

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA



JUAN DIEGO ECHEVERRY RESTREPO

**Otimização em tempo real para o Controle Volt/VAR
em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.**

SÃO PAULO

2016

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

JUAN DIEGO ECHEVERRY RESTREPO

**Otimização em tempo real para o Controle Volt/VAR
em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.**

Dissertação apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos
requisitos para obtenção do Título
de Mestre em Ciências em
Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência.

Orientador:
Prof. Dr. Nelson Kagan.

SÃO PAULO

2016

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

FICHA CATALOGRÁFICA

ECHEVERRY RESTREPO, JUAN DIEGO

Otimização em tempo real para o Controle Volt/VAr em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica / J. D. ECHEVERRY RESTREPO -- versão corr. -- São Paulo, 2016.

142 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA 2.AUTOMAÇÃO SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 3.REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES 4.SMART GRIDS 5.ALGORITMOS GENÉTICOS I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Dedicado a Jhon Jairo Echeverry V,
Beatriz Elena Restrepo R,
Monica M. Jimenez C,
Alejandra Echeverry R e
Família.

AGRADECIMENTOS

A Deus, que me dá saúde para aprender e me desenvolver a cada dia e me fez chegar onde eu cheguei, e quem eu sou.

Ao meu orientador Prof. Dr. Nelson Kagan pela confiança, paciência e apoio na realização deste trabalho.

À todos meus amigos do Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia (ENERQ-USP). Em especial ao Prof. Dr. Nelson Kagan, Prof. Marcos Roberto Gouvêa, Prof. Carlos Frederico Meschini Almeida, Prof. Luiz Henrique Leite Rosa, Thiago Saúde Medeiros, Juan Camilo García Arias, Valdomiro Vega, Tiago Poles de Souza, Jenny Paola Gonzalez, Juan Carlos Cebrian, entre outros, que sempre me auxiliaram na realização deste trabalho.

Aos meus pais, John Jairo Echeverry e Beatriz Elena Restrepo, pela criação, pelos exemplos de caráter e honestidade e pelo irrestrito apoio em todos os momentos de minha vida. A minha irmã Alejandra Echeverry Restrepo e a minha família, pois sem o apoio e compreensão deles ao longo da minha vida, nada disto seria possível.

À minha Esposa e Amiga Monica, por ser quem é, pelo amor, apoio, incentivo, compreensão e por tudo o que ela significa para mim.

À Empresa Sinapsis Inovação em Energia pela disponibilização do software SINAP.

Ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Ao CNPQ pelo apoio financeiro durante o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Atualmente, as concessionárias de energia enfrentam vários desafios na tentativa de fornecer energia com qualidade e confiabilidade, por exemplo, redes de distribuição com pouco monitoramento e controle, envelhecimento dos ativos, atender a crescente demanda dos consumidores e satisfazer padrões de qualidade, entre outros.

No Brasil, para atingir os índices de qualidade no fornecimento de energia estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tem-se como alternativa aumentar a inteligência da rede com sistemas de tecnologia de informação (TI), além de utilizar Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs), medidores inteligentes e sensores. Adicionalmente é necessário o emprego de uma infraestrutura de comunicação que forneça uma visibilidade abrangente das condições de carga e do estado do sistema de distribuição, permitindo fazer uso de técnicas de otimização e tomada de decisão para aumento da inteligência.

O controle da tensão e o gerenciamento da potência reativa (Volt/VAr) são práticas de automação que podem ser empregadas nos sistemas de distribuição. Estas práticas ajudam a aumentar o benefício, a confiabilidade e a eficiência no fornecimento da qualidade do produto, minimizando os custos de operação e manutenção nas concessionárias.

Na presente dissertação foi desenvolvida uma metodologia de controle Volt/VAr descentralizado (subestação), por meio da coordenação e controle dos transformadores com mudança de tap sob carga – LTC, dos bancos de capacitores localizados na subestação e ao longo dos alimentadores, bem como dos reguladores de tensão instalados ao longo dos alimentadores. Destaca-se a utilização da técnica de Estimação de Estados, a qual possibilita o uso da metodologia de controle Volt/VAr em tempo real.

O algoritmo de otimização desenvolvido neste trabalho foi implementado através de simulações numa rede teste e numa rede real que permitem mostrar o potencial da formulação matemática desenvolvida.

Os resultados da metodologia proposta comprovam a melhoria do perfil de tensão dos alimentadores da rede testada ao longo do dia, assim como uma diminuição das perdas técnicas, as quais chegaram a diminuir 7% em energia. Estes resultados foram alcançados sem ultrapassar a quantidade de operações definidas por dia nos diferentes dispositivos de controle.

Palavras-chave: Distribuição de Energia Elétrica, Redes Inteligentes, Controle Volt/VAr, Operação de Sistemas Elétricos, Qualidade do produto, Algoritmos Genéticos.

ABSTRACT

Currently, power utilities face challenges in order to provide energy considering minimum requirements of power quality and reliability due to the absence of control and monitoring infrastructure, aging assets, growing demand, amongst others.

In Brazil, the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) establishes specific power quality and reliability indices. Power utilities should attend the limits for those indices by improving intelligence of network using IT systems, installing Intelligent Electric Devices (IEDs), smart meters and sensors, amongst others. Additionally, communication infrastructure is needed to provide the monitoring of load conditions and distribution system state. Optimization and decision-making tools are important for developing smart grids.

Voltage control and reactive power management (Volt/VAr) are automation techniques that can be used in distribution systems. These practices lead to benefits for the utilities such as improvement of reliability and efficiency of the system, minimization of operation and maintenance costs, amongst others.

In the present dissertation a methodology for decentralized control (Volt/VAr) was developed, through the coordination and control of load tap changers (LTCs) in power transformers and capacitor banks located at the substation, as well as capacitor banks and voltage regulators scattered throughout the feeders. State Estimation was utilized, which allows the application of the Volt/VAr Control methodology in real time environment.

The optimization algorithm developed in this work was implemented through simulations in a test network and in a real network which validated the proposed methodology showing the potentiality of the mathematical model.

Abstract

The results of the proposed method showed voltage profile improvement over the day for the network tested as well as a 7% decrease in power energy losses. These results were achieved without exceeding the number of operations per day defined for all control devices.

Keywords: Electric Power Distribution, Smart Grids, Volt/VAr Control, Power System Operation, Quality of Service, Genetic Algorithm.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	12
LISTA DE TABELAS	15
1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Objetivos gerais	18
1.2 Estrutura do trabalho.....	18
2 ESTADO DA ARTE	19
2.1 Automação dos sistemas de distribuição	19
2.1.1 Detecção de falta de energia nas redes distribuição	20
2.1.2 Auto reconfiguração da rede de distribuição (Self-Healing).....	21
2.1.3 Controle de tensão e gerenciamento de reativos (Volt/VAr)	21
2.2 Controle Volt/VAr	21
2.3 Equipamentos e sistemas utilizados no controle Volt/VAr	23
2.3.1 Transformador com mudança de tap sob Carga (LTC)	23
2.3.2 Bancos de Capacitores em derivação (Shunt)	25
2.3.3 Reguladores de Tensão.....	26
2.3.4 Sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA)	27
2.4 Técnicas de otimização usadas no controle Volt/VAr.....	28
2.5 Experiências de implementações de controle Volt/VAr	35
2.6 Conservação de energia por redução da tensão	40
2.7 Discussão	41
3 ALGORITMOS GENÉTICOS	47
3.1 Conceitos	47
3.2 Inicialização.....	49
3.3 Avaliação	50
3.4 Seleção.....	51
3.4.1 Método da Roleta.....	51

3.4.2	Método do Torneio	52
3.4.3	Método Ranking Uniforme.....	52
3.4.4	Método Ranking Linear	53
3.5	Cruzamento.....	55
3.5.1	Cruzamento em um ponto.....	55
3.5.2	Cruzamento em dois pontos	56
3.5.3	Cruzamento Uniforme com Máscara.....	56
3.5.4	Cruzamento Uniforme sem Máscara	57
3.5.5	Probabilidade de Cruzamento para números Decimais.....	58
3.6	Mutação	59
3.7	Aplicação de algoritmos genéticos em problemas de otimização nos sistemas de potência.....	60
3.8	Exemplo ilustrativo de Algoritmo Genético	64
4	METODOLOGIA PROPOSTA.....	67
4.1	Estimação de estados	71
4.2	Formulação do Problema.....	74
4.2.1	Formulação do problema por Penalidade	76
4.2.3	Formulação do Problema por Nota.....	80
4.3	Representação da solução	86
4.3.1	Inicialização do Algoritmo de Controle Volt/VAr	87
4.3.2	Avaliação.....	92
5	TESTES E RESULTADOS	94
5.1	Rede Teste.....	94
5.1.1	Operação da rede sem controle Volt/VAr	97
5.1.2	Operação da rede com a metodologia proposta (controle Volt/VAr).....	99
5.1.3	Parâmetros da rede e do algoritmo de Controle Volt/VAr	101
5.1.4	Resultados para a rede teste.....	102
5.2	Rede Real.....	105
5.2.1	Aplicação da Metodologia proposta	111
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	128
6.1	Conclusões.....	128
6.3	Trabalhos Futuros	130

6.3.1 Implementação da Metodologia Proposta de Controle Volt/VAr com outras Técnicas de Otimização	130
6.3.2 Integração da Metodologia Proposta com a Inserção de Fontes de Energia Renováveis Distribuídas	130
6.3.3 Planejamento dos Sistemas de Distribuição com a metodologia proposta.....	130
6.4 Considerações	131
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132
ANEXO A. VALIDAÇÃO DAS INTELIGÊNCIAS	141
ANEXO B. AVALIAÇÃO DA METODOLOGIA	142

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1. Influência do LTC sobre o Perfil de Tensão ao longo do Alimentador.	24
Figura 2-2. Diagrama fasorial, efeito na tensão e no FP sem (A) e com (B) Bancos de Capacitores e o circuito elétrico do sistema. (GÖNEN, 2007).	25
Figura 2-3. Efeito do perfil de tensão com a inserção de bancos de capacitores chaveados.	26
Figura 2-4. Regulador de tensão.	27
Figura 2-5. Influência dos reguladores sobre o perfil de tensão.	27
Figura 2-6. Objetivo da implementação Volt/VAr, (DOE EUA, 2012)	37
Figura 2-7. Dispositivos instalados na implementação de controle Volt/VAr, (DOE EUA, 2012).....	38
Figura 3-1. Estrutura do Algoritmo genético, (KAGAN, SCHMIDT, <i>et al.</i> , 2009)	49
Figura 3-2. Método da roleta (KAGAN, SCHMIDT, <i>et al.</i> , 2009).	51
Figura 3-3. Método de seleção Torneio.	52
Figura 3-4. Método de seleção por Ranking Uniforme.	53
Figura 3-5. Método de seleção Ranking Linear.	54
Figura 3-6. Operador de cruzamento em um ponto.	56
Figura 3-7. Operação de cruzamento em dois pontos.	56
Figura 3-8. Cruzamento Uniforme com Máscara.	57
Figura 3-9. Cruzamento Uniforme sem mascara.	58
Figura 3-10. Cruzamento Aritmético em codificação inteira.	59
Figura 3-11. Operadores de mutação nas posições 2 e 6 do cromossomo.	59
Figura 3-12. Rede com os BCs Desligados.	64
Figura 3-13. Possíveis soluções.	66
Figura 4-1. Percentagens das perdas técnicas nos últimos anos no sistema elétrico brasileiro (ABRADEE , 2014).	68
Figura 4-2. Indicadores de conformidade do nível de tensão (ANEEL, 2014).	68

Figura 4-3. Fluxograma da metodologia proposta.....	70
Figura 4-4. Implementação do Controle Volt/VAr na subestação.	73
Figura 4-5. Restrição por Tensão.	76
Figura 4-6. Nota por Tensão.....	80
Figura 4-7. Nota por Perdas.....	81
Figura 4-8. Nota por Chaveamentos.....	82
Figura 4-9. Codificação do TAPs dos LTCs e RTs em sistemas Binário e Decimal.	87
Figura 4-10. Exemplo de um indivíduo (string) em sistema binário e decimal e só em sistema binário.....	89
Figura 4-11. Rede de exemplo para a geração do Indivíduo.	90
Figura 4-12. Exemplo de um indivíduo gerado pelo algoritmo para uma rede que possui 2 transformadores.....	90
Figura 4-13. Execução do Algoritmo com 2 transformadores com barras fora do limite.	92
Figura 4-14. Diagrama do controle Volt/VAr.	93
Figura 5-1. Diagrama Unifilar.	95
Figura 5-2. Demanda total do sistema.	95
Figura 5-3. Demanda dos Alimentadores.	96
Figura 5-4. Demandas das cargas do Alimentador 1.....	97
Figura 5-5. Tensões nas barras do alimentador.	98
Figura 5-6. Perfil de Tensão do tronco.	98
Figura 5-7. Perdas na rede de teste.	99
Figura 5-8. Representação do cromossomo para a rede teste.....	100
Figura 5-9. Tensões nas barras 100 e 110 sem e com controle Volt/VAr.....	103
Figura 5-10. Perdas técnicas da rede sem e com controle Volt/VAr.....	104
Figura 5-11. Rede Real de Teste.	105
Figura 5-12. Configuração da Subestação de rede.	106
Figura 5-13. Demanda total do transformador 1 da Subestação.....	107
Figura 5-14. Demanda total do transformador 2 da Subestação.....	107
Figura 5-15. Diagrama Unifilar dos Alimentadores e BCs da rede real.....	109
Figura 5-16. Quantidade de Consumidores da Rede Real.....	111
Figura 5-17. Representação da string para a rede teste real.	112
Figura 5-18. Ferramenta desenvolvida para testes do controle Volt/VAr.....	112
Figura 5-19. Definição de pesos e limites para a avaliação por Nota.	113

Lista de Figuras

Figura 5-20. Definição das inteligências para os testes.....	114
Figura 5-21. Média da nota para cada Inteligência.	117
Figura 5-22. Média das Inteligências melhor avaliadas.	118
Figura 5-23. Inteligência com melhor média.....	119
Figura 5-24. Avaliação das Metodologias Propostas por Tensão.	121
Figura 5-25. Avaliação das Metodologias Propostas por Perdas Técnicas.	122
Figura 5-26. Perfil de Tensão do Alimentador 1 para o Horário de Maior Carregamento (14 h).....	124
Figura 5-27. Perfil de Tensão na Última Barra do Alimentador 1.	125
Figura 5-28. Perdas Técnicas dos Alimentadores associados ao Transformador - 1.	126
Figura 5-29. Perdas Técnicas dos Alimentadores associados ao Transformador - 2.	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 Técnicas de otimização empregadas em controle Volt/VAr.	43
Tabela 3-1. Algoritmos genéticos em Sistemas de Potência.	63
Tabela 4-1. Representação Numérica dos TAPs nos sistema Binário e decimal.	88
Tabela 5-1. Representação numérica da string binária do LTC aos valores reais de operação.	101
Tabela 5-2 . Parâmetros iniciais da rede.....	101
Tabela 5-3. Parâmetros iniciais do Algoritmo Genético.	102
Tabela 5-4. Lista de operações dos dispositivos de controle ao longo do dia.	104
Tabela 5-5. Quantidade de chaveamentos dos dispositivos de controle.....	105
Tabela 5-6. Alimentadores da Rede Real.	108
Tabela 5-7. Bancos de Capacitores da Rede real.....	109
Tabela 5-8. Cabos da rede de estudo.	110
Tabela 5-9. Parâmetros do Algoritmo Genético.....	115
Tabela 5-10. Inteligências com as melhores Médias.	117
Tabela 5-11. Variação dos Pesos.....	118
Tabela 5-12. Resultado da avaliação da tensão.	120
Tabela 5-13. Quantidade de operações dos dispositivos de controle.	127

1 Introdução

As concessionárias de energia elétrica devem respeitar padrões de qualidade do fornecimento de energia elétrica que envolvem serviço, produto e atendimento comercial. Como indicadores de qualidade do produto da energia elétrica pode-se citar a manutenção do nível de tensão em regime permanente e do fator de potência dentro de limites determinados, os quais são estabelecidos pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2016). Estes indicadores são regulados e fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A variação da demanda de energia elétrica ao longo do dia está relacionada com a classe do consumidor, a quantidade e a diversidade de cargas. Esta variação faz com que o carregamento do sistema se altere durante todo o dia, o que pode levar a condições de operação indesejáveis, com destaque para variações de nível de tensão em regime permanente para níveis fora dos limites estabelecidos e níveis elevados de perda técnica. Esta situação tem se agravado devido ao constante crescimento da demanda por energia elétrica. Desta forma, o objetivo de manter o nível de tensão e o fator de potência em faixas determinadas nos sistemas de distribuição torna-se uma importante preocupação das empresas distribuidoras de energia.

Com o objetivo de manter e cumprir as normas de qualidade no fornecimento de energia, as concessionárias empregam em geral equipamentos para a regulação da tensão e para o gerenciamento de reativos, visando acompanhar a variabilidade da demanda.

Atualmente, com a implementação de tecnologias de comunicação nas redes de distribuição e com o avanço nos equipamentos de monitoramento e controle, tornou-se possível obter informações da rede em tempo real de forma rápida e segura, permitindo fazer ajustes em controles existentes para acompanhar as variações da demanda e seus efeitos. Estes ajustes

nos diferentes dispositivos de controle utilizados podem ser coordenados de forma otimizada através da aplicação de técnicas de controle visando a manutenção da tensão em limites estabelecidos bem como o gerenciamento da potência reativa, o que é conhecido na literatura como controle Volt/VAr (DOE EUA, 2012).

Neste trabalho, será desenvolvida uma técnica de controle Volt/VAr baseada num controle automatizado descentralizado, os comandos vão ser realizados na subestação (BORLASE, 2013) para aplicação em sistemas de distribuição de energia elétrica.

A partir de medições obtidas de diferentes dispositivos (religadores, reguladores de tensão, bancos de capacitores, medidores, etc) instalados na rede, pode ser aplicada a técnica de estimação de estados, a qual irá determinar os valores de tensão e níveis de carregamento mais provável da rede para um instante determinado.

Como dito anteriormente, é necessária uma coordenação e otimização conjunta dos dispositivos utilizados para a regulação de tensão e para o gerenciamento da potência reativa. Desta forma, o objetivo deste trabalho é possibilitar a operação coordenada destes dispositivos em redes de distribuição de média tensão, o que inclui os transformadores com mudança de tap sob carga – LTC, banco de capacitores (BC) localizados na subestação e ao longo do alimentador e reguladores de tensão (RT) instalados na rede, tendo como objetivo principal a manutenção dos níveis de tensão ao longo do alimentador, a redução das perdas técnicas no sistema e limitação nas operações dos dispositivos de controle.

Devido à quantidade de variáveis e condições a serem controladas no Volt/VAr, foi escolhida a técnica de Algoritmos Genéticos, amplamente utilizada na solução de diferentes problemas de otimização nos sistemas de potência, já que estes permitem a codificação do problema de forma simples, para busca em um amplo espaço de soluções de forma que a solução encontrada seja próxima à solução ótima desejada.

Os resultados das simulações são apresentados e interpretados ao final deste trabalho.

1.1 Objetivos gerais

Os principais objetivos deste trabalho podem ser resumidos em:

- Familiarização com as práticas de automação empregadas nos sistemas de distribuição atualmente, especialmente no que se refere ao controle de tensão e ao gerenciamento de reativos nas redes (Controle Volt/VAr.)
- Sugerir uma metodologia para controle Volt/VAr a ser executada em tempo real para sistemas de distribuição na média tensão.
- Validar a metodologia proposta por meio de testes em redes de distribuição e apresentar as vantagens da utilização deste controle nos sistemas de distribuição.

1.2 Estrutura do trabalho

Esta dissertação está dividida segundo os seguintes capítulos:

- No Capítulo 1 é apresentada a introdução sobre o tema a ser desenvolvido e os objetivos do trabalho.
- No Capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica sobre controle Volt/VAr em sistemas de distribuição, dando ênfase a algumas práticas que estão sendo implementadas no mundo.
- No Capítulo 3 são apresentados os diferentes operadores empregados na técnica de otimização dos Algoritmos Genéticos, que servem de base para a aplicação desta dissertação e a utilização de algoritmos genéticos nos sistemas de potência.
- No Capítulo 4, são apresentadas as metodologias propostas para o problema de controle Volt/VAr em tempo real.
- No Capítulo 5 são apresentadas as simulações e os resultados obtidos, bem como as análises dos resultados.
- No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e trabalhos futuros.
- Finalmente são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas no desenvolvimento do trabalho de pesquisa e os anexos A e B.

2 Estado da Arte

Neste capítulo será apresentado o levantamento do estado da arte referente ao controle e gerenciamento da tensão e do fator de potência em sistemas de distribuição, como fundamento teórico deste trabalho.

2.1 Automação dos sistemas de distribuição

Com o crescimento gradual da carga, a utilização cada vez maior de equipamentos eletrônicos, o aumento de fontes de energias renováveis nas redes de média e baixa tensão e programas de gestão da demanda em consumidores, torna-se importante que o fornecimento de energia prestado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica seja de qualidade adequada. Possíveis transtornos causados aos consumidores, por variações no nível da tensão em regime permanente ou distorções na forma de onda provocam sanções ou penalizações impostas pelo órgão regulador às concessionárias de energia elétrica.

De acordo com os sistemas de proteção e chaveamento existentes nos sistemas de distribuição, o restabelecimento do serviço após a interrupção do fornecimento pode ser bastante demorado, afetando consideravelmente os indicadores de qualidade do serviço, os quais são estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), em seu módulo 8 (ANEEL, 2016). Assim, é evidente que os benefícios advindos da implementação de diferentes funcionalidades de automação na distribuição permitem aumentar a capacidade de monitoramento e controle sobre a rede, o que tem impacto positivo sobre a qualidade do serviço e do produto.

As primeiras práticas de automação se apresentam no topo do sistema das concessionárias de energia, ou seja, nos centros de operação, visando integrar diferentes sistemas de TI da empresa. Com a descentralização da automação inicialmente nas subestações de distribuição, esta passou a ser focada na rede de distribuição de média e baixa tensão e nos consumidores, com a implementação de novos dispositivos e sistemas de telecomunicação proporcionando mais supervisão e controle da rede (NORTHCOTE-GREEN e WILSON, 2007).

Visando aumentar a qualidade do serviço e produto no fornecimento de energia, as concessionárias estão implementando diferentes funcionalidades de automação nas redes de distribuição. A seguir, serão apresentadas as práticas comumente empregadas em sistemas de distribuição no âmbito das redes inteligentes.

2.1.1 Detecção de falta de energia nas redes distribuição

De modo a tornar as redes de distribuição mais confiáveis e respeitar os regulamentos estabelecidos pelo ente regulador, a funcionalidade de detecção de falta vem sendo implementada no sistema, a qual melhora os indicadores de continuidade de fornecimento de energia e os tempos de atendimento, diminuindo a quantidade de horas-homem das equipes de emergência e o gasto de combustível no deslocamento nos veículos na procura de faltas. Duas formas de detecção de falta são comumente empregadas:

- A primeira encontra-se nos sistemas de distribuição que contam com medidores inteligentes instalados nas diferentes categorias de consumidores ou transformadores de baixa tensão (balanço de energia), o qual, segundo as características do medidor, poderá enviar um alarme quando o fluxo de energia ou a tensão forem nulos ao centro de medição. A partir de comunicação entre o centro de medição e centro de gerenciamento da automação da rede, poderá ser conhecida desta forma a área onde o fornecimento de energia foi interrompido, com localização da falta num período de tempo mais curto.
- O segundo consiste na instalação de dispositivos na rede, os quais deverão indicar a passagem de corrente de falta, além de enviar informações sobre os eventos ao centro

de operação e a outros sistemas pertinentes aos quais os dispositivos estiverem integrados.

2.1.2 Auto reconfiguração da rede de distribuição (Self-Healing)

Na ocorrência de um defeito na rede, a solução Self-Healing deve localizar e isolar o bloco em defeito. Depois do reparo, deve reconfigurar a topologia original da rede. Tal processo deverá ser realizado num período curto de tempo, através da atuação coordenada de disjuntores e chaves religadoras telecomandadas, visando diminuir o número de consumidores afetados pelo defeito, trazendo grandes benefícios às empresas distribuidoras e aos consumidores em relação aos índices de continuidade do fornecimento.

2.1.3 Controle de tensão e gerenciamento de reativos (Volt/VAr)

Esta funcionalidade visa aumentar a qualidade do produto de energia elétrica, com a manutenção da tensão dentro de patamares aceitáveis, além de reduzir as perdas elétricas no sistema de distribuição com o gerenciamento do fator de potência, através da coordenação de bancos de capacitores, reguladores de tensão instalados na rede, além de comutadores de carga (LTC) de transformadores localizados nas subestações.

2.2 Controle Volt/VAr

Os primeiros trabalhos em controle da tensão e gerenciamento de reativos nas redes de distribuição foram realizados de forma independente com alguma lógica local, ou seja, controlando o fator de potência ou a tensão, como apresentado em (SIQING, NAN, *et al.*, 2009) em que o objetivo foi o gerenciamento de reativos nas redes de distribuição. O trabalho de (ALMEIDA, SOUZA, *et al.*, 2005) também apresenta lógica local com objetivo de controle da tensão em sistemas de distribuição.

Essas técnicas visam melhorar a qualidade do produto de energia elétrica para os consumidores. Porém o constante crescimento das cargas resulta em um aumento do fluxo de

potência nos alimentadores, elevando com isto a queda de tensão ao longo da rede e aumentando as perdas técnicas no sistema.

Por outro lado, as concessionárias devem planejar suas redes com diversas ações, por exemplo, novos investimentos e reconfiguração de redes, visando o atendimento às demandas, sobretudo nos horários de ponta do sistema.

O controle Volt/VAr tem como principal objetivo a manutenção da tensão dentro de uma faixa estabelecida ao longo da rede de distribuição e ao longo do tempo, através de uma operação ótima dos dispositivos empregados para a regulação de tensão. Outros objetivos podem ser alcançados, dependendo das características das concessionárias, como é apresentado em (MARKUSHEVICH, 2011):

- Diminuição na demanda (kW) do horário de ponta, tendo impacto nas redes de distribuição, diminuindo a corrente nos trechos dos alimentadores de distribuição; e nas linhas de transmissão, diminuindo o carregamento apresentado neste horário.
- Conservação da energia (kWh), a qual tem o mesmo objetivo da diminuição da potência ativa fornecida ao longo do tempo, focando períodos de operação mais longos.
- Injeção de reativos nas barras da subestação, visando manter o fator de potência perto da unidade.
- Diminuição das perdas ativas em redes de distribuição e transmissão.

A implementação do controle Volt/VAr poderá ser realizada em três diferentes níveis do sistema, os quais são brevemente explicados a seguir:

Sistemas Centralizados: são aqueles em que o sistema de automação possui todos os dispositivos e recursos concentrados por meio do sistema de comunicação em um único ponto. Nesse caso, no sistema de gerenciamento de distribuição (Distribution Management System DMS), onde é feito o controle do sistema de forma geral, ou seja, as medições dos diferentes dispositivos de supervisão e controle instalados ao longo do sistema são enviadas até esse nível por meio da tecnologia de comunicação empregada.

Nesse nível, as diferentes funcionalidades empregadas pela concessionária na automação da distribuição executarão suas diferentes lógicas e diferentes comandos são enviados aos dispositivos, de forma a alcançar os objetivos.

Sistema Descentralizado: diferentemente do sistema centralizado, este tipo de sistema possui sistemas de TI em distintos lugares. Para as redes de distribuição estes sistemas geralmente estão concentrados nas subestações. Assim, todas as diferentes medições dos dispositivos devem ser enviadas a cada subestação, que executa as diferentes funcionalidades da automação, tendo a autonomia de realizar as diferentes ações que deverão ser efetuadas na área de controle.

Sistema Local: diferentemente dos outros dois sistemas, este tipo de sistema é empregado em pontos específicos da rede de distribuição. Estes dispositivos geralmente contam com um controlador (IED ou Relé), que possui uma lógica local, a qual é executada por monitoramento de grandezas elétricas e pela programação no próprio controlador, também com o auxílio de alguma tecnologia de comunicação podem-se comunicar entre eles visando atingir uma parametrização ou objetivo pré-estabelecido.

2.3 Equipamentos e sistemas utilizados no controle Volt/VAr

A seguir são apresentados os principais dispositivos utilizados no gerenciamento de potência reativa e controle de tensão nas redes de distribuição.

2.3.1 Transformador com mudança de tap sob Carga (LTC)

Representando um papel importante nos sistemas de distribuição, os transformadores são máquinas elétricas estáticas, que têm como propósito elevar ou baixar a tensão do fornecimento. É comum encontrar nas subestações de distribuição transformadores trifásicos de dois ou três enrolamentos (KAGAN, DE OLIVEIRA e ROBBA, 2005) baixando as

tensões da rede de subtransmissão ou distribuição em alta tensão para o sistema de média tensão.

Usualmente os transformadores utilizados nas subestações possuem a possibilidade de mudar a relação de transformação dos enrolamentos através dos taps de transformação, os quais são utilizados para controlar os níveis de tensão que a rede apresenta, podendo ser empregados no enrolamento primário (alta tensão) ou secundário (média tensão) do transformador. O controle pode ser manual ou automático e sua operação pode ser sob carga (LTC) ou em vazio, de modo a corrigir os níveis de tensão em regime permanente apresentadas no sistema elétrico.

Os transformadores de subestações de distribuição que utilizam comutador de tap de transformação são comumente equipados para trabalhar sob carga, já que o sistema apresenta variações ao longo do dia. Existem outros tipos de transformadores que empregam tap de transformação em vazio, mas são comumente utilizados para variações de tensão de longa duração (KUNDUR, 1994). Na Figura 2-1 é ilustrada a influencia do LTC sobre o perfil de tensão.

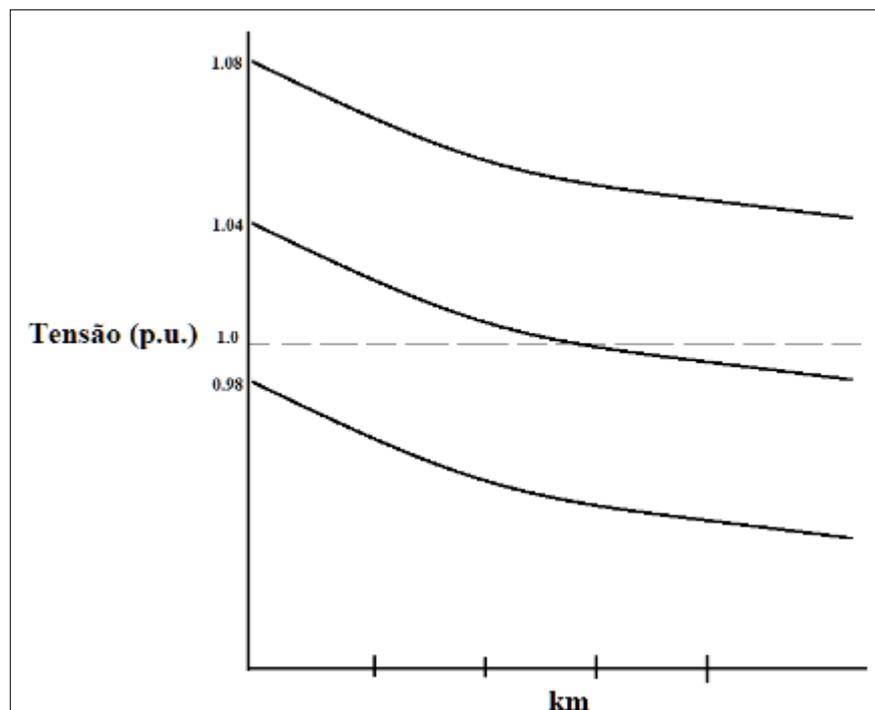


Figura 2-1. Influência do LTC sobre o Perfil de Tensão ao longo do Alimentador.

2.3.2 Bancos de Capacitores em derivação (Shunt)

Bancos de capacitores em derivação são dispositivos amplamente utilizados em sistemas de potência como fonte de potência reativa, empregados para corrigir o baixo fator de potência (FP) imposto pelas características indutivas das cargas ligadas na rede, diminuindo a corrente injetada pela fonte e reduzindo as perdas no sistema. Também podem atuar como controladores de tensão ao longo do alimentador, em função da diminuição da corrente fluindo pela rede. Na Figura 2-2 é apresentado o efeito dos bancos de capacitores sobre a queda de tensão na rede.

