista do consumidor, a qualidade de energia significa receber a tensão o mais estável possível e sem perturbações. De acordo com as especificações dos aparelhos elétricos e eletrônico, esse procedimento deve prolongar ao máximo a vida útil dos equipamentos. As concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm, por conseguinte, a obrigação seguir os requisitos técnicos imposto no contrato de concessão, conforme as regulamentações definidas pela ANEEL através de índices de qualidade. A não observação dessas normas está sujeito à aplicação de multas (JANNUZZI, 2007).

A partir das normas de manutenção dos parâmetros de qualidade de energia de forma adequada, surge a necessidade de realizar estudos e planejamentos de operação da rede, por parte das distribuidoras de energia elétrica. Além dos dispositivos já instalados na rede com a função de controle e proteção, o estabelecimento de uma estratégia global de VVC é essencial para uma operação eficiente da rede de distribuição.

2.2 DISPOSITIVOS UTILIZADOS NO VVC

A finalidade deste capítulo é representar de forma sucinta os componentes cruciais que são utilizados no controle Volt Var. Estes dispositivos podem ser controlados através de ajustes pré-estabelecidos, geralmente com ações disparadas por limiares, ou podem ser controlados por acionamento remoto através de ajustes periódicos ou atuação em tempo real (COSTA, 2015).

2.2.1 Transformadores OLTC e reguladores de tensão

Os transformadores são um dos dispositivos mais importantes em uma rede de distribuição. Sua função é transformar, de acordo com as normas vigentes, a tensão de um circuito existente. É comum encontrar um transformador na subestação com função de abaixar a tensão do nível de alta tensão para a média tensão e, também, os transformadores de distribuição que abaixam a tensão média para baixa tensão obtendo a rede secundária, em outras palavras, obtém-se a rede com as magnitudes de tensão adequadas para o consumidor final, seja o consumidor residencial ou comercial.

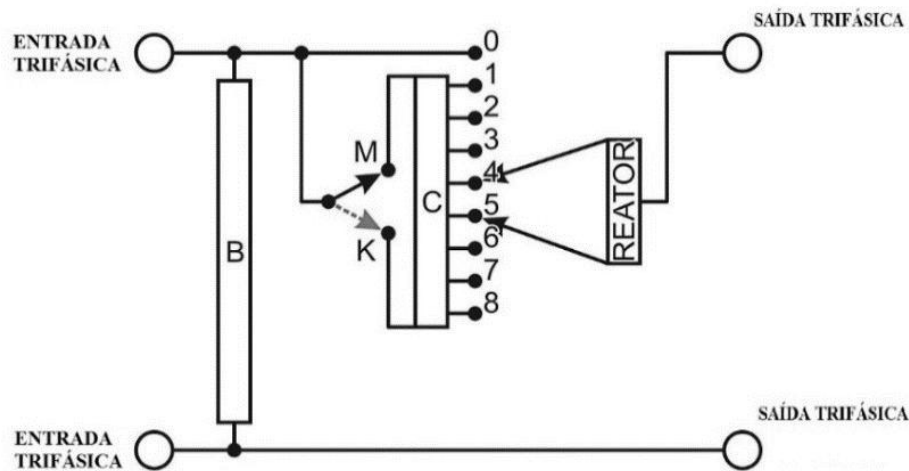
Segundo Vieira Junior (1999), os transformadores são responsáveis por 25% do total de perdas ativas que ocorrem nas redes de distribuição, e de certa forma são muitas vezes ignorados em um estudo de fluxo de carga. Os transformadores possuem perdas ôhmicas devido à passagem de corrente nos enrolamentos das bobinas de cobre, perdas por histerese e efeito Foucault em seu núcleo. A formulação do transformador trifásico, para o cálculo de fluxo de potência, é expressa por (04) conforme (LEITE; MANTOVANI, 2016). As matrizes $[\bar{Y}_m]_{3 \times 3}$ e $[\bar{Z}_D]_{3 \times 3}$ representam matrizes diagonais das admitâncias de magnetização e impedâncias de dispersão. Assim, K_n^{-1} é a relação de transformação e $[\Phi]_{3 \times 3}$ a matriz de deslocamento angular para as diferentes conexões existentes no transformador, resultantes da análise de incidência nodal nos terminais do transformador. Lembrando que a expressão é aplicável em transformadores bifásicos e monofásicos também.

$$\begin{bmatrix} [A_i]_{3 \times 3} & [\dot{B}_i]_{3 \times 3} \\ [\dot{C}_i]_{3 \times 3} & [D_i]_{3 \times 3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_n^{-1}[\Phi]_{3 \times 3}^T & [\bar{Y}_m]_{3 \times 3} \\ -[\bar{Z}_D]_{3 \times 3} & K_n^{-1}[\Phi]_{3 \times 3} \end{bmatrix} \quad (04)$$

O regulador de tensão funciona como um autotransformador que possui características semelhantes a um transformador de tensão. A principal diferença é que a bobina primária de configuração trifásica em delta, ou estrela, tem uma conexão em derivação com as bobinas do secundário. Um exemplo clássico é um autotransformador com bobinas 1 : 1. O primário contém bobinas com N_l espiras e o secundário contém bobinas com vários *taps* com espiras adicionais que, conforme a tensão da rede oscila, o regulador de tensão troca automaticamente para *taps* com mais

espiras adicionais estabilizando a tensão dentro dos padrões nominais da rede de distribuição, conforme ilustrado na Figura 3.

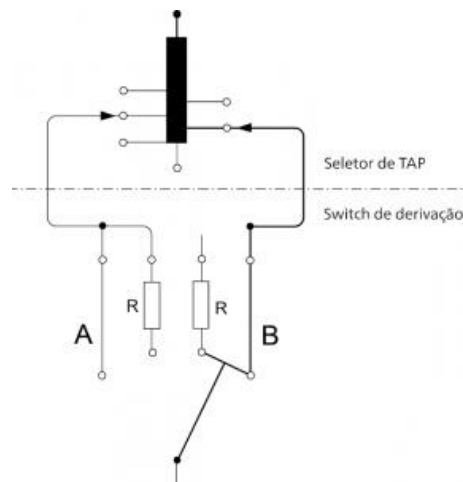
Figura 3 - Regulador de tensão.



Fonte: Próprio autor.

Já os transformadores com comutação de *tap* sob carga (OLTCs) tem características semelhante ao regulador de tensão, esta tecnologia geralmente é usada no transformador de potência que fica na subestação responsável por abaixar a tensão para níveis de distribuição. Atualmente existem duas tecnologias no mercado. Aquele do tipo indutivo, que pode ser encontrado com mais frequência na América do Norte, é instalado no lado de baixa tensão. Os OLTCs resistivos são mais comuns e usados no restante do mundo. Na figura 4 demonstra-se um transformador com comutadores de *tap* do tipo resistivo em que a comutação sob carga é feita no lado de alta tensão.

Figura 4 - Transformador OLTC com dois contatos de resistência.



Fonte: (O SETOR ELETRICO, 2017).

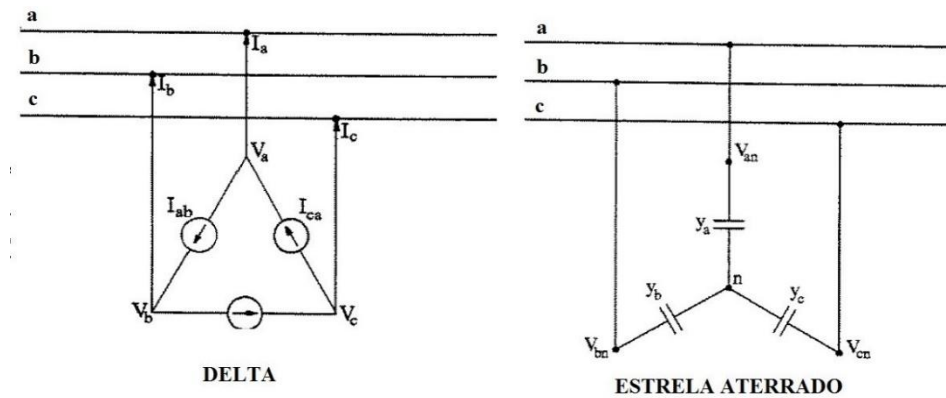
2.2.2 Banco de capacitores

O capacitor carrega-se de acordo com a tensão imposta em seus terminais e descarrega-se rapidamente apresentando ciclos de carga e descarga rápidos. Uma das funções do capacitor é a tradicional correção do fator de potência, mas na rede de distribuição tem a função de melhorar o perfil da tensão minimizando, assim, as perdas na rede.

Quando o banco de capacitor é instalado na subestação, a potência reativa fornecida compensa a rede como um todo e eleva o fator de potência no secundário do transformador. Os bancos de capacitores podem ser do tipo fixo ou comutável, de acordo com a potência reativa solicitada através de arranjos de capacitores. A alocação dos bancos de capacitores, bem como a capacidade de cada banco, pode ser tratada como um problema de otimização (MOMOH, 2007).

De forma geral, um banco de capacitores pode ser conectado na rede de distribuição em estrela ou delta, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Configuração do capacitor na rede.



Fonte: Própria do autor.

Na expressão (05), tem-se divisão total do banco de capacitor Q por três definindo a potência para cada fase p (LEITE, 2015).

$$S_i^p(s) = 0 - \frac{jsQ}{3s^{MAX}}, \quad p = a, b, c \quad (05)$$

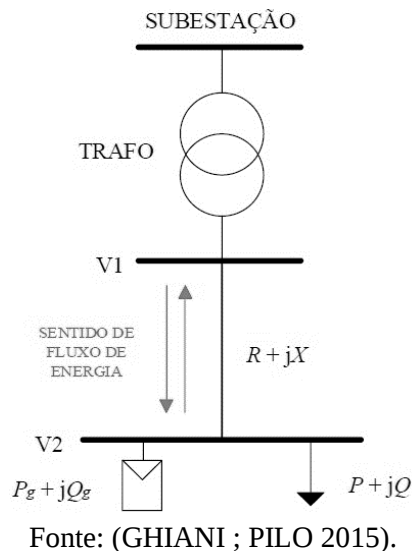
Se o banco for do tipo com chaveamento automático, o parâmetro de passo s com o valor máximo (s^{MAX}) faz a alteração na potência reativa capacitiva injetada na rede.

2.2.3 Geração distribuída.

A geração distribuída pode operar como barra PV ou PQ. Quando o regime de funcionamento é como uma barra PV, a GD tem como objetivo principal manter a tensão em um valor especificado previamente. Neste trabalho o gerador será modelado como barra PQ. Um gerador funcionando com as características de uma barra de carga, o sinal de potência ativa e reativa é negativo indicando um decréscimo de potência nas barras a jusante do SDEE até que a subtração das barras de carga se iguale com a potência gerada.

Sabe-se que a inserção de GDs na rede de distribuição pode produzir um fluxo de potência bidirecional. Na figura 6, é ilustrado o fluxo de energia em um alimentador de distribuição radial após a inserção de uma fonte de geração distribuída.

Figura 6 - Fluxo bidirecional de energia com inserção de GD na rede.



Levando em conta os diversos tipos de tecnologias de GDs operando na rede de distribuição, maior destaque é dado ao gerador fotovoltaico (GF), que basicamente gera energia elétrica a partir dos raios solares usando placas coletoras denominadas de placas fotovoltaicas. Estas placas fotovoltaicas convertem energia solar em fontes puras de corrente contínua normalmente em baixa tensão. Depois esta corrente é convertida e modulada através de um conversor DC/AC. Antes disso, dependendo das condições parametrizadas no conversor, é preciso efetuar arranjos em série com as placas fotovoltaicas com a principal finalidade de aumentar a tensão e diminuir a corrente para que o conversor DC/AC funcione dentro dos parâmetros otimizados de conversão de energia. Após esta conversão, a energia é modulada através do dispositivo de sincronismo que compõe o inversor denominado como *grid tie* a fim de reproduzir os parâmetros de conformidade para tensão, frequência, ângulos de fase e ordem das fases,

no caso do inversor trifásico. Após entrar em sincronismo é possível realizar a injeção de potência ativa na rede. Este tipo de gerador vem crescendo de forma rápida tendo como pontos fortes sua fácil instalação, versatilidade e baixa exigência por manutenção.

De acordo com ANEEL (2020), é permitido uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração e minigeração. O limite para inserção de geração distribuída na rede de distribuição é de até 5 MW. Na distribuição as unidades de geração são classificadas como:

- Microgeração distribuída: usina geradora com potência instalada inferior ou igual a 75 kW e que utiliza fontes de energia renovável;
- Minigeração distribuída: neste caso a usina geradora tem potência instalada superior 75 kW e inferior ou igual a 3 MW para fontes hídricas, ou inferior ou igual a 5 MW.

2.3 DESCRIÇÃO DO VVC

De modo geral, o sistema de distribuição de energia elétrica parte de uma subestação abaixadora de tensão alimentada por uma rede de subtransmissão. Na subestação, há dispositivos elétricos que fazem a proteção, como disjuntores, relés e religadores, e as ramificações de distribuição da energia (ANNEEL, 2021)

O VVC tem como definição o aprimoramento do fornecimento de energia elétrica tanto em regimes de funcionamento de tempo real, como em planejamentos de operação de rede para o dia seguinte. Esse controle tem como seu principal objetivo regular fator de potência da rede, com isso aliviando a intensidade da corrente elétrica que flui pelas linhas da rede.

O VVC é de grande importância quando se trata de diminuir as perdas de energia na rede de modo a implementar estratégias de coordenação e despacho dos dispositivos de controle existente na rede de distribuição para a regulação da tensão e injeção, ou absorção, de potência reativa na rede (COSTA, 2015).

De um ponto de vista estratégico, as principais características desejáveis para um VVC são:

- Conceder a possibilidade de um controle integrado com geração distribuída;
- Possibilitar um bom controle dos dispositivos da rede;
- Ser flexível permitindo ao operador assumir controle dos equipamentos;
- ter capacidade suficiente para manter o fator de potência próximo a $1pu$;
- Possibilitar um controle global da rede.

O VVC, de acordo com a literatura existente, pode ser dividido em diferentes arquiteturas de automação (MERCER, 2016; MERCER; TRINDADE, 2016).

2.3.1. Controle local

O controle local é o método mais tradicional em que o técnico programa os dispositivos de rede como (reguladores de tensão, capacitores chaveados, inversor fotovoltaico) em um intervalo de atuação, assim quando há alterações de carga na rede os dispositivos de controle, atuam localmente para adequar ao melhor nível de tensão e potência reativa somente naquele trecho da rede.

Assumindo, por exemplo, que no momento da instalação do banco de capacitor é realizado um estudo para determinar o intervalo de atuação do dispositivo, qualquer alteração de demanda, ou topologia da rede deve exigir a presença do técnico para reajustar o intervalo de atuação do dispositivo na rede.

Nesse tipo de controle não há uma comunicação direta entre o banco de capacitor e o regulador de tensão instalado na rede. O custo operacional é baixo, uma vez que não há necessidade de recursos sofisticados de controle e devido a atuação de forma local em relação a cada dispositivo na rede não é necessário um sistema de comunicação efetivo (COSTA, 2015).

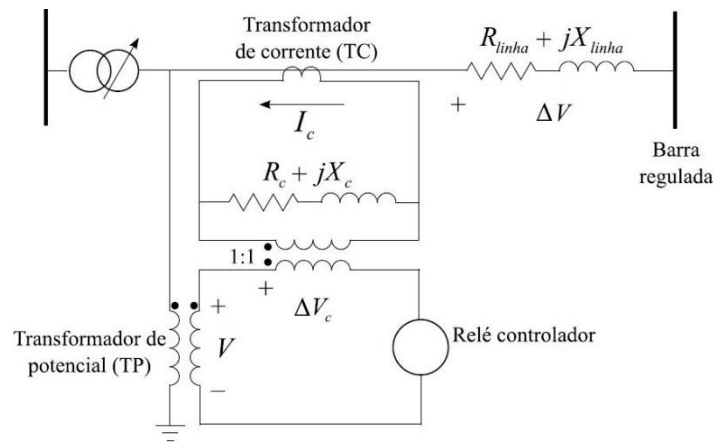
Particularmente, no regulador de tensão o controle automático é feito simplesmente através do monitoramento na barra a qual está conectado. Em outras palavras, este controle é feito somente com base na tensão de referência local. Como nem sempre a tensão em uma barra distante é a mesma tensão que está sendo monitorada na barra do regulador de tensão, isso devido à queda natural da tensão que ocorre ao longo dos condutores, surge a necessidade de integrar ao controle um compensador de queda de linha (LDC). Esse compensador tem a finalidade de regular a tensão de uma barra distante da barra em que se encontra instalado o regulador de tensão.

O funcionamento do LDC consiste em simular a queda de tensão entre a barra que está conectado e a barra distante que se tem por objetivo de regular. Isso é feito com o auxílio de um transformador de corrente (TC) mais uma impedância em paralelo, em uma escala menor, mas equivalente a mesma impedância entre a barra local e a barra com a tensão regulada.

Quando a leitura de corrente realizada pelo TC muda, a relação entre a corrente e a impedância fixa no OLC também muda, com isso através de um transformador com relação de transformação 1:1 capta-se essa mudança de corrente, alterando assim o campo elétrico passante no primário com isso causando um incremento ou decremento na tensão ΔV_c no lado secundário que conseqüentemente está em série com o secundário do transformador de potencial que possui a tensão atual V na barra local, também conectado em série com o relé comutador do tap. Essa diferença de tensão provocada é o ponto de partida para o relé acionar o mecanismo de mudança de tap, até que o LDC consiga identificar que a

queda de tensão na barra remota a ser regulada foi solucionada. Na figura (7) ilustra-se o diagrama elétrico típico do LDC (PATO, 2019).

Figura 7 - Compensador de queda de tensão na linha.



Fonte: Kersting (2001).

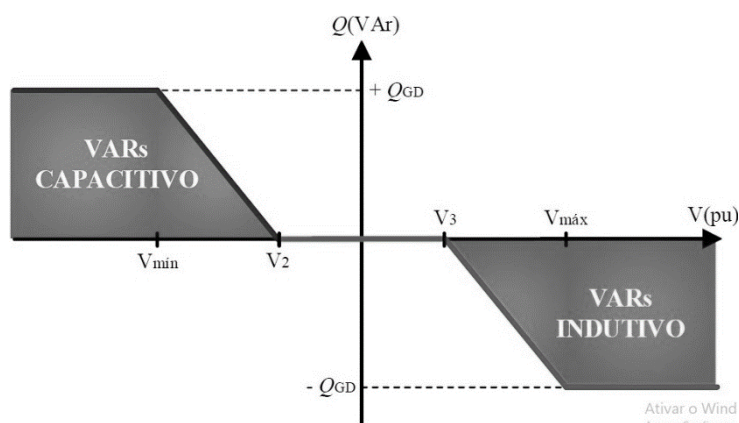
Apesar da vantagem da instalação de um LDC para trabalhar em conjunto com o regulador de tensão, que permite a regulação em uma barra remota, seu ajuste pode ser um tanto quanto complexo. Ressaltando que ajustes agressivos, ou errados pode provocar um número elevado para a mudança de tap e causar transgressões por sobretensão em barras próximas ao LDC.

Outro dispositivo de grande importância ao VVC e que pode ter controle local, é o gerador distribuído, mais especificamente o controle local dos inversores fotovoltaicos. Através do *chip set* responsável pelo sincronismo do inversor ao barramento da rede, é possível programar e definir parâmetros básicos para uma injeção de potência na rede. Da mesma forma, a tensão nominal de referência possibilita configurar a faixa de funcionamento do ponto máximo de potência (MPPT) definindo qual a faixa de tensão para o inversor ter o melhor desempenho com injeção do máximo de potência disponível. Pode-se definir o fator de potência (0,92) com isso automaticamente é definido os limites quanto a injeção e absorção de potência reativa na rede e a faixa de tensão V_{min} e V_{max} em unidade *pu*. O controle de potência reativa destes inversores possui uma região de intervalo V_2 e V_3 representando a região de banda morta, em que o inversor não absorve e nem injeta potência reativa na rede elétrica, conforme a curva da Figura 8.

Similarmente ao controle local dos reguladores de tensão, este controle realizado nos inversores dos geradores distribuídos apenas monitora a tensão de referência na barra a qual está conectado e assim ajusta os parâmetros pré-definido para que o sincronismo seja efetuado. Não é levado em consideração os impactos da injeção de potência na rede de forma global.

Por exemplo, quando uma barra tem tensão baixa em relação as demais, isso pode acontecer normalmente em barras de final de rede, o banco de capacitor chaveado mais próximo atua para corrigir a queda de tensão, mas se o banco de capacitor estiver próximo a uma barra que contém um regulador de tensão a elevação de tensão pode fazer o regulador reduzir a tensão trocando os *taps* do secundário prejudicando a ação do capacitor perante a barra que estava com baixa tensão. Essa operação deixa claro que o método de controle local tem extrema dificuldade para alcançar um ótimo global da rede, e o comportamento independente dos dispositivos pode levar a problemas de segurança.

Figura 8 - Curva de controle volt/var do inversor.



Fonte: Eichkoff Silveira (2018).

2.3.2. Controle centralizado

É o processo inverso ao controle local, ao invés dos dispositivos atuarem localmente de modo independente, todos os dados de controle dos dispositivos na rede são enviados para uma central. Neste modo, pode-se controlar mais de um dispositivo (banco de capacitor, regulador de tensão, geração distribuída). Com isso passa a ser possível através do controle centralizado elaborar um problema de programação, com um ou mais objetivos a serem alcançados bem como impor o sistema a múltiplas restrições, portanto alcançar soluções com eficiência global perante a rede a ser trabalhada.

Entretendo o controle centralizado pode ser do tipo controle desacoplado em que despreza a dependência entre a potência reativa e a tensão, ou seja, são tratados como problemas distintos com atuação das variáveis de forma separada e de modo sequencial, mas a decisão é tomada pela central de controle da rede (GU; RIZY, 1996).

Em compensação quando o controle é do tipo centralizado e integrado é levado em consideração os efeitos da potência reativa e tensão onde os dois problemas são processados em um método de otimização de uma forma unificada, com isso há influência de uma variável no comportamento da outra

variável. De fato, o controle centralizado integrado possibilita alcançar uma solução que tenha a melhor eficiência global (ROYTELMAN; GANESAN, 2000).

Analisando os métodos de VVC, em termos de vantagens e desvantagens, neste trabalho é proposto o método de controle centralizado integrado, pelo principal motivo de oferecer a possibilidade de implantação de um algoritmo que seja capaz resolver e encontrar uma solução global de forma eficiente. Essa abordagem é reforçada pela recente modernização das redes de energia elétrica através dos conceitos das *smart grids*. A rápida inserção das tecnologias de informação e comunicação nos SDEE tem impulsionado o desenvolvimento de algoritmos de otimização para o VVC implementados como funções do DMS.

2.4 TÉCNICAS USADAS NA OTIMIZAÇÃO

Os métodos mais usados para resolução do fluxo de potência ótimo voltado para o VVC são:

- a) Técnicas fundamentadas na utilização de metaheurísticas;
- b) Técnica de otimização clássica com múltiplos objetivos;
- c) Métodos baseados em regras determinísticas.

2.4.1 Técnicas fundamentadas na utilização de metaheurísticas.

As metaheurísticas são técnicas de solução que gerenciam iterativamente as estratégias de busca local e as estratégias de nível superior para assim criar um processo de otimização com capacidade de sair de soluções ótimas locais e realizar uma busca robusta através de um espaço de busca definido. De outro modo, pode-se defini-la como um processo de otimização representado por uma generalização ou integração do algoritmo heurístico construtivo do tipo guloso e a heurística de busca através de vizinhança de forma que seja possível encontrar soluções de qualidade percorrendo de forma eficiente o espaço de busca (GLOVER; KOCHENBERGER, 2003). É importante deixar claro que a desvantagem da otimização por técnicas metaheurísticas é que nem sempre é garantido a otimalidade da solução que é indicada. Mas em contrapartida, com a utilização de metaheurísticas há uma grande facilidade de encontrar soluções de qualidade aceitável, mesmo em funções com apenas um objetivo como, também, em funções multiobjetivo.

Dentre as diversas técnicas existentes propostas para diminuir a dificuldade dos métodos clássicos e principalmente aumentar a rapidez para encontrar uma solução de boa qualidade para a otimização do problema de VVC podem-se citar algumas técnicas, tais como:

- a) Algoritmos genéticos com inteligência artificial embarcada;
- b) *Simulated annealing*;
- c) Aplicações baseadas na teoria de lógica nebulosa;
- d) Programação evolutiva.

Pode-se incluir também as abordagens do problema do ponto de vista de inteligência artificial que utilizam heurísticas e conhecimento das características do problema para resolver o problema de uma maneira mais ampla e com enfoque na tomada de decisão, no armazenamento e na extração do conhecimento (SILVER, 1980).

2.4.2 Técnica de otimização clássica com múltiplos objetivos.

A otimização clássica possui uma gama de possibilidades quando comparada com outros métodos, pois permite o desenvolvimento de um algoritmo que faz uso de dados da rede tanto em regime de tempo real como em regime de planejamento de operação. Além disso, o problema pode ser desenvolvido como uma busca pelo despacho ótimo através da coleta de dados instantâneos dos dispositivos de controle existentes na rede visando como principal objetivo a minimização de funções objetivos, tais como reduzir as perdas elétricas ao longo da rede, aliviar a potência reativa na rede, consequentemente, a magnitude da corrente elétrica decresce consideravelmente e manter o perfil da tensão estabilizada em todas as barras da rede. Este tipo de otimização tem uma característica predominante que é a precisão nos resultados permitindo a inclusão de uma grande quantidade de objetivos e restrições, considerando as ações de cada dispositivo e suas variáveis individualmente. Algumas dessas técnicas de otimização são:

- a) Método de Newton para solução do fluxo de potência;
- b) Algoritmos baseados em programação linear para resolução de despacho de potência reativa;
- c) Técnicas de programação quadrática;
- d) Método de pontos interiores;
- e) Método simplex multiobjetivo.

Na resolução de um problema de otimização, normalmente a estrutura do problema é dividida em uma função objetivo, representando matematicamente as metas a serem otimizadas e um conjunto de restrições, que correspondem as limitações e regras impostas para se atingir as metas estabelecidas. A seguir, são enumerados os principais objetivos e restrições utilizados para otimizar a operação de uma rede de distribuição de energia elétrica. A função objetivo pode ser composta em:

- a) Minimizar o desvio de potência reativa;
- b) Minimizar a diferença de tensão entre barras;
- c) Minimizar os picos de potência na rede;
- d) Manter o fator de potência o mais próximo possível do valor imposto sob norma;
- e) Minimizar as perdas elétricas ao longo da rede.

As restrições podem ser compostas em:

- a) Limites de geração de energia, no caso a rede possuir geração distribuída;
- b) Limite máximo e mínimo do perfil da tensão na rede;
- c) O próprio balanço de energia entre geração e carga.

As duas primeiras restrições, a) e b), são tipicamente restrições de desigualdade, enquanto a última, c), é uma restrição de igualdade.

Segundo Paudyal e Bhattacharya a otimização combinatória aplicada ao problema de VVC é considerada um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM) devido à natureza discreta dos taps dos reguladores de tensão, transformadores OLTCs e estado dos bancos de capacitores, ao passo que as potências geradas, os níveis de tensão e corrente são variáveis de ordem contínua. De fato, os problemas de PNLIM são de difícil solução e um algoritmo exato, mesmo com várias simplificações não é adequado para oferecer soluções de qualidade em tempo hábil.

Em problemas de pequeno e médio porte os algoritmos de otimização clássica são bem eficientes, mas quando o problema passa a ser de grande porte e mais complexo, o tempo para resolver se torna maior, envolvendo um custo computacional maior também. Atualmente essa é a principal motivação para a criação e aperfeiçoamento dos algoritmos de otimização uma vez que todo algoritmo busca a resolução do problema de forma eficaz e rápida.

Neste trabalho utiliza-se a otimização clássica na resolução do VVC, em particular o método desenvolvido é suportado pelo método de pontos interiores apresentado no próximo capítulo.

2.4.3 Métodos baseados em regras determinísticas

De maneira geral os métodos determinísticos geram uma sequência determinística com possíveis soluções em que na maioria das vezes o uso de pelo menos a primeira derivada da função objetivo em relação as variáveis contidas no projeto tornam-se essenciais.

De acordo com Bastos (2004), nestes métodos a função objetivo e as restrições são dadas como funções matemáticas e relações funcionais. Em outras palavras, apresentam uma desvantagem em

comparação com outros métodos de otimização, em que uma solução ótima global necessariamente não é certa quando abrangendo o problema como um todo. Nesses métodos, a solução encontrada é dependente do ponto de partida, assim a solução pode caminhar para um ótimo local, consequentemente não há um bom desempenho com funções multimodais.

No problema de controle de redes, este tipo de método é de fácil implementação e de baixo custo para instalar e operar. Neste método os controladores dos dispositivos monitoram as grandezas elétricas e então disparam os sinais de controle como, por exemplo, mudar o *tap* do regulador de tensão quando a tensão momentânea na rede estiver abaixo de algum valor pré-estabelecido. Em tempo real este tipo de método ainda é aplicado, mas como já mencionado, esse tipo de técnica é eficiente em somente encontrar um ótimo local desconsiderando a coordenação entre dispositivos e a dependência entre o fluxo de potência reativa e tensão. Então em uma eventual emergência acaba dificultando o bom funcionamento do sistema da rede de distribuição.

3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PELO MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES

Uma definição simples e objetiva, o FPO consiste em estender as formulações do fluxo de potência convencional, resolvido pelo método de varredura ou pelo método de Gauss, por exemplo, e transformar sua formulação em um problema de otimização determinando informações sobre algumas variáveis de interesse para obter o valor ótimo de parâmetros ou indicadores (FRANK; REBENNACK, 2016; ZHU, 2015).

Necessariamente, o modelo de otimização deve conter uma função objetivo com os parâmetros a serem otimizados, as restrições de igualdade, resultantes do balanço de potência da rede, e as restrições de desigualdade, que são compostas normalmente pelas componentes, ou variáveis da rede de importância para otimização da função objetivo.

Neste trabalho, em particular, as restrições de desigualdade estão associadas às magnitudes de tensão nas barras da rede de distribuição, às capacidades dos GDs e BCs e à quantidade de comutação dos OLTCs. Estes valores são restringidos em uma faixa limitando os valores máximo e mínimo de acordo com as normas de qualidade de energia impostas pelas agências reguladoras do sistema de energia elétrica.

O modelo de formulação do fluxo de potência ótimo pode ter variações, mas de forma geral contém uma estrutura similar. As variações são dadas, por exemplo, por modelos multiobjectivos, restrições adicionais, variáveis inteiras, dependência temporal etc. (MASSIGNAN; MACHADO; LONDON JR, 2016).

Em uma visão um pouco mais ampla, o FPO tem como vantagem, por exemplo, minimizar perdas nas linhas, modular as tensões dos geradores, controlar o ajuste da potência reativa gerada pelos bancos de capacitores chaveados, otimizar o carregamento de potência em cada ramo, ou barra da rede, atribuir limites de potência de acordo com as impedâncias próprias das linhas e maximizar a alocação dos GDs na rede de distribuição.

O FPO tem grande importância para operação de uma rede de distribuição, mas apresenta uma desvantagem derivada de sua complexidade de programação dependendo da quantidade de variáveis e do tamanho da função objetivo podendo levar a uma lentidão na solução, devido à dificuldade do programa chegar a um ponto de convergência aceitável; e, levando em consideração uma rede trifásica desbalanceada em sistema de grande porte, o fluxo de potência ótimo pode ter dificuldade em chegar nos valores dos parâmetros otimizados.

O FPO possuiu duas estruturas básicas: Classe A e Classe B.

- a) Classe A: o método de otimização começa partindo do fluxo de potência convencional. Este processo é realizado de modo iterativo e, em cada iteração, um fluxo de potência convencional é resolvido integralmente. O jacobiano e outras relações de sensibilidade são usados no processo de otimização;
- b) Classe B: todo o processo é executado ao mesmo tempo e depende das condições exatas de otimalidade em que as relações de fluxo de carga estão associadas às restrições de igualdade. O processo é iterativo e cada solução intermediária aproxima-se da solução do fluxo de potência.