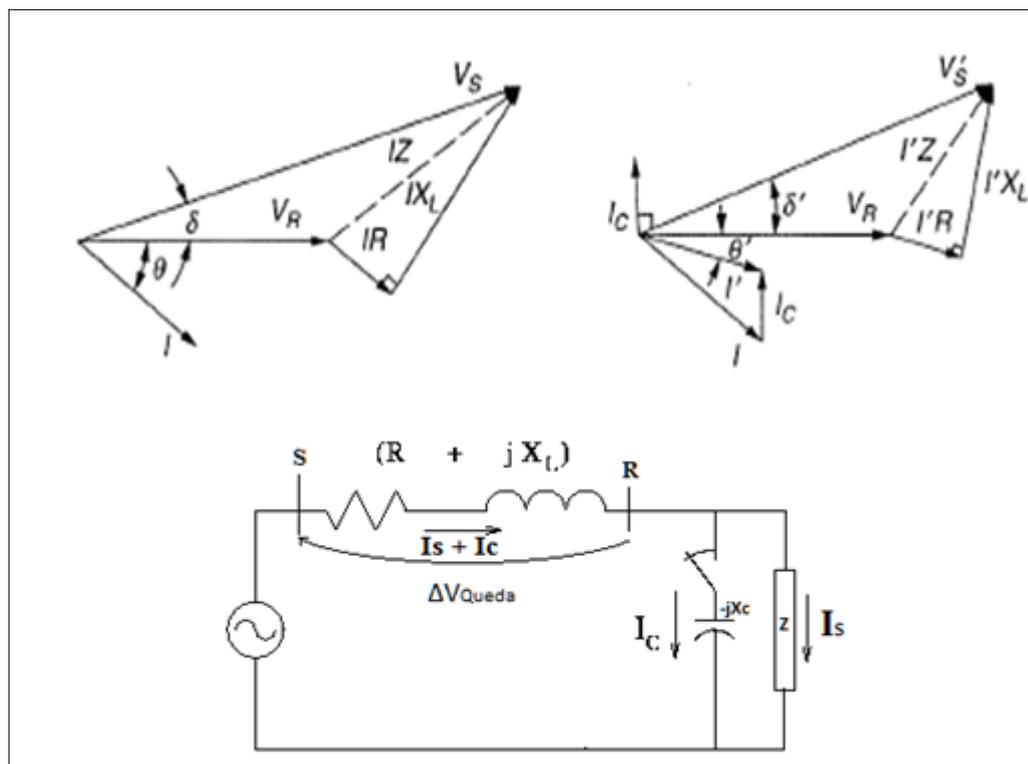


Figura 2-2. Diagrama fasorial, efeito na tensão e no FP sem (A) e com (B) Bancos de Capacitores e o circuito elétrico do sistema. (GÖNEN, 2007).

Atualmente, existem dois tipos de bancos de conexão de capacitores instalados em redes de distribuição, os bancos de capacitores fixos, que segundo a característica do sistema ficam permanentemente ligados a rede e os bancos de capacitores chaveáveis, os quais têm a possibilidade de mudar seu estado (on/off) através do dispositivo de controle empregado para sua operação, que poderá ser acionado por lógicas locais ou controles remotos, por exemplo,

através de medições de correntes e tensões no alimentador ou pela utilização de temporizadores para que o dispositivo seja ligado num horário pré-determinado.

Na Figura 2-3, é apresentado o efeito dos bancos de capacitores no perfil de tensão ao longo de um dia em um dado ponto da rede, que é ligado (chaveado) às 10:00 e desligado às 18:00.

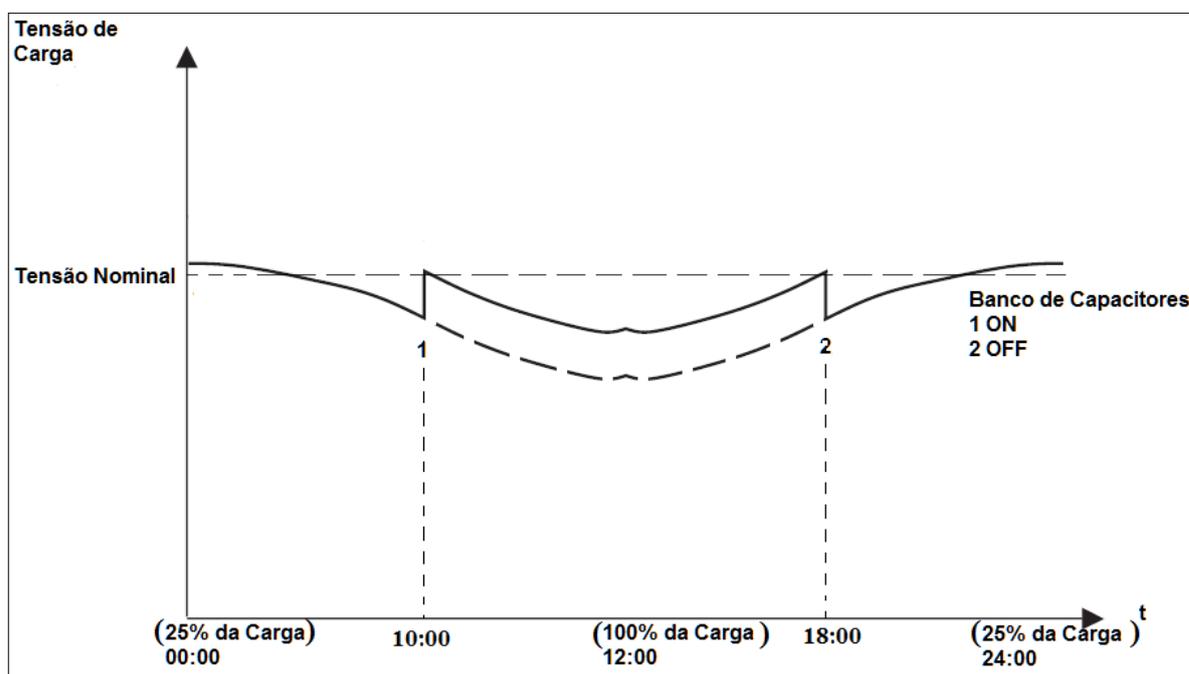


Figura 2-3. Efeito do perfil de tensão com a inserção de bancos de capacitores chaveados.

2.3.3 Reguladores de Tensão.

Reguladores de tensão são dispositivos instalados ao longo dos alimentadores de média tensão, com objetivo de manter a tensão de saída numa referência determinada independente da tensão de entrada, auxiliando o sistema a melhorar a qualidade do produto aos consumidores.

Reguladores de tensão de passo são os mais empregados em sistemas de distribuição. Trata-se basicamente de um autotransformador com taps (derivações) em série com o enrolamento secundário, como é apresentado na Figura 2-4. Outro tipo de regulador de tensão é o regulador de indução, que tem um funcionamento similar ao motor de indução, mas pouco utilizado em redes de distribuição (KUNDUR, 1994).

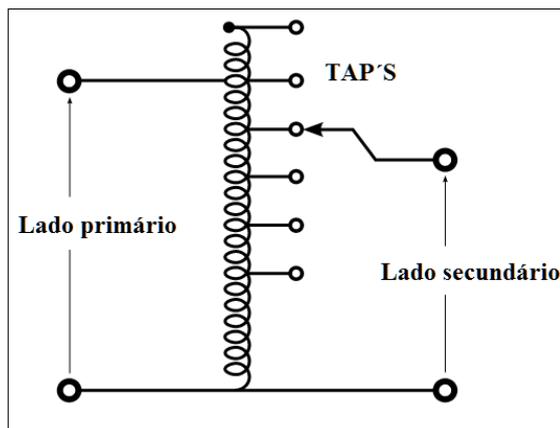


Figura 2-4. Regulador de tensão.

Na Figura 2-5 é apresentada a influência dos reguladores sobre o perfil de tensão do alimentador.

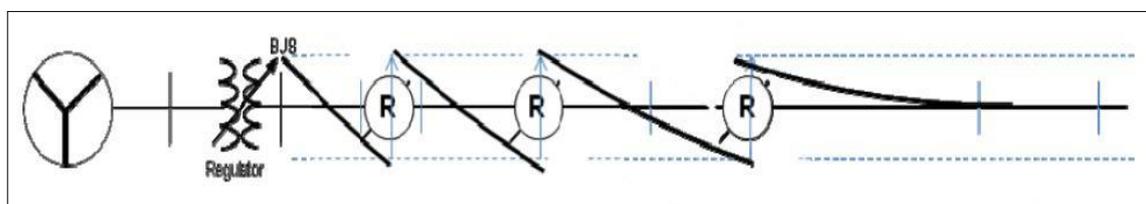


Figura 2-5. Influência dos reguladores sobre o perfil de tensão.

2.3.4 Sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA)

O sistema SCADA é a ferramenta mais utilizada nos centros de operação dos sistemas de distribuição das concessionárias. O SCADA fornece informações sobre o sistema de distribuição em tempo real, podendo repassá-las para as ferramentas de modelagem e análise. Seus principais atributos são a aquisição e armazenamento de dados, monitoramento e processamento de eventos e alarmes e o controle dos distintos dispositivos da rede.

O sistema SCADA necessita de ampla estrutura de comunicação entre os diferentes dispositivos que fazem parte do sistema de distribuição, sendo utilizado para monitorar e supervisionar a rede, por meio do envio de leituras de medidas de tensão e corrente em diversos pontos da rede para um único controlador, por exemplo, localizado na subestação e enviado para o centro de controle e operação.

2.4 Técnicas de otimização usadas no controle Volt/VAr

No artigo (HU, WANG, *et al.*, 2003) é apresentado um algoritmo de controle Volt/VAr off-line com a técnica de algoritmos genéticos (AG), o qual determina a programação ótima de operação de todos dispositivos para o dia seguinte garantindo minimização das perdas de energia.

O artigo pressupõe um histórico de curvas de carregamento do alimentador ao qual será implementado o algoritmo, pois deverá ser feita uma previsão de carga para o dia seguinte, dividida em níveis de carga já que o algoritmo assume este item conhecido.

A execução de AG determina o tempo de início e fim de cada um dos diferentes níveis de carga escolhidos. Levando-se em conta todas as restrições dos diferentes dispositivos que fazem parte do controle Volt/VAr, as faixas de operação da rede e os intervalos dos diferentes níveis de carga, a função objetivo do AG almejada é a minimização das perdas de energia.

Os autores em (NIKNAM, RANJBAR e SHIRANI, 2005) apresentam um algoritmo de controle Volt/VAr numa rede de distribuição. Este tem como objetivo minimizar as perdas de energia através do controle otimizado de bancos de capacitores, reguladores de tensão e o LTC do transformador da subestação além da geração distribuída que está ligada à rede.

A técnica de otimização empregada é de algoritmos genéticos, a qual parte do estado atual da rede, avaliado pelo fluxo de potência da rede. Visando otimizar o tempo de execução, todos os dispositivos a serem controlados foram modelados em funções matemáticas; além disso, todas as curvas de carregamento e geração devem ser conhecidas.

O algoritmo foi testado em duas redes radiais para as quais foram variadas as porcentagens de carregamento da rede. Também foram feitos testes com a geração eólica e fotovoltaica ligada a rede. Os resultados apresentaram perdas menores quando a geração distribuída está ligada e o controle Volt/VAr está sendo executado. Para a rede em estudo nos diferentes cenários

testados, o tempo de execução do algoritmo de otimização com os recursos de hardware utilizados é da ordem de segundos.

Na referência (PARK e PARK, 2006) é apresentado um algoritmo de controle Volt/VAr através de algoritmos genéticos, o qual é dividido em dois estágios: para a execução no primeiro estágio é feita uma previsão de carga da rede. O controle Volt/VAr é executado de forma off-line, o qual avalia uma sequência de chaveamentos ótimos dos bancos de capacitores e transformador com LTC.

O segundo estágio é realizado on-line, para um instante são obtidas medições de carga e tensão da rede e para o mesmo instante a lista de comandos feita no primeiro estágio (off-line) é ajustada e a função objetivo do algoritmo é novamente executada. O algoritmo desenvolvido foi implementado numa rede e, com a finalidade de comparação, foram feitas três provas, teste off-line, teste on-line e a combinação de ambos, os resultados apresentaram uma melhor otimização do problema com combinação dos dois estágios.

Em (PARK, NAM e PARK, 2007) é proposto um algoritmo que tem como objetivo a minimização das perdas mantendo a tensão dentro dos limites estabelecidos. Para a execução do algoritmo, deve ser feita uma previsão de carga no horizonte de estudo. O algoritmo é dividido em duas etapas: a primeira é off-line, composta por um algoritmo genético que a partir da previsão de carga realiza uma programação ótima de chaveamento dos bancos capacitores para o período em estudo. A segunda etapa é feita em tempo real, levando em conta a tensão de referência, a programação estabelecida para os bancos de capacitores e o carregamento do alimentador.

A referência (SIRISUMRANNUKUL e AUCHARIYAMET, 2009) apresenta um algoritmo de controle Volt/VAr que propõe um chaveamento ótimo dos diferentes bancos de capacitores e LTC do sistema tendo como objetivo a diminuição das perdas de energia, o total de kVAr dos bancos de capacitores que serão ligados e o número de chaveamentos do LTC a serem realizados. Utiliza técnicas de lógica fuzzy multiobjetivo e otimização por enxame de partículas (PSO).

A curva de carregamento do alimentador deve ser conhecida e dividida conforme os níveis de cargas. Através da técnica de enxame de partículas, busca-se a melhor configuração dos bancos de capacitores de acordo com os níveis de carga já estabelecidos. Por intermédio da lógica fuzzy, otimiza-se a função objetivo levando em conta as restrições dos dispositivos e limites de tensão.

No artigo (LIU, CAÑIZARES e HUANG, 2009), foi gerado um algoritmo de controle Volt/VAr que tem como objetivo a minimização das perdas de energia na rede, levando em conta as restrições de operação dos bancos de capacitores e transformadores com LTC.

O algoritmo foi desenvolvido através do método de otimização de programação não linear inteira mista (MINLP), com auxílio da técnica de ponto interior não linear, a qual converte as variáveis discretas do problema para variáveis contínuas. Assim, o problema pode ser executado com técnica de programação não linear. O algoritmo foi testado e comparado com outros métodos de otimização, apresentando soluções mais exatas que as outras técnicas implementadas.

Os autores em (LIANG, CHEN e CHEN, 2010) apresentam um algoritmo de controle Volt/VAr que tem como objetivo minimizar as perdas, melhorar o perfil de tensão e diminuir o fluxo de potência reativa através do transformador da subestação nos sistemas de distribuição. O algoritmo avalia a programação ótima dos bancos de capacitores e transformadores com LTC. Além disso, a rede de estudo conta com geração eólica, ligada diretamente na rede.

A técnica de otimização empregada para o controle Volt/VAr foi a lógica fuzzy. O algoritmo também leva em conta as incertezas da carga do sistema e a geração eólica que depende do vento, visando otimizar o controle Volt/VAr. A técnica evolutiva de algoritmos meméticos foi utilizada, o qual incorpora uma busca local .

Em (AUCHARIYAMET e SIRISUMRANNUKUL, 2010), é apresentado um algoritmo de controle Volt/VAr numa rede de distribuição que conta com geração distribuída ligada na rede. Seu enfoque é para operação do sistema de distribuição, pois tem como objetivo manter

as tensões dentro de faixas estabelecidas e manter o fator de potência perto da unidade, além de minimizar o pagamento pela energia a ser feito para o gerador eólico.

Com as previsões de carga e curva de geração, o algoritmo apresenta uma operação ótima do LTC do transformador, bancos de capacitores e geração distribuída. A técnica de otimização empregada foi enxame de partículas (PSO).

Na referência (KROK e GENC, 2011) foi desenvolvido uma coordenação otimizada de controle Volt/VAr para grandes sistemas de distribuição. O trabalho tem como objetivo a diminuição das perdas, redução da carga e correção do fator de potência, o qual foi dividido em duas etapas.

A primeira etapa está focada no gerenciamento dos bancos de capacitores, levando em conta a quantidade de potência reativa que deverá ser injetada na rede e a quantidade de chaveamentos para manter o fator de potência dentro da faixa estabelecida. A segunda etapa está focada no controle da tensão visando manter o perfil de tensão dentro de um nível desejado através do controle do LTC e reguladores de tensão.

O algoritmo, desenvolvido para ser gerenciado desde o DMS, divide a rede da concessionária em áreas de responsabilidades, as quais são definidas tendendo manter um equilíbrio entre zonas que possuem potência reativa instalada e zonas que não possuem potência reativa instalada. O algoritmo é desenvolvido com a técnica de programação dinâmica, que encontra a solução ótima para dada função de otimização, resultando em uma programação ótima de chaveamento dos bancos de capacitores, LTC e reguladores de tensão para o dia.

No trabalho (ALONSO, AMARÍS e CHINDRIS, 2011), focado para a área de transmissão de alta tensão, o objetivo é encontrar uma alocação ótima de geração distribuída e compensadores estáticos de potência reativa (SVC), bem como a injeção ótima de potência reativa dos dispositivos na rede.

O artigo foi desenvolvido para maximizar a capacidade do sistema e manter a estabilidade da tensão, minimizar as perdas e o custo de investimento na implementação de dispositivos

geradores de potência reativa, utilizando a técnica de algoritmo genético com múltiplas variáveis.

Os autores em (KAZARI, ABBASPOUR-TEHRANI FARD, *et al.*, 2011) desenvolveram algoritmo genético para o controle Volt/VAr em sistema centralizado, o qual tem como objetivo a diminuição das perdas de energia mantendo o perfil de tensão numa faixa determinada, considerando a rede de distribuição com demanda variável, através do controle de chaveamentos do transformador da subestação com LTC, bancos de capacitores e geração distribuída, os quais são modelados como fontes de potência reativa.

A rede de estudo conta com geração fotovoltaica e eólica, para as quais deverão ser conhecidas suas curvas de irradiação e vento respectivamente ao longo do dia. Visando otimizar o tempo de execução, foi desenvolvido um índice de acoplamento entre as barras do sistema, no qual são selecionadas barras que apresentam um comportamento similar na variação da tensão para uma pequena variação na potência reativa injetada. Assim é executado o fluxo de potência para conhecer o estado da rede e todos os dispositivos são modelados matematicamente visando otimizar o tempo de execução.

No artigo (SHEN e WANG, 2012), foi desenvolvido um algoritmo de controle Volt/VAr que tem como objetivo minimizar as perdas no sistema e manter os níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos, utilizando reguladores de tensão e transformadores de estado sólido, os quais podem ser utilizados como fontes de potência reativa.

Para a execução do algoritmo é calculado o fluxo de potência para avaliar a situação da rede. Com os dados levantados é realizada a função de otimização pelo método de multiplicadores de Lagrange.

O algoritmo foi testado em duas redes com diferentes números de nós, quantidade de dispositivos e modelos de carga. Para ambas as redes, o algoritmo alcançou o objetivo proposto. As percentagens da diminuição das perdas e regulação de tensão para ambos os testes foram bastante similares.

Em (BORGHETTI, 2012), é descrito um algoritmo que tem como objetivo a minimização da potência ativa na subestação e a conservação da tensão dentro dos limites estabelecidos além da inclusão de geração distribuída ligada a rede. O método de otimização utilizado no artigo é a programação linear inteira mista (MILP), que procura a melhor condição de operação de todos os dispositivos ligados ao controle Volt/VAr.

Na minimização da função objetivo é empregado um fator de penalidade para assegurar alcance do objetivo. Além disso, todos os diferentes dispositivos, ramais e impedâncias que estão ligadas à rede são modelados em equações que deverão cumprir as restrições estabelecidas. O algoritmo foi testado em diferentes condições de carregamento da rede onde sempre foi atingido o objetivo.

Na referência (LECEK, DZAFIC e MUSIC, 2013), foi criado um algoritmo de controle Volt/VAr centralizado que leva em conta os dispositivos tradicionais (banco de capacitores, reguladores de tensão e LTC), também a presença de geração distribuída, armazenamento de energia e programas de resposta à demanda.

O algoritmo tem como objetivo minimizar as possíveis violações de tensão, as perdas, o fluxo de potência reativa na rede, custos operativos, a utilização de cargas flexíveis (programas de resposta na demanda, bateria e geração distribuída), bem como a maximização da receita da concessionária.

Para a execução do controle Volt/VAr, primeiro é feito um levantamento do estado dos diferentes equipamentos que fazem parte da rede, para depois calcular o fluxo de potência através de estimação de estados do sistema. Com a utilização do método de otimização gradiente reduzido, é avaliada a função objetivo levando em conta as respectivas restrições. A solução proporciona uma lista de operação dos diferentes equipamentos.

Foram realizados dois testes: no primeiro não foram levados em conta na função objetivo os custos de operação e programas de resposta à demanda. Já o segundo teste teve a inclusão destes objetivos. Para ambos os casos o objetivo foi alcançado. Quando foram inclusos os custos operativos e programas de resposta à demanda no segundo teste, os resultados tiveram um impacto maior no valor da função objetivo quando comparado ao primeiro teste.

No artigo (MILOSEVIC, VUKOJEVIC e MANNA, 2012), é apresentado um trabalho implementado numa concessionária do Canadá que poderá ser também aplicado em outras concessionárias, quando a prática de controle Volt/VAr estiver amadurecida. O trabalho que os autores desenvolveram consistiu em levantamentos de dados, com grandezas elétricas (tensão, corrente), temperatura e hora do dia, potência ativa e reativa, dia da semana e sazonalidade.

Foi criada uma rede neural que é treinada com os dados obtidos. Para efeito de comparação, o controle Volt/VAr é ligado com uma intermitência de um dia (um dia ligado e o outro não) para assim poder correlacionar com os dados medidos. O objetivo do trabalho é ter uma aproximação de qual será o comportamento de carregamento da rede e as condições atmosféricas, para com isto aperfeiçoar e aumentar o benefício do controle Volt/VAr.

Na referência (BORGHETTI, NAPOLITANO e NUCCI, 2014) é proposto um algoritmo de controle Volt/VAr o qual tem o objetivo a manutenção da tensão dentro dos limites estabelecidos e o gerenciamento dos reativos da GD, este algoritmo foi dividido em dois controles: o primeiro é utilizado para controlar a operação do OLTC chamado de controle de histerese centralizado e o segundo é utilizado para o gerenciamento de reativos das fontes GD através de programação não linear, porém a ordem de execução dos controles visa diminuir o número de operações do OLTC.

No artigo (CHAUDHARY, SUN, *et al.*, 2015) foi desenvolvido um algoritmo de controle Volt/VAr em tempo real, localizado no nível da subestação, o qual leva em conta reguladores de tensão e bancos de capacitores. Também possui sistemas fotovoltaicos os quais tem a possibilidade de injetar ou consumir reativos da rede.

Neste trabalho a rede teste utilizada foi a IEEE-37 barras e foi empregada a técnica de otimização Simulated Annealing, tendo como objetivo a diminuição das perdas técnicas do sistema. Os resultados do trabalho comprovam a diminuição das perdas técnicas para o caso teste.

Na referência (SHI e BARAN, 2015) apresentam algumas métricas que podem ser implementadas na avaliação da funcionalidade de controle Volt/VAr, por exemplo, as

transgressões de tensão nos limites estabelecidos, as quedas de tensão, a variação da tensão nas cargas, a diminuição das perdas, o desequilíbrio entre as fases e a quantidade de operações nos diferentes equipamentos.

Em (DE VASCONCELOS, DA COSTA e LAGE, 2015) foi desenvolvido um algoritmo de controle Volt/VAr através da técnica de programação não linear onde as variáveis discretas são consideradas como contínuas por uma função de discretização senoidal incorporada na função objetivo por um parâmetro de penalidade. O algoritmo, executado de forma off-line, foi testado nas redes IEEE 69 e 135 barras. Os resultados obtidos com este algoritmo foram similares quando comparados com outro algoritmo de controle Volt/VAr desenvolvido através da técnica de programação não linear inteira mista e mostram que o método pode ser implementado para este tipo de problemas que possui variáveis discretas.

2.5 Experiências de implementações de controle Volt/VAr

Com o emprego das diferentes tecnologias de comunicação nos sistemas elétricos, a implementação do controle Volt/VAr vem sendo implementada em diferentes concessionárias no mundo. A seguir apresenta-se um resumo das experiências de algumas concessionárias que implementaram esta funcionalidade.

Em (DABIC, SIEW, *et al.*, 2010), são destacadas implementações em subestações a partir do ano de 1996. O projeto de controle Volt/VAr começou a ser implementado em três alimentadores da concessionária no ano de 2007, sendo implementada a solução no sistema de gestão de energia (EMS) da subestação o qual conta com um sistema SCADA que controla os dispositivos da subestação, dado que à época não se dispunha de sistema de gerenciamento da distribuição (DMS).

Os dados para o controle Volt/VAr são relativos às grandezas medidas nos alimentadores e na subestação, os quais são utilizados para estimar o estado da rede. Os principais indicadores de

benefícios são os ganhos no consumo de energia, a redução de carga na ponta e a qualidade de fornecimento para os consumidores.

Outros sistemas a serem integrados no âmbito das redes inteligentes como *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) e DMS estão sendo implementados pela concessionária. Tais sistemas serão integrados para o gerenciamento do controle Volt/VAr, tornando-o mais preciso. A concessionária tem uma projeção de economia no consumo de energia 300 GWh para o ano de 2020, com a implantação da solução em 65 subestações.

O artigo (FARMER, INGLE e MORGAN, 2011) apresenta as principais técnicas e ferramentas que são empregadas no gerenciamento do perfil de tensão e fluxo de potência reativa visando ter benefícios operacionais e econômicos nas redes de distribuição. O trabalho tem como objetivo manter o perfil de tensão, diminuir o desequilíbrio de tensão entre as fases e controlar o fator de potência nas redes.

Para o trabalho, foram escolhidas duas redes de distribuição rurais, as quais possuem diferentes características de distribuição de carga ao longo da rede. Foi desenvolvido um estudo de carregamento dos alimentadores, possíveis reconfigurações e alocação de carga na rede e alocação ótima de bancos de capacitores e reguladores de tensão no sistema visando atingir os escopos do projeto. Para ambos os casos, além de obter as metas propostas, o trabalho apresenta uma comparação técnico-econômica que justifica a implementação deste tipo de funcionalidade para as condições apresentadas.

Já em (DALIPARTHI, JAKUB-WOOD, *et al.*, 2012) é apresentada a implementação de controle Volt/VAr na concessionária *AVISTA UTILITY*, localizada nos Estados Unidos. São apresentadas as vantagens do controle Volt/VAr em redes de distribuição, o qual foi implementado em duas redes da concessionária com diferentes topologias, cargas e bancos de capacitores chaveáveis e fixos.

Para efeito de comparação e quantificação dos benefícios com a implementação do controle em tempo real, foram feitas simulações de controle Volt/VAr nas redes onde este foi implementado de forma off-line. Os resultados obtidos apresentaram uma diminuição de 1% na demanda de energia e 1% na diminuição da tensão de fornecimento.

O relatório (DOE EUA, 2012) apresenta um resumo da implementação do controle Volt/VAr em 26 concessionárias dos Estados Unidos, as quais fazem parte do projeto de investimento em demonstrações de redes inteligentes (SGIG), financiado pelo Departamento de Energia (DOE) e pela Secretaria do Fornecimento de Energia e Confiabilidade da Energia do país.

O objetivo do programa, focado na implementação do controle Volt/VAr, busca diminuir os níveis de tensão durante os períodos de ponta, tentando diminuir a demanda nestes horários, reduzir os níveis de tensão para longos períodos, minimizar as perdas nas redes de distribuição e alcançar a conservação de energia. Os benefícios esperados com a implementação do projeto são a melhora do perfil de tensão, a otimização do gerenciamento de reativos, otimizar a operação e manutenção dos equipamentos e a melhora da integração na rede de fontes de geração distribuída. No gráfico da Figura 2-6 são apresentados os quantitativos de objetivos selecionados, pelas 26 concessionárias na implementação de controle Volt/VAr.

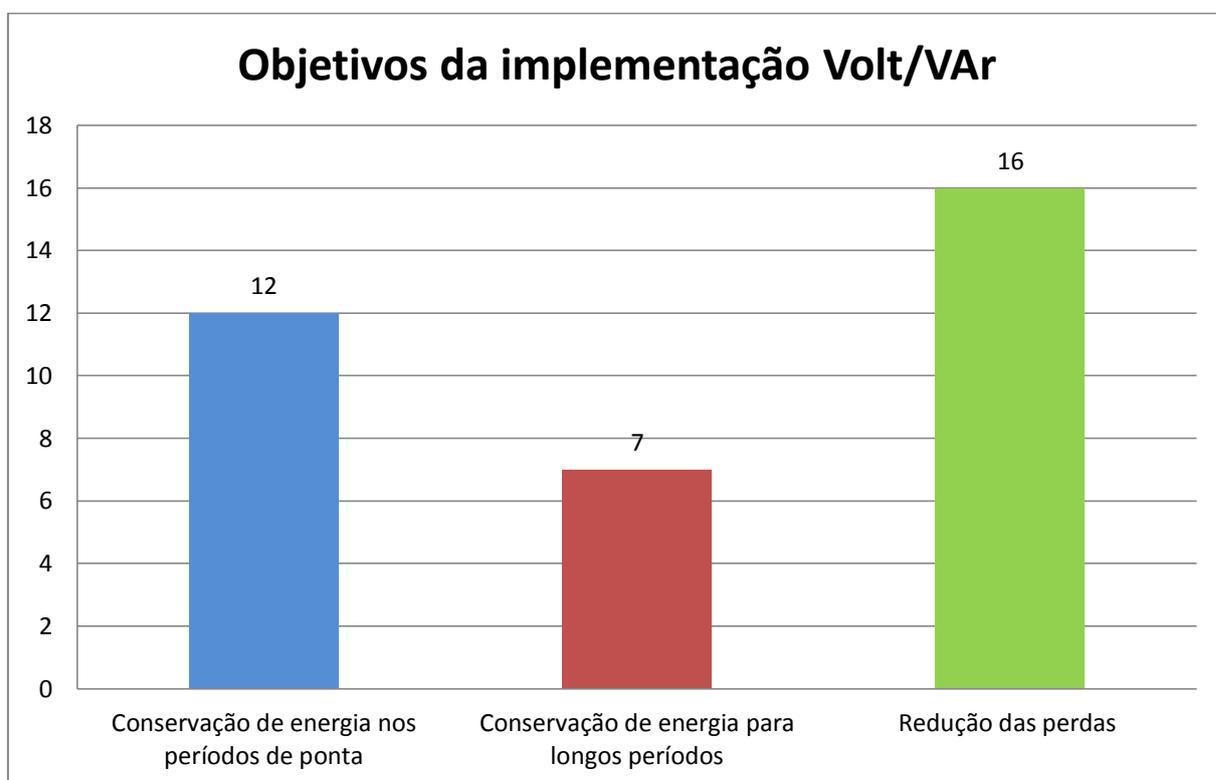


Figura 2-6. Objetivo da implementação Volt/VAr, (DOE EUA, 2012)

Em determinadas concessionárias que fazem parte do projeto, 3 objetivos de controle Volt/VAr foram almejados. No gráfico da Figura 2-7 são apresentados os quantitativos de dispositivos instalados nas diferentes concessionárias nos EUA.

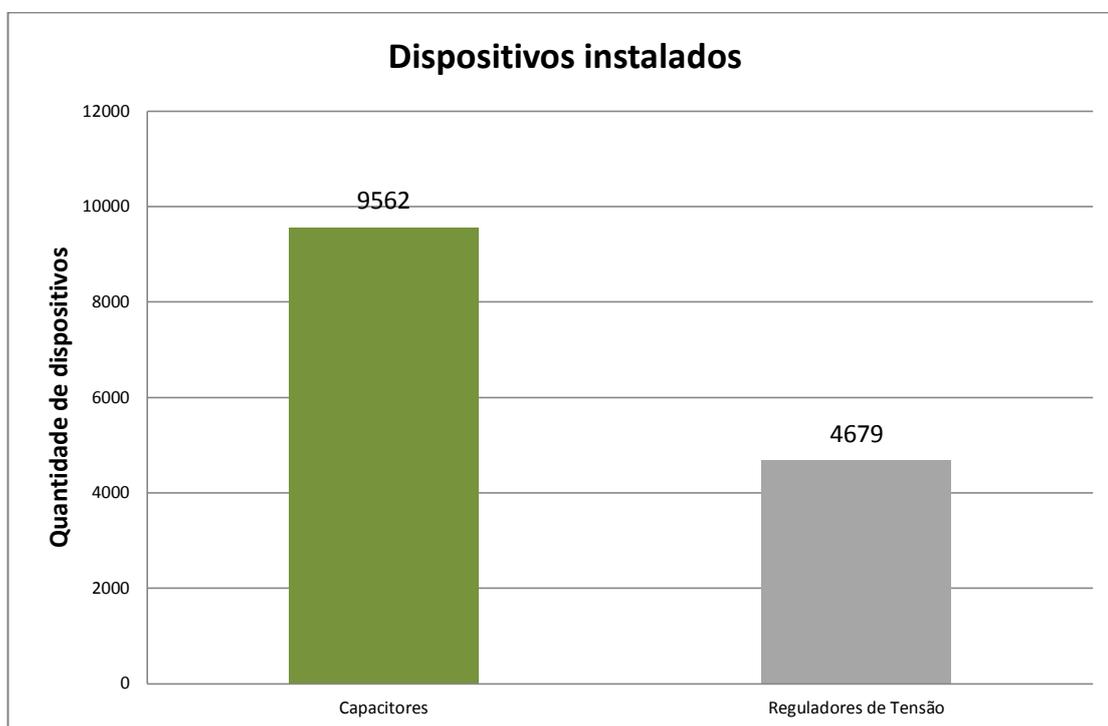


Figura 2-7. Dispositivos instalados na implementação de controle Volt/VAr, (DOE EUA, 2012).

Alguns dos resultados iniciais do projeto foram a redução nas perdas em até 5% e em alguns casos até um valor maior. No que se refere à conservação de energia no horário de ponta, houve uma diminuição de até 2,5%.

A referência (SCHNEIDER e WEAVER, 2012) apresenta uma implementação de controle Volt/VAr na concessionária *American Electric Power (AEP)*, de Ohio, Estados Unidos. O principal objetivo foi reduzir o consumo de energia e diminuir a carga de ponta. Um objetivo secundário foi o de reduzir a potência reativa nos alimentadores.

Para a instalação foram selecionados 11 alimentadores que contam com bancos de capacitores. Apenas um dos alimentadores possui regulador de tensão, que pode ser operado para cada fase independentemente. Também foram selecionadas 5 subestações, com reguladores de tensão (LTC) os quais podem ser operados para cada fase. Além disso, medidores de tensão foram instalados em pontos estratégicos no final dos alimentadores.