Neste Trabalho, a estrutura de resolução do FPO é do tipo Classe B, pois desenvolvimentos recentes têm favorecido estes métodos na otimização de sistemas de grande porte, principalmente quando as perdas são minimizadas. O modelo de otimização é fundamentado na formulação lagrangeana mais o método de Newton como técnica de solução do problema. A seguir é apresentada a formulação padrão do FPO, como dado por (06).

$$\begin{aligned}
 & \text{minimizar } f(\mathbf{x}) \\
 & \text{Sujeito à (s.a.)} \\
 & \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
 & \mathbf{h}(\mathbf{x}) \geq \mathbf{h}^{\min} \text{ e } \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{h}^{\max}
 \end{aligned} \tag{06}$$

Sendo:

$f(\mathbf{x})$: a função objetivo do problema;

$\mathbf{g}(\mathbf{x})$: conjunto das restrições de igualdade;

$\mathbf{h}(\mathbf{x})$: conjunto das restrições de desigualdade.

Como mencionado no Capítulo 2, diversos métodos podem ser usados na resolução do problema de FPO em sua forma padrão e encontrar uma solução ótima, ou de boa qualidade. Dentre os principais métodos, destacam-se a otimização numérica com base na função lagrangeana, métodos com base em heurísticas e algoritmos de busca como o *Particle Swarm*, entre outros (NOCEDAL; WRIGHT, 2006; SINGH; BRAR; KOTHARI, 2014; MELLOUK, 2015; ZHU, 2015; FRANK; BENNACK, 2016).

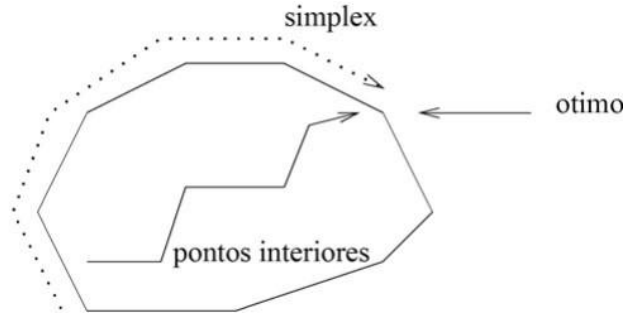
3.1 DESCRIÇÃO DO MÉTODO DE PONTOS INTERIORES.

Segundo Fressato, 2015, na década de 80, foram desenvolvidas muitas pesquisas à procura dos melhores métodos para resolver problemas de otimização. Assim, em (1984) Karmakar propôs o

primeiro método de pontos interiores polinomial, dando início a uma busca por outros métodos mais completos.

O método dos pontos interiores tem como objetivo alcançar a solução ótima reduzindo o valor da função objetivo, de forma a minimizar e manter a busca dentro da região delimitada pelas restrições. Em outras palavras, o método aproxima-se da fronteira do conjunto factível apenas no limite, movendo-se no interior da região de factibilidade e nunca sobre a fronteira, conforme ilustrado na Figura (9).

Figura 9 - Região de busca do método dos pontos interiores comparado com o simplex.



Fonte: FREITAS (2017)

Se comparado a outros métodos como, por exemplo, ao tradicional método simplex, o método de pontos interiores tem uma exigência e um custo computacional um pouco maior. O FPO é formulado como um problema de PNLIM e a utilização do método dos pontos interiores não exige a o processo de tornar as equações do modelo lineares como exigido a aplicação do método simplex. A utilização do método dos pontos interiores é também motivada pelo fato de que em problemas de grande porte o algoritmo torna-se mais confiável e eficiente.

Na determinação da função lagrangeana com base na equação (06), deve-se formular a transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade, como em (07), (08) e (09).

$$h(x) - s_L - h^{min} = 0 \quad (07)$$

$$h(x) + s_U - h^{max} = 0 \quad (08)$$

$$s_L, s_U > 0 \quad (09)$$

Depois, a barreira logarítmica pode ser formulada como em (10).

$$f(x) - \mu \left[\sum_i \ln(s_{L,i}) + \sum_i \ln(s_{U,i}) \right] \quad (10)$$

Em que $\mathbf{s}_L$ e $\mathbf{s}_U$ são os conjuntos das variáveis de folga das restrições de desigualdade. Deste modo, pode-se montar o problema de otimização com a barreira logarítmica integrada mais as restrições de desigualdade, como em (11).

$$\begin{aligned}
& \text{minimizar } f(\mathbf{x}) - \mu \left[\sum_i \ln(s_{L,i}) + \sum_i \ln(s_{U,i}) \right] \\
& \text{s.a.} \\
& \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \\
& \mathbf{h}(\mathbf{x}) \geq \mathbf{h}^{\min} \\
& \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{h}^{\max} \\
& \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U > \mathbf{0}
\end{aligned} \tag{11}$$

Assim, tem-se a função lagrangeana conforme (12).

$$\begin{aligned}
& \mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U) \\
& = f(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{g}(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\pi}_L^T [\mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s}_L - \mathbf{h}^{\min}] - \boldsymbol{\pi}_U^T [\mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}_U - \mathbf{h}^{\max}] \\
& - \mu \left[\sum_i \ln(s_{L,i}) + \sum_i \ln(s_{U,i}) \right]
\end{aligned} \tag{12}$$

Com isso, são aplicadas as condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), resultando no sistema de equações de (13) a (18):

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U) = \nabla_{\mathbf{x}} f(\mathbf{x}) - \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x})^T \boldsymbol{\lambda} - \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x})^T (\boldsymbol{\pi}_L + \boldsymbol{\pi}_U) \tag{13}$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\lambda}} \mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U) = -\mathbf{g}(\mathbf{x}) \tag{14}$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\pi}_L} \mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U) = -[\mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s}_L - \mathbf{h}^{\min}] \tag{15}$$

$$\nabla_{\boldsymbol{\pi}_U} \mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U) = -[\mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s}_U - \mathbf{h}^{\max}] \tag{16}$$

$$\nabla_{\mathbf{s}_L} \mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U) = \mu \mathbf{e} - (\mathbf{I} \mathbf{s}_L) \boldsymbol{\pi}_L \tag{17}$$

$$\nabla_{\mathbf{s}_U} \mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U) = \mu \mathbf{e} + (\mathbf{I} \mathbf{s}_U) \boldsymbol{\pi}_U \tag{18}$$

Uma vez que o sistema de equações é não linear, pode-se usar o método de Newton que lineariza os valores correntes das variáveis do sistema. Em (19), é demonstrado a forma de determinação da matriz dos coeficientes, dada por (20).

$$\mathbf{W}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U) = \nabla^2 \mathcal{L}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U) \tag{19}$$

$$W = \begin{bmatrix} H(x, \lambda, \pi_L, \pi_U, s_L, s_U) & (-J(x))^T & (-\nabla_x h(x))^T & (-\nabla_x h(x))^T & 0 & 0 \\ -J(x) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\nabla_x h(x) & 0 & I & 0 & 0 & 0 \\ -\nabla_x h(x) & 0 & 0 & -I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -Is_L & 0 & -I\pi_L & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Is_U & 0 & I\pi_U \end{bmatrix} \quad (20)$$

Sendo:

$$H(x, \lambda, \pi_L, \pi_U, s_L, s_U) = \nabla_x^2 f(x) - \sum_i \lambda_i \nabla_x^2 g_i(x) - \sum_i (\pi_{L,i} + \pi_{U,i}) \nabla_x^2 h_i(x) \quad (21)$$

Em que:

$H(x, \lambda, \pi_L, \pi_U, s_L, s_U)$: a matriz Hessiana com relação às variáveis de otimização;

$J(x)$: matriz jacobiana relacionada ao fluxo de potência;

I : matriz identidade;

$I\pi_L, I\pi_U, Is_L$ e Is_U : produto da matriz identidade pelo vetor de multiplicadores de Lagrange.

O produto da matriz de coeficientes pelo vetor de incremento de todas as variáveis do problema resulta no negativo do vetor gradiente da função lagrangeana. Desta forma as variáveis de controle do FPO são atualizadas em cada iteração.

3.2 REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DO ALGORITMO DESENVOLVIDO.

O método consiste em solucionar um problema de otimização usando o método dos pontos interiores primal-dual. Na formulação do FPO, a função objetivo (22) consiste em minimizar o desvio de potência ativa das GDs instaladas na rede de distribuição (23) mais a minimização das perdas ativas na rede (24). As restrições de igualdade correspondem ao balanço de potência representado por uma equação biquadrada em cada nó da rede (25). As restrições de desigualdade são os limites superior e inferior das magnitudes de tensão em cada uma das n_b barras da rede (26), os limites de geração de potência dos n_g GDs (27), os limites de capacidades dos n_c BCs (28) e os de comutação de tap dos n_t OLTCs (29). Assim, FPO proposto é formulado com em (22) a (29).

$$\min f(x) = c_1 f_1(x) + c_2 f_2(x) \quad (22)$$

Em que:

$$f_1(x) = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^{n_g} (Pg_i - \overline{Pg_i})^2 \quad (23)$$

$$f_2(x) = \sum_{i=1}^{n_b} \frac{R_i(Pac_i^2 + Qac_i^2)}{V_i^2} \quad (24)$$

s.a.

$$(a_i V_i)^4 + A_i (a_i V_i)^2 + B_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n_b \quad (25)$$

$$\underline{V_i} \leq V_i \leq \overline{V_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n_b \quad (26)$$

$$\underline{Pg_i} \leq Pg_i \leq \overline{Pg_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n_g \quad (27)$$

$$\underline{Qc_i} \leq Qc_i \leq \overline{Qc_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (28)$$

$$\underline{a_i} \leq a_i \leq \overline{a_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n_t \quad (29)$$

Sendo:

$f_1(x)$: desvio de potência ativa gerada pelas GD;

$f_2(x)$: perda ativa na rede;

c_1 : ativa a minimização de $f_1(x)$;

c_2 : ativa a minimização de $f_2(x)$;

Pg_i : potência ativa gerada pelo i-ésimo GD;

$\overline{Pg_i}$: limite máximo de geração do GD;

$\underline{Pg_i}$: limite mínimo de geração do GD;

Qc_i : potência reativa injetada pelo i-ésimo BC;

$\overline{Qc_i}$: limite máximo injeção do BC;

$\underline{Qc_i}$: limite mínimo de injeção do BC;

a_i : número de tap do i-ésimo OLTC;

$\overline{a_i}$: limite máximo de tap do OLTC;

$\underline{a_i}$: limite mínimo de tap do OLTC;

V_i : tensão na i-ésima barra;

$\overline{V_i}$: limite máximo da tensão na rede;

$\underline{V_i}$: limite mínimo da tensão na rede;

A restrição (25) do balanço de potência é decomposta pelas equações de (30) até (37).

$$A_i = 2(Pac_i R_i - Qac_i X_i) - V_{i-1}^2 \quad (30)$$

$$B_i = (Pac_i^2 + Qac_i^2)(R_i^2 + X_i^2) \quad (31)$$

$$Pac_i = P_i + \sum_{j=1}^{n_i} (Pac_j + LP_j) - Pg_i \quad (32)$$

$$Qac_i = Q_i + \sum_{j=1}^{n_i} (Qac_j + LQ_j) - Qc_i \quad (33)$$

$$LP_j = R_j \frac{Pac_j^2 + Qac_j^2}{V_j^2} \quad (34)$$

$$LQ_j = X_j \frac{Pac_j^2 + Qac_j^2}{V_j^2} \quad (35)$$

$$P_i = Pn_i(q_P + q_I(V_i/V_0) + q_Z(V_i/V_0)^2) \quad (36)$$

$$Q_i = Qn_i(q_P + q_I(V_i/V_0) + q_Z(V_i/V_0)^2) \quad (37)$$

Sendo:

V_{i-1} : tensão na barra adjacente à montante;

V_0 : tensão de referência da rede.

R_i : resistência no ramo à montante;

X_i : reatância indutiva no ramo à montante;

Pac_i : potência ativa acumulada na barra i ;

Qac_i : potência reativa acumulada na barra i ;

LP_j : perda de potência ativa nos n_i ramos adjacentes à jusante da barra i ;

LQ_j : perda de potência reativa nos n_i ramos adjacentes à jusante da barra i ;

Pn_i : potência ativa nominal consumida na i -ésima barra;

Qn_i : potência reativa nominal consumida na i -ésima barra;

q_P, q_I e q_Z : coeficientes do modelo ZIP da carga, representando a porcentagem da carga à potência, corrente e impedância constante, respectivamente;

Daí, pode-se construir a equação lagrangeana. Em (13), verifica-se que o gradiente da função lagrangeana com relação às variáveis de otimização possui uma parcela dada pela primeira derivada da função objetivo $\nabla_x f(x)$. Similarmente para a determinação da matriz Hessiana. Dessa forma, inicialmente são determinadas as derivadas parciais, de primeira e segunda ordem, de $f_1(x)$ e $f_2(x)$. As derivadas de primeira ordem são dadas de (38) a (43).

$$\frac{\partial f_1(x)}{\partial Pg_i} = \rho(Pg_i - \overline{Pg_i}) \quad (38)$$

$$\frac{\partial f_1(x)}{\partial Qc_i} = \frac{\partial f_1(x)}{\partial V_i} = \frac{\partial f_1(x)}{\partial a_i} = 0 \quad (39)$$

$$\frac{\partial f_2(x)}{\partial V_i} = -2R_i \frac{Pac_i^2 + Qac_i^2}{V_i^3} + 2 \frac{R_i}{V_i^2} \left(\frac{q_I}{V_0} + \frac{2q_Z V_i}{V_0^2} \right) (Pn_i Pac_i + Qn_i Qac_i) \quad (40)$$

$$\frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial P g_i} = -2R_i \frac{P a c_i}{V_i^2} \quad (41)$$

$$\frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial Q c_i} = -2R_i \frac{Q a c_i}{V_i^2} \quad (42)$$

$$\frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial a_i} = 0 \quad (43)$$

As derivadas de segunda ordem são dadas de (44) a (48).

$$\frac{\partial^2 f_1(\mathbf{x})}{\partial P g_i^2} = \rho \quad (44)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial V_i^2} = 2 \frac{R_i}{V_i^2} & \left[3 \frac{P a c_i^2 + Q a c_i^2}{V_i^2} - \left(\frac{4q_l}{V_i V_0} + \frac{6q_z V_i}{V_0^2} \right) (P n_i P a c_i + Q n_i Q a c_i) \right. \\ & \left. + \left(\frac{q_l}{V_0} + \frac{2q_z V_i}{V_0^2} \right)^2 (P n_i^2 + Q n_i^2) \right] \end{aligned} \quad (45)$$

$$\frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial V_i \partial P g_i} = \frac{4R_i P a c_i}{V_i^3} - \frac{2R_i}{V_i^2} \left(\frac{q_l}{V_0} + \frac{2q_z V_i}{V_0^2} \right) P n_i \quad (46)$$

$$\frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial V_i \partial Q c_i} = \frac{4R_i Q a c_i}{V_i^3} - \frac{2R_i}{V_i^2} \left(\frac{q_l}{V_0} + \frac{2q_z V_i}{V_0^2} \right) Q n_i \quad (47)$$

$$\frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial P g_i^2} = \frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial Q c_i^2} = 2 \frac{R_i}{V_i^2} \quad (48)$$

O vetor gradiente da função lagrangeana é obtido por sua derivação em relação a todas as variáveis do problema. As expressões (49), (50) e (51) contém as derivadas da função lagrangeana em relação aos dispositivos usados no VVC que são, respectivamente, os GDs, BCs e OLTCs.

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P g_i} = c_1 \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial P g_i} + c_2 \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial P g_i} + \lambda_i \left(2R_i V_i^2 + 2P a c_i (R_i^2 + X_i^2) \right) - \pi_{gL,i} - \pi_{gU,i} \quad (49)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial Q c_i} = c_2 \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial Q c_i} + \lambda_i \left(2X_i V_i^2 + 2Q a c_i (R_i^2 + X_i^2) \right) - \pi_{cL,i} - \pi_{cU,i} \quad (50)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial a_i} = c_2 \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial a_i} - \lambda_i (4a_i^3 V_i^4 + 2A_i a_i V_i^2) + 2 \left(\sum_{j=1}^{n_i} \lambda_j V_j^2 \right) a_i V_i^2 - \pi_{tL,i} - \pi_{tU,i} \quad (51)$$

A equação (52) contém a derivada da função lagrangeana em relação à tensão por barra ($a_i = 1$).

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial V_i} = c_2 \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial V_i} - \lambda_i \left(4V_i^3 + 2A_i V_i + V_i^2 \frac{\partial A_i}{\partial V_i} + \frac{\partial B_i}{\partial V_i} \right) + 2 \left(\sum_{j=1}^{n_i} \lambda_j V_j^2 \right) V_i - \pi_{vL,i} - \pi_{vU,i} \quad (52)$$

Sendo:

$$\frac{\partial A_i}{\partial V_i} = 2(R_i P n_i + X_i Q n_i) \left(\frac{q_I}{V_0} + \frac{2q_Z V_i}{V_0^2} \right) \quad (53)$$

$$\frac{\partial B_i}{\partial V_i} = 2(P a c_i P n_i + Q a c_i Q n_i) \left(\frac{q_I}{V_0} + \frac{2q_Z V_i}{V_0^2} \right) (R_i^2 + X_i^2) \quad (54)$$

Da mesma forma, derivada em relação aos multiplicadores de Lagrange λ_i associados às restrições de igualdade é dado por (55).

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda_i} = -(a_i V_i)^4 - A_i (a_i V_i)^2 - B_i \quad (55)$$

Derivadas em relação aos multiplicadores de Lagrange π_i associados às restrições de desigualdade, são dadas por (56).

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \pi_i} = \begin{cases} -V_i + \frac{V_i}{\overline{V_i}} + s_{vL,i} & \text{se } \pi_i = \pi_{vL,i} \\ -V_i + \frac{V_i}{\overline{V_i}} - s_{vU,i} & \text{se } \pi_i = \pi_{vU,i} \\ -P g_i + \frac{P g_i}{\overline{P g_i}} + s_{gL,i} & \text{se } \pi_i = \pi_{gL,i} \\ -P g_i + \frac{P g_i}{\overline{P g_i}} - s_{gU,i} & \text{se } \pi_i = \pi_{gU,i} \\ -Q c_i + \frac{Q c_i}{\overline{Q c_i}} + s_{cL,i} & \text{se } \pi_i = \pi_{cL,i} \\ -Q c_i + \frac{Q c_i}{\overline{Q c_i}} - s_{cU,i} & \text{se } \pi_i = \pi_{cU,i} \\ -a_i + \frac{a_i}{\overline{a_i}} + s_{tL,i} & \text{se } \pi_i = \pi_{tL,i} \\ -a_i + \frac{a_i}{\overline{a_i}} - s_{tU,i} & \text{se } \pi_i = \pi_{tU,i} \end{cases} \quad (56)$$

Agora, as derivadas da função lagrangeana em relação às variáveis de folga s_i são dadas por (57).

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial s_i} = \begin{cases} \mu - s_{vL,i} \pi_{vL,i} & \text{se } s_i = s_{vL,i} \\ \mu + s_{vU,i} \pi_{vU,i} & \text{se } s_i = s_{vU,i} \\ \mu - s_{gL,i} \pi_{gL,i} & \text{se } s_i = s_{gL,i} \\ \mu + s_{gU,i} \pi_{gU,i} & \text{se } s_i = s_{gU,i} \\ \mu - s_{cL,i} \pi_{cL,i} & \text{se } s_i = s_{cL,i} \\ \mu + s_{cU,i} \pi_{cU,i} & \text{se } s_i = s_{cU,i} \\ \mu - s_{tL,i} \pi_{tL,i} & \text{se } s_i = s_{tL,i} \\ \mu + s_{tU,i} \pi_{tU,i} & \text{se } s_i = s_{tU,i} \end{cases} \quad (57)$$

Em (20), verifica-se que a matriz de coeficientes $\mathbf{W}$ é obtida com a justaposição da matriz Hessiana, essa determinada pelas derivadas parciais de segunda da função lagrangeana em relação às variáveis de otimização. As expressões (58), (59) e (60) contém as derivadas de segunda ordem da função lagrangeana em relação aos dispositivos usados no VVC que são, respectivamente, os GDs, BCs e OLTCs.

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial P g_i^2} = c_1 \frac{\partial^2 f_1(\mathbf{x})}{\partial P g_i^2} + c_2 \frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial P g_i^2} - 2\lambda_i(R_i^2 + X_i^2) \quad (58)$$

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial Q c_i^2} = c_2 \frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial Q c_i^2} - 2\lambda_i(R_i^2 + X_i^2) \quad (59)$$

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial a_i^2} = c_2 \frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial a_i^2} - \lambda_i(12a_i^2 V_i^4 + 2A_i V_i^2) + 2\left(\sum_{j=1}^{n_i} \lambda_j V_j^2\right) V_i^2 \quad (60)$$

A equação (61) contém a derivada de segunda ordem da função lagrangeana em relação à tensão por barra ($a_i = 1$).

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial V_i^2} = c_2 \frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial V_i^2} - \lambda_i \left(12V_i^2 + 2A_i + 4V_i \frac{\partial A_i}{\partial V_i} + V_i^2 \frac{\partial^2 A_i}{\partial V_i^2} + \frac{\partial^2 B_i}{\partial V_i^2} \right) + 2\left(\sum_{j=1}^{n_i} \lambda_j V_j^2\right) \quad (61)$$

Sendo:

$$\frac{\partial^2 A_i}{\partial V_i^2} = \frac{4q_z}{V_0^2} (R_i P n_i + X_i Q n_i) \quad (62)$$

$$\frac{\partial^2 B_i}{\partial V_i^2} = \left[2(P n_i^2 + Q n_i^2) \left(\frac{q_l}{V_0} + \frac{2q_z V_i}{V_0^2} \right) + \frac{4q_z}{V_0^2} (P a c_i P n_i + Q a c_i Q n_i) \right] (R_i^2 + X_i^2) \quad (63)$$

Da simetria da matriz hessiana, a partir de (52) pode-se obter as expressões (64), (65) e (66) com as derivadas de segunda ordem da função lagrangeana em relação à tensão e aos parâmetros dos dispositivos usados no VVC que são, respectivamente, os GDs, BCs e OLTCs.

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial V_i \partial P g_i} = c_2 \frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial V_i \partial P g_i} + 2\lambda_i \left[2R_i V_i + P n_i \left(\frac{q_l}{V_0} + \frac{2q_z V_i}{V_0^2} \right) (R_i^2 + X_i^2) \right] \quad (64)$$

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial V_i \partial Q c_i} = c_2 \frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial V_i \partial Q c_i} + 2\lambda_i \left[2R_i V_i + Q n_i \left(\frac{q_l}{V_0} + \frac{2q_z V_i}{V_0^2} \right) (R_i^2 + X_i^2) \right] \quad (65)$$

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial V_i \partial a_i} = c_2 \frac{\partial^2 f_2(\mathbf{x})}{\partial V_i \partial a_i} - \lambda_i(16a_i^3 V_i^3 + 4A_i a_i V_i) + 4\left(\sum_{j=1}^{n_i} \lambda_j V_j^2\right) a_i V_i \quad (66)$$

Analogamente, as derivadas de segunda ordem em relação aos multiplicadores de Lagrange λ_i associados às restrições de igualdade são dadas de (67) a (70).

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial \lambda_i \partial V_i} = -4V_i^3 - 2A_i V_i - V_i^2 \frac{\partial A_i}{\partial V_i} - \frac{\partial B_i}{\partial V_i} \quad (67)$$

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial \lambda_i \partial P g_i} = 2R_i V_i^2 + 2P a c_i (R_i^2 + X_i^2) \quad (68)$$

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial \lambda_i \partial Q c_i} = 2X_i V_i^2 + 2Q a c_i (R_i^2 + X_i^2) \quad (69)$$

$$\frac{\partial^2 \mathcal{L}}{\partial \lambda_i \partial a_i} = -4a_i^3 V_i^4 - 2A_i a_i V_i^2 \quad (70)$$

Após construída a matriz de coeficientes linear, pode-se obter o valor incremental das variáveis do problema através da solução de (71).

$$\Delta \mathbf{y}(\Delta \mathbf{x}, \Delta \boldsymbol{\lambda}, \Delta \boldsymbol{\pi}_L, \Delta \boldsymbol{\pi}_U, \Delta \mathbf{s}_L, \Delta \mathbf{s}_U) = -\mathbf{W}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\pi}_L, \boldsymbol{\pi}_U, \mathbf{s}_L, \mathbf{s}_U)^{-1} \nabla \mathcal{L}(\nabla_{\mathbf{x}}, \nabla_{\boldsymbol{\lambda}}, \nabla_{\boldsymbol{\pi}_L}, \nabla_{\boldsymbol{\pi}_U}, \nabla_{\mathbf{s}_L}, \nabla_{\mathbf{s}_U}) \quad (71)$$

A atualização das variáveis é realizada com o vetor $\Delta \mathbf{y}$ e para evitar a negatividade dessas variáveis os passos primal e dual são obtidos por (72) e (73) de acordo com Araujo, 2005.

$$a_p = \min \left[\min_{\Delta s_{L,i} < 0} \frac{s_{L,i}}{|\Delta s_{L,i}|}, \min_{\Delta s_{U,i} < 0} \frac{s_{U,i}}{|\Delta s_{U,i}|}, 1, 0 \right] \quad \forall s_{L,i} \in \mathbf{s}_L \text{ e } \forall s_{U,i} \in \mathbf{s}_U \quad (72)$$

$$a_d = \min \left[\min_{\Delta \pi_{L,i} < 0} \frac{\pi_{L,i}}{|\Delta \pi_{L,i}|}, \min_{\Delta \pi_{U,i} < 0} \frac{\pi_{U,i}}{|\Delta \pi_{U,i}|}, 1, 0 \right] \quad \forall \pi_{L,i} \in \boldsymbol{\pi}_L \text{ e } \forall \pi_{U,i} \in \boldsymbol{\pi}_U \quad (73)$$

Segue as expressões para atualizar as variáveis.

$$P g_i^{k+1} = P g_i^k + \sigma a_p \Delta P g_i^k, \quad i = 1, 2, \dots, n_g \quad (74)$$

$$Q c_i^{k+1} = Q c_i^k + \sigma a_p \Delta Q c_i^k, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad (75)$$

$$a_i^{k+1} = a_i^k + \sigma a_p \Delta a_i^k, \quad i = 1, 2, \dots, n_t \quad (76)$$

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \sigma a_p \Delta V_i^k, \quad i = 1, 2, \dots, n_b \quad (77)$$

$$\lambda_i^{k+1} = \lambda_i^k + \sigma a_d \Delta \lambda_i^k, \quad i = 1, 2, \dots, n_b \quad (78)$$

$$s_i^{k+1} = s_i^k + \sigma a_p \Delta s_i^k, \quad \forall s_i \in \mathbf{s}_{L,i} \cup \mathbf{s}_{U,i} \text{ e } i = 1, 2, \dots, n_b \quad (79)$$

$$\pi_i^{k+1} = \pi_i^k + \sigma a_d \Delta \pi_i^k, \quad \forall \pi_i \in \boldsymbol{\pi}_{L,i} \cup \boldsymbol{\pi}_{U,i} \text{ e } i = 1, 2, \dots, n_b \quad (80)$$

No caso $\sigma = 0,9995$ é constante garantindo que as variáveis s_i e π_i não venham a anularem-se, o que tornaria a matriz de coeficientes singular impossibilitando a obtenção de sua matriz inversa.

O valor do parâmetro de barreira μ é atualizado pela expressão (81):

$$\mu = \frac{-s_U^T \pi_U + s_L^T \pi_L}{2l\beta} \quad (81)$$

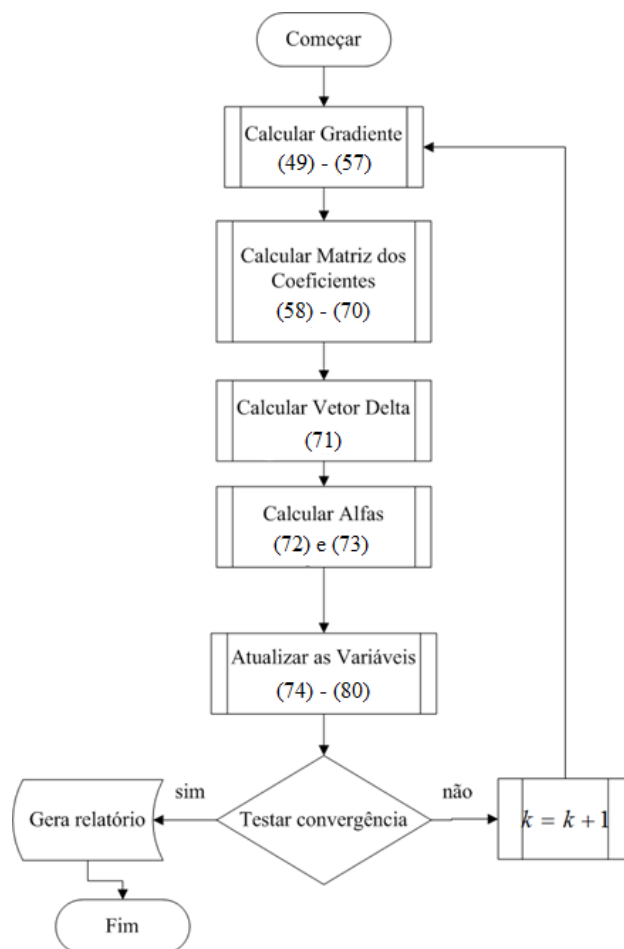
Em que:

l : a quantidade de restrições de desigualdade;

β : é constante na expressão e fixado em 10.

Assim, na Figura 10, é demonstrado o fluxograma do algoritmo.

Figura 10 - Fluxograma do método dos pontos interiores primal-dual.



Fonte: Própria do Autor

O teste de convergência é realizado a partir da comparação da norma infinita do vetor gradiente $\|\nabla \mathcal{L}\|_\infty$ e do parâmetro barreira μ com suas respectivas tolerâncias. Se o critério de convergência é satisfeito, o processo é encerrado.

3.3 INICIALIZAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

3.3.1 Partida plana

Nesta estratégia, também conhecida como *Flat Start*, as variáveis de controle são iniciadas conforme (82).

$$V_i^0 = \frac{\overline{V}_i + \underline{V}_i}{2} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (82)$$

A inicialização das variáveis associadas aos dispositivos de VVC, tais como GDs, BCs e OLTCs, são dadas em (83), (84) e (85).

$$Pg_i^0 = \frac{\overline{Pg}_i + \underline{Pg}_i}{2} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (83)$$

$$Qc_i^0 = \frac{\overline{Qc}_i + \underline{Qc}_i}{2} \quad i = 1, \dots, n_c \quad (84)$$

$$a_i^0 = \frac{\overline{a}_i + \underline{a}_i}{2} \quad i = 1, \dots, n_t \quad (85)$$

Os multiplicadores de Lagrange, associados às restrições de igualdade do balanço de potência, são iniciados através de (86).

$$\lambda_i^0 = 1 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (86)$$

As variáveis de folga, utilizadas para transformas as restrições de desigualdade em restrições de igualdade, são inicializadas por (87) – (86).

$$s_{vL,i}^0 = V_i^0 - \underline{V}_i \quad i = 1, \dots, n_b \quad (87)$$

$$s_{vU,i}^0 = \overline{V}_i - V_i^0 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (88)$$

$$s_{gL,i}^0 = Pg_i^0 - \underline{Pg}_i \quad i = 1, \dots, n_g \quad (89)$$

$$s_{gU,i}^0 = \overline{Pg_i} - Pg_i^0 \quad i = 1, \dots, n_g \quad (90)$$

$$s_{cL,i}^0 = Qc_i^0 - \underline{Qc_i} \quad i = 1, \dots, n_c \quad (91)$$

$$s_{cU,i}^0 = \overline{Qc_i} - Qc_i^0 \quad i = 1, \dots, n_c \quad (92)$$

$$s_{tL,i}^0 = a_i^0 - \underline{a_i} \quad i = 1, \dots, n_t \quad (93)$$

$$s_{tU,i}^0 = \overline{a_i} - a_i^0 \quad i = 1, \dots, n_t \quad (94)$$

Conhecendo o valor das variáveis de folga mais o valor inicial do parâmetro de barreira μ^0 ($\mu^0 > 0$), as variáveis duais, relativas às restrições de desigualdade, são calculadas como em (95) – (102).

$$\pi_{vL,i}^0 = \mu^0 s_{vL,i}^0 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (95)$$

$$\pi_{vU,i}^0 = -\mu^0 s_{vU,i}^0 \quad i = 1, \dots, n_b \quad (96)$$

$$\pi_{gL,i}^0 = \mu^0 s_{gL,i}^0 \quad i = 1, \dots, n_g \quad (97)$$

$$\pi_{gU,i}^0 = -\mu^0 s_{gU,i}^0 \quad i = 1, \dots, n_g \quad (98)$$

$$\pi_{cL,i}^0 = \mu^0 s_{cL,i}^0 \quad i = 1, \dots, n_c \quad (99)$$

$$\pi_{cU,i}^0 = -\mu^0 s_{cU,i}^0 \quad i = 1, \dots, n_c \quad (100)$$

$$\pi_{tL,i}^0 = \mu^0 s_{tL,i}^0 \quad i = 1, \dots, n_t \quad (101)$$

$$\pi_{tU,i}^0 = -\mu^0 s_{tU,i}^0 \quad i = 1, \dots, n_t \quad (102)$$

3.3.2 Partida via solução do fluxo de potência

Nesta estratégia, as variáveis de otimização (V_i) podem ser inicializadas a partir da solução de um fluxo de potência convencional. Esta estimativa inicial pode conter variáveis muito próximas aos limites das restrições de desigualdade, facilitando a convergência do processo de otimização. Desta forma, as condições em (103) são impostas a estas variáveis.

$$V_i^0 = \begin{cases} (\overline{V_i} + \underline{V_i})/2, & \text{se } V_i^{FP} \leq \underline{V_i} \text{ ou } V_i^{FP} \geq \overline{V_i} \\ V_i^{FP}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad i = 1, \dots, n_b \quad (103)$$

As demais variáveis envolvidas no problema de otimização são obtidas conforme os equacionamentos mostrados na seção 3.3.1.