Visando estimar os benefícios que podem ser obtidos com a implementação do controle Volt/VAr, foram simulados 8 alimentadores no software livre GridLAB-d, o qual permite trabalhar com módulos externos à sua biblioteca. Para isso, a empresa selecionada pela concessionária para fazer a implementação do controle Volt/VAr, disponibilizou sua lógica de controle Volt/VAr, a qual foi implementada no GridLAB-d.

Os testes em campo foram definidos para serem feitos em 60 dias, o controle do sistema teria uma intermitência, ou seja, um dia do controle Volt/VAr ligado e o dia seguinte desligado. Quando o controle se encontra desligado, as operações dos reguladores de tensão e dos bancos de capacitores operam em sua configuração inicial. Com a implementação do algoritmo do controle Volt/VAr, foi projetada uma média de conservação de energia de 2,9%. Porém, a implementação em campo mostrou conservação de 3,3%.

Na citação (NASRI, FARHANGI, *et al.*, 2012), o trabalho desenvolvido na Universidade de British Columbia Institute of Technology (BCIT), no Canadá, teve como objetivo o controle Volt/VAr e conservação de energia por redução de tensão (CVR) em tempo real. Tal controle foi instalado na subestação da Universidade, com uma arquitetura de agentes inteligentes que trabalham em paralelo para alcançar o objetivo.

Na implementação, foram utilizados 8 medidores inteligentes que capturam as medições de diferentes locais escolhidos dentro da Universidade. O protocolo de comunicação selecionado foi o IEC 61850. Como sistema de comunicação, foi utilizado PLC (*Power Lines Communications*) para o envio dos dados. O tempo de envio selecionado para o projeto é a cada 15 minutos.

Os agentes inteligentes são sistemas autônomos designados para cumprir um objetivo específico. Neste trabalho foram utilizados 5 agentes inteligentes, quais sejam: i. Transmissão de dados, ii. Registrador de eventos, iii. Coletor de dados, iv. Filtragem de dados e v. Controle Volt/VAr e CVR, os quais foram simulados em MATLAB.

No artigo (VUKOJEVIC, FREY e PICARELLI, 2013) foi desenvolvido um projeto piloto na concessionária Baltimore Gas and Electric, em Baltimore, nos Estados Unidos. O controle Volt/VAr apresenta como objetivos principais manter os limites de tensão dentro da faixa

estabelecida e manter o balanço de tensão nas três fases, com a utilização de bancos de capacitores monofásicos chaveáveis.

No projeto houve duas abordagens diferentes: na primeira, do total de bancos de capacitores um conjunto foi selecionado para minimizar os níveis de tensão no alimentador (CVR), os demais de bancos de capacitores tiveram como objetivo manter o balanço de tensão entre as fases do sistema de distribuição.

O algoritmo executado faz seu ajuste levando em conta a curva de demanda da iluminação pública dos alimentadores analisados e uma aproximação da curva de carga do alimentador para o patamar de 24 horas. A implementação utilizada permite a transferência de carga na subestação e faz uma verificação do estado operativo dos bancos de capacitores instalados.

2.6 Conservação de energia por redução da tensão

Como foi exposto em (MARKUSHEVICH, 2011), existem diferentes objetivos que podem ser implementados na técnica de controle Volt/VAr entre eles a conservação de energia por redução de tensão, habitualmente conhecida como *Conservation Voltage Reduction* (CVR).

A conservação de energia por redução de tensão não é uma funcionalidade nova, as primeiras práticas datam de 1973 feitas pela concessionária *American Electric Power System* (AEP) (PREISS e WARNOCK, 1978). Esta aplicação tem como principal objetivo diminuição da demanda de ponta (kW) para períodos curtos ou diminuir o consumo de energia (kWh) para longos períodos através da diminuição da tensão até um valor mínimo, sem ultrapassar os limites estabelecidos pelo órgão regulador (WANG e JIANHUI, 2014).

Para quantificar os ganhos que podem ser obtidos com a implementação da conservação de energia por redução da tensão foi definido o fator de CVR, o qual é definido como a porcentagem na redução de energia dividido pela porcentagem na redução da tensão. O resultado deste fator CVR depende do modelo de carga adotado o qual pode variar de 0 para modelo de potência constante, 1 para modelos de corrente constante e 2 para modelos de

impedância constante (SEN e LEE, 2014). Na seguinte equação é ilustrado como é feito o cálculo do fator CVR:

$$CVR_f = \frac{E\%}{V\%}$$

2.7 Discussão

As redes inteligentes têm sido pesquisadas e implementadas na Europa e nos Estados Unidos, sendo impulsionadas principalmente por questões ambientais envolvendo a obtenção de uma matriz energética mais limpa e aumento da qualidade no fornecimento de energia, além de tornar o usuário um ente ativo (EKANAYAKE, LIYANAGE, *et al.*, 2012).

Apesar de toda evolução tecnológica vista nos últimos anos, pode-se afirmar que o setor elétrico foi um dos poucos que não apresentaram uma completa revolução, seja no âmbito tecnológico, nos serviços prestados ou na forma de negócio praticada pelas concessionárias de energia elétrica. As Redes Elétricas Inteligentes ou Smart Grids surgem com a finalidade de liderar esta revolução no setor ao inovar através da inserção de modernas tecnologias de medição, automação e telecomunicações na rede.

Na atualidade, a geração e transmissão de energia tem um alto nível de automação, sendo que já está consolidado o monitoramento e controle remoto dos diferentes equipamentos com a utilização de tecnologias de comunicação atualmente consolidadas. Já no nível dos sistemas de distribuição de energia apresenta-se certo atraso tecnológico, já que a evolução nos últimos tempos foi feita de forma parcial e tendo alcançando o objetivo de forma isolada.

Atualmente, muitos dos sistemas de distribuição que possuem algum controle de tensão ou gerenciamento de reativos são realizados de forma separada, o qual pode ser feito por automação local ou remota. Isto pode ser causado pela falta de investimentos ou políticas que incentivem as concessionárias a tornarem suas redes cada vez mais automatizadas. A implementação destas funcionalidades tem o intuito de integrar e aumentar a eficiência na automação das redes de distribuição e melhorar a qualidade do fornecimento de energia ao consumidor.

O controle Volt/VAr vem sendo implementado em vários lugares do mundo, como mostrado no item (2.5). Assim, foram apresentados uma série de projetos, notadamente nos Estados Unidos e Canadá. Nota-se que o controle Volt/VAr pode almejar distintos objetivos, os quais foram descritos em (MARKUSHEVICH, 2011). Todos eles apresentaram resultados interessantes do ponto de vista de qualidade do fornecimento ao consumidor, além dos demais objetivos esperados e atingidos pelas concessionárias.

Os diferentes projetos concebidos representam uma demonstração de que a prática de controle Volt/VAr tem muito futuro nas aplicações e investigações em redes de distribuição, o que reforça a ideia de continuidade nessa linha de pesquisa.

Infelizmente, no Brasil ainda a funcionalidade de controle Volt/VAr é pouco aplicada. Só a concessionária CEMIG do estado de Minas Gerais possui esta funcionalidade no projeto piloto Cidades do Futuro localizado na cidade de Sete Lagoas, MG, onde o controle Volt/VAr é feito de forma centralizada. Os bancos de capacitores instalados ao longo dos alimentadores são manobrados de forma semiautomática, ou seja, precisam ser autorizados pelo operador de rede (CEMIG, COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2014).

Como já foi mostrado em itens anteriores, o controle Volt/VAr tem como objetivos principais a diminuição das perdas nos sistemas de distribuição, mantendo a tensão e o fator de potência dentro de limites estabelecidos através do controle de bancos de capacitores, reguladores de tensão na rede e LTC. O gerenciamento sobre estes equipamentos pode ser resumido na sua programação e operação ótima, podendo ser utilizadas técnicas de otimização que ajudem na sua execução.

Diferentes técnicas de otimização tem sido empregadas visando atingir um objetivo específico. No item 2.4, foram apresentados diferentes trabalhos com o objetivo de definir a operação dos dispositivos para o controle Volt/VAr. Na tabela 2-1 é apresentado um resumo das diferentes técnicas utilizadas, seu principal objetivo e particularidade do projeto.

Tabela 2-1 Técnicas de otimização empregadas em controle Volt/VAr.

Artigo	Técnicas de otimização empregadas no controle Volt/VAr	Objetivo principal	Particularidades
(HU, WANG, <i>et al.</i> , 2003)	Algoritmos Genéticos.	Minimização das perdas.	Off-line. Previsão de carga.
(NIKNAM, RANJBAR e SHIRANI, 2005)	Algoritmos Genéticos.	Minimização das perdas.	Off-line. Geração distribuída.
(PARK e PARK, 2006)	Algoritmos Genéticos.	Minimização das perdas.	Off-line e On-line.
(PARK, NAM e PARK, 2007)	Algoritmos Genéticos.	Diminuição das perdas mantendo o perfil de tensão.	Previsão de carga. Off-line programação de chaveamentos. On-line controle do LTC.
(SIRISUMRANNUKUL e AUCHARIYAMET, 2009)	Lógica Fuzzy. Enxame de Partículas (PSO).	Diminuição das perdas de energia.	Off-line.
(LIU, CAÑIZARES e HUANG, 2009)	Programação não linear inteira mista. Ponto interior não linear.	Minimização das perdas.	Off-line
(AUCHARIYAMET e SIRISUMRANNUKUL, 2010)	Enxame de Partículas (PSO).	Manter o perfil de tensão, gerenciar o fator de potência na subestação e diminuir o pagamento pela geração distribuída.	Previsão de carga e da geração distribuída.
(LIANG, CHEN e CHEN, 2010)	Lógica Fuzzy. Algoritmos Meméticos.	Minimização das perdas e do fluxo de potência reativa pelo transformador da subestação e manter o perfil de tensão.	Previsão de carga e curva de geração. Geração distribuída.
(KROK e GENC, 2011)	Técnica de otimização combinatória da mochila.	Minimização das perdas, do carregamento e gerenciamento do fator de potência na subestação.	Off-line. Controle desde o DMS.
(ALONSO, AMARÍS e CHINDRIS, 2011)	Algoritmos Genéticos.	Alocação de geração distribuída e compensadores de potência reativa, maximizar a estabilidade da tensão e minimização das perdas.	Focado para linhas de transmissão.

Artigo	Técnicas de otimização empregadas no controle Volt/VAr	Objetivo principal	Particularidades
(KAZARI, ABBASPOUR-TEHRANI FARD, <i>et al.</i> , 2011)	Algoritmos Genéticos.	Manter o perfil de tensão.	Off-line. Controle centralizado. Geração distribuída.
(SHEN e WANG, 2012)	Técnica de otimização de Lagrange.	Minimizar as perdas e manutenção do perfil de tensão.	Off-line. Transformadores de estado sólido.
(MILOSEVIC, VUKOJEVIC e MANNA, 2012)	Rede Neural.	Aumentar o benefício do controle Volt/VAr	Controle Volt/VAr já implementado.
(BORGHETTI, 2012)	Programação não Linear Inteira Mista.	Minimizar a potência ativa na subestação e manutenção da tensão.	Off-line. Geração distribuída.
(LECEK, DZAFIC e MUSIC, 2013)	Método de otimização de Gradiente Reduzido.	Minimização das perdas, custos operativos e o uso de cargas/geração flexível, além de maximizar a receita.	Controle centralizado. Estimação de estados. Implementação de programas de resposta à demanda e geração distribuída.
(BORGHETTI, NAPOLITANO e NUCCI, 2014)	Programação não linear	Manutenção da tensão e gerenciamento de reativos	Off-line. Geração distribuída.
(CHAUDHARY, SUN, <i>et al.</i> , 2015)	Simulação Annealing	Diminuição das perdas técnicas	On-Line. Descentralizado. Geração distribuída.
(SHI e BARAN, 2015)		Apresentação de métricas para avaliar os ganhos obtidos com a implementação do controle Volt/VAr.	
(DE VASCONCELOS, DA COSTA e LAGE, 2015)	Programação não linear	Manutenção da tensão e perdas técnicas	Off-line.

Conforme apresentado na Tabela 2-1, a maioria dos artigos não deixa evidente em que nível do sistema de distribuição é feito o controle do algoritmo. Somente em (KAZARI, ABBASPOUR-TEHRANI FARD, *et al.*, 2011) e (LECEK, DZAFIC e MUSIC, 2013) são apresentadas evidências do nível do sistema em que se implementa o controle Volt/VAr.

A maioria dos algoritmos são desenvolvidos para serem executados de modo off-line, ou seja, através de previsão de curvas de demanda, irradiação ou vento para assim executar o fluxo de potência e conhecer a situação da rede, enviar uma possível lista de operações a qual deverá ser executada para o dia seguinte. Na pesquisa, a referência (PARK e PARK, 2006) faz uma combinação entre off-line e on-line e em (LECEK, DZAFIC e MUSIC, 2013) foi implementado on-line através de estimação de estados levando em conta a geração distribuída e programas de resposta à demanda.

Como apresentado na Tabela 2-1, os objetivos comuns dos trabalhos é a diminuição das perdas, conservação da energia por redução de tensão e a manutenção do nível de tensão pré-estabelecido, sempre tendo como restrição o número de chaveamentos dos dispositivos empregados no controle Volt/VAr.

No item 2.5 foram apresentados diferentes projetos de controle Volt/VAr, principalmente na América do Norte como em (DOE EUA, 2012) (SCHNEIDER e WEAVER, 2012) (NASRI, FARHANGI, *et al.*, 2012) (VUKOJEVIC, FREY e PICARELLI, 2013) onde é evidente a ampla implementação do CVR, a qual foi explicada no item 2.6.

A implementação desta funcionalidade pode ser entendida por vários fatores, um deles é a base da geração de energia elétrica no mundo, a qual é feita através de fontes não renováveis (carvão, petróleo, gás natural e nuclear) (OECD, 2014), nos Estados Unidos a base de geração de energia não é muito diferente (EIA, 2014) e quando comparado com o Brasil (EPE, 2011) fica evidente a diferença entre as matrizes energéticas em ambos os países.

Visando desenvolver uma matriz energética mais limpa, os Estados Unidos que não faz parte do protocolo de KYOTO, assinou um acordo no ano de 2015 o qual visa diminuir em 27% a liberação de gases poluentes no país e aumentar a participação de fontes renováveis em 20% de sua matriz energética (O GLOBO, 2014). Para alcançar este objetivo os Estados Unidos visam diminuir a geração de energia elétrica através de fontes não renováveis impondo regras mais rígidas para as usinas novas ou já existentes (ÚLTIMO SEGUNDO, 2015).

Outro fator é o consumo médio de energia, por exemplo, na classe residencial em ambos os países, onde pode ser observado que o consumo médio nos Estados Unidos (EIA, 2014) é

bem maior quando comparado com o consumo médio no Brasil (ANEEL, 2015) e se for analisado o preço a ser pago pelo custo da energia para os países tomando como base o preço médio do kWh/mês para o ano de 2014 (THE STATISTICS PORTAL, 2015) e o consumo médio de energia para o mesmo ano, fica claro que a quantidade a ser paga pelos consumidores nos Estados Unidos é bem maior do que no Brasil, uma diferença aproximada de US \$60.

Assim, visando diminuir a quantia de energia nos consumidores, a tendência no aumento no preço da energia e a transformação da matriz energética para uma tecnologia de geração mais limpa a implementação do CVR torna-se uma funcionalidade eficaz a ser implementada nestes países.

3 Algoritmos Genéticos

Neste capítulo será apresentada uma revisão básica de algoritmos genéticos (AGs) o qual é considerado uma técnica poderosa de busca e otimização inspirada no princípio darwiniano no qual ao longo das gerações, a população evolui de acordo com o princípio de seleção natural e a sobrevivência dos mais fortes.

A procura do indivíduo mais bem adaptado, ou seja, uma solução aproximada da ótima, é feita através de uma codificação do problema a ser otimizado e com a implementação dos operadores do algoritmo genético quais sejam seleção, cruzamento e mutação através de gerações que auxiliem na otimização do controle de tensão e gerenciamento de reativos em sistemas de distribuição.

Este capítulo apresenta o algoritmo genético básico com algumas variantes dos operadores genéticos utilizados. Na sequência, apresenta algumas aplicações dos AGs em sistemas de potência para ilustrar seu potencial em problemas relacionados ao desse trabalho. Além disso, um exemplo ilustrativo de formulação de um problema bastante simples é apresentado no final do capítulo, o que proporciona uma primeira ideia da implementação desta técnica ao Controle Volt/VAr a ser melhor explorada no Capítulo 4.

3.1 Conceitos

Os algoritmos genéticos (AG), inspirados na teoria de Darwin e da genética, constituem uma técnica de pesquisa probabilística inspirada nos princípios da seleção natural da evolução. Propostos por Holland em 1975, simulam os processos da evolução natural, visando principalmente resolver um problema de otimização. Os AG podem ser considerados

algoritmos robustos, genéricos e facilmente adaptáveis (GOLDBERG, 1989). São aplicados em uma ampla gama de problemas, incluindo problemas de otimização, como é apresentado a seguir.

O funcionamento do AG básico consiste na criação e processamento de conjunto de N elementos (indivíduos) para busca em espaço de busca, que constituem possíveis soluções de um problema definido. Este conjunto é chamado de **população**. Em seguida, a população deverá ser submetida a uma **função de avaliação**. Tal função deve dar a cada um dos indivíduos da população uma medida de qualidade da possível solução ao problema. Os indivíduos com melhor avaliação são escolhidos para o processo de evolução ou **cruzamento**. Já os outros indivíduos são rejeitados de modo a ter espaço para inserir os novos indivíduos que deverão ser gerados, mantendo a população com o mesmo número N de indivíduos. Visando manter um nível de diversidade adequado na população e explorar novas regiões de busca, é empregada a **mutação** aos indivíduos selecionados, o que é um processo completamente aleatório, alterando ligeiramente algumas das características de alguns dos indivíduos.

Esta metodologia tende a produzir, em um número G de gerações, indivíduos mais próximos do objetivo do problema. Caso contrário, isto é, se possíveis e boas soluções não são achadas em um número G de gerações, o AG deverá ser inicializado com uma nova população.

Analisando sua estrutura de funcionamento, o algoritmo pode ser decomposto nas etapas de inicialização da população, avaliação dos indivíduos, seleção e cruzamento, mutação, atualização e finalização, como pode ser visto no diagrama da Figura 3-1 onde são descritas as etapas do algoritmo genético.

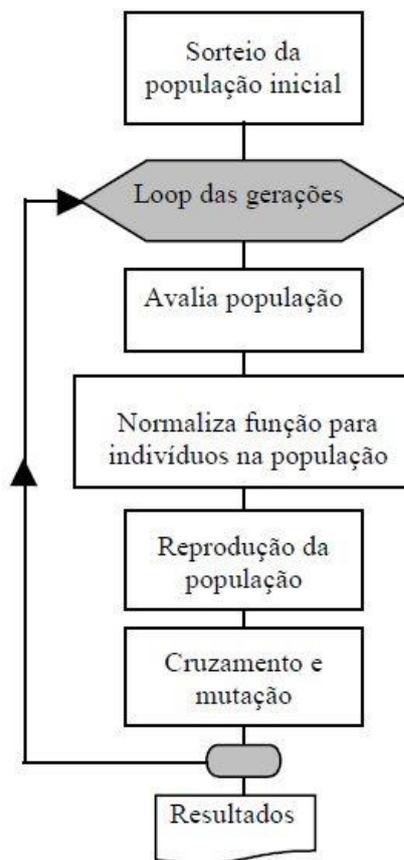


Figura 3-1. Estrutura do Algoritmo genético, (KAGAN, SCHMIDT, *et al.*, 2009)

3.2 Inicialização

Na inicialização, certa quantidade de indivíduos é criada aleatoriamente utilizando uma função randômica (gerador de números aleatórios). Os indivíduos são a unidade fundamental do algoritmo genético: quanto maior a sua diversidade, melhor a divisão do espaço de busca e com isto aumenta-se a probabilidade de que algum dos indivíduos fique próximo da solução ótima. O genótipo de cada indivíduo é representado por uma sequência de bits, que quando aplicada a uma certa função de decodificação, resultará em um número, chamado de fenótipo.

Como a criação destes indivíduos é aleatória tem-se uma grande incerteza quanto à proximidade desses à solução ótima do problema. Para isto foram planejadas duas experiências de inicialização da população inicial além da inicialização totalmente aleatória, visando atingir o ótimo local mais rápido.

Na primeira experiência, quando definido o número total de indivíduos da população N , são criados, para um instante t , $N-1$ indivíduos aleatoriamente e o melhor indivíduo da solução no instante anterior ($t-1$) será inserido na população inicial, completando o número total da população.

Na segunda, quando definido o número total de indivíduos da população N , são criados, para um instante t , $N-X$ indivíduos aleatoriamente, sendo X igual a 30% do total de N . Assim esta implementação terá alguns indivíduos próximos da solução no instante anterior ($t-1$), mas o indivíduo solução em ($t-1$) não fará parte de população inicial.

3.3 Avaliação

Cada um dos indivíduos deve ser avaliado, visando saber quão ajustada ou boa é cada possível solução. Quanto melhor a avaliação do indivíduo, mais chances este tem de sobreviver.

Para saber a qualidade dos indivíduos da população, seus genótipos precisam ser decodificados para serem avaliados, ou seja, transformados em um número que indique o quão apto cada indivíduo está para sobreviver ao processo de seleção. A avaliação de cada um dos indivíduos é realizada com o uso de uma função de avaliação ou aptidão. Assim, esta função específica para cada problema, liga o AG e o problema de otimização. Neste trabalho será executado o fluxo de potência para cada indivíduo decodificado, cujos resultados permitem sua avaliação de forma a avaliar quão apto ele é para a solução do problema.

Os AG comumente são empregados em problemas de otimização que, além de terem uma função objetivo que deverá ser maximizada ou minimizada, também contém restrições. Assim, a função de aptidão deverá levar em conta tanto a função objetivo como as restrições do problema.

A forma mais frequente para tratar estas restrições é através do empobrecimento da função de avaliação através de penalidades. Tal degradação deve ser tanto maior quanto maior for a

violação das restrições. Assim o problema com restrições torna-se um problema sem restrições agregando-se penalizações à função de avaliação.

3.4 Seleção

Com o objetivo de selecionar os indivíduos que sofrerão cruzamento e mutação, o processo de seleção consiste em escolher de uma maneira probabilística os indivíduos que passarão por operadores genéticos. Os indivíduos melhor qualificados possuem melhores oportunidades de serem escolhidos, pois estão mais próximos da solução ótima do problema.

Existem vários métodos de seleção, cada qual com procedimento próprio. Neste trabalho serão empregados diferentes métodos para seleção dos indivíduos.

3.4.1 Método da Roleta

Neste método, todos os indivíduos fazem parte da roleta, a área que cada um dos indivíduos ocupa é proporcional a seu valor adquirido na função de avaliação. Sendo assim, ao girar a roleta, as chances do indivíduo ser selecionado são proporcionais ao seu nível de adaptação. A roleta deverá girar quantas vezes for necessário visando conservar o mesmo tamanho da população estabelecida. O método pode ser ilustrado pela Figura 3-2.

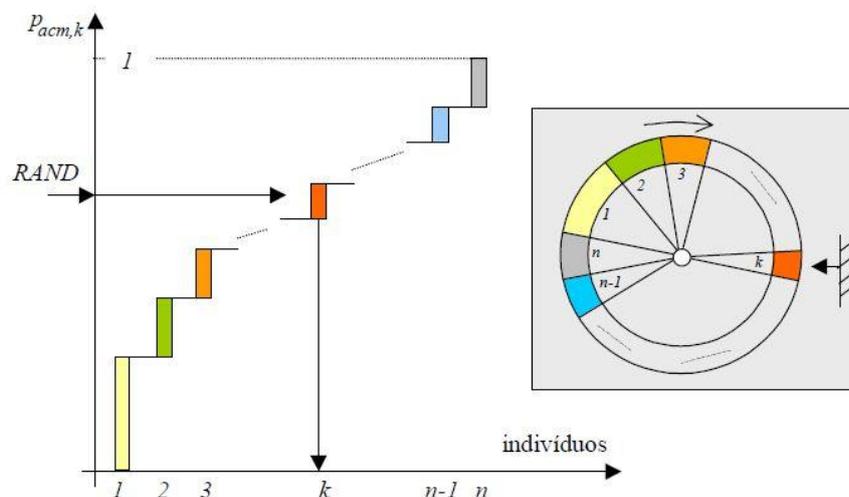


Figura 3-2. Método da roleta (KAGAN, SCHMIDT, *et al.*, 2009).

3.4.2 Método do Torneio

Neste método, é feita uma seleção aleatória dos indivíduos da população em subgrupos, geralmente em pares ou em um grupo maior e o melhor indivíduo de cada subgrupo, segundo seu valor da função de avaliação, será selecionado para a próxima etapa do algoritmo. Este torneio deve ser repetido o número de vezes necessário para manter a população fixa ao longo das gerações. O método pode ser ilustrado na Figura 3-3 para torneio por pares e ternas. Uma análise matemática mais detalhada deste método poderá ser encontrada em (RAWLINS, 1991) e (BLICKLE e LOTHAR, 1995).

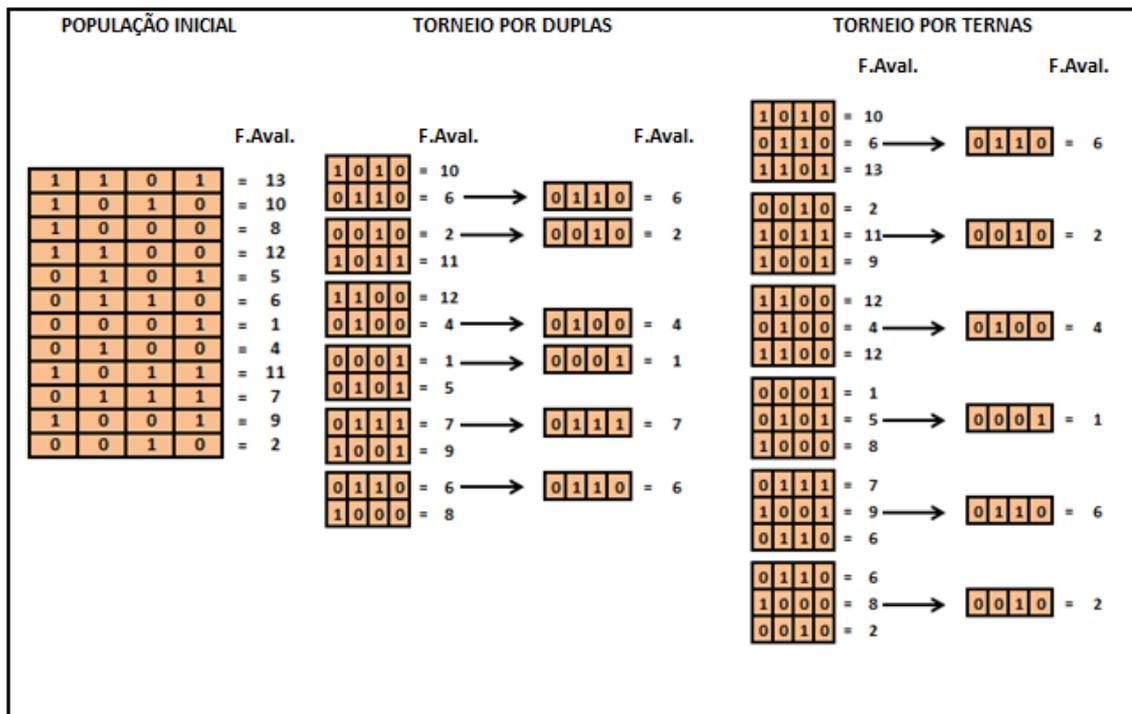


Figura 3-3. Método de seleção Torneio.

3.4.3 Método Ranking Uniforme

Neste método, é definida e ordenada, uma quantidade dos indivíduos com melhor função de avaliação (μ melhor avaliados) de toda a população de indivíduos que foi avaliada e cada indivíduo recebe uma probabilidade idêntica de sorteio $1/\mu$ independente do valor da função de avaliação e utilizando o mesmo método da roleta são selecionados os indivíduos que serão utilizados na próxima geração, a seleção deverá ser repetida o número de vezes necessário

para manter a população fixa ao longo das gerações como ilustrado na Figura 3-4 onde são organizados de forma decrescente. Uma análise matemática mais detalhada deste método poderá ser encontrada em (RAWLINS, 1991) e (BACK e FRANK, 1991).

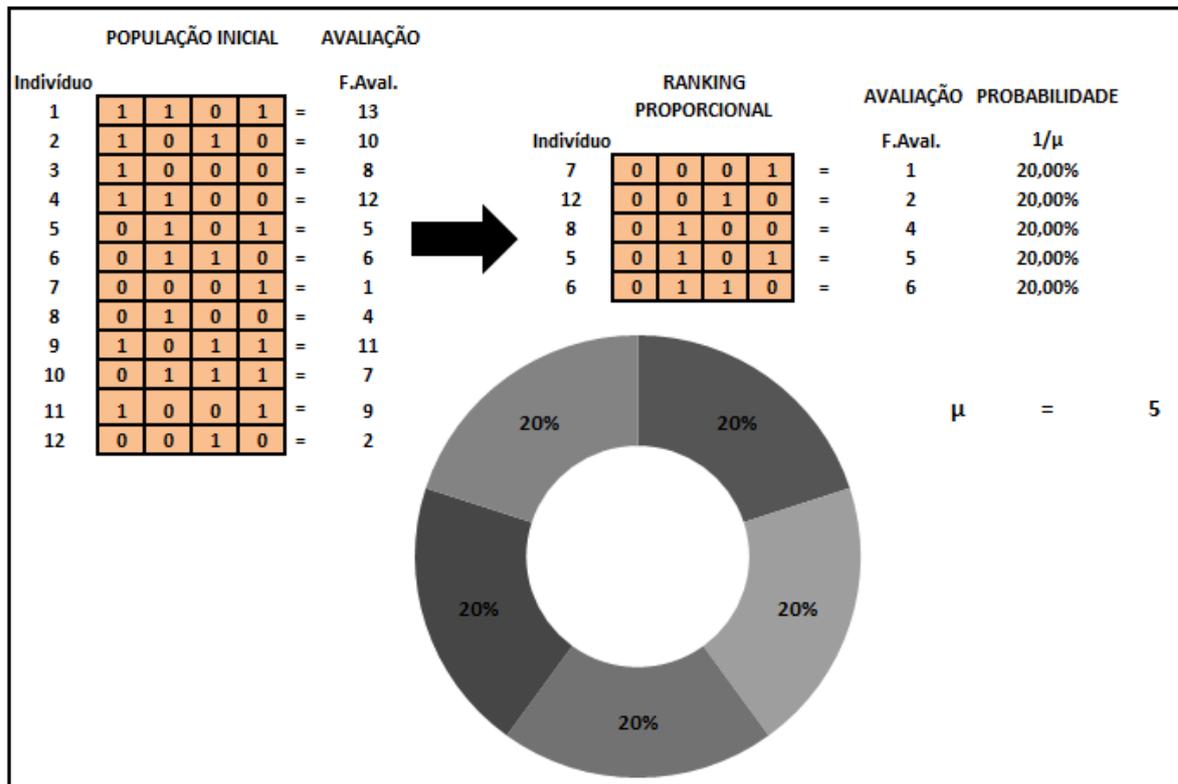


Figura 3-4. Método de seleção por Ranking Uniforme.

3.4.4 Método Ranking Linear

Neste método, da mesma forma que o método de ranking uniforme, são selecionados e ordenados do melhor para o pior uma quantidade definida de indivíduos que apresentaram melhor valor na função de avaliação e visando aumentar a probabilidade dos indivíduos melhor avaliados é empregada a equação 1 como apresentado em (BACK e FRANK, 1991).

$$P_i(a_i^t) = \frac{1}{\lambda} \left(\eta_{Max} - (\eta_{Max} - \eta_{min}) \frac{i - 1}{\lambda - 1} \right) \quad (1)$$

Onde:

$$P_i(a_i^t) : \text{Probabilidade do indivíduo } i \text{ no instante } t$$

$$\lambda : \text{Número de indivíduos definidos no ranking.}$$

$$\eta_{min} = 2 - \eta_{Max}$$

$$1 \leq \eta_{Max} \leq 2$$

O método da roleta é utilizado para selecionar os indivíduos que serão utilizados na próxima geração e este processo é realizado o número de vezes que seja necessário para manter a população fixa ao longo das gerações. Na Figura 3-5 é apresentado um exemplo de como as probabilidades são reajustadas com a variação do η_{Max} , pode ser ressaltado que para um $\eta_{Max} = 1$ temos a mesma probabilidade para todos os indivíduos, similar ao método ranking uniforme (círculo interno da figura). Para um $\eta_{Max} = 2$ (círculo externo da figura) a probabilidade dos melhores indivíduos é maior e conseqüentemente a probabilidade é menor para os indivíduos selecionados no ranking. Uma análise matemática mais detalhada deste método poderá ser encontrada em (BACK e FRANK, 1991).