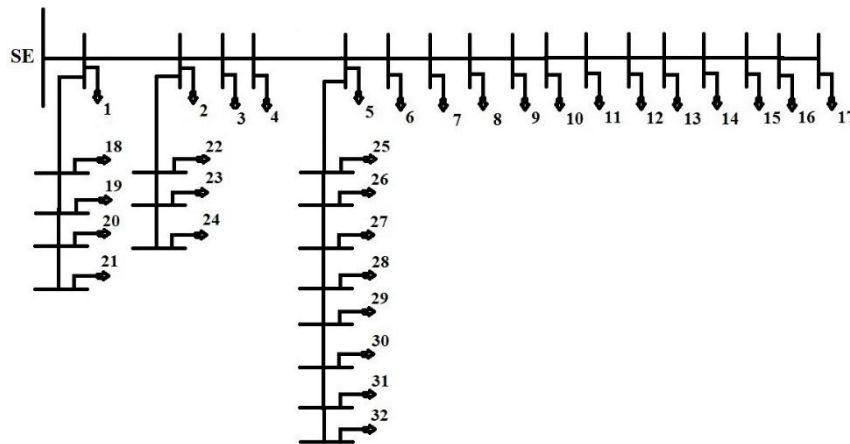
4 RESULTADOS

Inicialmente, são demonstradas as simulações realizadas com o FPO resolvido usando um sistema teste pequeno de 33 barras. Esse método é implementado em linguagem de programação C#. Depois, o método de resolução é aplicado em uma rede de distribuição maior de 135 barras para verificar o despacho dos valores de parâmetros para os dispositivos de VVC. A resolução do fluxo de potência ótimo na rede permite verificar a eficiência do algoritmo proposto, sua robustez e definir as melhores condições de partida do algoritmo. Em todos os testes realizados o algoritmo converge quando $\|\nabla \mathcal{L}\|_{\infty} \leq 10^{-3}$ e $\mu \leq 10^{-5}$. As simulações são realizadas utilizando um sistema computacional da Intel® Core™ i5 5200U CPU @ 2.20GHz com 4 núcleos mais 4 processadores lógicos.

4.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos usando o alimentador com 33 barras, em que foram realizados diferentes testes para verificar a eficiência e a capacidade do algoritmo em resolver o fluxo de potência ótimo. A rede de 33 barras tem topologia conforme a Figura 11 e seus dados podem ser obtidos em (BARAN; WU, 1989). As cargas são modeladas como potência constante, ou seja $q_P = 1,0$ e $q_I = q_Z = 0,0$.

Figura 11 - Rede de distribuição de 33 barras.



Fonte: Próprio Autor.

Os resultados do primeiro teste são apresentados na Tabela 2 e na Tabela 3. Neste teste é efetuada uma variação do parâmetro de barreira e uma comparação da partida plana e a partir do fluxo de potência convencional. A função objetivo utilizada minimiza o desvio de potência ativa, ou seja $c_1 = 1$ e $c_2 = 0$. Para obter os resultados, conforme apresentado na Tabelas 2, são utilizados os seguintes parâmetros:

- GD na barra #28;
- A tensão mínima admissível por unidade (*pu*):0,95
- A tensão máxima admissível por unidade (*pu*): 1,05
- Potência máxima gerada pelo GD: 3,9MW;
- Partida Plana;
- Número máximo de 200 iterações.

Tabela 2 – Teste com partida plana usando a rede de 33 barras.

	$\mu^0 = 1,00$	$\mu^0 = 0,10$	$\mu^0 = 0,01$
Despacho de Potência Ativa	3,89 MW	3,89 MW	3,89 MW
Parâmetro de Barreira μ	$3,6530 \times 10^{-21}$	$7,3541 \times 10^{-22}$	$3,6832 \times 10^{-22}$
Norma Infinita do Vetor Gradiente	$3,6701 \times 10^{-4}$	$2,5066 \times 10^{-4}$	$2,4708 \times 10^{-4}$
Quantidade de Iterações	26	23	22

Fonte: Própria do Autor.

Conforme os resultados na Tabela 2, o teste com a partida plana apresentou uma boa convergência, o limite de iterações não foi atingido em nenhum dos testes. Como o objetivo foi variar o valor inicial do parâmetro de barreira para verificar a melhor condição de partida, constatou-se uma pequena diferença quanto ao desempenho do algoritmo. Quanto menor o valor do parâmetro de barreira inicial, menor é o número de iterações necessárias para o algoritmo convergir. No geral, o melhor desempenho do algoritmo é observado quando o valor inicial do parâmetro de barreira é igual à 0,01. Com relação a potência ativa despachada, o valor é praticamente o mesmo nos 3 testes e estão bastante próximos a potência máxima de geração pois nenhuma a magnitude de tensão não é excedida em nenhuma barra da rede.

Para obter os resultados considerando a partida a partir do fluxo de potência convencional, conforme apresentado na Tabelas 3, são utilizados os seguintes parâmetros:

- GD acoplado na barra #28;
- A tensão máxima admissível por unidade (*pu*): 1,05;
- Potência máxima gerada pelo GD: 3,9MW;
- Partida a partir do fluxo de potência;
- Número máximo de 200 iterações.

Tabela 3 - Teste com partida a partir do fluxo de potência usando o sistema de 33 barras.

	$\mu^0 = 1,00$	$\mu^0 = 0,10$	$\mu^0 = 0,01$
Despacho de Potência Ativa	3,89 MW	3,89 MW	3,89MW
Parâmetro de Barreira μ	$1,2335 \times 10^{-20}$	$3,8967 \times 10^{-22}$	$2,6779 \times 10^{-21}$
Norma Infinita do Vetor Gradiente	$9,3949 \times 10^{-4}$	$1,3552 \times 10^{-4}$	$1,0793 \times 10^{-4}$
Quantidade de Iterações	25	23	21

Fonte: Própria do Autor.

Conforme os resultados na Tabela 3, para o teste a partir do fluxo de potência, demonstra-se uma pequena redução na quantidade de iterações acompanhado de uma redução no valor da norma infinita do vetor gradiente, se comparado com o teste por partida plana. Novamente, é verificado que menor é a quantidade de interações necessárias para a convergência, quanto menor o valor inicial do parâmetro de barreira. Em geral, o algoritmo apresenta melhor convergência quando é utilizado a partida através do fluxo de potência e valor inicial do parâmetro de barreira igual à 0,01. Dessa forma, o FPO deve convergir mais facilmente pois o ponto inicial está mais próximo da solução de convergência.

Nos próximos quatro testes são avaliadas as respostas do algoritmo considerando a operação dos dispositivos de VVC na rede de distribuição: no primeiro, há a locação de geração na barra #6; no segundo, apenas um banco de capacitores conectado na barra #5; no terceiro teste, somente um OLTC conectado na barra #1. Após esses três testes, é efetuado um quarto teste com os três dispositivos de VVC alocados simultaneamente na rede. Nestes testes, a função objetivo faz a minimização das perdas ativas na rede de distribuição, ou seja $c_1 = 0$ e $c_2 = 1$.

Para obter os resultados, conforme apresentado na Tabelas 4, são utilizados os seguintes parâmetros:

a) Teste 1:

- GD acoplado na barra #6;
- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Potência máxima gerada pelo GD: 3,9MW;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Número máximo de 200 iterações.

b) Teste 2:

- Banco de capacitor acoplado na barra #5;

- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Potência reativa máxima $2MVar$;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Número máximo de 200 iterações.

c) Teste 3:

- OLTC acoplado na barra #1;
- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Tap mínimo em 0,95 e Tap máximo em 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Número máximo de 200 iterações.

d) Teste 4:

- GD acoplado na barra #6;
- Banco de capacitor acoplado na barra #5;
- OLTC acoplado na barra #1;
- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Potência máxima gerada pelo GD: $3,9MW$;
- Potência reativa máxima $2MVar$;
- Tap mínimo em 0,95 e Tap máximo em 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Número máximo de 200 iterações.

A rede de 33 barras possui um total de perdas ativas de 208,08 kW e, conforme a Tabela 4 demonstra, houve convergência do algoritmo com redução das perdas ativas em todos os testes realizados. Comparando os Testes 1 e 2, a redução das perdas é maior com o despacho de potência ativa do GD, 33,36%, enquanto no despacho da potência reativa do BC a redução atinge 22,93 %. Embora o despacho do tap do OLTC não injete potência na rede, a magnitude de tensão pode ser modificada. No Teste 3, a solução encontrada pelo algoritmo ajusta o tap do OLTC no seu limite máximo contribuindo com uma redução das perdas em 10,58%.

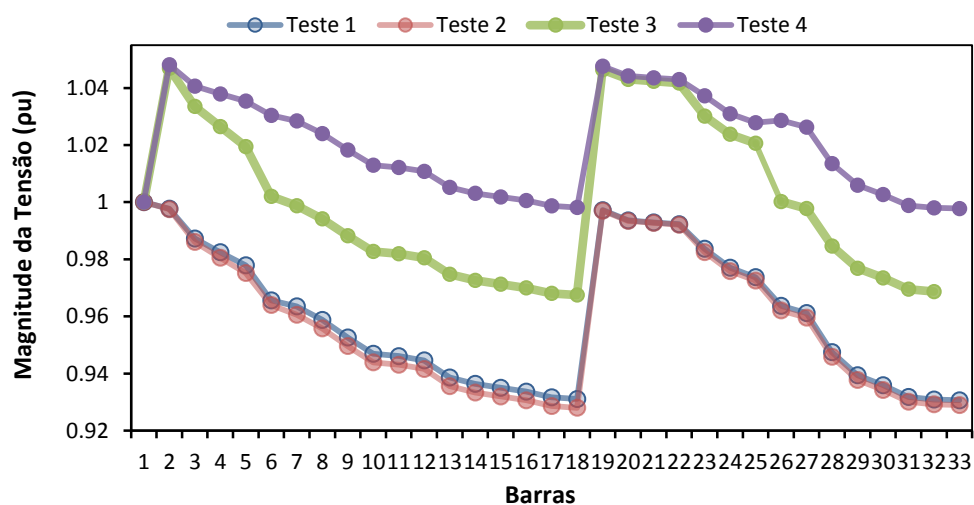
Tabela 4 - Testes comparativos com a rede de 33 barras.

	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4
Despacho de Potência Ativa	1,09 MW	-	-	1,09 MW
Despacho de Potência Reativa	-	1,52MVar	-	1,51MVar
Ajuste de TAP do OLTC	-	-	1,05	1,05
Máxima Magnitude da Tensão	1,0000	1,0000	1,0469	1,0481
Mínima Magnitude da Tensão	0,9306	0,9280	0,9675	0,9977
Parâmetro de Barreira μ	$1,2581 \times 10^{-22}$	$3,4461 \times 10^{-23}$	$1,4178 \times 10^{-21}$	$2,5688 \times 10^{-22}$
Norma Infinita do Vetor Gradiente	$4,7410 \times 10^{-05}$	$1,2767 \times 10^{-04}$	$2,1843 \times 10^{-04}$	$5,7384 \times 10^{-04}$
Quantidade de Iterações	31	30	22	33
Perdas Ativas	138,6505 kW	160,3689 kW	186,0741 kW	85,1474 kW
Perdas Reativas	88,3192 kVar	105,8712 kVar	121,1736 kVar	54,9847 kVar

Fonte: Própria do Autor.

No Teste 4, a redução é máxima atingindo 59,08% quando os três dispositivos de VVC possuem seus parâmetros ajustados pelo FPO. Nos Testes 3 e 4, com OLTC, a magnitude de tensão nas barras da rede é elevada para próximo do limite superior de tensão. No Teste 4, em particular a mínima magnitude de tensão na rede é 0,9977 pu, representando um ponto de operação de baixa segurança, pois uma diminuição no carregamento da rede pode fazer algumas barras operarem na faixa precário de tensão.

Figura 12 – Comparação do perfil de tensão na rede de 33 barras.



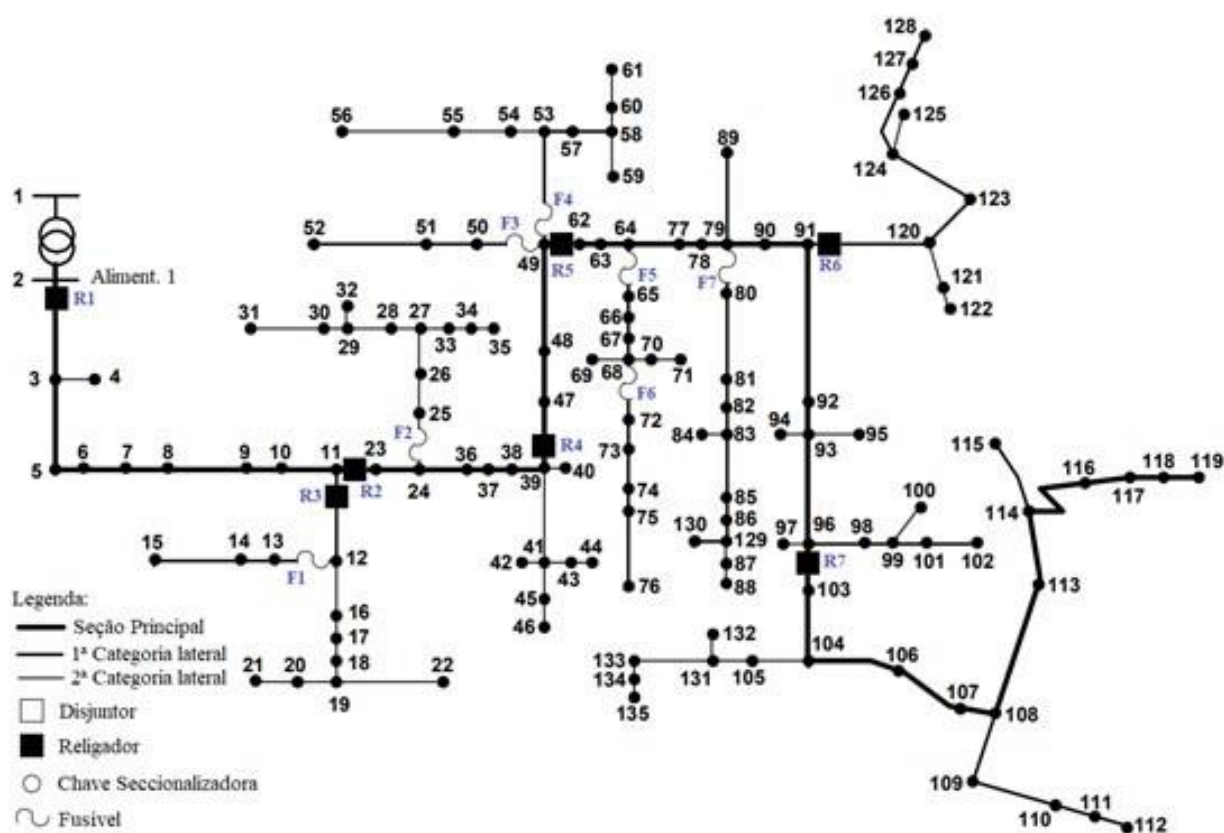
Fonte: Própria do Autor.