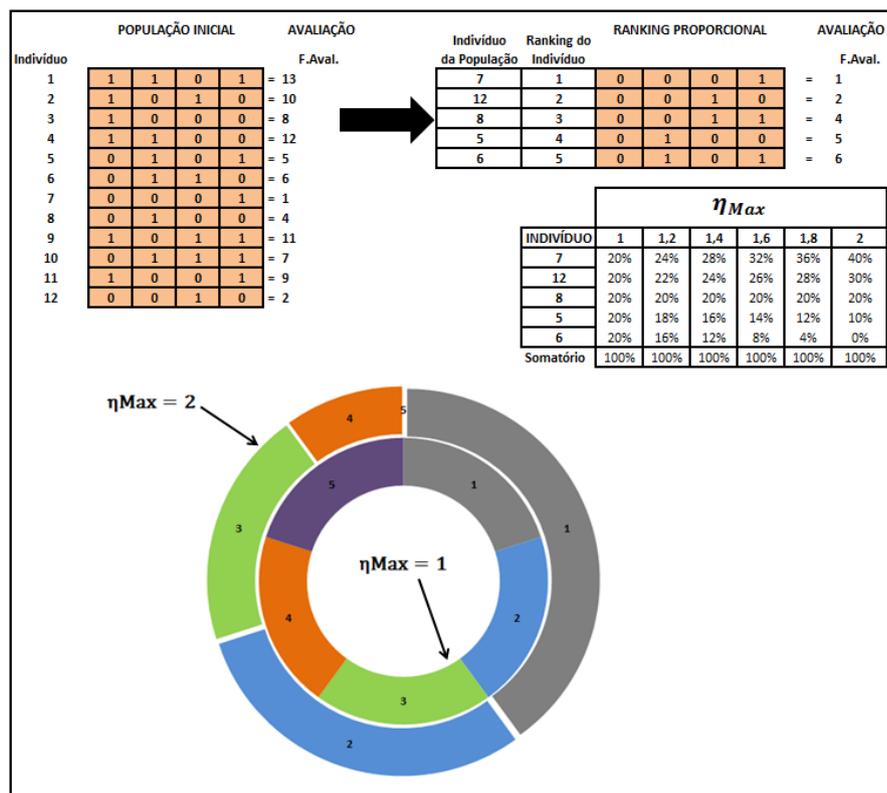


Figura 3-5. Método de seleção Ranking Linear.

3.5 Cruzamento

Como é apresentado no diagrama da Figura 3-1, a etapa de cruzamento representa uma grande parte do êxito do AG, já que além de criar novos indivíduos, mantêm a diversidade na população gerada. Ou seja, o operador de cruzamento entre os indivíduos selecionados tem como objetivo criar novas soluções para o problema, alcançando, com isto, uma diversificação da população. Assim, o cruzamento visa indivíduos da população mais ajustados ao problema, em diferentes regiões do espaço de variáveis.

O procedimento de cruzamento tem início com a seleção de duplas de indivíduos escolhidos da população aleatoriamente. Assim os diferentes pares de indivíduos selecionados sofrerão cruzamento, com uma probabilidade de cruzamento (**P_c**) a qual varia, por experiência entre 0,6 e 0,85 (KAGAN, SCHMIDT, *et al.*, 2009). Assim, porcentagem com (1-**P_c**) dos indivíduos na nova população são simplesmente copiados ou seja sem troca de material genético entre eles e passaram à etapa de mutação.

A seguir será exibida uma breve explicação de cada um destes operadores e os diferentes métodos utilizados neste trabalho.

3.5.1 Cruzamento em um ponto

Dentre os possíveis tipos de operadores de cruzamento achados na literatura, o cruzamento em um ponto é o mais básico dos AG. Neste tipo de cruzamento, os genótipos do par de indivíduos selecionados são divididos em um ponto aleatório. A partir deste ponto, os genótipos são trocados. A Figura 3-6 ilustra o processo no qual são gerados dois novos indivíduos.

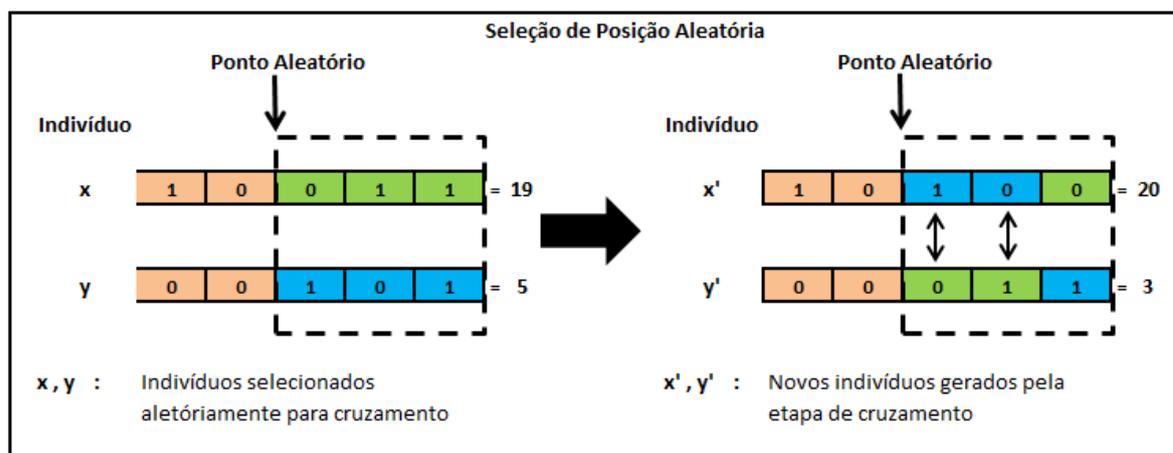


Figura 3-6. Operador de cruzamento em um ponto.

3.5.2 Cruzamento em dois pontos

O cruzamento em dois pontos (cruzamento multipontos em geral) o qual é semelhante ao cruzamento em um ponto, no qual são definidas duas posições dos indivíduos selecionados aleatoriamente para a troca de dados. A partir desta seleção, os genótipos são trocados. Uma análise mais detalhada pode ser encontrada em (WHITLEY, 1993). A Figura 3-7 ilustra o processo.

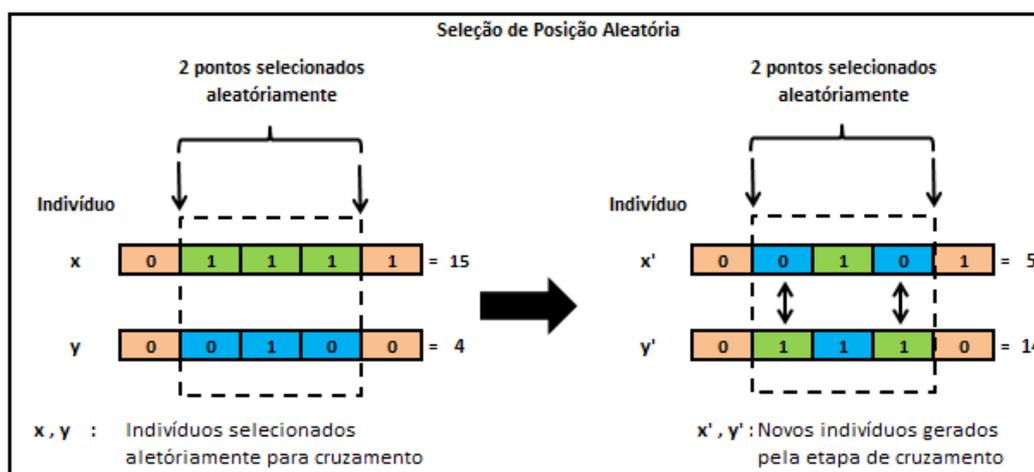


Figura 3-7. Operação de cruzamento em dois pontos.

3.5.3 Cruzamento Uniforme com Máscara

Neste método de cruzamento são selecionados dois indivíduos (indivíduo “1” e indivíduo “2”) da população aleatoriamente. A partir de um terceiro indivíduo gerado aleatoriamente,

chamado de máscara de cruzamento, os dois indivíduos selecionados são comparados bit a bit segundo esta máscara.

Este método consiste na exploração de todos os bits da máscara de cruzamento. Quando o valor de um bit da máscara for igual a 1 o descendente obtém o mesmo valor do indivíduo “1” para a mesma posição do bit e quando o valor da máscara for 0 o descendente obtém o valor do indivíduo “2” para a mesma posição do bit.

Para cada par de indivíduos a serem cruzados deverá ser gerada uma nova máscara de cruzamento e ao final deste processo um novo cromossomo é gerado contendo informação genética de cada um de seus pais, este processo deverá ser realizado o número de vezes que seja necessário para manter a população fixa ao longo das gerações (BEASLEY, BULL e MARTIN, 1993). Na Figura 3-8 é ilustrado o processo.

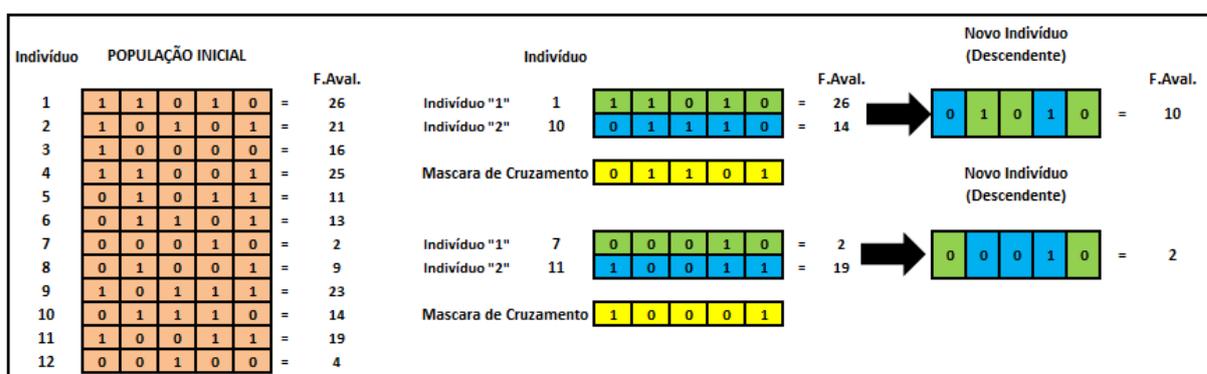


Figura 3-8. Cruzamento Uniforme com Máscara.

3.5.4 Cruzamento Uniforme sem Máscara

Neste método são comparados bit a bit dois cromossomos e definida uma probabilidade de cruzamento de 0,5. Quando na comparação dos bits em certa posição os genes coincidem, os descendentes conservam este valor, mas quando na comparação dos bits estes não coincidem é sorteada a troca entre eles pela probabilidade de cruzamento (SMITH e EIBEN, 2003), este processo deverá ser realizado o número de vezes que seja necessário para manter a população fixa ao longo das gerações. Na Figura 3-9 é ilustrado este processo.

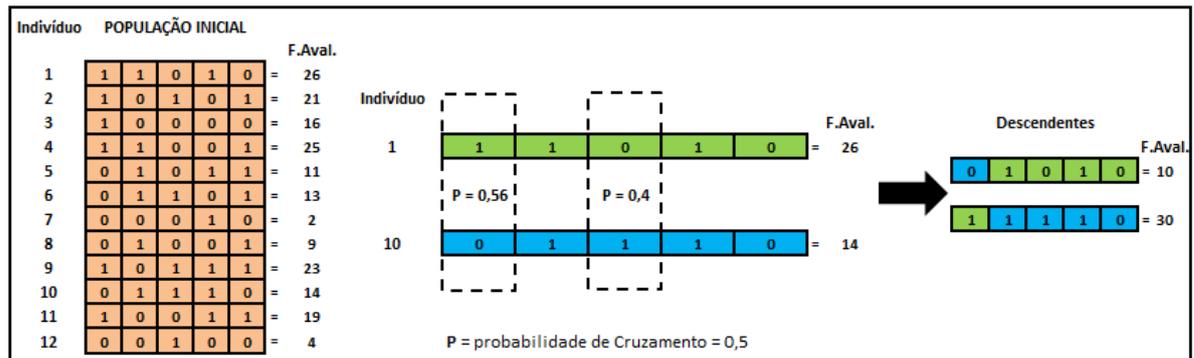


Figura 3-9. Cruzamento Uniforme sem mascara.

3.5.5 Probabilidade de Cruzamento para números Decimais

Como foi apresentado nos capítulos anteriores, existem diferentes métodos de cruzamento comumente empregados na troca de informações quando os cromossomos são codificados no sistema binário. Entretanto, o comportamento dos operadores genéticos em codificação inteira é diferente da codificação binária, mesmo que o objetivo destes operadores seja semelhante.

Neste trabalho, para codificação inteira, foi utilizado o método de cruzamento aritmético, o qual é feito através da seguinte formulação (SMITH e EIBEN, 2003):

$$Z_i = \alpha * X_i + (1 - \alpha) * Y_i \quad (2)$$

Onde:

X_i, Y_i : Valor do bit na posição i dos cromossomos.

Z_i : Novo valor do bit.

$$0 \leq \alpha \leq 1$$

Dependendo do valor de α a probabilidade deste valor ser cruzado ou não varia. Por exemplo, quando α for igual a 0 este operador troca os valores de cada um dos bits para o outro, quando α for igual a 0,5 o valor deste operador é igual à média dos valores dos bits e quando α for

igual a 1 não acontece troca entre os bits. Na Figura 3-10 é ilustrado o funcionamento do operador de cruzamento aritmético

Bit Inteiro do Indivíduo	Valor		α										
			0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
X_i	9	Z_i	2	2	3	4	4	5	6	6	7	8	9
Y_i	2		9	8	7	6	6	5	4	4	3	2	2

Figura 3-10. Cruzamento Aritmético em codificação inteira.

3.6 Mutação

A mutação é executada logo após terminada a etapa de cruzamento. Esta tem como objetivo modificar a estrutura de um indivíduo ou cromossomo, evitando que o espaço de busca do algoritmo fique restrito e evitando que a convergência do algoritmo seja prematura. Este operador genético torna-se importante uma vez que possibilita à população atual obter características genéticas que não existiam ou eram encontradas em baixa porcentagem no começo. Desta maneira, a mutação assegura nível mínimo de abrangência no espaço busca.

Este procedimento consiste em efetuar a modificação com uma probabilidade pré-determinada de mutação (P_m) de genes aleatórios dos indivíduos resultantes do processo de cruzamento. No gráfico da Figura 3-11 é apresentado um exemplo de como é realizada a mutação.

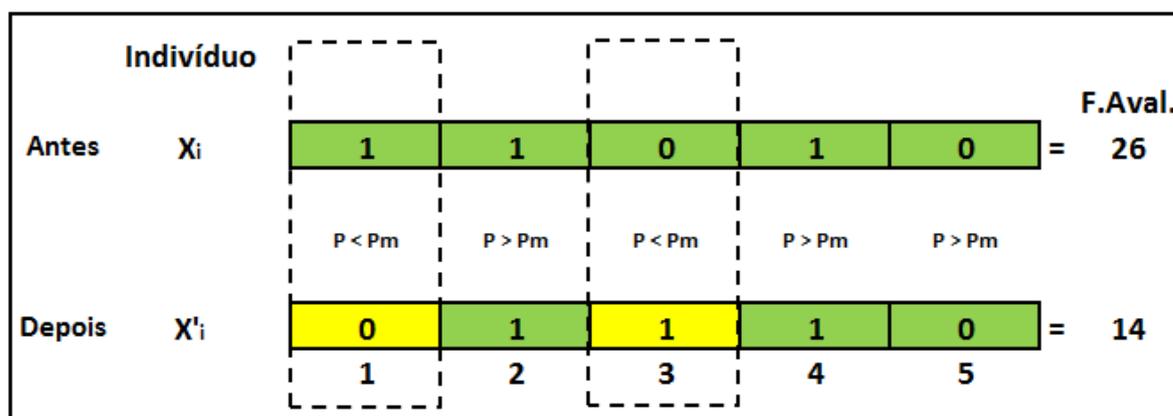


Figura 3-11. Operadores de mutação nas posições 2 e 6 do cromossomo.

3.7 Aplicação de algoritmos genéticos em problemas de otimização nos sistemas de potência.

AGs são atualmente utilizados para a solução de muitos problemas de otimização apresentados nos sistemas de potência. O artigo (ALMEIDA, SOUZA, *et al.*, 2005) apresenta um algoritmo genético que visa escolher a localização ótima de bancos de reguladores de tensão monofásicos no tronco de alimentadores, tendo como foco manter o perfil de tensão dentro dos limites estabelecidos, diminuir as perdas e reduzir os custos operativos. O método executa o fluxo de potência da rede tendo com isto o estado atual da rede; com a implementação do algoritmo são apresentados os locais da rede onde deverão ser instalados os bancos de reguladores de tensão.

Em (HONG e LUO, 2007) foi desenvolvido um algoritmo genético que tem como objetivo a minimização das perdas, através do gerenciamento de geração eólica, reguladores de tensão automatizados, bancos de capacitores e o TAP do transformador. No artigo foram comparadas duas técnicas de codificação binária (binário padrão e o cinza) em diferentes redes, as quais cumprem com o objetivo formulado.

Já em (QUEIROZ e LYRA, 2009), o algoritmo tem como objetivo a minimização das perdas técnicas em redes de distribuição, através da reconfiguração da rede, levando em conta a variabilidade das cargas ao longo do dia e o período de planejamento da rede. Algoritmos genéticos foram implementados com diferentes características e testados em diferentes redes alcançando a diminuição das perdas. Tendo o mesmo objetivo em (SIQING, NAN, *et al.*, 2009) com ajuda de algoritmos genéticos, foi feita uma programação otimizada dos chaveamentos de bancos de capacitores nas redes de distribuição. Nos testes para aquela rede em estudo, foi atingida uma diminuição aproximada de 34% nas perdas técnicas.

O artigo (SWARNKAR, GUPTA e NIAZI, 2010) apresenta uma metodologia para alocação, seleção da capacidade e operação de bancos de capacitores a serem instalados na rede tendo como foco a diminuição das perdas, maximização da economia líquida anual por perdas de energia e custo de aquisição dos bancos de capacitores, respeitando os limites de tensão

estabelecidos. O problema é desenvolvido em duas etapas, relativas ao planejamento da rede e à operação do sistema. Ambas as etapas são otimizadas com algoritmos genéticos, as quais foram testadas e comparadas com outros trabalhos na área, mostrando bons resultados.

Em (KONGTONPISAN e CHAITUSANEY, 2012), tendo como objetivo a minimização das perdas de energia na rede, procura-se a melhor localização e capacidade de sistemas fotovoltaicos ligados à rede e bancos de capacitores fixos e chaveáveis. Com a utilização de algoritmos genéticos, são determinadas a localização e capacidades dos sistemas e dispositivos a serem instalados. Para os bancos de capacitores chaveáveis determina-se a programação de operação visando atingir o objetivo proposto.

Já em (ZIADI, YONA, *et al.*, 2012), o algoritmo tem como objetivo diminuir as perdas de energia e balancear as fases em sistemas de distribuição. No estudo, a rede conta com geradores fotovoltaicos ligados diretamente à rede através de inversores que têm a capacidade de geração de energia reativa sem comprometer sua geração de potência ativa, bem como com reguladores de tensão instalados ao longo da rede e com transformador com LTC na subestação. O trabalho tem como dados conhecidos a previsão de carga da rede e a curva de geração dos sistemas fotovoltaicos. Assim, é calculado o estado da rede através da execução do fluxo de potência. Por meio de algoritmos genéticos, é feita a programação dos LTCs, reguladores de tensão e a quantidade de potência reativa que os inversores deverão gerar para atingir os objetivos propostos.

Em (NAVARRO, CRUZ e MALQUISTO, 2012), tendo como objetivo a minimização das perdas de um sistema de distribuição desequilibrado, foi desenvolvido um algoritmo que visa a reconfiguração e balanceamento das fases da rede de distribuição de estudo. Para isto, são utilizadas duas técnicas de busca: a forma canônica de algoritmos genéticos, que foi implementada para o balanceamento das fases e árvore de decisão, que foi executada para a reconfiguração da rede. Os resultados do trabalho para a rede em estudo apresentaram uma redução de aproximadamente 14% nas perdas e o balanceamento das fases foi bastante satisfatório.

O artigo (SAWAN, PRIYANKA, *et al.*, 2010) está focado na área de transmissão, e tem como objetivo a minimização das perdas. Através de algoritmos genéticos é feita a programação de

geração das usinas ligadas ao sistema e o chaveamento dos transformadores que contam com LTC.

Na referência (JOORABIAN, AJODANI e BAGHDADI, 2010), visando manter os níveis de tensão dentro dos limites em redes de distribuição, por meio dos LTCs dos transformadores na subestação e compensação de queda de linha (*Line Drop Compensator*), foi desenvolvido o algoritmo genético, cujo modelo avalia a melhor alocação e seleciona a capacidade de geração de fontes de geração distribuída.

Em (RAHBARI MAGHAM, SANJARI, *et al.*, 2012), a operação otimizada dos equipamentos de controle foi feita através de algoritmo genético, tendo como objetivo o controle do perfil de tensão e gerenciamento do fator de potência das redes de distribuição com a presença de geração distribuída, reguladores de tensão, reatores e capacitores ligados na rede em derivação, transformadores com controle de relação de carga e compensadores estáticos de potência reativa. Os testes feitos na rede de estudo apresentam uma melhoria no perfil de tensão da rede.

Na Tabela 3-1 é apresentado um resumo das implementações dos AG nos sistemas de potência.

Tabela 3-1. Algoritmos genéticos em Sistemas de Potência.

Artigo	Objetivo principal
(ALMEIDA, SOUZA, <i>et al.</i> , 2005)	Alocação ótima de reguladores de tensão monofásicos, tentando manter o perfil de tensão, diminuição das perdas e custo de O&M.
(HONG e LUO, 2007)	Manutenção do perfil de tensão através do controle de geradores eólicos, reguladores de tensão bancos de capacitores de LTC do transformador.
(QUEIROZ e LYRA, 2009)	Minimização das perdas através da reconfiguração da rede levando em conta as previsões de carga e o planejamento da rede.
(SIQING, NAN, <i>et al.</i> , 2009)	Diminuição das perdas através de chaveamentos de bancos de capacitores.
(JOORABIAN, AJODANI e BAGHDADI, 2010)	Alocação de fontes de geração distribuída em redes que contam com transformadores com LTC tentando manter o perfil de tensão.
(SAWAN, PRIYANKA, <i>et al.</i> , 2010)	Focado para linhas de transmissão, tem como objetivo a minimização das perdas através da coordenação da geração do sistema.
(KONGTONPISAN e CHAITUSANEY, 2012)	Diminuição das perdas através do chaveamento ótimo de bancos de capacitores e geração distribuída.
(SWARNKAR, GUPTA e NIAZI, 2010)	Minimização das perdas e custo dos bancos de capacitores, maximização de poupança líquida anual por perdas de energia através de alocação de bancos de capacitores.
(ZIADI, YONA, <i>et al.</i> , 2012)	Minimização das perdas e diminuição do desbalanceamento das fases através do controle de reguladores de tensão, LTC do transformador e inversores da geração distribuída..
(NAVARRO, CRUZ e MALQUISTO, 2012)	Minimização das perdas e balanceamento das fases através da reconfiguração da rede.
(RAHBARI MAGHAM, SANJARI, <i>et al.</i> , 2012)	Manutenção do perfil de tensão através do controle de bancos de capacitores transformadores com LTC reguladores de tensão, geração distribuída e compensadores estáticos de potência reativa.
(MENDES, BOLAND, <i>et al.</i> , 2013)	Reconfiguração da rede em presença de faltas de energia levando em conta os níveis de tensão, carregamento da rede e quantidade de chaveamentos dos diferentes dispositivos.

Como foi observado na tabela anterior e conforme resumo descrito no item 3.7, existe uma grande quantidade de aplicações nos sistemas de potência que podem ser otimizadas com a utilização de AG. Quanto ao problema de controle Volt/VAr, com objetivos como o controle da tensão, a diminuição das perdas e minimização da quantidade de chaveamentos dos diferentes dispositivos, esta técnica pode ser utilizada no desenvolvimento de um algoritmo

genético para este tipo de controle em tempo real que possa ser empregado em qualquer sistema de distribuição no nível de média tensão.

3.8 Exemplo ilustrativo de Algoritmo Genético

A seguir, será apresentado um exemplo ilustrativo de formulação de um problema de minimização de perdas em sistemas elétricos de energia por meio de Algoritmos Genéticos, por meio da atuação de bancos de capacitores chaveados (BCs). Na Figura 3-12 é apresentada rede no estado atual, BCs desligados e as perdas técnicas para este estado.

Neste exemplo, deseja-se determinar, em função das condições de carregamento do sistema, qual é o estado dos bancos de capacitores BC1 e BC2, isto é 0 = desligado ou 1 = ligado. A composição dos estados de BC1 e BC2 forma a string do AG.

A função de avaliação, neste caso, contempla as perdas elétricas, com o objetivo de ser avaliado o estado dos bancos que maximiza sua redução. As perdas serão dadas por:

$$P = r_1 |I_R + j(I_L - I_{C_1} - I_{C_2})|^2 + r_2 |I_R + j(I_L - I_{C_2})|^2$$

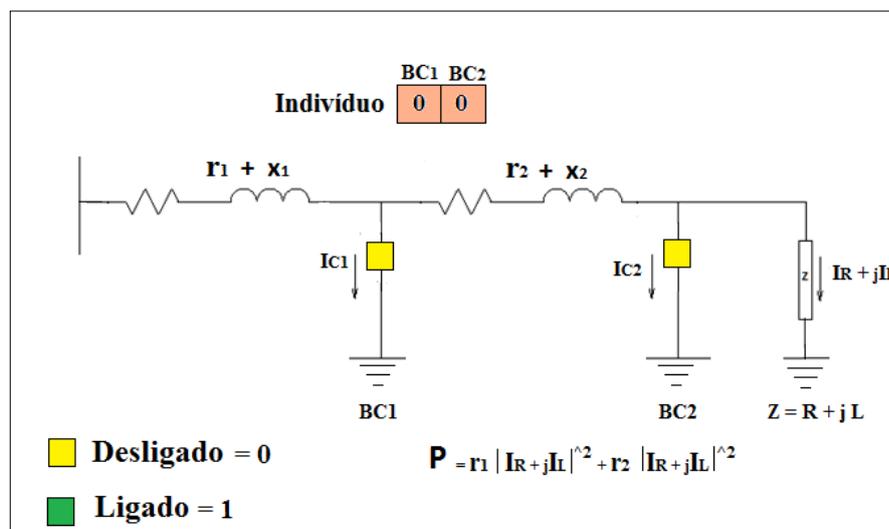


Figura 3-12. Rede com os BCs Desligados.

O algoritmo genético executa todas as etapas (população, avaliação, seleção, cruzamento, mutação e geração), determinando, após um certo número de gerações, a solução mais aproximada da ótima. Como o espaço de busca para este problema é muito limitado, a Figura 3-13 apresenta todas as possíveis soluções para a rede da Figura 3-12. Obviamente, para o caso de n bancos de capacitores, o número de estados possíveis cresceria exponencialmente (2^n), o que justifica a utilização do AG sobre um algoritmo de busca exaustiva.

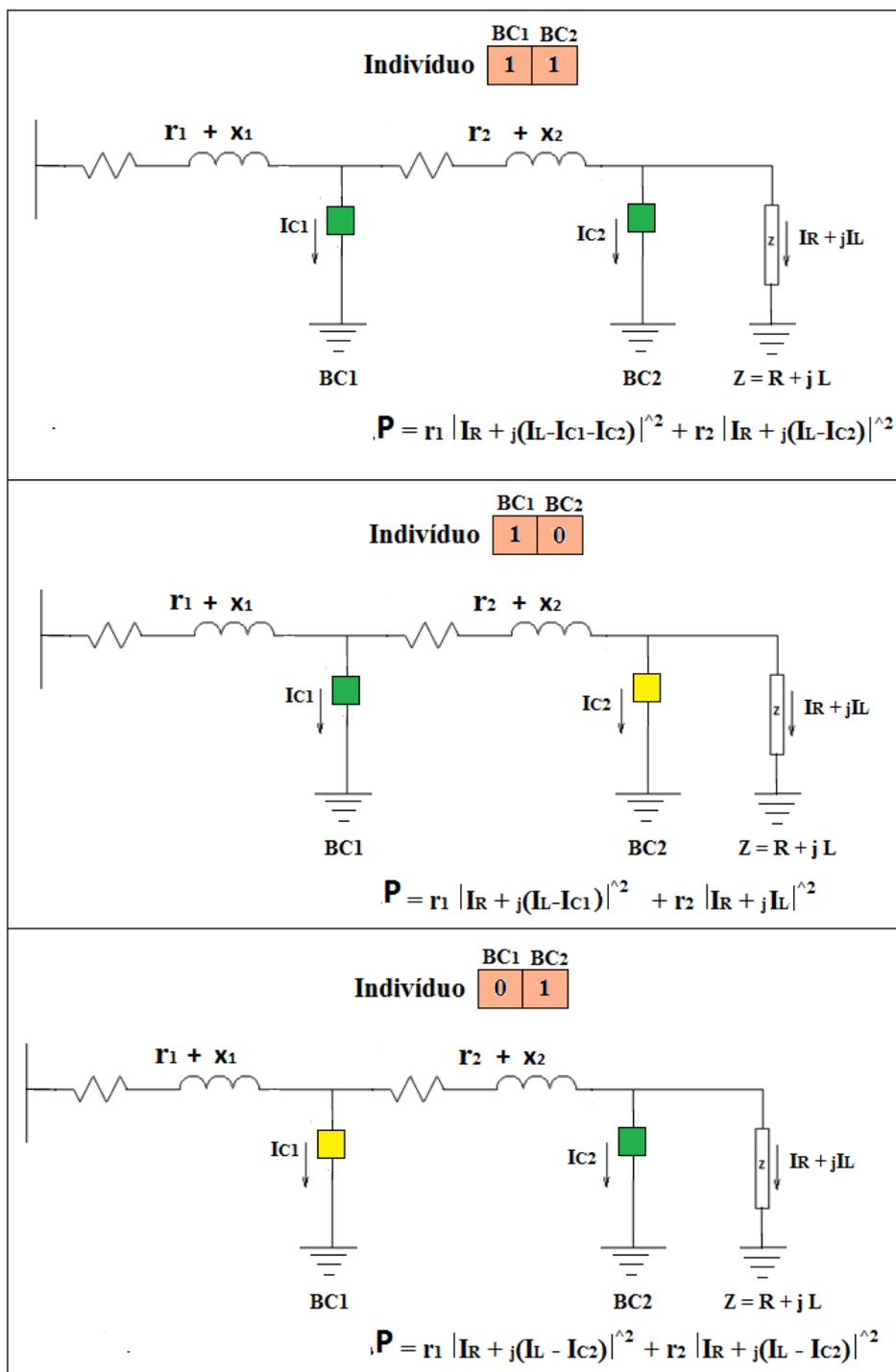


Figura 3-13. Possíveis soluções.

4 Metodologia Proposta

Os sistemas elétricos de potência vêm apresentando necessidade por melhores índices de qualidade do serviço como níveis de continuidade, operação e segurança, que devem ser atendidos segundo a regulação existente. Além disso, as características da rede apresentam alterações bastante aceleradas, seja pela crescente instalação de geração distribuída nas redes de distribuição ou pelas mudanças nos comportamentos de consumidores que o sistema deve suportar.

Historicamente, a tomada de decisão feita pelos operadores do sistema elétrico de potência, por exemplo, o controle de tensão e reativos, baseia-se nas características do sistema, na aquisição de dados pelo sistema SCADA e na experiência do operador (NORTHCOTE-GREEN e WILSON, 2007), as quais não correspondem à complexidade crescente do sistema.

Este tipo de tomada de decisão pode levar ao desgaste dos equipamentos, violação dos níveis de segurança, bem como não ser eficaz e nem consistente com a realidade e com a crescente quantidade de informações coletada, a ser rapidamente analisada. Estudos mostram que tais controles, em tempo real, nos sistemas de distribuição devem dispor de ferramentas inteligentes que auxiliem ao operador da rede, tornando a tomada de decisão mais confiável, rápida e segura.

Na Figura 4-1, são apresentadas as perdas técnicas percentuais com relação à energia injetada no sistema elétrico brasileiro até o ano de 2012, para os níveis de alta, média e baixa tensão (ABRADEE , 2014). Estas perdas técnicas poderiam ser diminuídas com um controle otimizado no gerenciamento de reativos.

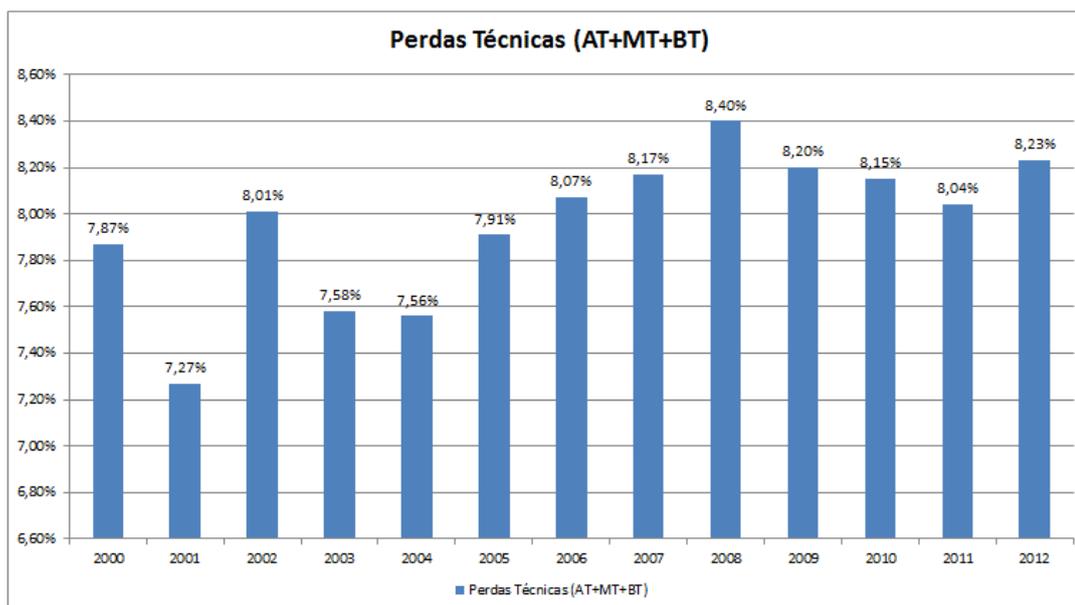


Figura 4-1. Percentagens das perdas técnicas nos últimos anos no sistema elétrico brasileiro (ABRADEE , 2014).

Na Figura 4-2 são apresentadas as quantidades e custos de compensações pelas maiores concessionárias (AES Eletropaulo, Bandeirante, CPFL e Elektro) do estado de São Paulo entre o período de 2011 até 2014, relativas às transgressões dos índices de tensão em regime permanente estabelecidos no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2016), conhecidos também como indicadores de conformidade de tensão. Estes indicadores poderiam ser diminuídos com um gerenciamento otimizado da tensão ao longo do dia.

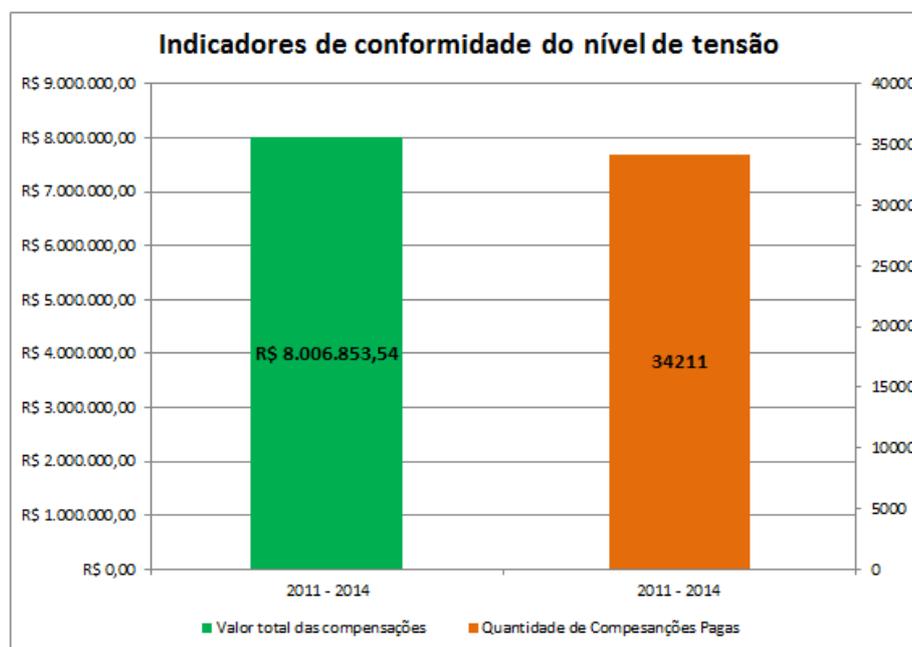


Figura 4-2. Indicadores de conformidade do nível de tensão (ANEEL, 2014).

Assim sendo, a implementação de controle Volt/VAr nos sistemas de distribuição, para manter os níveis de tensão numa faixa pré-estabelecida e para a diminuição das perdas através do gerenciamento de reativos nas redes tem grande potencial para as concessionárias.

A título de exemplo, conforme apresentado na Figura 4-1, para o ano de 2012, as perdas técnicas atingiram 8,23% da energia injetada, sendo que para o mesmo ano a energia gerada foi de 552,5 TWh com 448,1 TWh consumidos na rede de distribuição (EPE, 2013). Levando em conta estes dados, as perdas técnicas no sistema Brasileiro equivalem a 44,2 TWh por ano.

Com o emprego do controle Volt/VAr utilizado nas redes de distribuição, supondo como objetivo uma diminuição nas perdas técnicas de 1% e considerando que esse valor seja igualmente refletido para AT, o ganho em energia equivalente será de 4,25 TWh aproximadamente. Da mesma forma, as reclamações por violações nos níveis de tensão poderão diminuir, já que um dos objetivos do controle Volt/VAr é manter o nível de tensão dentro de faixas pré-estabelecidas.

O método a ser desenvolvido neste trabalho está baseado em formulação matemática que leva à minimização de uma função objetivo que, com a combinação da técnica de estimação de estados, possibilita operação da rede em tempo real. A metodologia proposta é implementada em sistemas de distribuição radiais de média tensão e apresenta o controle em um nível descentralizado (subestação).

O objetivo da funcionalidade proposta de controle Volt/VAr procura manter o nível de tensão e diminuir as perdas do sistema de distribuição, empregando os controles disponíveis de dispositivos, como os transformadores com LTC, bancos de capacitores (na subestação e instalados na rede) e reguladores de tensão alocados ao longo dos alimentadores. Assim, após o algoritmo realizar sua rotina de execução e encontrar uma solução otimizada, o controle Volt/VAr deverá encaminhar a lista de operações de controle (TAPs de LTCs e RTs e estado dos BCs) a serem implementados nos diferentes dispositivos de forma automática, a ser repassada para o sistema SCADA.

No seguinte fluxograma, Figura 4.3, apresenta-se o ambiente para implementação em tempo real, no qual o controle Volt/VAr proposto neste trabalho está inserido. Neste ambiente, é

disponibilizado o Estimador de Estados, o qual, ligado ao Sistema SCADA, permite a obtenção do estado da rede em cada instante de análise a ser fornecido para o Controle Volt/VAr.

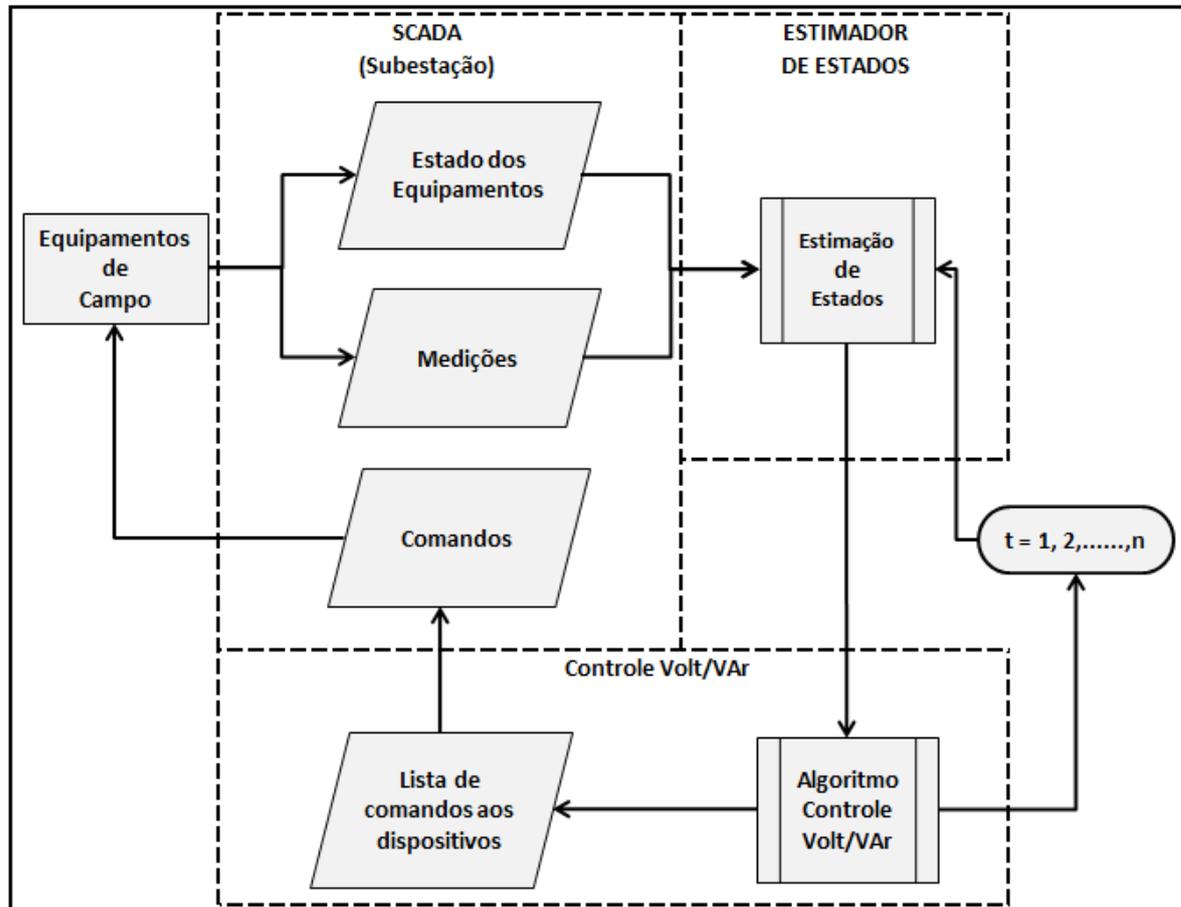


Figura 4-3. Fluxograma da metodologia proposta.

O controle Volt/VAr, neste caso, foi posicionado junto ao SCADA na subestação, como ilustrado na Figura 4-4, porém nada impediria de tê-lo instalado de forma centralizada, no COD (Centro de Operação da Distribuição), junto, por exemplo, ao DMS – *Distribution Management System*.

Os algoritmos foram implementados em MATLAB para validação inicial do modelo e em linguagem C++ para a rede real. O software SINAP da Sinapsis (SINAPSIS) é utilizado para o motor de cálculo elétrico como será descrito mais adiante.

4.1 Estimação de estados

A operação em tempo real dos sistemas elétricos de potência tem como principal objetivo o suprimento de energia elétrica com alto nível de continuidade e qualidade para os diferentes consumidores.

Para atingir tal objetivo, é indispensável conhecer as principais variáveis do sistema, por exemplo, níveis de tensão, fluxos de potência e carregamento de linhas e equipamentos. Por meio de controles disponíveis, tenta-se manter estas variáveis dentro de faixas estabelecidas. O desempenho destas operações depende da disponibilidade de informações confiáveis, o que deve ser realizado a partir de um bom monitoramento e supervisão do sistema.

A operação dos sistemas elétricos de potência exige que uma grande quantidade de informações esteja disponível em tempo real. Assim estas informações deverão permitir a determinação do estado operativo atual do sistema e se o mesmo está ou não operando adequadamente. Caso não esteja, deverá indicar quais partes do sistema não apresentam uma operação adequada. Além disso, deve indicar o que precisa ser feito, visando corrigir essa operação inadequada.

A Estimação de Estados (EE) é uma técnica na qual são determinados os valores prováveis para as variáveis de estado do sistema a partir das medições em pontos do sistema, fornecendo uma base de dados em tempo real confiável. A técnica de EE pode ser utilizada em qualquer sistema elétrico de potência.

As medições são obtidas de equipamentos espalhados pela rede através da tecnologia de comunicação empregada para o envio dos dados. Estes dados adquiridos dos diferentes equipamentos nem sempre propiciam a obtenção de todas as informações necessárias. Além disso, as medições estão sujeitas a uma série de possíveis erros.

Deve ser destacado que a EE não fornece o valor real de todas as variáveis do sistema e sim uma boa estimativa de seu valor. As estimativas dependem da quantidade e qualidade das medições e do conhecimento prévio (topologia e parâmetros elétricos) da rede à qual será implementada a EE.

A técnica de EE implementada nos sistemas de distribuição consiste numa ferramenta muito importante para a integração de diferentes funcionalidades de automação, por exemplo, as que foram apresentadas no capítulo 2.1, já que a rede contará com uma aproximação de operação do sistema em tempo real.

A técnica de EE implementada em sistemas de distribuição bem sendo pesquisada como em (NGUYEN, VLADIMIR e SHEVLYAKOV, 2010) onde é realizada uma composição dos métodos de EE conhecidos como EE integrada, EE paralela e EE distribuída. Na referência (FARZANEHRAFAT e WATSON, 2010) analisam a EE para determinar a qualidade da energia em locais da rede que não possui pontos de medição, já em (KARIMI, MOKHLIS, *et al.*, 2013) propõem um algoritmo de EE que auxilie as diferentes funcionalidades de automação no âmbito das redes inteligentes.

Na implementação do algoritmo será utilizada a EE para se obter uma estimativa do estado da rede em um determinado instante. Assim, assume-se que parte (ou totalidade) dos diferentes equipamentos instalados na rede (reguladores de tensão, bancos de capacitores, chaves religadoras, medidores, etc) bem como os equipamentos que se encontram na subestação (transformador com LTC e banco de capacitor) tenham a possibilidade de medição das tensões e ou correntes nas barras onde se encontram instalados.

As referidas medições serão enviadas a um concentrador (ponto do sistema onde deverão chegar todas as medições de campo) que, para este trabalho, estará localizado na subestação, como ilustrado na Figura 4-4. Além disso, todos os equipamentos que fazem parte do controle Volt/VAr (LTC do transformador, reguladores de tensão e bancos de capacitores) poderão ser controlados a partir da subestação.

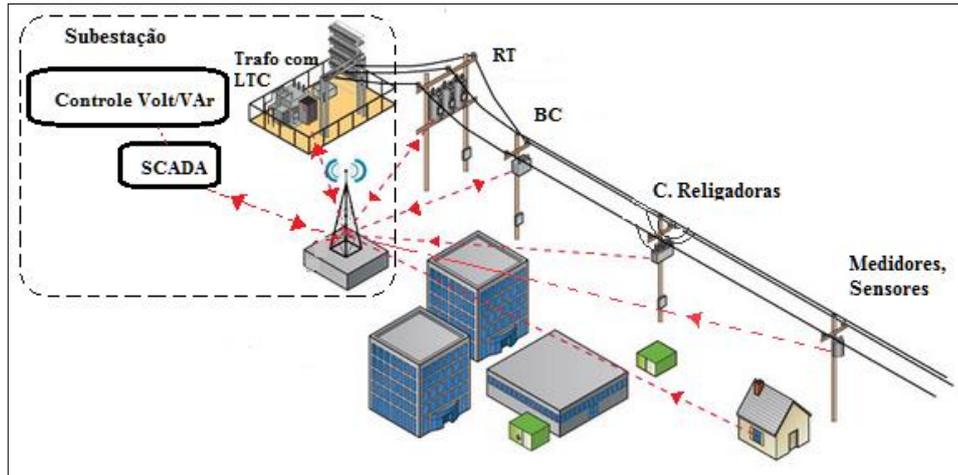


Figura 4-4. Implementação do Controle Volt/VAr na subestação.

A EE deverá ser executada logo depois das medições serem obtidas dos diferentes dispositivos instalados na rede e serem concentradas na subestação. Serão também utilizadas as curvas típicas agregadas dos consumidores de baixa tensão e medições de consumidores MT associados ao alimentador.

O algoritmo EE processará as diferentes medições e apresentará o estado da rede para o instante t . Para esta etapa, será utilizado o software SINAP, que possui a ferramenta de EE, o qual será executado. Seu resultado representa o ponto de partida para a implementação do algoritmo de controle Volt/VAr.

Este trabalho não tem em seu escopo a descrição do EE, porém referência pode ser encontrada em (KAGAN, ROBBA, *et al.*, 2013).

Deve-se destacar que o estado mais provável da rede estabelece o valor das potências ativas e reativas em cada barra do sistema, o qual resulta no estado de operação da rede (tensões nas barras, carregamentos dos trechos, etc.).

4.2 Formulação do Problema

Quando o algoritmo de EE concluir sua operação, uma rede estimada, na qual são conhecidos os dados básicos para um fluxo de potência, será utilizada pelo algoritmo de controle Volt/VAr. Tal algoritmo determinará quais serão os novos estados dos dispositivos de controle.

A formulação do problema para o controle Volt/VAr para cada instante t ($t = 1,2,3,\dots,n$) tem como objetivo a determinação do estado dos LTCs, reguladores de tensão e bancos de capacitores visando:

1. A manutenção dos níveis de tensão para todas as barras da rede (que tem associada uma carga) numa faixa estabelecida, a qual vai depender da faixa de operação estabelecida pelo usuário e pelas características técnicas da rede, sempre atendendo o estabelecido pelo órgão regulador.
2. A minimização das perdas técnicas.
3. A minimização (limitação) da quantidade de chaveamentos dos dispositivos de comando empregados para o controle Volt/VAr. A importância na minimização (limitação) dos chaveamentos está relacionada:
 - À vida útil dos dispositivos de operação, já que estes são fabricados para suportar uma quantidade de operações ao longo de sua vida operacional e quanto menor for seu uso maior será seu tempo de funcionamento.
 - Além disso, quanto menor a quantidade de chaveamentos, menor será a frequência requerida na manutenção destes equipamentos diminuindo os custos de manutenção.

Visando respeitar a quantidade de operações por dia para cada equipamento, foi utilizado o conceito de Janela Deslizante. De forma similar a uma série temporal, são armazenados valores (operações de cada equipamento) cronologicamente no tempo. Antes de cada execução do algoritmo de controle Volt/VAr é feita a soma das operações para cada equipamento nas últimas 24 h. Se para um ou mais equipamentos este valor foi maior que o valor definido como máximo valor de operações por dia,

este(s) equipamento(s) serão ignorados da lógica de controle Volt/VAr, ou seja, este(s) equipamento(s) não serão operados para esse instante.

No presente trabalho serão abordadas duas metodologias de formulação do presente problema quais sejam formulação por penalidade e formulação por nota, como será descrito a seguir.

Ambas as formulações podem ser consideradas com a seguinte formulação genérica:

Formulação Genérica

$$\text{Min } F_{\text{Objetivo}} = [F_{\text{Tensão}}, F_{\text{Perdas}}, F_{\text{Chaveamentos}}]$$

Sujeito a:

$$V_{\min} < V < V_{\max}$$

$$N_{\text{chav}} \leq \text{Operações}_{\max}$$

Equação do Fluxo de Potência

$$g(V, P, TAP_{LTC}, TAP_{RT}, BC) = 0$$

Onde:

F_{Objetivo}	=	Função objetivo do problema de otimização.
$F_{\text{Tensão}}$	=	Função da tensão na função objetivo.
F_{Perdas}	=	Função das perdas na função objetivo.
$F_{\text{Chaveamentos}}$	=	Função dos Chaveamentos na função objetivo.
V	=	Vetor de tensão nas barras obtidas pelo fluxo de carga.
V_{\min}, V_{\max}	=	Vetores dos limites inferior e superior de tensão.
N_{chav}	=	Número de chaveamentos de equipamentos instalados na rede ao longo de um período.
Operações_{\max}	=	Quantidade máxima de operações dos equipamentos no período.

P	=	Vetor de Potências de carga para o fluxo de carga.
TAP_{LTC}	=	Vetor de posições de TAP dos LTCs.
TAP_{RT}	=	Vetor de posições de TAP dos Reguladores de Tensão.
BC	=	Vetor dos estados de Bancos de Capacitores.

4.2.1 Formulação do problema por Penalidade

O método das penalidades transforma o problema em um problema com um único objetivo o qual seria, por exemplo, minimizar as perdas, com penalidades relativas a violação de número chaveamentos e violações dos limites de tensão. Para tanto, penaliza a função objetivo sempre que forem violadas as restrições.

Para levar em conta a penalização por transgressão de tensão, todas as barras da rede com carga apresentam uma função $F_{Tensão_t}$ conforme Figura 4-5. Assim, quando a tensão para uma barra i encontra-se dentro do intervalo de tensão definido seu valor da função será zero, mas quando a barra i encontra-se fora do intervalo estabelecido um valor será definido como apresentado na formulação 4 e ilustrado na Figura 4-5.

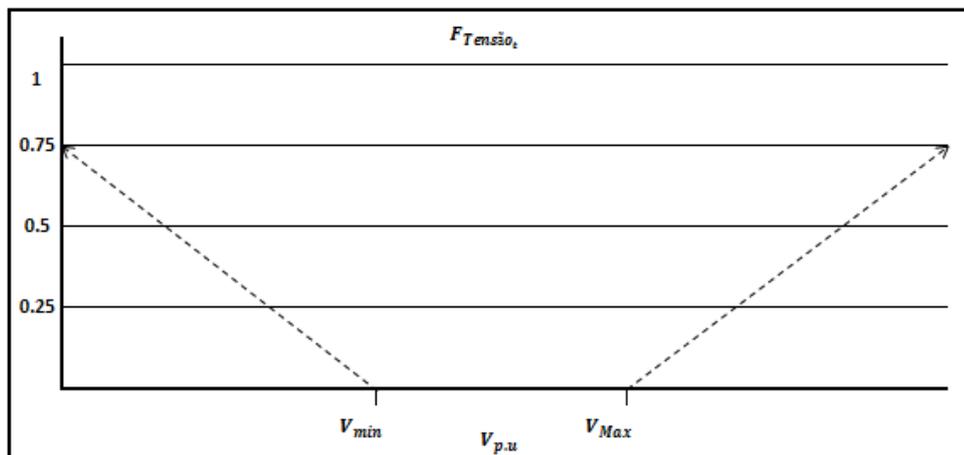


Figura 4-5. Restrição por Tensão.

As funções de tensão em cada uma das barras controladas são somadas e compõem a penalização pela transgressão dos limites de tensão em cada um das possíveis soluções ao problema.

As soluções ao problema são realizadas com a mudança de TAPs dos transformadores ou reguladores de tensão e mudança de estado (liga/desliga) dos bancos de capacitores. De forma a reduzir/limitar a quantidade de chaveamentos, pode-se introduzir penalidade na função objetivo que do instante $t-1$ para o instante t apresenta menor penalidade em função de números de chaveamentos definida por NCH_t conforme equação (3).

Outro aspecto a ser considerado consiste nas perdas técnicas do sistema, as quais dependem das características físicas da rede, do carregamento no instante t da rede e da configuração da posição dos TAPs e do estado dos BCs. As perdas são definidas pela função F_{Perdas_t} conforme equação (3).

A formulação aplicada no método de penalidade resulta na seguinte formulação:

Função Objetivo:

$$\text{Minimizar } F_t = w_1 F_{Perdas_t} + w_2 F_{Tens\tilde{a}o_t} + w_3 NCH_t \quad (3)$$

Onde:

$$V'_{i,t} = V_{i,t} + f_v \left[(BC_{1,t}, \dots, BC_{j,t}), (TAP_{LTC_{1,t}}, \dots, TAP_{LTC_{s,t}}), (TAP_{RT_{1,t}}, \dots, TAP_{RT_{k,t}}) \right]$$

$$F_{Perdas_t} = P_{0,t} + f_p \left[(BC_{1,t}, \dots, BC_{j,t}), (TAP_{LTC_{1,t}}, \dots, TAP_{LTC_{s,t}}), (TAP_{RT_{1,t}}, \dots, TAP_{RT_{k,t}}) \right]$$

$$F_{Tens\tilde{a}o_t} = \sum_{i=1}^n \Delta V_{i,t} \quad (4)$$

$$\Delta V_{i,t} = \begin{cases} V_{min} - V'_{i,t}, & V'_{i,t} < V_{min} \\ 0, & V_{min} \leq V'_{i,t} \leq V_{max} \\ V'_{i,t} - V_{Max}, & V'_{i,t} > V_{Max} \end{cases}$$

(5)

$$NCH_t = \lambda_1 \sum_{s=1}^{n_{LTC}} |TAP_{LTC_{s,t}} - TAP_{LTC_{s,t-1}}| + \lambda_2 \sum_{k=1}^{n_{RT}} |TAP_{RT_{k,t}} - TAP_{RT_{k,t-1}}| + \lambda_3 \sum_{j=1}^{n_{BC}} |BC_{j,t} - BC_{j,t-1}|$$

Sujeito a:

$$NCH_{LTC_{Max,d}} \geq JD_{LTC_{s_t}}$$

$$JD_{LTC_{s_t}} = \sum_{m=x}^y |TAP_{LTC_{s_m}} - TAP_{LTC_{s_{m+1}}}|$$

$$NCH_{RT_{Max,d}} \geq JD_{RT_{k_t}}$$

$$x = \begin{cases} 1, & t < d \\ t - d, & t > d \end{cases}$$

$$JD_{RT_{k_t}} = \sum_{m=x}^y |TAP_{RT_{k_m}} - TAP_{RT_{k_{m+1}}}|$$

$$y = \begin{cases} 1, & t = 1 \\ t - 1, & t > 1 \end{cases}$$

$$NCH_{BC_{Max,d}} \geq JD_{BC_{j_t}}$$

$$JD_{BC_{j_t}} \geq \sum_{m=x}^y |BC_{j_m} - BC_{j_{m+1}}|$$

Com:

F_t	=	Função de otimização em t.
F_{Perdas_t}	=	Perdas no instante t, obtida pelo fluxo de carga com os controles em t.
$F_{Tensão_t}$	=	Função de penalidade da tensão na função objetivo.
$V'_{i,t}, V_{i,t}$	=	Tensão na barra i depois e antes da aplicação dos controles, respectivamente, no instante t.
V_{min}, V_{max}	=	Limite inferior e superior de tensão (Figura 4-5).
NCH_t	=	Função de penalidade do número de chaveamentos dos bancos de capacitores, reguladores de tensão e tap do transformador.
$TAP_{LTC_{s,t}}$	=	Posição do TAP do LTCs no instante t. $\in \{0, 1, \dots, TAP_{LTC_{MAX}}\}$.
$TAP_{RT_{k,t}}$	=	Posição do TAP do Regulador de Tensão no instante t. $\in \{0, 1, \dots, TAP_{RT_{MAX}}\}$.
$BC_{j,t}$	=	Variável binária do estado do Banco de Capacitor j, no instante t. $\in \{0, 1\}$. (0 = desligado, 1 = ligado).
n_{BC}, n_{LTC}, n_{RT}	=	Número de BCs, LTCs e RTs que a rede possui.
i	=	Índice de nó da rede com carga $\{1, 2, \dots, n\}$.

s	=	Índice de LTC do transformador. $\in \{1, 2, \dots, n_{LTC}\}$.
j	=	Índice de banco de capacitores. $\in \{1, 2, \dots, n_{BC}\}$.
k	=	Índice de regulador de tensão instalado na rede. $\in \{1, 2, \dots, n_{RT}\}$.
d	=	Número de fluxos de potência a serem feitos para o período de um dia.
m	=	Índice da janela deslizante.
w_1, w_2 e w_3	=	Pesos da função objetivo relativos a perdas, desvio de tensão e chaveamentos nos dispositivos de controle respectivamente.
f_v, f_p	=	Função de variação da tensão e das perdas com os controles (LTC, RT BC) respectivamente no instante t .
$P_{0,t}$	=	Perdas na rede para o estado dos equipamentos de controle no instante $t-1$ com o carregamento do instante t .
$\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$	=	Peso da função pelo número de chaveamentos dos dispositivos de controle (LTC, RT e BC) respectivamente.
$JD_{BC_{j_t}}, JD_{LTC_{s_t}}, JD_{RT_{k_t}}$	=	Número de Chaveamentos dos BCs, LTCs e RT nas últimas 24 h (Janela Deslizante).
$NCHBC_{Max,d}, NCHLTC_{Max,d}, NCHRT_{Max,d}$	=	Número de Chaveamentos dos BC, RT e LTC respectivamente permitidos por dia.

4.2.3 Formulação do Problema por Nota

Outra forma de se ter o problema com um único objetivo consiste em avaliar cada um dos objetivos por meio de uma nota. Ou seja, são estabelecidas, para cada solução possível, notas relativas às perdas, ao perfil de tensão e ao número de chaveamentos. Estas notas são agregadas de algumas formas possíveis para espelhar a avaliação global do objetivo da solução.

Para a função da tensão, cada barra da rede com carga terá sua nota N_{B_i} segundo o intervalo e pontos de ajuste de tensão definidos. A nota é dada pela formulação (7) e ilustrada na Figura 4-6. A ideia é algo semelhante às faixas adequada, precária e crítica do PRODIST (ANEEL, 2016), não necessariamente com mesmos valores de faixas. Na Figura 4-6, os $V_{min_1}, V_{min_2}, V_{max_1}, V_{max_2}$ limitam as faixas de tensão configuráveis para o controle da tensão na função objetivo.

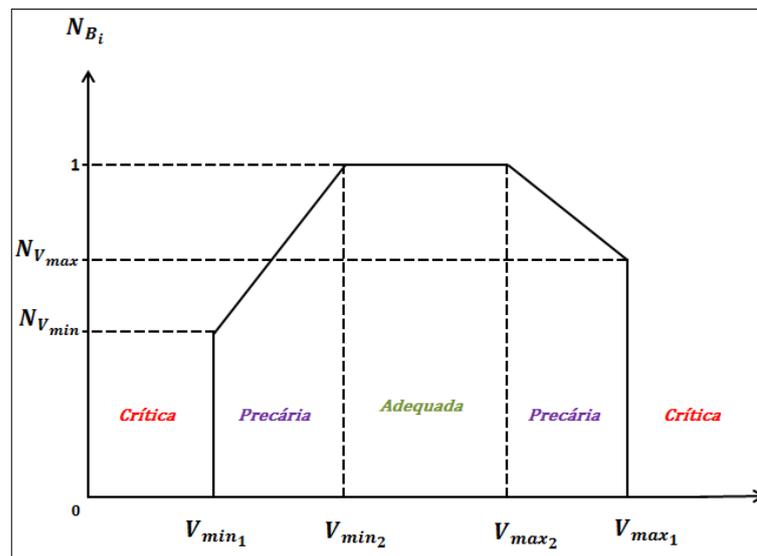


Figura 4-6. Nota por Tensão.

Também é gerada uma nota para as perdas técnicas totais da rede. Quando é executado o fluxo de potência a partir da rede ajustada pelo EE, são obtidas as perdas técnicas básicas da rede para o instante t . Tendo como base estas perdas técnicas define-se a relação das perdas (r_{Perdas_t}) entre o valor das perdas de possível solução (P'_t) pelas perdas técnicas básicas ($P_{0,t}$) como sendo:

$$r_{Perdas_t} = \frac{P'_t}{P_{0,t}}$$

A partir desta relação, compõe-se a nota de perdas, conforme formulação (8) e Figura 4-7. Na mesma figura são apresentadas as variáveis configuráveis $r_{Perdas_{min}}$, $r_{Perdas_{max}}$ que correspondem às relações de perdas máxima e mínima.

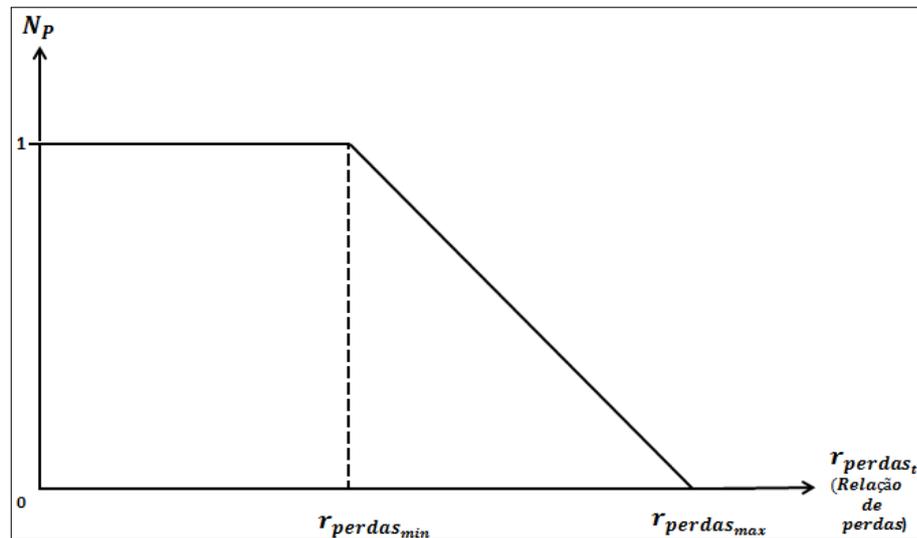


Figura 4-7. Nota por Perdas.

Também é gerada uma nota por chaveamentos para cada um dos dispositivos de controle que é comandado pelo algoritmo de controle Volt/VAR. Será definida a quantidade máxima de mudança de TAPs dos transformadores e reguladores de tensão assim como a variação do estado de bancos de capacitores e será salvo o histórico de chaveamentos no período de controle do algoritmo. Para cada solução possível, é calculado o valor da nota de chaveamentos como apresentado na equação (9) e Figura 4-8. Os valores das percentagens de chaveamento, PCH , são obtidos pela relação entre o número de chaveamentos diário nos equipamentos e um número máximo de chaveamentos estabelecido inicialmente. A partir de uma porcentagem máxima, por exemplo, $PCH_{max} = 1$, a nota é nula. Abaixo de uma porcentagem mínima, a nota é máxima (nota = 1).

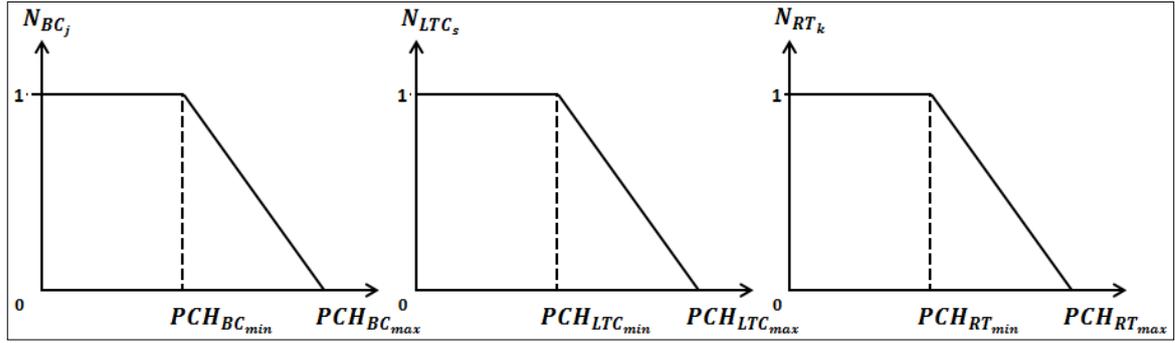


Figura 4-8. Nota por Chaveamentos.