Na Figura 12 é demonstrado o comportamento da tensão ao longo da rede. Nos Testes 1 e 2, as magnitudes de tensão são bem próximas e estão todas acima de 0,90 pu, que é o limite inferior para tensão. No Teste 3, apesar da alocação do OLTC, a maioria das barras na rede possui magnitude de tensão abaixo de 1,00 pu, com valor mínimo de 0,96 pu. Por outro lado, no Teste 4 com o ajuste de todos os dispositivos de VVC, a grande maioria das barras possuem magnitude de tensão acima de 1,00 pu, pois a perda ativa por linha é inversamente proporcional ao quadrado da magnitude de tensão.

4.2. REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 135 BARRAS

Os próximos testes são realizados utilizando a rede de 135 barra. A topologia de rede é apresentada na Figura 13 e seus dados são disponibilizados em (LAPSEE, 2018). O carregamento original da rede representando a demanda de potência em cada barra é denominado de normal. Dessa forma, o algoritmo de FPO é utilizado para determinar os parâmetros de ajuste dos dispositivos de VVC em diferentes condições de carregamento da rede. A dimensão aumentada da rede permite a alocação de múltiplas unidades de geração em diferentes localidades. Verifica-se também o comportamento da rede quando a demanda de potência nas barras vem do modelo ZIP de carga.

Figura 13 – Topologia da rede de distribuição de 135 barras.



Fonte: LAPSEE, 2018

Neste conjunto de testes, as cargas estão modeladas como potência constante, ou seja $q_p = 1,0$ e $q_l = q_z = 0,0$. São assumidos três níveis de carregamento da rede: carga pesado (carregamento normal x 2,25), carga moderada (carregamento normal x 1,5) e carga leve (carregamento normal x 0,5). O ajuste dos parâmetros dos dispositivos de VVC é obtido minimizando as perdas ativas na rede de distribuição, ou seja $c_1 = 0$ e $c_2 = 1$.

Para obter os resultados, conforme apresentados na Tabela 5, são utilizados os seguintes parâmetros de inicialização ao algoritmo de FPO:

- GD acoplado na barra #39;
- GD com capacidade de geração em 3,9 MW;
- Banco de capacitor com 1,2 MVar de potência reativa máxima;
- OLCT com tap mínimo de 0,95 e máximo de 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Número máximo de 200 iterações.

Tabela 5 - Teste com a rede de 135 barras para diferentes carregamentos.

	Carga Pesada	Carga Moderada	Carga Leve
Despacho de Potência Ativa	3,35 MW	2,23 MW	0,74 MW
Despacho de Potência Reativa	1,2 MVar	1,14 MVar	0,37 MVar
Ajuste de Tap do OLTC	1,05	1,05	1,05
Máxima Magnitude da Tensão	1,0423	1,0466	1,0415
Mínima Magnitude da Tensão	1,0236	1,0358	1,0215
Parametro de Barreira μ	$8,3810 \times 10^{-46}$	$5,1393 \times 10^{-46}$	$2,1359 \times 10^{-41}$
Norma Infinita do Vetor Gradiente	$4,2966 \times 10^{-4}$	$3,4408 \times 10^{-4}$	$1,0035 \times 10^{-4}$
Quantidade de Iterações	45	52	46
Perdas Ativas	25,5712 kW	9,8763 kW	1,0835 kW
Perdas Reativas	48,4973 kVar	18,7644 kVar	2,0585 kVar

Fonte: Própria do Autor.

As perdas ativas na rede são 174,89 kW, 74,76 kW e 7,92 kW, respectivamente, para os casos de carregamento pesado, moderado e leve. Os resultados na Tabela 5 demonstram que o algoritmo

conseguiu convergir para os três casos de carregamento da rede. A redução na perda ativa da rede obtida a partir do ajuste dos dispositivos de VVC é de 85,38% para o carregamento pesado, de 86,79 % para o carregamento moderado e de 86,33 % para o carregamento leve. De certa forma, a redução das perdas é próxima de 86 % independentemente do carregamento, desde os dispositivos de VVC tenham capacidades disponíveis para serem despachados.

No conjunto seguinte de quatro testes, pode-se verificar o comportamento o comportamento do algoritmo de cálculo do FPO em uma rede com cinco unidades de geração dispersa. O carregamento utilizado é o pesado e a unidade de geração concentrada atua sem a contribuição do BC e OLTS, diferenciando o resultado daquele presente na Tabela 5. O problema é resolvido com o objetivo de minimizar as perdas na rede.

Para obter os resultados são utilizados os seguintes parâmetros de inicialização do algoritmo de cálculo do FPO:

a) Teste 1:

- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05
- Partida a partir do fluxo de potência.
- Número máximo de 200 iterações.

b) Teste 2:

- GD acoplado na barra #39;
- GD com capacidade de geração em 3,9 MW;
- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Número máximo de 200 iterações.

c) Teste 3:

- GDs acoplados nas barras #39, #52, #67, #105, #122;
- Capacidade total de geração em 3,9 MW;
- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Número máximo de 200 iterações.

d) Teste 4:

- GDs acoplados nas barras #39, #52, #67, #105, #122;

- Banco de capacitor acoplado na barra #24;
- OLTC acoplado na barra #2;
- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Capacidade total de geração em 3,9 MW;
- Potência reativa máxima 1,2MVar.
- Tap mínimo em 0,95 e Tap máximo em 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Número máximo de 200 iterações.

Tabela 6 - Teste comparativo para a rede de 135 barras com múltiplos geradores.

	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4
Despacho Total de Potência Ativa	-	3,35 MW	3,32 MW	3,32 MW
Despacho de Potência Reativa	-	-	-	1,2 MVar
Ajuste de TAP do OLTC	-	-	-	1,05
Máxima Magnitude da tensão	1,0000	1,0000	1,0000	1,0423
Mínima Magnitude da Tensão	0,9404	0,9620	0,9675	1,0248
Parâmetro de Barreira μ	-	$8,5663 \times 10^{-46}$	$2,8731 \times 10^{-44}$	$7,3718 \times 10^{-47}$
Norma Infinita do Vetor Gradiente	-	$2,6212 \times 10^{-4}$	$3,7413 \times 10^{-4}$	$7,8209 \times 10^{-4}$
Quantidade de Iterações	-	44	44	45
Perdas Ativa	174,8869 kW	48,2730 kW	43,5629 kW	21,5356 kW
Perdas Reativas	322,4197 kVar	89,9939 kVar	80,9208 kVar	40,7069 kVar

Fonte: Própria do Autor.

No Teste 1, devido à ausência de dispositivos de VVC, o problema é resolvido como um fluxo de potência convencional permitindo a determinação magnitudes mínima e máxima de tensão mais as perdas na rede no caso base. As cinco unidades de geração dispersas na rede aumentam a redução das perdas de 72,39 % para 75,09 % quando comparado com o teste usando a geração concentrada em uma barra. A mínima magnitude de tensão também aumenta de 0,9620 pu para 0,9575 pu. Na Tabela 7, é apresentado o despacho de potência ativa de cada unidade de geração dispersa. O despacho total da geração dispersa é de 3,32 MW, menor em torno de 1% em relação a geração concentrada. Dessa forma,

percebe-se os benefícios da dispersão de unidades geradoras: maior redução das perdas com menos geração.

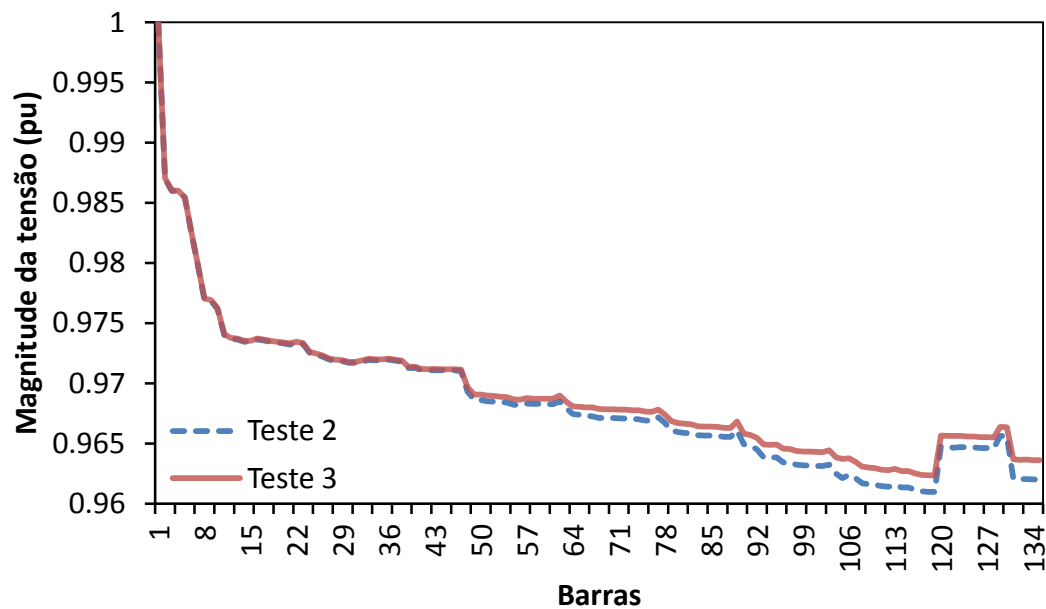
Tabela 7 - Potência despachada por cada GD na rede.

	Teste 3	Teste 4
GD Barra #39	2,5732 MW	2,5722 MW
GD Barra #52	0,0776 MW	0,0776 MW
GD Barra #67	0,3767 MW	0,3767 MW
GD Barra #105	0,2846 MW	0,2846 MW
GD Barra #122	0,0379 MW	0,0379 MW

Fonte: Própria do Autor.

Na Figura 14 é apresentado o comportamento da tensão ao longo da rede. No Teste 2, a geração está concentrada na barra #39, dessa forma não há suporte para o afundamento de tensão nas barras à sua jusante e mais distantes da subestação. Por outro lado, no Teste 3, tem-se cinco unidades de geração dispersas na rede, isso fornece um maior suporte de tensão para as barras que estão mais distantes da subestação. A diferença no suporte de tensão é mais visível nas barras mais periféricas quando as duas curvas das magnitudes de tensão se distanciam entre si.

Figura 14 – Comparação da magnitude de tensão na rede de 135 barras.



Fonte: Própria do Autor.

No conjunto de quatro testes a seguir, verifica-se a influência do modelo de carga ZIP na resposta do algoritmo de cálculo do FPO, ou seja, para $q_P = 0,2$ e $q_I = q_Z = 0,4$. Os dispositivos de VVC correspondem às cinco unidades de geração dispersas na rede. O valor do despacho de potência ativa para cada uma das unidades geradora é obtido considerando o carregamento pesado e com o objetivo de minimizar as perdas ativas na rede.

Para obter os resultados são utilizados os seguintes parâmetros de inicialização:

a) Teste 1:

- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência;
- Número máximo de 200 iterações.

b) Teste 2:

- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência;
- Modelo de carga ZIP;
- Número máximo de 200 iterações.

c) Teste 3:

- GDs acoplados nas barras #39, #52, #67, #105, #122;
- Capacidade total de geração em 3,9 MW;
- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Número máximo de 200 iterações.

d) Teste 4:

- GDs acoplados nas barras #39, #52, #67, #105, #122;
- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05
- Capacidade total de geração em 3,9 MW;
- A tensão máxima admissível por unidade (pu): 1,05;
- Partida a partir do fluxo de potência com $\mu^0 = 0,01$;
- Modelo de carga ZIP;
- Número máximo de 200 iterações.
-

Tabela 8 - Teste comparativo usando o modelo de carga ZIP no sistema de 135 barras.

	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4
Despacho Total de Potência Ativa	-	-	3,32 MW	3,19 MW
Despacho de Potência Reativa	-	-	-	-
Ajuste de TAP do OLTC	-	-	-	-
Máxima Magnitude da Tensão	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Mínima Magnitude da Tensão	0,9306	0,9442	0,9636	0,9649
Parâmetro de Barreira μ	-	-	$7,2847 \times 10^{-43}$	$5,4063 \times 10^{-47}$
Norma Infinita do Vetor Gradiente	-	-	$1,335 \times 10^{-4}$	$8,6045 \times 10^{-4}$
Quantidade de Iterações	-	-	45	45
Perdas Ativas	174,8869 kW	153,8355 kW	43,5629 kW	40,4360 kW
Perdas Reativas	322,4197 kVAr	283,6950 kVAr	80,9208 kVAr	75,1302 kVAr

Fonte: Própria do Autor.

Na Tabela 8 são comparados os testes usando o modelo de ZIP e à potência constante. No Teste 1, tem-se as perdas da rede para cargas modeladas à potência constante e, com esses mesmo modelo de carga, realiza-se o despacho das unidades de geração dispersas no Teste 3. A redução das perdas atinge 75,09 %. No teste 2, determina-se a perda ativa total da rede para o modelo de carga ZIP. A perda calculada é menor pois a demanda de potência por barra é diretamente proporcional à magnitude de tensão, ou seja, menor a magnitude tensão, menor a potência acumulada por barra e, consequentemente, menor é a perda ativa. A comparação dos Testes 2 e 4 demonstram uma redução das perdas de 73,71 %. A diferença de 1,3% vem do suporte de tensão fornecido pelas unidades de geração dispersas.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, implementou-se um algoritmo que otimiza de forma centralizada os fluxos de potência em uma rede de distribuição permitindo a determinação dos parâmetros de operação dos dispositivos de VVC, tais como GDs, BCs e OLTCs. O controle do fluxo é determinado, principalmente, pela minimização das perdas ativas ao longo da rede de distribuição. As perdas são inversamente proporcionais ao quadrado da magnitude de tensão. A melhor condição de inicialização deste algoritmo é determinada através do cálculo do fluxo de potência convencional. Em geral, o algoritmo apresentou boa convergência para diferentes cenários de teste, como diferentes condições de carregamento da rede e modelo de carga.

Como trabalhos futuros, tendo em vista o funcionamento do método implementado, há a previsão de complementar o algoritmo desenvolvido através das seguintes metas:

- Modificar a função objetivo para minimizar dos desvios das magnitudes de tensão na rede de distribuição afim de tornar tensão mais estabilizada possível;
- Incluir as restrições para as injeções de potência reativa para os GDs;
- Testar a metodologia proposta em redes de distribuição reais e de grande porte;
- Modificar a formulação do modelo de FPO para redes de distribuição trifásicas.

REFERENCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL. **Capacidade de geração do Brasil**. 2021. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 16 fev. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. **Qualidade da energia elétrica**. Módulo 8. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9. Acesso em: 12 jul. 2021.

BASTOS, N. **Funções objetivos e restrições não lineares**. Rio de Janeiro: Puc, 2004.

BARAN, E. M.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, 1989.

BREMERMANN, L. E. **Controle fuzzy Volt/VAr em sistemas de distribuição**. 2008. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

CARPENTIER, J. Application of Newton's method to load flow computations. *In*: PSCC, 1, 1963, London. **Proceeding** [of the ...]. London: IEEE, 1963.

CHENG, S. C.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.

CONCEIÇÃO, K. P. **Uma nova metodologia para o desenvolvimento de projetos de proteção de redes ativas de distribuição de energia elétrica**. 2018. 149 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2018. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/152797>. Acesso em: 03 out. 2021.

DIAS, M. V. X.; BORTONI, E. C.; HADDAD, J. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 11, n. 2, 2005.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. Optimal power flow solutions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-87, p. 1866-1867, 1968

EDVARD. **Essential features of transformer on- load tap changer (OLTC)**. 2015. Disponível em: <https://electrical-engineering-portal.com/4-essential-features-of-transformer-on-load-tap-changer-oltc>. Acesso em: 15 ago. 2021.