A função objetivo e suas restrições são apresentadas na seguinte formulação:

Função Objetivo:

$$\text{Minimizar } F_t = 1 - (w_1 \text{Nota}_{\text{Perdas}_t} + w_2 \text{Nota}_{\text{Tensão}_t} + w_3 \text{Nota}_{\text{Chaveamento}_t})$$

(6)

$$\text{Onde: } w_1 + w_2 + w_3 = 1$$

Onde:

$$V'_{i,t} = V_{i,t} + f_v [(BC_{1,t}, \dots, BC_{j,t}), (TAP_{LTC_{1,t}}, \dots, TAP_{LTC_{s,t}}), (TAP_{RT_{1,t}}, \dots, TAP_{RT_{k,t}})]$$

$$P'_t = P_{0,t} + f_p [(BC_{1,t}, \dots, BC_{j,t}), (TAP_{LTC_{1,t}}, \dots, TAP_{LTC_{s,t}}), (TAP_{RT_{1,t}}, \dots, TAP_{RT_{k,t}})]$$

$$\text{Nota}_{\text{Tensão}_t} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{b_i}}{i}$$

$$N_{b_{i,t}} = \begin{cases} 0, & V'_{i,t} < V_{\min_1} \\ \frac{(V_{\min_2} - V'_{i,t})}{(V_{\min_2} - V_{\min_1})}, & V_{\min_1} \leq V'_{i,t} \leq V_{\min_2} \\ \frac{(V_{\max_2} - V'_{i,t})}{(V_{\max_2} - V_{\max_1})}, & V_{\max_1} \leq V'_{i,t} \leq V_{\max_2} \\ 1, & V_{\min_2} \leq V'_{i,t} \leq V_{\max_2} \\ 0, & V'_{i,t} > V_{\max_1} \end{cases} \quad (7)$$

$$\Gamma_{\text{Perdas}_t} = \frac{P'_t}{P_{0,t}} \quad (8)$$

$$Nota_{Perdas_t} = \begin{cases} 1, & r_{Perdas_t} < r_{Pmin} \\ \frac{(r_{Pmax} - r_{Perdas_t})}{(r_{Pmax} - r_{Pmin})}, & r_{Pmin} \leq r_{Perdas_t} \leq r_{Pmax} \\ 0, & r_{Perdas_t} > r_{Pmax} \end{cases}$$

$$Nota_{Chaveamento_t} = \lambda_1 \frac{\sum_{j=1}^{n_{BC}} N_{BC_{jt}}}{n_{BC}} + \lambda_2 \frac{\sum_{s=1}^{n_{LTC}} N_{LTC_{st}}}{n_{LTC}} + \lambda_3 \frac{\sum_{k=1}^{n_{RT}} N_{RT_{kt}}}{n_{RT}}$$

$$N_{BC_{jt}} = \begin{cases} 1, & r_{BC_{jt}} \leq PCH_{BCmin} \\ \frac{(PCH_{BCmin} - r_{BC_{jt}})}{(PCH_{BCmin} - PCH_{BCmax})}, & PCH_{BCmin} < r_{BC_{jt}} \leq PCH_{BCmax} \\ 0, & r_{BC_{jt}} > PCH_{BCmax} \end{cases}$$

$$N_{LTC_{st}} = \begin{cases} 1, & r_{LTC_{st}} \leq PCH_{LTCmin} \\ \frac{(PCH_{LTCmin} - r_{LTC_{st}})}{(PCH_{LTCmin} - PCH_{LTCmax})}, & PCH_{LTCmin} < r_{LTC_{st}} \leq PCH_{LTCmax} \\ 0, & r_{LTC_{st}} > PCH_{LTCmax} \end{cases}$$

$$N_{RT_{kt}} = \begin{cases} 1, & r_{RT_{kt}} \leq PCH_{RTmin} \\ \frac{(PCH_{RTmin} - r_{RT_{kt}})}{(PCH_{RTmin} - PCH_{RTmax})}, & PCH_{RTmin} < r_{RT_{kt}} \leq PCH_{RTmax} \\ 0, & r_{RT_{kt}} > PCH_{RTmax} \end{cases}$$

$$r_{BC_{jt}} = \frac{JD_{BC_{jt}} + DCH_{BC_{jt}}}{NCH_{BC_{Max,d}}} \quad (9)$$

$$DCH_{BC_{jt}} = |BC_{j_{t-1}} - BC_{jt}|, \quad j = 1, \dots, n_{BC}$$

$$r_{LTC_{st}} = \frac{JD_{LTC_{st}} + DCH_{LTC_{st}}}{NCH_{LTC_{Max,d}}}$$

$$DCH_{LTC_{st}} = |LTC_{s_{t-1}} - LTC_{st}|, \quad s = 1, \dots, n_{LTC}$$

$$r_{RT_{kt}} = \frac{JD_{RT_{kt}} + DCH_{RT_{kt}}}{NCH_{RT_{Max,d}}}$$

$$DCH_{RT_{kt}} = |RT_{k_{t-1}} - RT_{kt}|, \quad k = 1, \dots, n_{RT}$$

Sujeito a:

$$NCH_{LTC_{Max,d}} \geq JD_{LTC_{st}}$$

$$JD_{LTC_{st}} = \sum_{m=x}^y |TAP_{LTCs_m} - TAP_{LTCs_{m+1}}|$$

$$x = \begin{cases} 1, & t < d \\ t - d, & t > d \end{cases}$$

$$y = \begin{cases} 1, & t = 1 \\ t - 1, & t > 1 \end{cases}$$

$$NCHRT_{Max,d} \geq JD_{RT_{k_t}}$$

$$JD_{RT_{k_t}} = \sum_{m=x}^y |TAP_{RTk_m} - TAP_{RTk_{m+1}}|$$

$$NCHBC_{Max,d} \geq JD_{BC_{j_t}}$$

$$JD_{BC_{j_t}} \geq \sum_{m=x}^y |BC_{j_m} - BC_{j_{m+1}}|$$

Onde:

F_t	=	Função de otimização em t.
$Nota_{perdas_t}$	=	Função das perdas no objetivo.
r_{perdas_t}	=	Relação das perdas no instante t.
$P'_t,$	=	Perdas na rede para o carregamento no instante t com os novos estados dos equipamentos para o instante t.
$P_{0,t}$	=	Perdas na rede para o estado dos equipamentos de controle no instante t-1 com o carregamento do instante t.
r_{Pmax}, r_{Pmin}	=	Valor da relação das perdas máxima e mínima (Figura 4-7).
$Nota_{Tens\tilde{a}o_t}$	=	Função da tensão no objetivo.
N_{b_i}	=	Nota da barra i com a aplicação dos controles, no instante t.
$V'_{i,t}, V_{i,t}$	=	Tensão na barra i depois e antes da aplicação dos controles, respectivamente, no instante t.
$V_{min_1}, V_{min_2}, V_{max_1}, V_{max_2}$	=	Valor das variáveis para o ajuste das notas dos limites da tensão (Figura 4-6).
f_v, f_p	=	Função de variação da tensão e das perdas com os controles (LTC, RT BC) respectivamente no instante t.
$Nota_{chaveamento_t}$	=	Função de chaveamentos dos bancos de capacitores, reguladores de tensão e TAP do transformador no objetivo.
$\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$	=	Peso da função de chaveamentos relativos aos dispositivos de controle (LTC, RT e BC) respectivamente.
NBC_{j_t}	=	Nota de chaveamentos do banco de capacitores j no instante t
$NLTC_{s_t}$	=	Nota de chaveamentos do LTC do transformador s no instante t

NRT_{k_t}	=	Nota de chaveamentos do regulador de tensão k no instante t
$r_{BC_j t}$	=	Relação dos chaveamentos dos BCs com o número de chaveamentos máximos no instante t .
$r_{LTC_s t}$	=	Relação dos chaveamentos dos LTCs com o número de chaveamentos máximos no instante t.
$r_{RT_k t}$	=	Relação dos chaveamentos dos RTs com o número de chaveamentos máximos no instante t.
$DCH_{BC_j t}$	=	Diferença de estados do BC _j do instante t e t-1 (= 0 mesmo estado, ≠0 mudança de estado).
$DCH_{LTC_s t}$	=	Diferença de posição do LTC _s do instante t e t-1
$DCH_{RT_k t}$	=	Diferença de posição do RT _k do instante t e t-1
$BC_{j_{t-1}}$	=	Estado do BC _j no instante t-1.
BC'_{j_t}	=	Estado do LTC _s no instante t.
$LTC_{s_{t-1}}$	=	Posição do LTC _s no instante t-1.
LTC_{s_t}	=	Posição do RT _k no instante t.
$RT_{k_{t-1}}$	=	Posição do RT _k no instante t-1.
RT_{k_t}	=	Posição do BC _j no instante t.
i	=	Índice de nó da rede com carga {1, 2, ..., n}.
s	=	Índice de LTC do transformador. $\in \{1, 2, \dots, n_{LTC}\}$.
j	=	Índice de banco de capacitores. $\in \{1, 2, \dots, n_{BC}\}$.
k	=	Índice de regulador de tensão instalado na rede. $\in \{1, 2, \dots, n_{RT}\}$.
d	=	Índice de controle da janela deslizante (nº de intervalos de análise da janela deslizante)
m	=	Índice da janela deslizante.
w_1, w_2 e w_3	=	Pesos da função objetivo relativos a desvio de tensão, perdas e chaveamentos nos dispositivos de controle respectivamente.
$JD_{BC_j t}, JD_{LTC_s t}, JD_{RT_k t}$	=	Janela deslizante para cara um dos BC, LTC e RT respetivamente.
$NCHBC_{Max,d}, NCHLTC_{Max,d}, NCHRT_{Max,d}$	=	Número de Chaveamentos dos BC, RT e LTC respectivamente máximos permitidos por dia.

$PCH_{BC_{min}}, PCH_{BC_{max}}$	=	Valor das variáveis em percentagem para o ajuste das notas das operações do BC (Figura 4-8).
$PCH_{LTC_{min}}, PCH_{LTC_{max}}$	=	Valor das variáveis em percentagem para o ajuste das notas das operações do LTC (Figura 4-8).
$PCH_{RT_{min}}, PCH_{RT_{max}}$	=	Valor das variáveis em percentagem para o ajuste das notas das operações do RT (Figura 4-8).

A partir da execução da EE, o algoritmo deverá corrigir ou melhorar a tensão nos nós que estiverem violando as restrições impostas, estabelecendo comandos para minimizar as perdas na rede e chaveamentos nos dispositivos de controle.

Logo depois da identificação do estado da rede para um instante, a formulação apresentada no item 4.2 será submetida à execução do algoritmo genético como descrita no capítulo 3. A população inicial do AG dependerá da quantidade de dispositivos disponíveis para o controle Volt/VAr. Cada um dos indivíduos que compõem a população será avaliada pela função objetivo apresentada na equação (3) ou (6), que propiciará o processamento do algoritmo pelas etapas de seleção, cruzamento e mutação, até achar à solução otimizada. Este procedimento será melhor descrito nos itens seguintes.

4.3 Representação da solução

Após a obtenção das medições de tensão e corrente dos diferentes equipamentos instalados ao longo da rede, é executado o EE, o qual apresentará uma solução do estado de operação da rede para aquele instante que inclui tensões em todas as barras, correntes e fluxos de potência em todos os equipamentos e perdas totais na rede. Este será o ponto de partida para a implementação do algoritmo de controle Volt/VAr.

A seguir, são descritas as principais características do algoritmo proposto no presente trabalho.

4.3.1 Inicialização do Algoritmo de Controle Volt/VAr

Para a solução do problema de controle Volt/VAr deve ser realizada uma codificação do indivíduo que representa uma possível solução ao problema. Tal codificação consiste num indivíduo (string) cujos bits estão relacionados ao problema.

Para o presente trabalho, os primeiros bits do indivíduo estão no sistema binário, representando o estado operativo dos bancos de capacitores. Em sequência, são apresentadas as diferentes posições do TAP dos transformadores com LTC e reguladores de tensão instalados na rede os quais podem ser codificados em sistema binário ou em sistema decimal como ilustrado na Figura 4-9.

		Rede com 2 Transformadores Com LTC									
		TRAFO_1	TRAFO_2	Reguladores de Tensão TRAFO_1				Reguladores de Tensão TRAFO_2			
		LTC1	LTC2	TRAFO_1				TRAFO_2			
Representação		$TAP_{LTC_{1t}}$	$TAP_{LTC_{2t}}$	RT_{1t}	$RT_{N_{RT}}$	RT_{1t}	$RT_{N_{RT}}$		
no sistema decimal		5	-4	-1	0	4	0	-1	2		
Representação				RT_{1t}	$RT_{N_{RT}}$	RT_{1t}	$RT_{N_{RT}}$		
no sistema Binário		1 1 0 0	0 0 1 1	0 1 1 0	0 1 1 1	1 0 1 1	0 1 1 1	0 1 1 0	1 0 0 1		
		TAP = 5	TAP = -4	TAP = -1	TAP = 0	TAP = 4	TAP = 0	TAP = -1	TAP = 2		
		(1,2,3,... N_{RT})									

Figura 4-9. Codificação do TAPs dos LTCs e RTs em sistemas Binário e Decimal.

Na Tabela 4-1, é apresentada a codificação utilizada no sistema binário e a posição do TAP (que corresponde ao valor no sistema decimal), supondo o mesmo passo de 1% para todos os equipamentos.

Tabela 4-1. Representação Numérica dos TAPs nos sistema Binário e decimal.

Representação numérica do TAP utilizada			
Sistema Decimal	Sistema Binário	Posição do TAP	Tensão kV
0	0000	-7	82.02
1	0001	-6	82.85
2	0010	-5	83.69
3	0011	-4	84.53
4	0100	-3	85.39
5	0101	-2	86.25
6	0110	-1	87.12
7	0111	0	88.00
8	1000	1	88.88
9	1001	2	89.77
10	1010	3	90.66
11	1011	4	91.57
12	1100	5	92.49
13	1101	6	93.41
14	1110	7	94.34
15	1111	8	95.29

Por exemplo, em vazio com tensão 1 p.u. (na base 88 kV) no primário, a tensão no secundário do transformador para a posição do TAP “+5” do LTC1 como apresentado na Figura 4-9 será:

$$V_{secundário} = V_{primário} * \frac{N_2}{N_1}$$

$$V_{secundário} = 88 \text{ kV} * \frac{13,8 \text{ kV}}{92,49 \text{ KV}} = 13,13 \text{ kV} = 0,95145 \text{ p. u. (Base de 13,8 kV)}$$

No TAP “-4” do LTC2 como apresentado na Figura 4-9 será:

$$V_{secundário} = 88 \text{ kV} * \frac{13,8 \text{ kV}}{84,53 \text{ KV}} = 14,366 \text{ kV} = 1,041 \text{ p. u. (Base de 13,8 kV)}$$

Na Figura 4-10 é apresentado o mesmo indivíduo com codificação nos sistemas binário (BC) e decimal (LTC e RT) e só codificação no sistema binário (BC, LTC e RT).

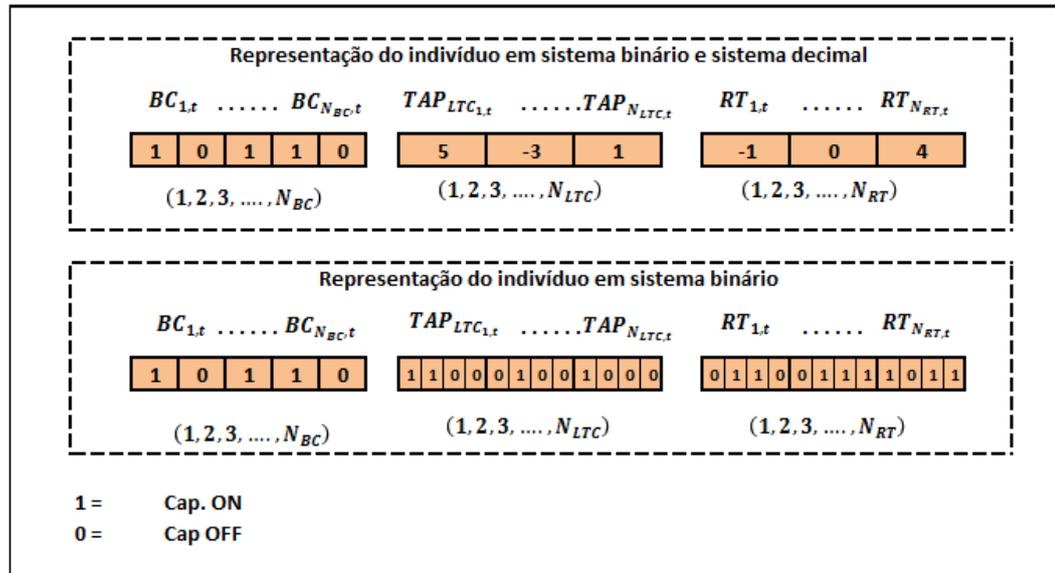


Figura 4-10. Exemplo de um indivíduo (string) em sistema binário e decimal e só em sistema binário.

Quando o controle Volt/VAr estiver otimizando uma rede que possui mais do que um transformador na subestação, o problema é dividido como se fossem várias redes dependendo da quantidade de transformadores. O algoritmo relaciona numa string os bancos de capacitores ligados a cada transformador e os organizará de forma ordenada. Ou seja, primeiro os BCs que fazem parte do transformador 1, seguidos dos BCs que fazem parte do transformador 2 até o os BCs que fazem parte do transformador n, logo são organizados os diferentes LTCs, começando desde o transformador 1 até o transformador n. Os diferentes RT_s são também organizados de forma análoga aos bancos de capacitores em função dos transformadores.

Como exemplo, vamos gerar um possível indivíduo que o algoritmo cria como a rede de exemplo apresentada na Figura 4-11.

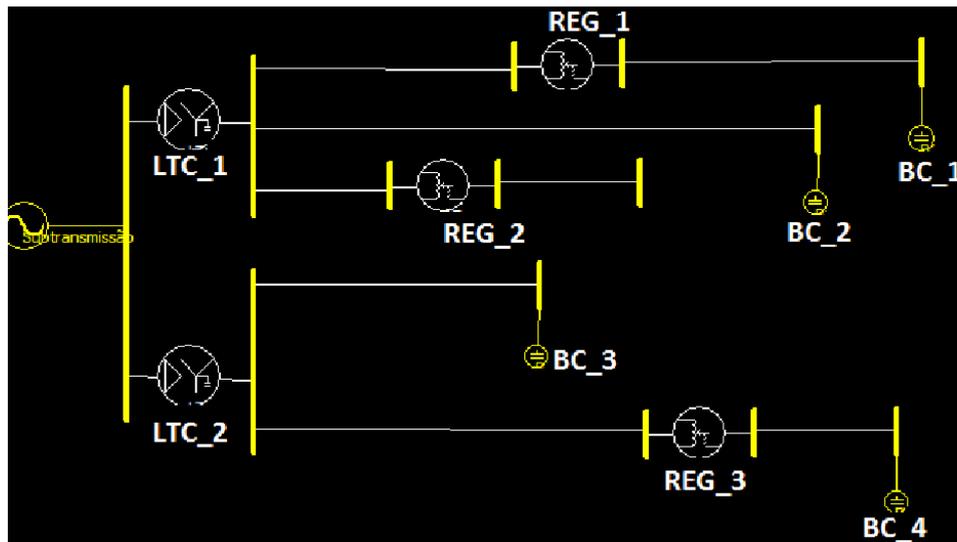


Figura 4-11. Rede de exemplo para a geração do Indivíduo.

Na Figura 4-12 é ilustrado o indivíduo gerado pelo algoritmo para uma rede que possui dois transformadores como na Figura 4-11.

Bancos de Capacitores				LTCs		Reg. De Tensão		
TRAFO_1	TRAFO_2	TRAFO_1	TRAFO_2	TRAFO_1	TRAFO_2	TRAFO_1	TRAFO_2	TRAFO_2
LTC_1	LTC_2	LTC_1	LTC_2	LTC_1	LTC_2	LTC_1	LTC_2	LTC_2
1	1	0	1	-2	0	-1	0	-2
BC_1	BC_2	BC_3	BC_4	LTC1	LTC2	RT_1	RT_2	RT_3

Figura 4-12. Exemplo de um indivíduo gerado pelo algoritmo para uma rede que possui 2 transformadores.

Quando a EE fornecer a rede e o estado inicial para um instante, a lógica de controle Volt/VAr analisa quais barras encontram-se fora dos limites estabelecidos, podendo acontecer duas possibilidades quando forem avaliadas as diferentes barras que o algoritmo está controlando:

- Quando as barras que se encontram fora do limite só pertencem a um transformador, por exemplo, o transformador 1, o algoritmo cria os indivíduos como apresentado na Figura 4-12, porém só os bits que fazem parte do transformador 1 (BC_1, BC_2, LTC_1, RT_1 e RT_2 (cor verde da Figura 4-12)) são atuados pelas diferentes etapas

dos AG (seleção, cruzamento e mutação) e será minimizada a função objetivo para o transformador 1. Os demais bits (transformador 2) ficam do mesmo jeito (mesmo estado dos BCs (ligado/desligado) e a mesma posição do TAP do LTC₂), ou seja, não variará seu estado para o instante correspondente.

- Quando as barras que se encontram fora do limite pertencem a mais de um transformador, por exemplo, o transformadores 1 e 2 da Figura 4-12, o algoritmo criará os indivíduos como apresentado na Figura 4-12. O algoritmo divide a rede dependendo da quantidade de transformadores que possua. Para o exemplo (transformadores 1 e 2), sendo executado da seguinte forma:
 1. O fluxo de potência é executado para o indivíduo gerado como apresentado em Figura 4-12.
 2. A minimização da função objetivo (avaliação) será realizada para cada transformador.
 3. Os demais operadores dos AG (seleção, cruzamento, mutação e geração) são implementados para cada um dos transformadores no instante correspondente e serão resolvidas sequencialmente duas formulações ao problema, como ilustrado na Figura 4-13.

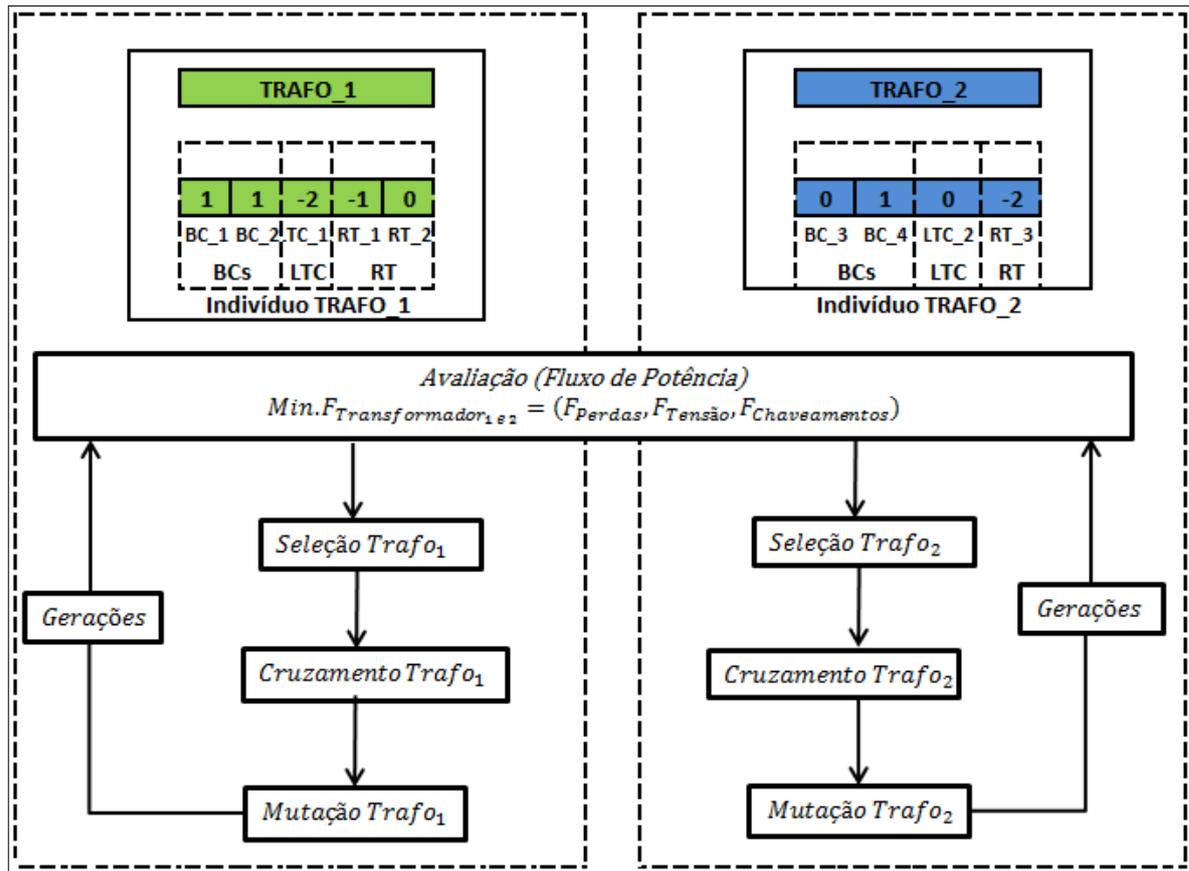


Figura 4-13. Execução do Algoritmo com 2 transformadores com barras fora do limite.

Esta forma de execução do algoritmo baseou-se no fato que o software Sinap (SINAPSIS) não executa processamento paralelo na execução do fluxo de potência. Assim, quando necessário o fluxo de potência, é realizado para toda a rede.

4.3.2 Avaliação

Cada indivíduo gerado no algoritmo genético deverá ser avaliado segundo a equação (3) ou (6), a partir dos controles estabelecidos pelo indivíduo (possível solução) e correspondente fluxo de potência para cada indivíduo, conforme ilustrado na Figura 4-14.

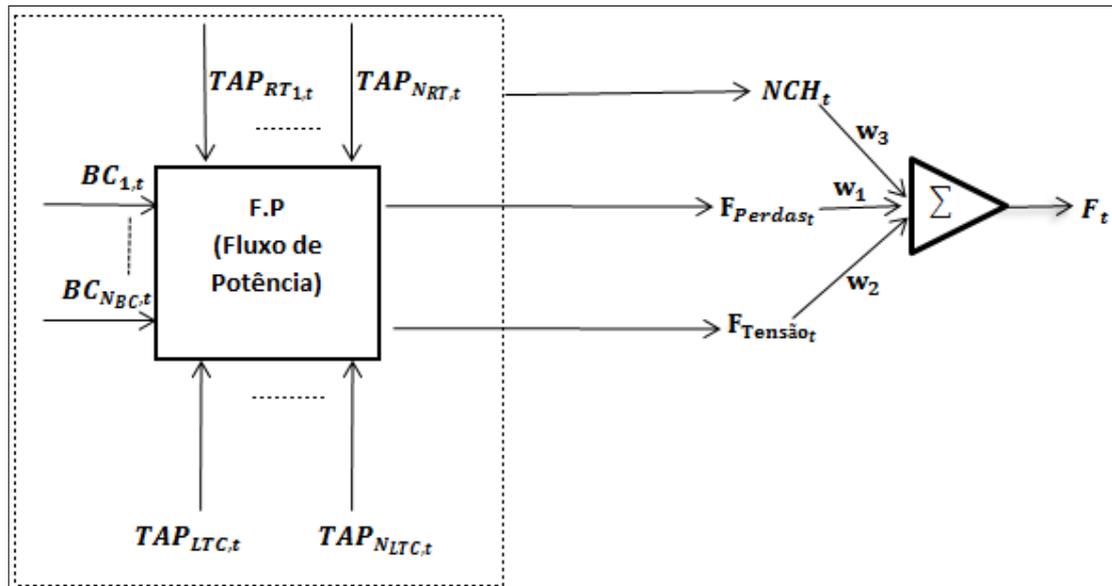


Figura 4-14. Diagrama do controle Volt/VAr.

O fluxo de potência é uma ferramenta para análise do sistema elétrico, efetuado somente para regime permanente e permite a determinação da tensão nas barras, correntes nos elementos e perdas totais na rede. Neste trabalho, o fluxo de potência utilizado baseou-se em método específico para redes de distribuição radiais, o qual é detalhado em (KAGAN, DE OLIVEIRA e ROBBA, 2005). Este método, implementado no software SINAP, foi utilizado no Algoritmo de Controle Volt/VAr, assumindo-se a carga do sistema como corrente constante, permitindo-se desta forma o cálculo das funções de tensão e perdas apresentadas na Figura 4-14.

Logo depois, como foi ilustrado no capítulo 3, os melhores indivíduos devem passar às diferentes etapas do algoritmo genético (seleção, cruzamento e mutação) durante um número definido de gerações, de modo a encontrar uma solução otimizada que apresente melhor resultado para todas as restrições do problema.

5 Testes e Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta no capítulo 4. As simulações são feitas sobre duas redes elétricas. A primeira é uma rede hipotética de média tensão de sistemas de distribuição. A segunda rede de estudo é uma rede real de média tensão.

5.1 Rede Teste

Com o intuito de testar os algoritmos genéticos na funcionalidade de Volt/VAr parte-se de uma rede na qual serão utilizados como dispositivos de controle o transformador com LTC localizado na subestação e os bancos de capacitores alocados ao longo do alimentador.

O diagrama unifilar da rede teste na qual será implementado o algoritmo de controle Volt/VAr é apresentado na Figura 5-1. Além do controle de LTC disponível no transformador da subestação, também foram alocados três bancos de capacitores de 1,2 MVar cada em barras do sistema.

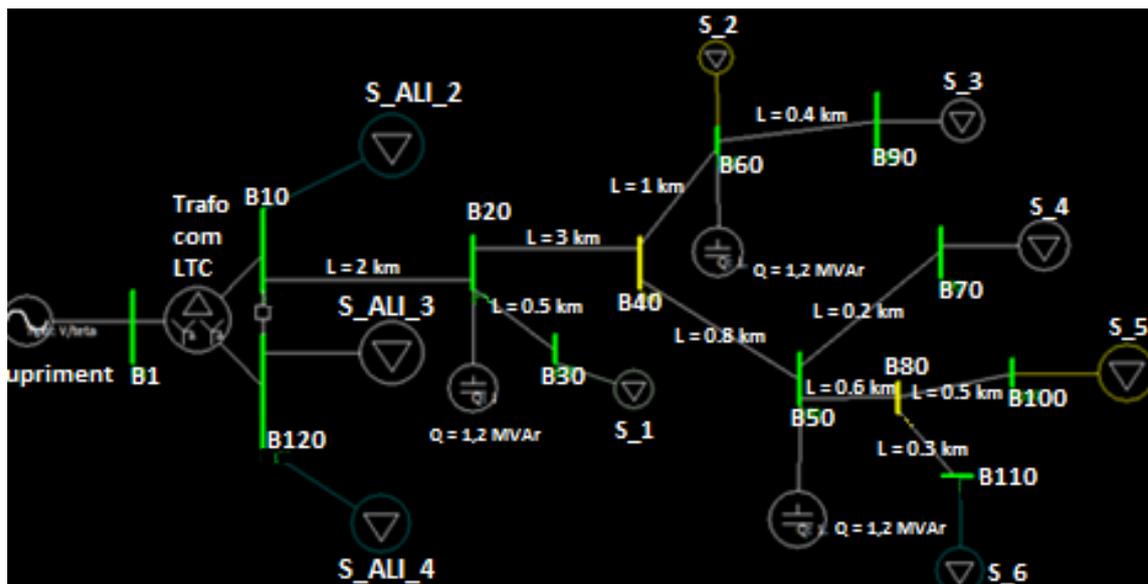


Figura 5-1. Diagrama Unifilar.

O esquema apresentado é composto por um suprimento que representa a rede de transmissão que alimenta a subestação numa tensão de 88 kV. A subestação conta com um transformador trifásico de três enrolamentos de potência nominal igual a 60 MVA e uma relação de transformação de 88/13,8 kV. Além disso, o transformador conta com controle de LTC no lado de alta tensão e os dois enrolamentos de baixa tensão fornecem energia para cada um dos barramentos apresentados na Figura 5-1. A curva de demanda total diária da subestação é apresentada na Figura 5-2.