EICHKOFF, S. H. **Análise da geração distribuída para o controle de tensão e potência reativa em sistemas modernos de distribuição**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal dos Pampas, Alegrete, 2018. Disponível em: <https://dspace.unipampa.edu.br/handle/riu/3306>. Acesso em: 15 set. 2021.

FREITAS, GOMES, M, R, P. **Uma apresentação dos métodos de pontos interiores na radioterapia e sua comparação com o método simplex..** Mestrado profissional em matemática, Universidade Federal de São Carlos, Sorocaba, Dezembro 2017.

FRANK, S.; REBENNACK, S. An introduction to optimal power flow: theory, formulation, and examples. IIE Transactions, v. 48, n. 12, p. 1172–1197, 2016. Disponível em <https://ideas.repec.org/a/taf/uiiexx/v48y2016i12p1172-1197.html>. Acesso em 17 set. 2021.

FRESSATO, A. A. **Métodos de Pontos Interiores - algoritmo para resolução de programação não linear**. Disponível em: file:///C:/Users/Microsoft%20Windows/Downloads/fressato%202015.pdf. Acesso em: 07 nov. 2021.

GLOVER, F.; KOCHENBERGER, G. **Handbook of meta-heuristics**. New York: Kluwer, 2003.

GHIANI, F. P. Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, v. 3, n. 4, p. 504-511, 2015.

GRAINGER, J.; STEVENSON, W. **Análisis de sistemas eléctricos de potencia**. México: Mc Graw Hill. 1996. 740 p.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. **Power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994.

GU, Z.; RIZY, D. T. Switchable capacitor banks and one nine tap line regulator to demonstrate the performance characteristics, February 1, 1996.

HANS GLAVITSCH, RAINER BACHER, optimal power flow algorithms, Swiss Federal Institute of Technology CH-8092 Zürich, Switzerland. Disponível em http://www.chatziva.com/31xxx/opf_acadpr_BacherGlavitsch.pdf. Acesso em 24 set. 2021.

INSU KIM, R. HARLEY, RAEY REGASSA. The modeling of distribution feeders enhanced by distributed generation in DIGSILENT 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015.

JANNUZZI, A. C. **Regulação da qualidade de energia elétrica sob o foco do consumidor** 2007. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2007.

KERSTING, W. H.; MENDIVE, D. L. An application of ladder network theory to the solution of three-phase radial load-flow problems. In: POWER AND ENERGY SOCIETY WINTER MEETING, 1976, New York. **Proceedings of the [...]** New York: IEEE, 1976. p. 1-6.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. New York: CRC Press, 2001.

LABORATORY OF ELECTRICAL POWER SYSTEM PLANNING - LAPSEE. **Distribution system testing -135 buses**. Ilha Solteira: LAPSEE, 2020. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/#!/lapsee>. Acesso em: 12 abr. 2021.

LI, P. *et al.* A coordinated control method of voltage and reactive power for active distribution networks based on soft open point. **IEEE Transaction on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 4, p. 1430-1442, 2017.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Development of a smart grid simulation environment, part I: project of the electrical devices simulator. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, New York, v. 26, p. 80-95, 2014a.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Development of a smart grid simulation environment, part II: implementation of the advanced distribution management system. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, New York, v. 26, p. 96-104, 2014b.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Especificação da arquitetura do sistema avançado de gerenciamento da distribuição através do modelo de referência para smart grid. **UNIFEV: Ciência & Tecnologia**, Votuporanga, v. 3, p. 1-19, 2017a.

MALEKPOUR, A. R.; PAHWA, A.; P.; BALASUBRAMANIAM, N. Distributed Volt/VAr control in unbalanced distribution systems with distributed generation. *In: IEEE SYMPOSIUM ON COMPUTATIONAL INTELLIGENCE APPLICATIONS IN SMART GRID*, 2014, Orlando. **Proceedings of the [...]**. Orlando: IEEE, 2014. p. 1-6.

MASSIGNAN, J. A. D.; MACHADO, R. Q.; LONDON JUNIOR, J. B. A. **Fluxo de potencia e fluxo de potencia ótimo e suas aplicações em microrredes**. São Carlos: EESC, 2016. Disponível em: <http://sistemas.sel.eesc.usp.br/upload/comtec/ECC-02-2016.pdf>. Acesso em: 15 set. 2021.

MATTAR, C. A. C. **Da gênese à implantação dos procedimentos de distribuição – PRODIST: desafios e oportunidades**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010. Disponível em: https://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UFEI_0b89fad14bde987b6afad15f2b50d71e. Acesso em: 03 nov. 2021.

MELLO, A. P. C. **Estratégia de controle volt/VAr coordenado para sistemas de distribuição inteligentes**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

MIRANDA, V.; MOREIRA, A.; PEREIRA, J. An improved fuzzy inference system for voltage/VAr control. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 22, n. 4, p. 2013-2020, 2007.

MOMOH, J. **Power distribution automation protection and control, in automation, protection, and control**. New York: CRC Press, 2007. 378 p.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a sistema de energia elétrica**. Campinas: Unicamp. 2004. 148 p.

NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. J. **Numerical optimization**. 2. ed. New York: Springer, 2006. 664 p.

PAIVA, R. R. C. **Fluxo de potência ótimo em redes de distribuição de energia com a presença de geração distribuída: um novo algoritmo para auxiliar a análise do perfil de tensão**. 2006. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

PAREJA, G. A. L. **Fluxo de de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/100319>. Acesso em: 04 nov. 2021.

PATO, A. V. P. **Avaliação de uma estratégia de controle volt-var hierárquico na presença de microgeração solar fotovoltaica**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2019. Disponível em: http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/CAMP_96df5ada1db90d5088023372028be4d6. Acesso em: 04 nov. 2021.

PAUDYAL, S.; CANIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Three-phase distribution OPF in smart grids: Optimality versus computational burden. *In: IEEE PES INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES*, 2012, Manchester. **Proceedings of the [...]**. Manchester: IEEE, 2012.

PEREIRA, C. O. **Análise de metodologias de controle de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica com elevada penetração de micro e minigeração**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

PINTO, C. P. **Controle integrado de tensão e potência reativa através de aprendizado de máquina**. 2015. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015. Disponível em: http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/CAMP_1ae93bfdb71f4500b3935115ce49531d. Acesso em: 04 nov. 2021.

PIZZALI, O. F. L. **Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios**. 2003. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003. Disponível em: https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/2003_diss_nando.pdf. Acesso em: 04 nov. 2021.

REESE, C; BUCHHAGEN, C.; HOFMANN, L. Enhanced method for voltage range controlled OLTC-equipped distribution transformers. *In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2012, San Diego. **Proceedings [of the...]**. San Diego: IEEE, 2012. p. 1-8.

RODEZNO, Q. A. D. **Controle de tensão e reativos em redes de distribuição de energia elétrica**, 2014. 94 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira. 2014. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/111116>. Acesso em: 04 nov. 2021.

ROYTELMAN, I.; GANESAN, V. Modeling of local controllers in distribution network applications. *In: PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER INDUSTRY COMPUTER APPLICATIONS. CONNECTING UTILITIES – PICA99*, 21, 1999, Santa Clara. **Proceedings of the [...]**. Santa Clara: IEEE, 1999.

ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L. Volt/VAr control algorithm for modern distribution management system. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 10, n. 10, p. 1454-1460, 1995.

ARAUJO, R. L. Uma contribuição ao fluxo de potência Ótimo Aplicado a Sistemas de Potência Trifásicos Usando o Método dos Pontos Interiores. 2005.

SARMIENTO NOVA, D. A. **Controle de tensão em sistemas de distribuição com elevada penetração de painéis fotovoltaicos**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016. Disponível em: https://www.lareferencia.info/vufind/Record/BR_c0fa28046a711aa6bf09b5b730cb1f35. Acesso em: 04 nov. 2021.

SCHNEIDER, K. P. ; MATHER, B. A.; PAL, B. C. ; TEN, C.-W. ; SHIREK, G. J.; ZHU, H. , FULLER, J. C.; PEREIRA, J. L. R.; OCHOA, L. F.; DE ARAUJO, L. R.; DUGAN, R. C.; MATTHIAS, S.; PAUDYAL, S.; MCDERMOTT, T. E.; KERSTING, W. Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, n. 3, p. 3181-3188, 2018..

SHOULTS, R. R.; CHEN, M. S. Reactive power control by least squares minimization. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. 95, n. 1, p. 325-334, 1976.

SCHULZ, J. E.; ROCHA, C. R. M. Orientação a objetos aplicada na solução do fluxo de potência para sistemas de distribuição de E E. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2014, Belo Horizonte. **Anais [...]**. Belo Horizonte: [s.n.], 2014. Disponível em: <http://www.swge.inf.br/CBA2014/anais/PDF/1569934599.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2021.

O SETOR ELETRICO. **Ensaaios em subestações**. 2017. Disponível em: <https://osetoreletrico.com.br/ensaio-em-subestacoes/>. Acesso em: 04 nov. 2021.

ULUSKI, B. **Distribution management system**. Cleveland: CRN Summit, 2011..

VAN CUTSEM, T.; VALVERDE, G. Coordinated voltage control of distribution networks hosting dispersed generation. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION – CIRED2013, 22, 2013, Stockholm. **Proceedings of the [...]**. Stockholm: IEEE, 2013.

VIEIRA JUNIOR, M. C. **Método Z_{bus} Gauss paralelo para cálculo de fluxo de potência trifásico em redes assimétricas de distribuição de energia elétrica**. 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1999. Disponível em: http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/CAMP_fdbff17ec0240a1a5ac5b2ce46c910ed/Details. Acesso em: 04 nov. 2021.

VITOR, S. T. **Efficient evolutionary algorithms for robust Volt/Var control in modern power distribution systems**. 2021. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2021. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-24022021-165858/pt-br.php>. Acesso em: 04 nov. 2021.

WALTZ, R. A.; MORALES, J. L.; NOCEDAL, J.; ORBAN, D. An interior algorithm for nonlinear optimization that combines line search and trust region steps. **Mathematical Programming**, Heidelberg, v. 107, p. 391-408, 2006.

ZHU, J. **Optimization of power system operation**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2015.

Performance Analysis of Three-Phase Power Flow Algorithms in Power Distribution Networks

Mateus F. Girardi
Electrical Engineering Department
Sao Paulo State University - UNESP
Ilha Solteira – SP, Brazil
mateus.girardi@unesp.br

Jonatas B. Leite
Electrical Engineering Department
Sao Paulo State University - UNESP
Ilha Solteira – SP, Brazil
ORCID: 0000-0002-1204-7178

Abstract— In this paper, it is analyzed two algorithms to calculate the three-phase power flow in electricity distribution networks. The algorithm should be able to present an effective convergence to unbalanced networks spending reduced processing time. The computational analysis assumes the steady state and the behavior of the components present in the electricity distribution network, such as buses with distributed generation and controlled voltage. The performance of the power flow solution is analyzed using one sweep method, called backward/forward sweep power flow that admittedly can maintain a high speed of execution necessary to real-time applications in automation tools of the distribution system. Another solution method is a current injection algorithm based on the Gauss' method using the nodal impedance matrix of the distribution networks to solve the state variables including the voltage profiles in buses and the current flows in lines. The tests are performed through the computational implementation of these two power flow solution algorithms by evaluating comparatively the results obtained from the electrical quantities of the distribution network plus the computational cost.

Keywords—Performance Analysis, Unbalanced Three Phases Distribution Networks, Backward/Forward Sweep Power Flow, Current Injection Power Flow, Computational Cost

I. Introduction

Whenever distribution system analysis tools are mentioned, power flow calculation algorithms usually come to mind, because power flow is the most basic analysis tool [1]. Nowadays, when evaluating many Smart Grid concepts, which involve storage, renewable generation and so on, the capacity of sequential power flow simulations is essential. A simulation over a significant period of time is needed to get the right answer when distributed generation changes the shape of the load. A common analysis is, for example, an 8760 hours annual solution using a load profile to classify loads at risk of not being serviced in the event of a Smart Grid component failure [2]. Advanced automation behavior analysis uses hybrid techniques to simulate transients in distribution systems [3] requiring faster and more

efficient algorithms to calculate power flow.

The main goal of calculating the power flow in electricity distribution networks is to determine the state of the network, such as magnitudes of node voltages and line currents, through the equations of power balance. With this, it is possible to verify voltage and overloads problems, calculation of general losses, and planning the operation and expansion of the electricity distribution networks. The power flow is determined using the active and reactive power values which are provided by the load demand in every node of the distribution network and by the generation capability of distributed generation (DG) units. Input data also includes the network topology via adjacent nodes list and line impedances.

In transmission systems, which are highly interconnected and typically balanced, algorithms for the analysis are based on the positive sequence representation of the three-phase system. The most common computational methodology is still the fast decoupled power flow method proposed by [4]. Often, however, this method fails to converge when the power system is close to its operating limits and when the ratio R/X of transmission lines are high. The first alternative is to use Newton-Raphson (complete) power flow as described by [5]. Although it has excellent convergence properties, the Jacobian matrix needs to be factored at each iteration and convergence is only guaranteed when the point initial is close to the solution.

On the other hand, distribution systems can have any number of phases, are weakly meshed and unbalanced, thus reducing the performance of classical power flow calculation methods. In

recent years, the current injection method has been proposed by [6] for the analysis of large distribution systems, applying Newton's method and modern sparsity techniques. The voltage at each bar is calculated after specifying the slack bar voltage and then, with the nodal impedance matrix, the incremental voltage variation due to the injection of current flowing into the network is calculated. Most distribution systems are radial. Therefore, backward/forward sweeping methods [7] benefit from this radial nature and have become the preferred method by many distribution system analysis programs.

This work aims to implement the two methods: backward/forward sweep power flow; and the Gauss' method using a nodal impedance matrix, to make a comparative analysis of the obtained voltage and current magnitudes for each phase of the three-phase system, as well as to compare power differences by iteration, verifying the effectiveness of the implemented methods.

II. Backward/Forward Sweep Algorithm

This method is initially based on the calculation of currents. The presence of PQ bus (active and reactive power) makes the network non-linear; consequently, the resolution process becomes iterative. There is a way to organize the network bars in layers to facilitate the location of the extreme nodes, allowing the identification of the downstream and upstream components, i.e. to get the adjacency list [8].

- Nodal Current: reference voltage magnitude and phase angle are adopted in the root node, which is also the initial voltage in other nodes of distribution network.

$$I_{i,p}^k = (S_{i,p}/V_{i,p}^{k-1})^* - \sum_{j \in \{a,b,c\}} Y_{i,pj}^{sh} V_{i,p}^{k-1} \quad p \in \{a,b,c\} \quad (01)$$

In (01), $S_{i,p}$ power injection, $V_{i,p}^{k-1}$ voltage calculated in (k-1)th iteration and $Y_{i,pj}^{sh}$ total admittance amount shunt elements at ith node and pth phase.

- Backward Sweep: from the last layer and going to the first layer, of the root node, is calculated the currents through the ith branch, as is given in (02).

$$J_{i,p}^k = -I_{i,p}^k + \sum_{m \in M} J_{m,p}^k \quad p \in \{a,b,c\} \quad (02)$$

Where M is the set of adjacent downstream branches connected to ith node.

- Forward Sweep: starting from the root node and going to the last layers of the network with calculation of voltage in ith node.

$$V_{i,p}^k = V_{u,p}^k - \sum_{j \in \{a,b,c\}} Z_{i,pj} J_{i,p}^k \quad p \in \{a,b,c\} \quad (03)$$

In (03), $V_{u,p}^k$ is the voltage at upstream node adjacent to ith branch with line impedance equals to $Z_{i,pj}$.

- Convergence Criterion: while the maximal value of real or imaginary part of the difference between calculated and specified power injection is higher than acceptable mismatch, $\varepsilon_{\Delta S}$, as in (04), the algorithm performs the previous steps.

$$\max_{p \in \{a,b,c\}} \left(\left| V_{i,p}^k (I_{i,p}^k)^* + \sum_{j \in \{a,b,c\}} Y_{i,pj}^{sh} V_{i,p}^k - S_{i,p} \right| \right) < \varepsilon_{\Delta S} \quad (04)$$

2.1. Reactive Power Compensation Method

The distributed generation (DG) can operate as a PV or PQ bus. When the operating as a PV bus, the reactive power compensation method is applied to obtain the voltage magnitudes in a controlled manner. At nth bus with DG, a voltage tolerance is imposed on a given voltage value, V_{ESP} .