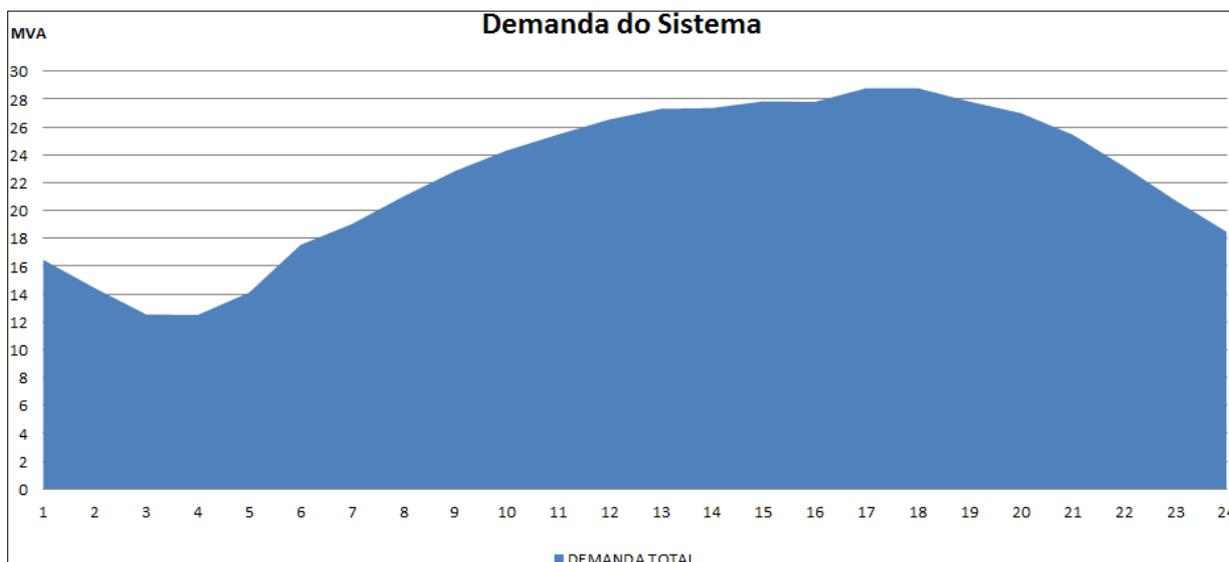


Figura 5-2. Demanda total do sistema.

No presente trabalho, considera-se apenas um alimentador para estudo (Alimentador 1). Os demais alimentadores foram considerados como cargas equivalentes na saída da subestação. Como pode ser visto na Figura 5-1, na barra 10 estão ligados dois alimentadores (ALI_1) e (ALI_2) e na barra 120 estão ligados os alimentadores (ALI_3) e (ALI_4). A curva de demanda de cada um dos alimentadores é apresentada na Figura 5-3.

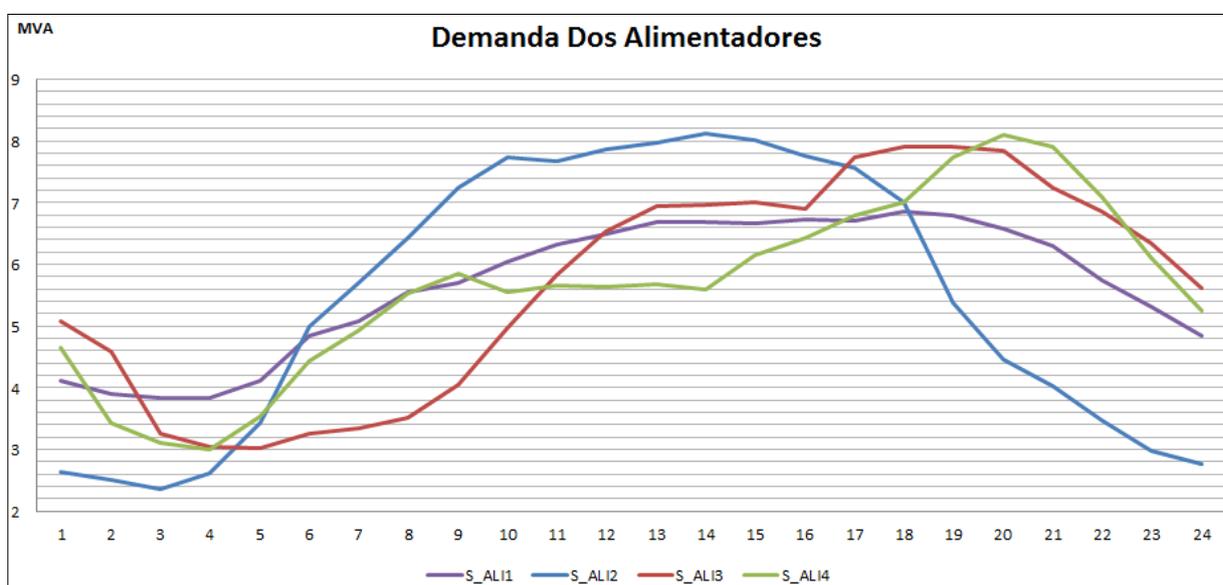


Figura 5-3. Demanda dos Alimentadores.

O alimentador estudado Alimentador 1 (S_ALI_1 cor roxa) é composto por dez barras. No estudo, as duas barras da subestação são levadas em conta devido à operação do LTC. Desta forma, existe um total de 12 barras, para a implementação do algoritmo. A subtransmissão (88 kV) representada pela Barra 1 e o suprimento, não faz parte do estudo.

O alimentador 1 possui 9,3 km de comprimento total (soma de todos os trechos). As características do cabo utilizado para a rede teste foi de alumínio nu, com uma capacidade de 510 A e uma impedância de $(0,206 + j0,3852) \Omega/\text{km}$ (NEXANS, 2014). A rede é composta por seis cargas, sendo que suas curvas de demanda são apresentadas na Figura 5-4.

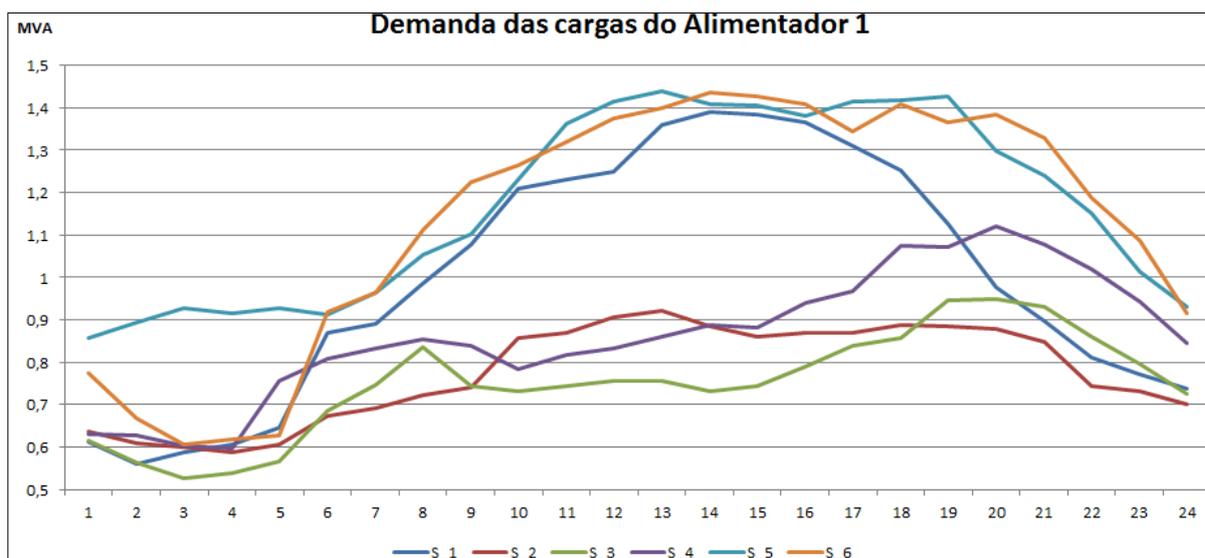


Figura 5-4. Demandas das cargas do Alimentador 1.

A rede conta com três bancos de capacitores instalados ao longo da rede, todos eles de uma potência de 1,2 MVar, localizados nas barras 20 a 2 km da subestação, na barra 50 a 5,8 km da subestação e na barra 60 a 6 km da subestação.

5.1.1 Operação da rede sem controle Volt/VAr

Para efeito comparativo, nesta seção será apresentado o estado da rede estudada sem controles disponíveis no gerenciamento na tensão e reativos no sistema de distribuição, isto é, será considerado que os bancos de capacitores não estão ligados e o LTC do transformador não está em operação, com tensão nominal na barra do primário do transformador de três enrolamentos, além disso, é considerada uma tensão de 88 kV no suprimento.

Na Figura 5-5, são apresentadas as tensões para as barras 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110 e 120 para o intervalo de 24 horas. Na mesma figura, são destacadas a tensão de operação (13800 V) e a tensão precária inferior (12834 V).

Como poder ser observado, as barras 80,100 e 110 estão perto de transgredir o limite da tensão precária inferior para o horário de maior demanda do circuito. Se acontecesse um aumento na demanda nestas barras, este limite poderá ser ultrapassado, o que levaria, segundo o módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2016), com que os consumidores associados nessas barras apresentassem um fornecimento de energia inadequado.

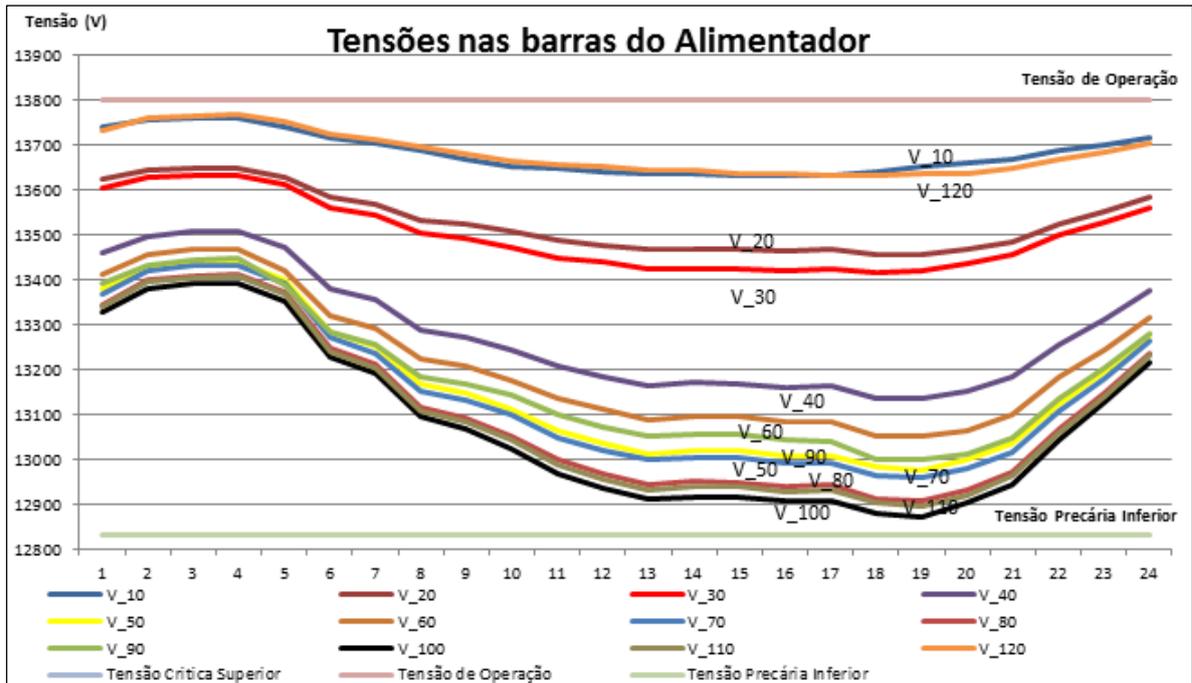


Figura 5-5. Tensões nas barras do alimentador.

Na Figura 5-6 é apresentado o perfil de tensão para o tronco do alimentador para o horário de maior demanda do alimentador (18h). Pode-se verificar que a tensão na barra 10 da subestação fica 1% abaixo da tensão de operação. Além disso, no final do tronco, a tensão fica perto do limite de tensão precária inferior.

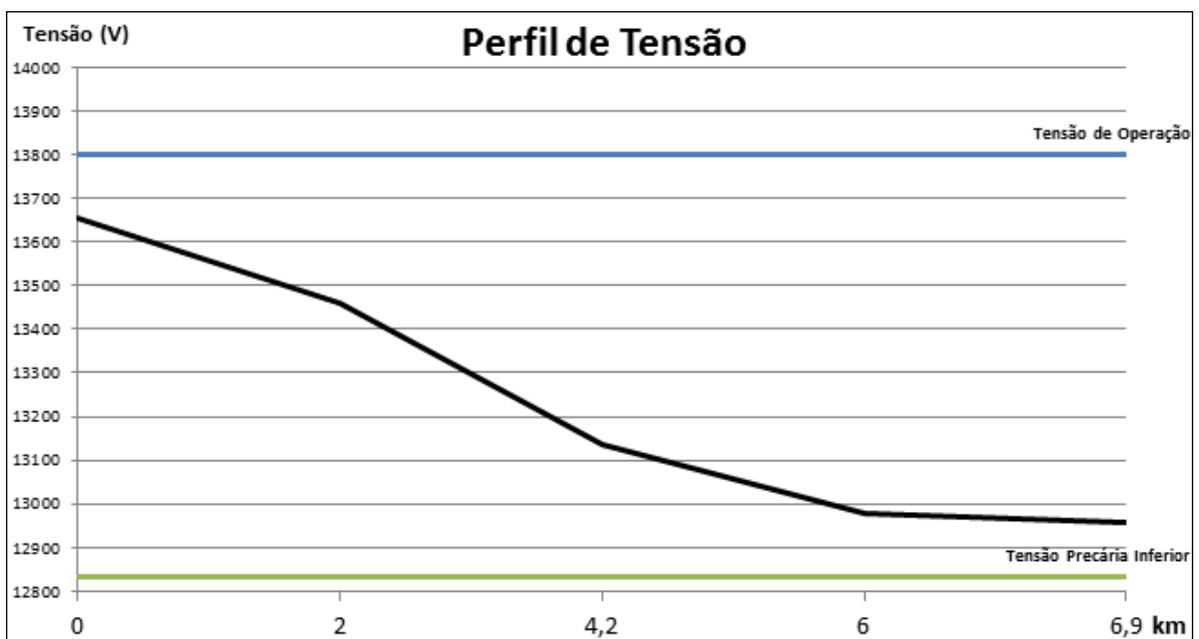


Figura 5-6. Perfil de Tensão do tronco.

Na Figura 5-7, é apresentada a energia total injetada no circuito e na cor verde a quantidade de perdas técnicas para esse circuito teste. A maior percentagem de perdas foi de 14,7%, no horário de maior demanda. Desta forma, fica comprovada a necessidade de se aplicar o controle Volt/VAr nesta rede teste.

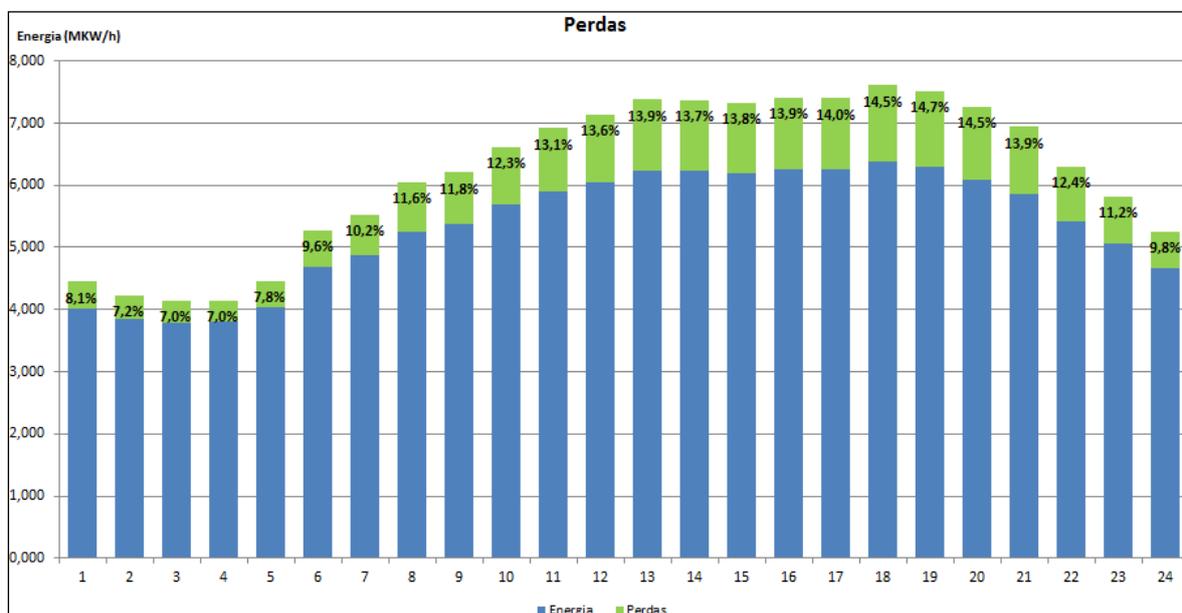


Figura 5-7. Perdas na rede de teste.

5.1.2 Operação da rede com a metodologia proposta (controle Volt/VAr)

Para a rede representada pelo diagrama unifilar da Figura 5-1, foi implementado o algoritmo de Controle Volt/VAr descrito no item 4.2.1, visando otimizar a operação dos dispositivos de controle, com os objetivos de manutenção da tensão dentro de uma faixa estabelecida e de diminuição das perdas técnicas da rede.

Conforme citado anteriormente, a rede teste conta com 3 bancos de capacitores de 1,2 MVar cada e um transformador de 60/40 MVA com relação de transformação 88/13,8 kV e com LTC no lado primário de +8 e -7 posições com relações de 1% da tensão nominal.

Para a codificação do problema, conforme exposto no capítulo 4, utilizando-se um cromossomo que contém 7 bits em sistema binário. As primeiras três posições do cromossomo representam cada um dos bancos de capacitores da rede. Já as posições de 4 a 7 do cromossomo representam

as posições de TAP do LTC do transformador. O cromossomo ilustrado na Figura 5-8 representa uma possível solução à rede implementada.

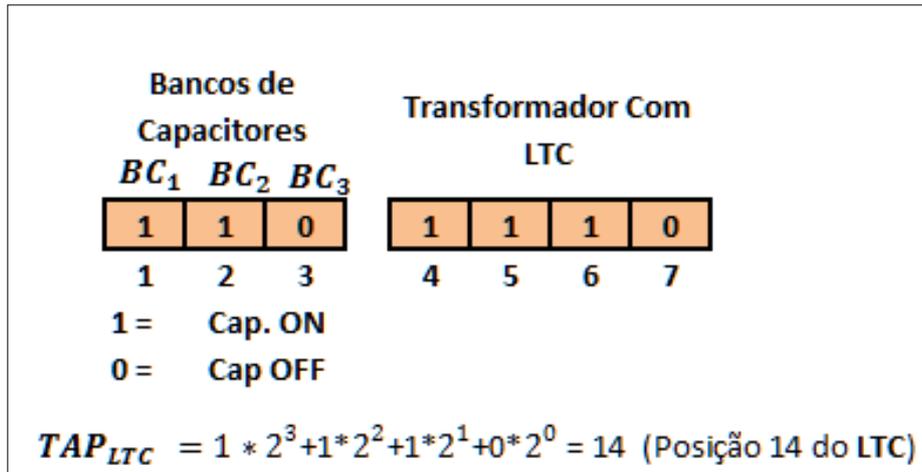


Figura 5-8. Representação do cromossomo para a rede teste.

Para o transformador com LTC, tem-se como dado passo de transformação de 1%, na tensão nominal de 88 kV, com 8 posições acima da nominal e 7 posições abaixo da nominal. Na Tabela 5-1 é apresentada a codificação da string em números binários, números decimais, posição do TAP e o valor correspondente para o transformador com LTC.

Tabela 5-1. Representação numérica da string binária do LTC aos valores reais de operação.

Representação numérica do Transformador com mudança de TAP			
Decimal	Binário	Posição do TAP	Tensão kV
0	0000	-7	82021,7
1	0001	-6	82850,3
2	0010	-5	83687,1
3	0011	-4	84532,4
4	0100	-3	85386,3
5	0101	-2	86248,8
6	0110	-1	87120,0
7	0111	0	88000,0
8	1000	1	88880,0
9	1001	2	89768,8
10	1010	3	90666,5
11	1011	4	91573,2
12	1100	5	92488,9
13	1101	6	93413,8
14	1110	7	94347,9
15	1111	8	95291,4

5.1.3 Parâmetros da rede e do algoritmo de Controle Volt/VAr

Para a solução do problema foram estabelecidos os parâmetros iniciais da rede para o início do período de análise ($t=1$). Para a avaliação da metodologia foi utilizado o algoritmo genético canônico composto por uma população totalmente aleatória, método de seleção da roleta e cruzamento em um ponto, os quais foram apresentados no capítulo 4. Na Tabela 5-2 são apresentados o estado inicial dos BCs e a posição do TAP do LTC.

Tabela 5-2 . Parâmetros iniciais da rede.

Parâmetros iniciais da rede para a execução do controle Volt/VAr.			
Descrição	Binário	Posição do TAP	Tensão kV
BC1	0	-	-
BC2	0	-	-
BC3	0	-	-
Posição LTC	0111	7	88.0

Na Tabela 5-3 são apresentados os diferentes parâmetros de configuração do AG.

Tabela 5-3. Parâmetros iniciais do Algoritmo Genético.

Parâmetros do Algoritmo Genético para a execução do controle Volt/VAr.		
Variável	Descrição	Valor
Pop	Quantidade de indivíduos em cada geração	50
Gen	Quantidade de gerações a ser realizadas.	6
w₁	Fator de penalização relativo às perdas	1
w₂	Fator de penalização relativo à tensão	10
w₃	Fator de penalização relativo a chaveamentos	5
V_{Ref}	Tensão de referência do secundário.	13,8 kV
V_{Max}	Tensão Máxima do secundário.	14,2 kV
V_{min}	Tensão Mínima do secundário.	13,4 kV

Para o teste foi considerado executar o fluxo de hora em hora para um dia ($t = 1, 2, \dots, 24$), neste teste não foi considerado a restrição do número máximo de chaveamentos para os dispositivos de controle já que este teste foi implementado visando avaliar a implementação dos algoritmos genéticos no controle Volt/VAr.

5.1.4 Resultados para a rede teste

Neste item são apresentados os resultados da metodologia proposta, quando comparados com o estado da rede sem a implementação do controle Volt/VAr.

Conforme ilustrado na Figura 5-5, a rede sem controle Volt/VAr apresentou as barras 80, 100 e 110 da rede teste com tensões próximas do limite de tensão de precária inferior. Com a implementação do controle Volt/VAr, a tensões para as mesmas barras apresentaram tensão bem mais próximas da tensão de operação, conforme é ilustrado na Figura 5-9.

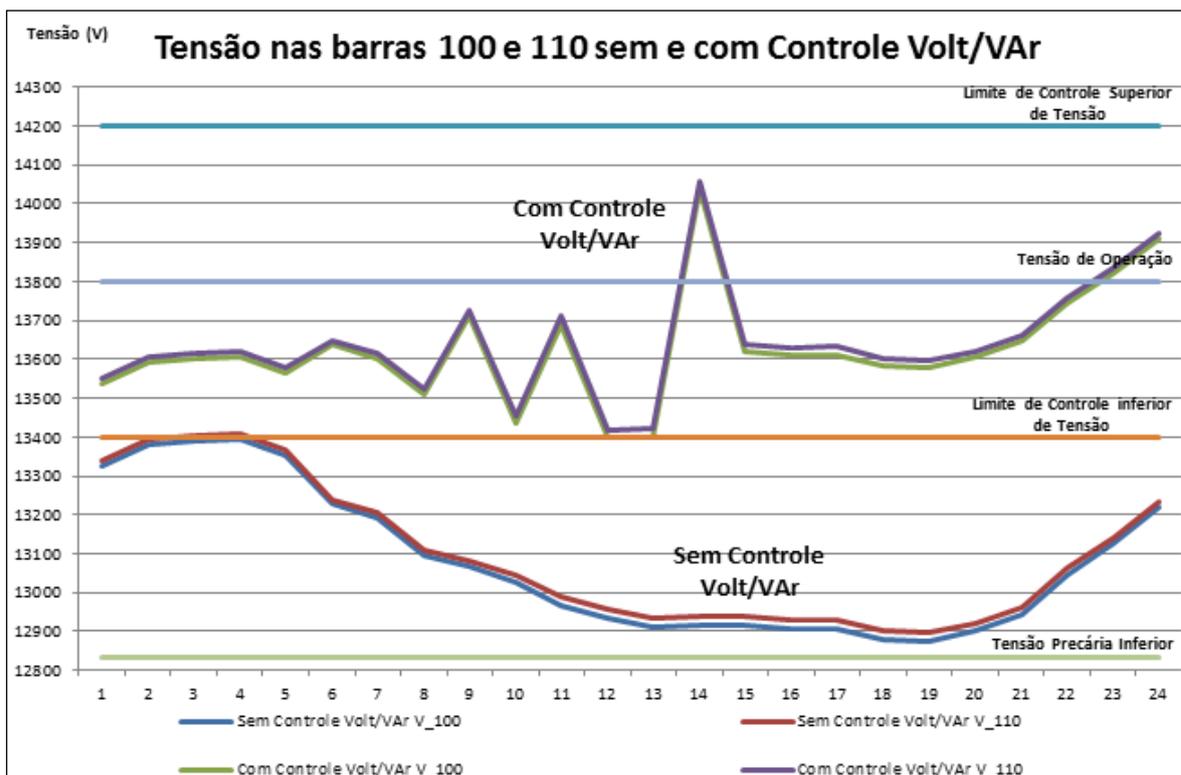


Figura 5-9. Tensões nas barras 100 e 110 sem e com controle Volt/VAr.

Também podem ser observados os picos no perfil de tensão nos horários das 9, 11 e 14 horas do período de teste com controle Volt/VAr. Estes picos podem ser explicados pela operação do controle de LTC nestes horários, conforme pode ser visto na Tabela 5-4, nestes horários houve operações, segundo a otimização do algoritmo, para elevar a tensão na rede.

Conforme foi apresentado na Figura 5-7, as perdas técnicas totais para a rede teste sem controle Volt/VAr foram de 12,15% equivalente a 17,7 MWh/dia. Com a implementação do controle Volt/VAr, as perdas técnicas totais na rede teste diminuíram para 6,48%, o que equivalente a 8,8 MWh/dia, representando uma redução de 49% nas perdas técnicas. Na Figura 5-10 são ilustradas as perdas técnicas em percentagens da energia injetada da rede teste sem (cor azul) e com (cor vermelha) controle Volt/VAr.

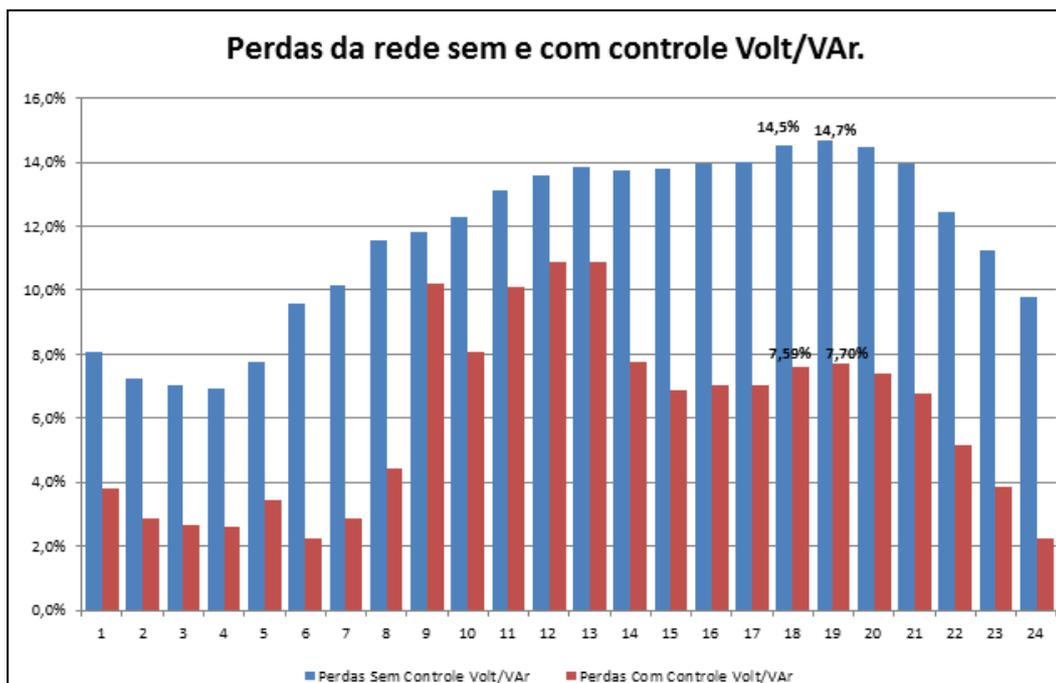


Figura 5-10. Perdas técnicas da rede sem e com controle Volt/VAr.

Para alcançar este ganho, a lista de operações resultante do AG nos dispositivos de controle instalados na rede, pode ser visualizada na tabela 5.4, são ilustradas as diferentes operações feitas pelo algoritmo aos bancos de capacitores e LTC.

Tabela 5-4. Lista de operações dos dispositivos de controle ao longo do dia.

Dispositivo de controle	Condição Inicial	Operações do dia																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
BC1	0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
BC2	0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
BC3	0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Transformador com LTC	TAP	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	1	0										■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	2	0													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	4	0									■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	6	0														■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Banco de Capacitor Ligado
 Banco de Capacitor Desligado

Na Tabela 5-5 é ilustrada a quantidade de chaveamentos dos dispositivos.

Tabela 5-5. Quantidade de chaveamentos dos dispositivos de controle.

Total de Chaveamentos			
BC1	BC2	BC3	TAP
3	5	5	24

5.2 Rede Real

Neste tópico serão implementados todos os operadores e variantes dos Algoritmos Genéticos apresentados no capítulo 3, além das duas metodologias propostas no capítulo 4. Para tanto será utilizada a rede real de distribuição de Média Tensão (MT) como ilustrado na Figura 5-11.



Figura 5-11. Rede Real de Teste.

A rede conta com um suprimento em 88 kV, uma subestação de distribuição com 2 transformadores de três enrolamentos (um no lado primário tensão de 88 kV e dois no lado secundário tensão 13,8 kV) de 80/60 MVA cada, os quais possuem mudança de TAP sob carga (LTC) no lado de alta tensão.

Ambos os LTCs possuem 17 posições de TAP, 8 posições acima da tensão nominal, 8 posições abaixo da tensão nominal e uma posição com o tensão nominal do transformador, as relações de transformação são iguais a 1,25% da tensão nominal.

A subestação conta com 4 barramentos de média tensão cada um deles com um banco de capacitores utilizado para o controle de reativos dos transformadores. Neste trabalho, estes bancos de capacitores não serão inclusos no algoritmo de controle Volt/VAr.

Na Figura 5-12 é apresentado o diagrama da subestação do sistema de distribuição.

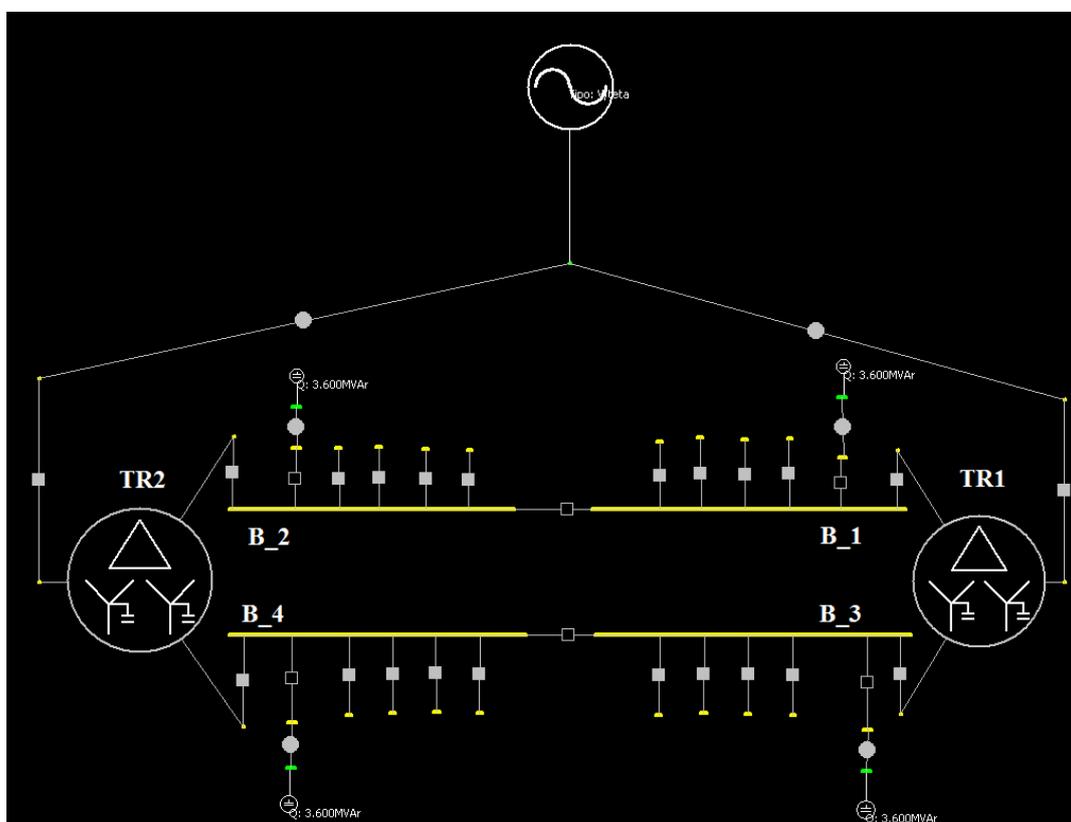


Figura 5-12. Configuração da Subestação de rede.

Na Figura 5-13 e Figura 5-14 são apresentadas as demandas totais em cada um dos transformadores. A curva de demanda de ambos os transformadores é caracterizada por consumidores industriais.