- Zero Reactive Power: DG active power, P_{DG} is fixed throughout the iterative process, while the reactive power, Q_{DG} , is systematically compensated during the iterative algorithm. In the first iteration, Q_{DG} is set to zero and power flow is calculated.

- Voltage Convergence: after calculating the power flow, the magnitude at DG bus is checked using the voltage tolerance, $\varepsilon_{\Delta V}$, as is given in (05).

$$\Delta V_n^k = |V_{ESP}| - |V_n^k| < \varepsilon_{\Delta V} \quad (05)$$

- Update Reactive Power: if the voltage mismatch is higher than tolerance, firstly the insertion of reactive current, ΔI_{nq}^k , is determined using (06) to (08). Equation (06) derives the current magnitude using the path impedance, Z_n , calculated as (07).

$$Z_n \Delta I_n^k = |\Delta V_n^k| \quad (06)$$

$$Z_n = \sum_{i=n}^1 |Z_i| \quad (07)$$

$$\Delta I_{nq}^k = \Delta I_n^k e^{j(\text{sgn}(\Delta V_n^k) 90^\circ + \theta_{V_n^k})} \quad (08)$$

Thus, the reactive compensation in the system is provided by (09).

$$Q_{GD}^{new} = \Im\{V_n^k (\Delta I_{nq}^k)^*\} + Q_{DG}^{previous} \quad (09)$$

- **Limits Checking:** if the process meets a condition, $Q_{DG}^{min} \leq Q_{DG}^{new} \leq Q_{DG}^{max}$, the energy flow is calculated. As long as the bus voltage does not meet the defined parameters, reactive power compensation is performed until the parameter is satisfied or one of the reactive power limits is reached.

III. Gauss Method Using The Nodal Impedance Matrix

This method uses the nodal impedance matrix and equivalent current injection to solve the network equation in the distribution system. It employs a simple superposition to find a nodal voltage in the distribution network. The voltage on each bus is obtained after the voltage is specified on the substation bus and then obtains the incremental deviation ΔV due to the injection of current flowing through the distribution network. The algorithm to kth iteration follows the steps:

- **Nodal Current:** the current injection for each node is calculated as (01) and arranged in a column vector, I^k , of dimension $1 \times 3n$.
- **Incremental Deviation:** through the nodal impedance matrix, Z_{bus} , with dimension $3n \times 3n$, the vector of voltage deviation, ΔV^k , is achieved as is given in (10).

$$\Delta V^k = Z_{bus} I^k \quad (10)$$

- **Nodal Voltage:** the difference between the reference voltage, $V_{0,p}$, at root node, and voltage incremental deviation provides the nodal voltage vector, V^k . In (11), $\mathbf{1}$ is a column vector of ones with dimension $1 \times 3n$.

$$V^k = V_{0,p} \mathbf{1} - \Delta V^k \quad (11)$$

- **Convergence Criterion:** while the maximal value of real or imaginary part of the difference between calculated and specified power injection is higher than acceptable

mismatch, $\varepsilon_{\Delta S}$, as in (04), the algorithm performs the previous steps.

3.1. Kron's Reduction for PV Bus

Kron's technique is used to reduce an electrical network, i.e. remove a bus, by eliminating a line and column referring to the removed bus. It recalculates the elements that remain in the matrix Z_{bus} in order to consider the physical effects of the eliminated elements, which would be a process similar to Thévenin's equivalent impedance.

The construction of the nodal impedance matrix is carried out up to the bus where the DG is connected. In this step, Kron's reduction updates all sub-matrices according to expression (12).

$$Z_{h,i}^{updated} = Z_{h,i} - \frac{Z_{h,(n+1)} Z_{(n+1),i}}{Z_{kk} + Z_{GD}} \quad (12)$$

In (12), $Z_{h,i}$ refers to the submatrix, with dimension 3×3 , that will have its values updated, $Z_{h,(n+1)}$ and $Z_{(n+1),i}$ are the transfer impedances related to the GD line, Z_{kk} refers to the Thevenin impedance of the bus to which the GD is connected, while Z_{GD} represents the equivalent impedance of the GD.

IV. Computational Results: 135 Bus Test System

First, the computational methods for solving the power flow are implemented in the programming language of general purpose, C#. The implemented algorithms are then evaluated under a 135-bus test distribution system from the literature [9] with topology as is presented in Fig. 1. It is a three-phase system, unbalanced, with a

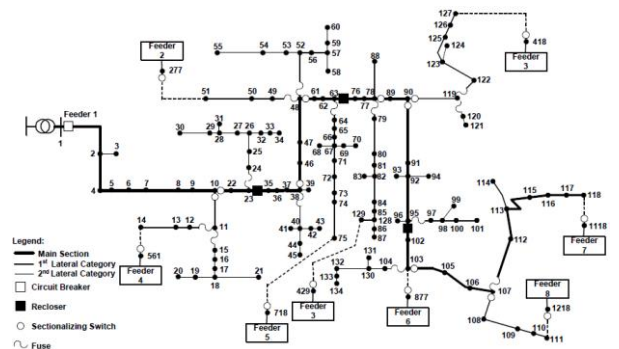


Figure 1. Topological diagram of the 135-bus test system.

nominal voltage of 13.8kV and a substation transformer (SE) with a delta / star connection.

The implemented algorithms are performed on a computational system Intel® Core™ i5 5200U CPU @ 2.20GHz with 4 physical and 4 logic processors as well as on another computer Intel® Core™ i7 8700 CPU @ 3.20GHz with 6 physical and 12 logic processors.

4.1. Base Case

In this case, all bus with load is set as PQ bus while the root bus is set as V0 bus to voltage reference. The results are presented comparing the two implemented power flow algorithms: backward/forward sweep (BFsPF) method; and gauss method with nodal impedance matrix (ZbPF). Figure 2 a) illustrates the voltage magnitude per unit (p.u.) in phase A for each bus of the test system. In bus #1 downstream to transformer, the voltage magnitude is around 0.97 p.u. while the voltage in bus #121 is 0.91 p.u., which is above the regulated inferior limit. In terms of the electric current flowing through the distribution network lines, it is observed a small difference in the values obtained by the implemented methods, as well.

Figures 2 b) and c) presents' histogram charts of percentage difference of voltage and current magnitudes in phases A, B and C, respectively. The frequency distribution better compares the results provides by both implemented methods. The histogram with percentage difference of

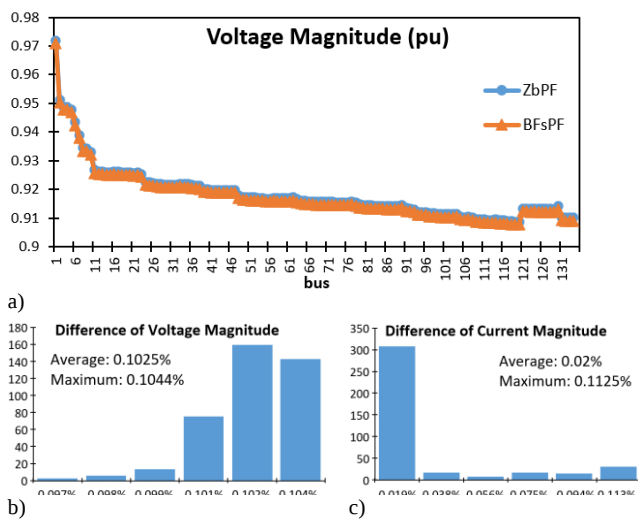


Figure 2. Base case results: a) voltage magnitude along the distribution network for phase A; b) histogram with the percentage difference of voltage magnitudes; and c) of current magnitude to three phases.

voltage magnitudes is skewed left with maximum difference equals to 0.1044%, while the histogram of current magnitudes is skewed right with maximum difference of 0.1125%. Comparing the shape of histogram charts the difference of current is fewer than voltage magnitude.

4.2. Case with DG

A distributed generation unit are taken into account and connected to bus #115 of the test distribution system. In this way, the bus #115 undergoes to be set as a PV bus. Figure 3 a) illustrates the voltage magnitude per unit (p.u.) in phase A for each bus of the test system. In bus #1 downstream to transformer, the voltage magnitude increases to 0.985 p.u., once substation supplies less power to the distribution network and the voltage magnitude in the bus #115 is controlled and equals to 1.0 p.u. As observed to voltage profile, there is a small difference in the values of current magnitudes obtained by both implemented methods.

Figures 3 b) and c) presents' histogram charts of percentage difference of voltage and current magnitudes in phases A, B and C, respectively. The histogram with percentage difference of voltage magnitudes is skewed left with maximum difference equals to 0.122%, while the histogram of current magnitudes is skewed right with maximum difference of 1.6288%. In comparison to base case, the maximum voltage difference is almost the same around 0.1%, but the maximum current difference increases dramatically in terms

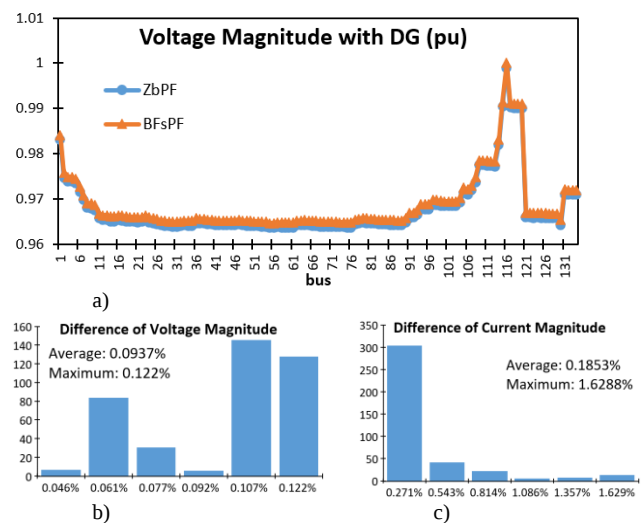


Figure 3. DG case results: a) voltage magnitude along the distribution network for phase A; b) histogram with the percentage difference of voltage magnitudes; and c) of current magnitude to three phases.

of 1.5%. This behavior comes from the way how the PV bus is dealt. In BFSPF the reactive power compensation method is performed during the power flow solution. On the other hand, ZbPF uses the Kron's reduction to recalculate the $\mathbf{Z}_{bus}$ before the power flow solution.

In the base case, both methods, BFSPF and ZbPF, spend five iterations to converge and get the power flow solution. In the case with DG, the convergence is totally different as is illustrated by the line chart in Fig. 4 that provides the maximum power difference per iteration. The ZbPF method converges over three iterations. In first iteration, the power difference is highest and around 0.03 W (or Var). In the next two iterations, the power difference decreases and becomes near to zero less than the acceptable mismatch, $\epsilon_{\Delta S}$, at third iteration.

The BFSPF uses the reactive power compensation routine spending thirty-two (32) iterations to find the power flow solution. In first four iterations, the power flow solution is obtained by zero reactive power at the DG bus, once the voltage mismatch is higher than acceptable voltage tolerance $\epsilon_{\Delta V}$, begins the reactive power compensation routine. The convergence is achieved after seven increments in the DG reactive power when both tolerances $\epsilon_{\Delta V}$ and $\epsilon_{\Delta S}$ are reached. Although the BFSPF requires more iterations than ZbPF method, it is faster in computational systems with one independent processing unit, or thread.

Figure 5 illustrates the processing time spent by the implemented algorithms in milliseconds (ms) for computer systems with different number of processors: one with 4 processors (CPU 4P); and

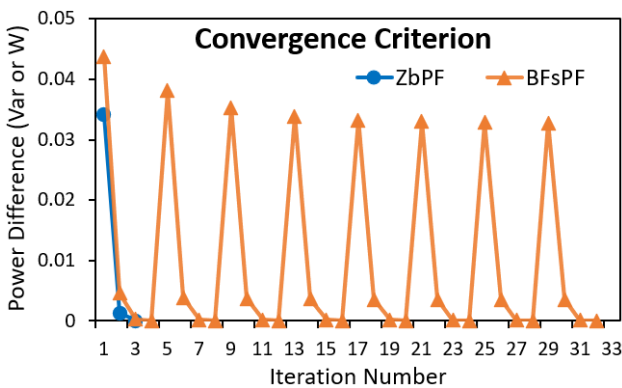


Figure 4. Maximum power difference in the case with DG.

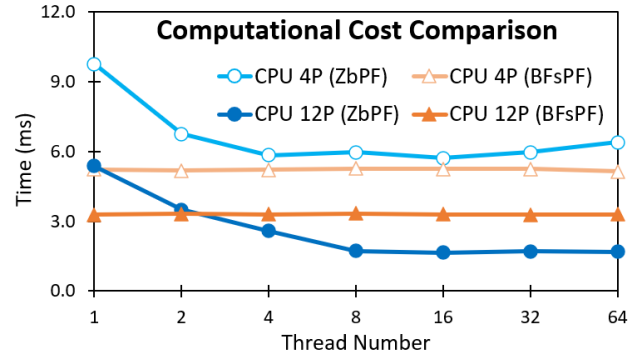


Figure 5. Processing time for each power flow algorithm in different computational systems.

another with 12 processors (CPU 12P). In general, ZbPF computational cost decreases as the the number of threads increases, while FBSPF computational cost remains constant. It happens because ZbPF solve power flow by matrix product, which can be easily paralyzed. FBSPF method uses simple algebraic operations but require the adjacency list to the sweep process making it a sequential algorithm.

In the CPU 4P, FBSPF is faster than ZbPF and spend around 6 ms to solve the power flow with one thread. With full processing capacity, four threads, the computational cost of both methods is almost the same. In the CPU 12P, FBSPF is faster than ZbPF and spend around 3 ms to solve the power flow with one thread. With two threads, both methods spend the same time. Taking the full processing capacity, the execution time of the ZbPF method is practically 50% faster than FBSPF.

V. Conclusions

Both methods behave efficiently yielding results that are quite similar, but there are some features to be additionally characterized. In the base case without the insertion of distributed generation, in both methods, BFSPF and ZbPF, the number of iterations required for convergence is the same. After inserting the distributed generation in the distribution network, the results of the convergence criterion with maximum power difference per iteration differs significantly in comparison with base case. The number of iterations required by BFSPF method is much higher due to the reactive power compensation in the DG bus. The comparison of processing time on different computational systems reveals that in a system with high processing capacity, the ZbPF

method outperforms BFsPF by approximately 50%. In CPUs with a greater number of independent cores, this gain may be even greater, since matrix formulation of the ZbPF allows the use of parallel processing, while the BFsPF method is sequential.

References

- [1] K. P. SCHNEIDER et al., "Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders," in *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 3181-3188, May 2018.
- [2] R. C. DUGAN and T. E. MCDERMOTT, "An open source platform for collaborating on smart grid research," in *Proc. IEEE PES GeneralMeeting*, 2011, pp. 1-7.
- [3] C. REIZ and J. B. LEITE, "Hardware-In-the-Loop Simulation to Test Advanced Automation Devices in Power Distribution Networks," in *IEEE Trans. on Power Del.*, 2020, Early access.
- [4] B. STOTT and O. ALSAÇ, "Fast decoupled load flow," in *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-93, pp. 859-869, May/Jun. 1974.
- [5] W.F.TINNEY AND C. E. HART, "Powerflowsolution byNewton's method," in *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-86, pp. 1449-1460, Nov. 1967.
- [6] P. A. N. GARCIA, et al., "Three-phase power flow calculations using the current injection method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 508-514, May 2000.
- [7] LEITE, J. B., MANTOVANI, J. R. S. "Development of a Smart Grid Simulation Environment, Part I: Project of the Electrical Devices Simulator," *J. Control Autom. Electr. Syst.*, 26, 80-95, 2015.
- [8] N. DEO, "Graph Theory with Applications to Engineering and Computer Science," USA: Dover Publications, 2017.
- [9] LABORATORY OF ELECTRICAL POWER SYSTEM PLANNING - LAPSEE. Distribution system testing -135 buses. Ilha Solteira: LAPSEE, 2020. Available in: <<https://www.feis.unesp.br/#!/lapsee>>.