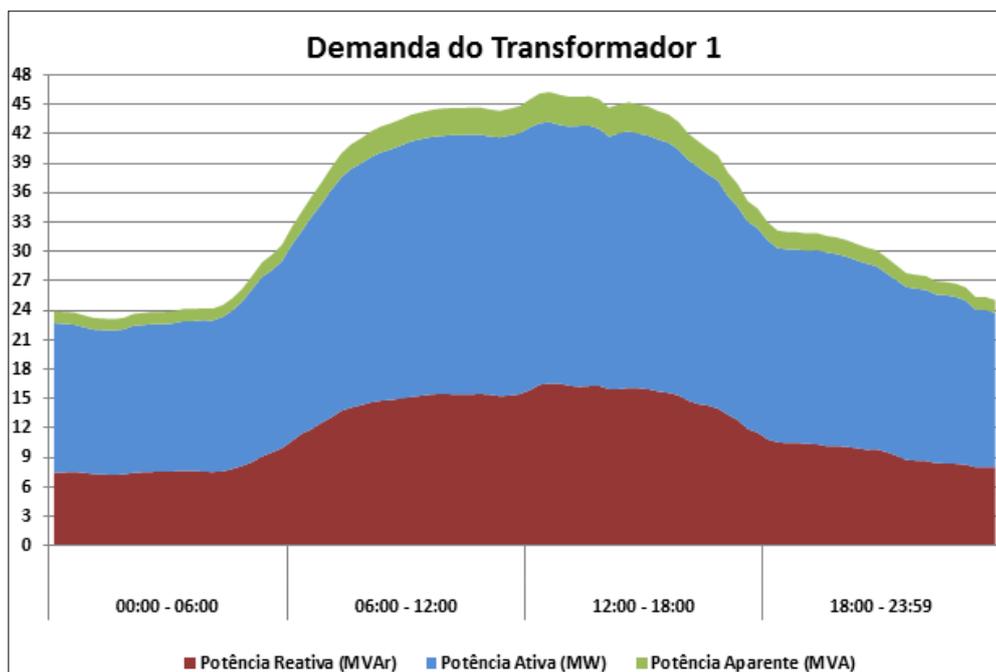


Figura 5-13. Demanda total do transformador 1 da Subestação.

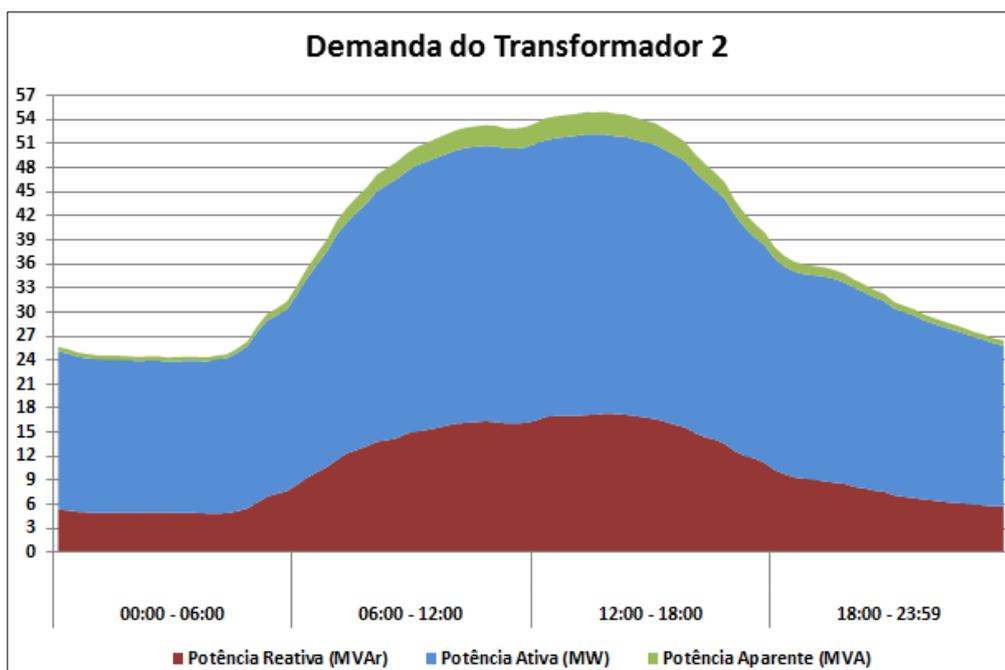


Figura 5-14. Demanda total do transformador 2 da Subestação.

A rede conta com 14 alimentadores MT (representados por diferentes cores) como apresentado na Figura 5-11, distribuídos em cada um dos barramentos da subestação como apresentado na Tabela 5-6.

Tabela 5-6. Alimentadores da Rede Real.

TRANSFORMADOR	BARRAMENTOS	ALIMENTADOR
1	1	1
		2
		3
	3	8
		9
		10 11
2	2	4
		5
		6 7
	4	12
		13
		14

A rede é composta por um total de 22 de bancos de capacitores chaveados distribuídos ao longo dos alimentadores. Na Tabela 5-7 é ilustrada a distribuição dos bancos de capacitores para cada um dos alimentadores da rede real.

Tabela 5-7. Bancos de Capacitores da Rede real.

SUBESTAÇÃO		ALIMENTADOR	POTÊNCIA (KVar)
TRANSFORMADOR 1	BARRAMENTO 1	1	1.200
			1.200
		3	1.200
	BARRAMENTO 3	8	600
			1.200
		10	600
		600	
	11	1.200	
TRANSFORMADOR 2	BARRAMENTO 2	4	1.200
			1.200
			600
		5	600
			1.200
	BARRAMENTO 4	6	1.200
			1.200
		7	600
			600
		12	600
	1.200		
	13	1.200	
	1.200		
	14	600	

Na Figura 5-15 são ilustrados os bancos de capacitores distribuídos (representados pelos círculos brancos com um capacitor em seu interior) ao longo da rede. Destaca-se que esta rede não possui reguladores de tensão.



Figura 5-15. Diagrama Unifilar dos Alimentadores e BCs da rede real

A rede conta com um total de 18,077 km de cabos de diferentes características. Na Tabela 5-8 são exibidos os diferentes tipos de cabos presentes na rede real, com as respectivas impedâncias em (Ω/km).

Tabela 5-8. Cabos da rede de estudo.

Cabos	R1 Ω/km	X1 Ω/km	Cabos	R1 Ω/km	X1 Ω/km
[1.0A]_N[1.0A]	0,605	0,327	[3.0A]_N[4A]	0,392	0,310
[1.0A]_N[1.0C]	0,605	0,328	[300A]_N[3.0A]	0,095	0,353
[1.0A]_N[3.0A]	0,605	0,327	[300A]_N[336A]	0,095	0,353
[1.0A]_N[4.0C]	0,605	0,328	[336A]_N[1.0A]	0,191	0,282
[1.0A]_N[4A]	0,605	0,327	[336A]_N[3.0A]	0,191	0,283
[1.0A]_N[4S]	0,605	0,328	[336A]_N[336A]	0,190	0,283
[1.0A]_N[50A]	0,605	0,328	[336A]_N[70A]	0,191	0,282
[1.0A]_N[6A]	0,605	0,328	[336S]_N[3.0S]	0,191	0,283
[1.0A]_N[6C]	0,605	0,327	[336S]_N[336S]	0,191	0,282
[1.0A]_N[70A]	0,605	0,327	[35C]_N[35C]	0,599	0,439
[1.0C]_N[1.0C]	0,377	0,332	[4A]_N[4A]	1,527	0,367
[1.0S]_N[4S]	0,605	0,328	[500C]_N[3.0A]	0,074	0,357
[185A]_N[1.0A]	0,162	0,282	[556A]_N[3.0A]	0,103	0,353
[185A]_N[3.0A]	0,162	0,283	[6C]_N[4A]	1,484	0,477
[185A]_N[336A]	0,162	0,282	[70A]_N[1.0A]	0,425	0,404
[185A]_N[70A]	0,162	0,282	[70A]_N[3.0A]	0,425	0,404
[2.0C]_N[2C]	0,299	0,323	[70A]_N[50A]	0,425	0,404
[240A]_N[120A]	0,120	0,353	[70C]_N[1.0C]	0,249	0,404
[240C]_N[4.0C]	0,073	0,353	[70C]_N[2.0C]	0,249	0,404
[3.0A]_N[1.0A]	0,393	0,310			

A rede conta com um total de 14.281 consumidores, classificados no grupo B e no subgrupo A4 da (ANEEL, 2012). Na Figura 5-16 são apresentadas as quantidades de consumidores acumulados na rede.

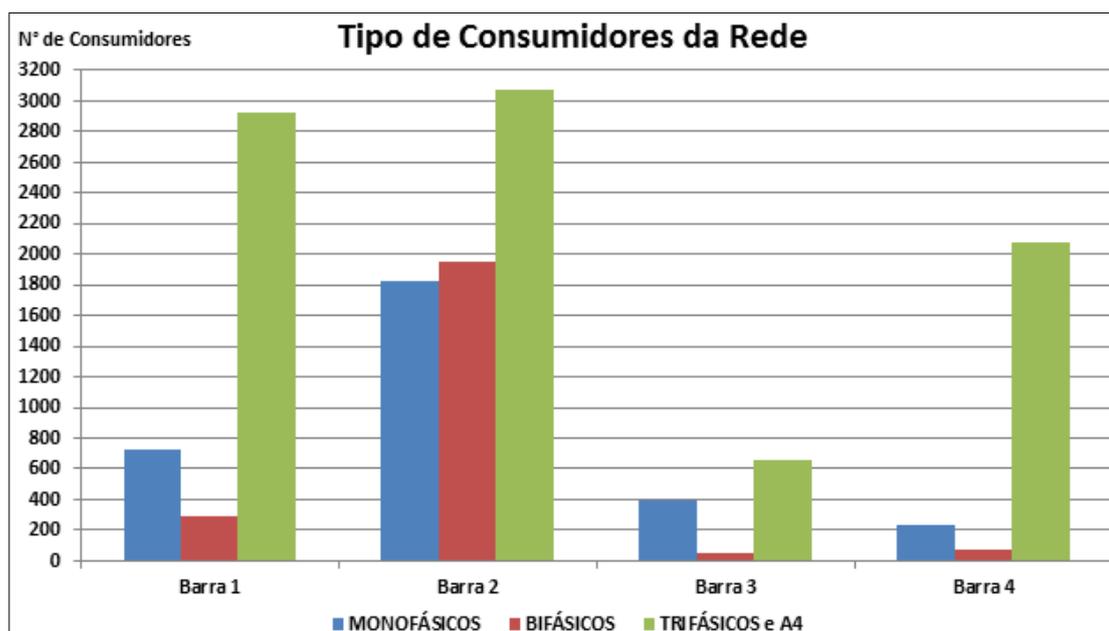


Figura 5-16. Quantidade de Consumidores da Rede Real.

O algoritmo de controle Volt/VAr será implementado separadamente para cada transformador da subestação com respectivos alimentadores. A rede possui 5961 barras, das quais 569 barras tem ligada uma carga e são divididas em 187 para o LTC₁ e 382 para o LTC₂. Como explicado no capítulo 4.2, estas são as barras de monitoramento para o controle Volt/VAr.

5.2.1 Aplicação da Metodologia proposta

Para a rede apresentada na Figura 5-11, foi implementado o algoritmo de Controle Volt/VAr descrito no capítulo 4, visando otimizar a operação dos dispositivos de controle, tendo como objetivo a manutenção da tensão dentro de uma faixa estabelecida e a diminuição das perdas técnicas da rede.

O algoritmo de controle Volt/VAr foi desenvolvido para interpretar os diferentes dispositivos de controle (BCs, RTs e LTCs) da rede e desta forma automaticamente criar o string para a otimização. Para a codificação do problema com a rede real, o algoritmo gera uma string que contém 24 bits, como ilustrado na Figura 5-17.

As primeiras posições do string (1 – 9) representam cada um dos bancos de capacitores que fazem parte do LTC₁, as posições de (10 – 22) da string representam cada um dos bancos de

capacitores que fazem parte do LTC₂. Já as posições (23 e 24) representam o número decimal do TAP dos LTC₁ e LTC₂ respectivamente nos transformadores. O string ilustrado na Figura 5-17 representa uma possível solução a ser implementada na rede real.

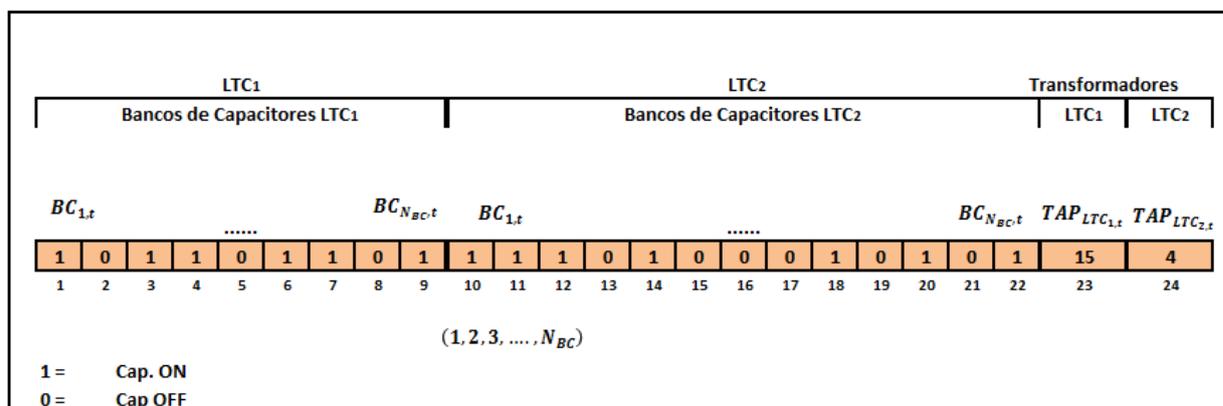


Figura 5-17. Representação da string para a rede teste real.

Como ilustrado no capítulo 3, foram implementadas diferentes variantes ao AG básico. Por tal motivo, foi desenvolvido uma ferramenta para testar todos os algoritmos de controle Volt/VAr. A Figura 5-18 ilustra a janela de entrada de parâmetros da ferramenta.

Informações de Operação

Limite Inferior de Tensão: 1 (p.u.)
Limite Superior de Tensão: 1,02 (p.u.)
Limite de Chaveamentos Diários - BC: 6 (chaveamentos)
Limite de Chaveamentos Diários - LTC: 10 (taps)

Informações do Teste

Patamar de Início: 0
Patamar de Término (<= 96): 96
Iniciar

Informações do Algoritmo Genético

1 - População Inicial e Gerações

Nº de Indivíduos: 12
Nº de Gerações: 10

Totalmente Aleatória
 Aleatória + Estado Atual da Rede
 Aleatória + Arredores do Estado Atual

3 - Seleção

Torneio
 Ranking Uniforme
Nº de Indivíduos no Torneio: 2
 Ranking Linear

4a - Cruzamento (Parte Binária)

Um Ponto
 Uniforme C/ Máscara
 Dois Pontos
 Uniforme S/ Máscara
Probabilidade de Cruzamento: 0,85

4b - Cruzamento (Parte Inteira)

Alfa Aleatório (0,0 <= Alfa <= 1,0)
 Alfa Constante (Alfa = 0,5)
Probabilidade de Cruzamento: 0,85

5 - Mutação

Probabilidade de Mutação: 0,01

2 - Avaliação

Punição
 Nota

Função Objetivo = $\min(wC*FC + wJ*FJ + wV*FV)$

wC: 20
wJ: 30
wV: 50

Figura 5-18. Ferramenta desenvolvida para testes do controle Volt/VAr.

Nesta ferramenta podem ser inseridos os limites (superior e inferior) de tensão, a quantidade máxima de chaveamentos por dia para os BCs e transformadores com LTCs, a quantidade de patamares a ser otimizados, que para as simulações foram 96 patamares por dia (a cada 15 min) por 2 dias (192 patamares no total). O número de indivíduos da população e as gerações a serem executadas, o tipo de população (item 3.2), o método de seleção a ser implementado

(item 3.4), método de cruzamento (item 3.5), a probabilidade de mutação, o tipo de metodologia a ser utilizada (penalidade e nota) assim como os pesos para a função objetivo (capítulo 4).

$$w_1 = w_j, w_2 = w_v, w_3 = w_c .$$

Se for selecionada a metodologia baseada em “Nota”, a ferramenta habilitará as opções para definir os pesos da função objetivo e os limites para as notas de tensão, perdas e chaveamentos como ilustrado na Figura 5-19 e descrito no capítulo 4.2.2.

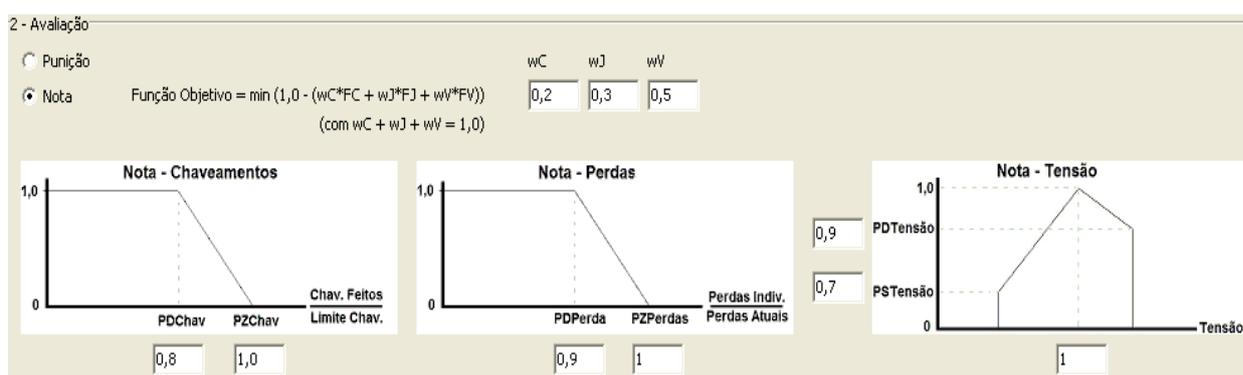


Figura 5-19. Definição de pesos e limites para a avaliação por Nota.

Para as simulações foi utilizado um computador com as seguintes características:

- Processador Intel Core (TM) i5-2400S CPU @ 2.50 GHz.
- Memória RAM de 8 GB.
- Sistema operacional de 64 bits.

Devido ao tempo necessário para encontrar uma solução rápida em “tempo real”, foi estabelecido como limite de tempo 4 minutos para realizar a otimização em cada patamar e, segundo as características do computador e o tamanho da rede a ser otimizada, foi determinado o tamanho da população inicial igual a doze (12) indivíduos e o número de gerações igual a dez (10) para o qual o tempo de otimização fica próximo dos 4 minutos. No total o algoritmo executa 120 fluxos de potência.

5.2.1.1 Definição das inteligências para os testes

Como foi ilustrado no capítulo 3, existem diferentes metodologias na implementação dos algoritmos genéticos. Por tal motivo foram definidas diferentes inteligências (combinações) destas variantes visando encontrar a combinação que melhor encontre uma solução otimizada para o tempo estabelecido

Para os testes, foram estabelecidas 48 inteligências, as quais foram avaliadas pelos métodos de penalidade e nota. Na Figura 5-20 são apresentadas as 48 possíveis inteligências estabelecidas (três métodos de população inicial, quatro métodos de seleção e quatro métodos de cruzamento) = $3 \times 4 \times 4 = 48$ que podem ser estabelecidas para os testes, por exemplo, os quadros de cor roxo representam uma inteligência a qual esta definida por uma população aleatória, método de seleção torneio com 3 indivíduos para cada torneio e método de cruzamento ranking uniforme com máscara.

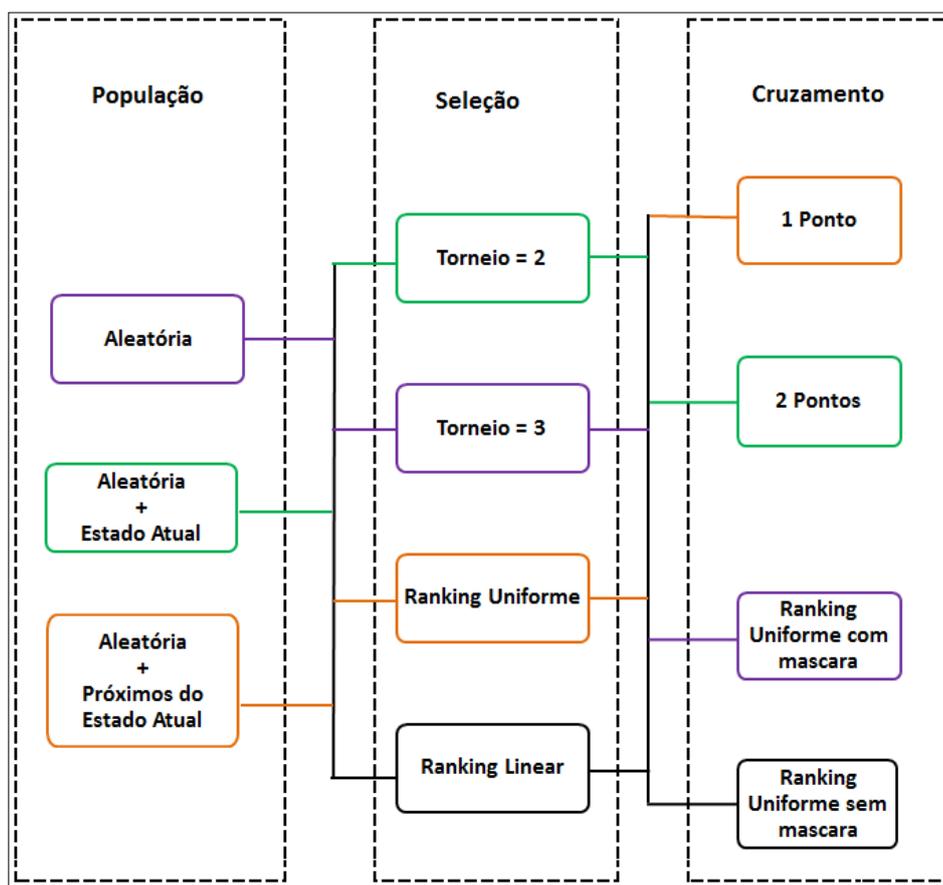


Figura 5-20. Definição das inteligências para os testes.

5.2.1.2 Avaliação das Inteligências

Foram definidos os parâmetros do algoritmo de controle Volt/VAr, ilustrados na Tabela 5-9, com as quais são analisadas as diferentes inteligências estabelecidas com o intuito de avaliar quais são as que melhor resposta apresentaram.

Tabela 5-9. Parâmetros do Algoritmo Genético.

CONSTANTES		PENALIDADE	NOTA
Nº INDIVÍDUOS		12	
Nº GERAÇÕES		10	
LIMITE INFERIOR DE TENSÃO (<i>Penalidade = V_{min}, Nota= V_{min1}</i>)		1 p.u	
LIMITE SUPERIOR DE TENSÃO (<i>Penalidade = V_{max}, Nota=V_{max1}</i>)		1,02 p.u	
LIMITE DE CHAVEAMENTOS BC		6	
LIMITE DE CHAVEAMENTOS LTC		10	
FLUXO DE POTÊNCIA		15min (2 dias)	
PROBABILIDADE DE CRUZAMENTO (BINARIA)		85%	
PROBABILIDADE DE MUTAÇÃO (BINARIA)		1%	
PROBABILIDADE DE CRUZAMENTO (INTEIRA)		ALEATÓRIO	
AVALIAÇÃO		PENALIDADE	NOTA
PESO DAS PERDAS (<i>W₁</i>)		30	0,3
PESO DA TENSÃO (<i>W₂</i>)		50	0,5
PESO DOS CHAVEAMENTOS (<i>W₃</i>)		20	0,2
NOTA TENSÃO	Valor da nota para ajuste de tensão mínima (<i>V_{min 2}</i>)	---	1,01 p.u
	Valor da nota para ajuste de tensão máxima (<i>V_{max 2}</i>)	---	1,01 p.u
	Nota para Tensão Máxima (<i>N_{VMAX}</i>)	---	0,9
	Nota para Tensão Mínima (<i>N_{VMAX}</i>)	---	0,7
NOTA PERDAS	Valor da relação de perdas Máximas (<i>r_{P MAX}</i>)	---	1
	Valor da relação de perdas Mínimas (<i>r_{P MIN}</i>)	---	0,8
NOTA CHAVEAMENTOS	Valor Máximo em percentagem para o ajuste dos BCs e LTCS (<i>PCH BC MAX, PCH LTC MAX</i>)	---	1
	Valor Mínimo em percentagem para o ajuste dos BCs e LTCS (<i>PCH BC MIN, PCH LTC MIN</i>)	---	0,8

No total foram realizadas 96 simulações (48 por penalidade e 48 por nota), minimizando a mesma função objetivo, nas mesmas condições de operação, em um período de 2 dias (192 intervalos de tempo de 15 min cada).

Os resultados das simulações foram organizados como ilustrado no ANEXO A. Para cada linha, tem-se uma das 48 inteligências, com os resultados relativos dos intervalos de tempo (00:00 do dia 1 até as 23:45 do dia 2) da função objetivo. Nas últimas linhas encontram-se o

maior e o menor valor da função objetivo além da melhor solução para cada intervalo de tempo.

Para avaliar as diferentes inteligências, foi criado o seguinte critério de avaliação:

- Para cada intervalo de tempo foram tomados o maior e o menor valor de todas as inteligências em cada intervalo de tempo e, com o emprego da equação (10), foi definida uma nota (valor) para cada uma das inteligências:

$$Nota\ Inteligência_{i,t} = \left(\frac{(FO_{Max_t} - FO_{i_t})}{(FO_{Max_t} - FO_{min_t})} \right) * 100 \quad (10)$$

Onde:

$Nota\ Inteligência_{i,t}$	=	Nota da inteligência segundo o valor da função objetivo no instante t.
FO_{Max_t}	=	Maior valor do resultado da função objetivo de todas as inteligências para o instante t.
FO_{min_t}	=	Menor valor do resultado da função objetivo de todas as inteligências para o instante t.
FO_{i_t}	=	Valor do resultado da função objetivo da inteligência i no instante t.

No final, calcula-se uma média geral para cada inteligência, cujos resultados das simulações são apresentados na Figura 5-21.

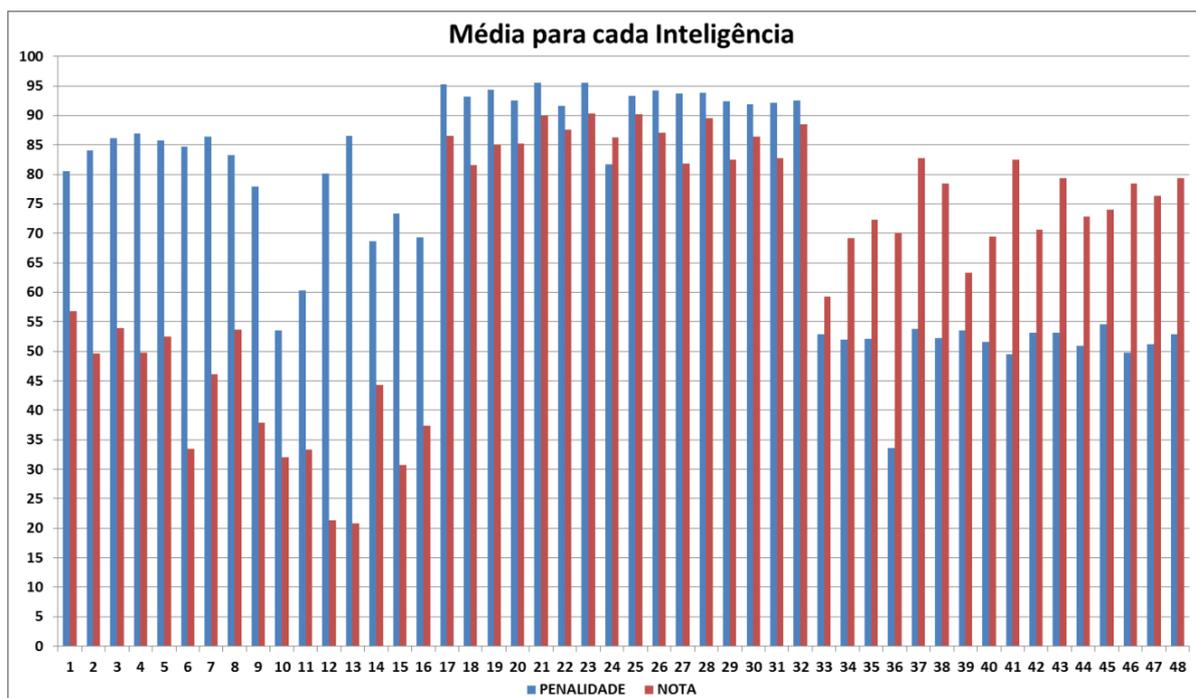


Figura 5-21. Média da nota para cada Inteligência.

Como pode ser observado na figura, as inteligências que tiveram médias maiores, tanto pela formulação de penalidade como por nota, se encontram entre o intervalo 17 à 32. Estas inteligências têm como característica que o tipo de população gerada no algoritmo é uma população aleatória incluindo a solução atual.

Para a continuação dos testes foram selecionadas as inteligências que, para ambos os métodos de avaliação, apresentaram as maiores médias. Estas inteligências são ilustradas na Tabela 5-10, onde é apresentado o número da inteligência e a combinação dos métodos de AG empregados.

Tabela 5-10. Inteligências com as melhores Médias.

INTELIGÊNCIA	POPULAÇÃO	SELEÇÃO	CRUZAMENTO
21	ALEATÓRIA + ESTADO ATUAL	TORNEIO = 3	1 PONTO
23		TORNEIO = 3	UNIFORME COM MÁSCARA
25		RANKING UNIFORME	1 PONTO
26		RANKING UNIFORME	2 PONTOS
28		RANKING UNIFORME	UNIFORME SEM MÁSCARA
32		RANKING LINEAR	UNIFORME SEM MÁSCARA

Com as inteligências selecionadas, foram realizados testes adicionais com a variação dos pesos da função objetivo para ambos os métodos de avaliação. Os parâmetros apresentados na Tabela 5-9 continuaram sendo os mesmos, porém os pesos variam como apresentado na Tabela 5-11.

Tabela 5-11. Variação dos Pesos.

PESO DA TENSÃO WV		PESO DAS PERDAS WJ		PESO DOS CHAVEAMENTOS WC	
PENALIDADE	NOTA	PENALIDADE	NOTA	PENALIDADE	NOTA
90	0.9	5	0.05	5	0.05
80	0.8	10	0.1	10	0.1
70	0.7	20	0.2	10	0.1
60	0.6	30	0.3	10	0.1
50	0.5	40	0.4	10	0.1
50	0.5	30	0.3	20	0.2
45	0.45	45	0.45	10	0.1
40	0.4	50	0.5	10	0.1
30	0.3	60	0.6	10	0.1
20	0.2	70	0.7	10	0.1
10	0.1	80	0.8	10	0.1
5	0.05	90	0.9	5	0.05

Os resultados das simulações para as inteligências apresentadas na Tabela 5-10 com as variações dos pesos como ilustrado na Tabela 5-11, foram avaliadas como explicado no ANEXO A. Assim, foi calculada a média cujos resultados são apresentados na Figura 5-22.

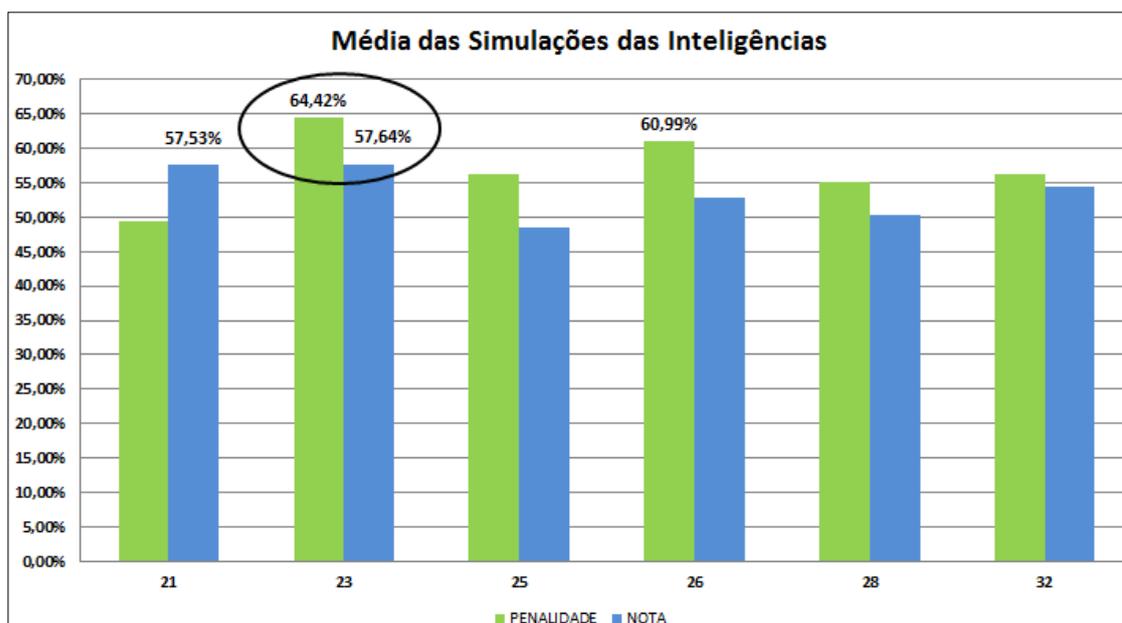


Figura 5-22. Média das Inteligências melhor avaliadas.

Como pode ser observado na figura, a inteligência que teve uma média maior do que as outras e para ambas as metodologias propostas, foi a inteligência 23 a qual foi construída como apresentado na Figura 5-23.

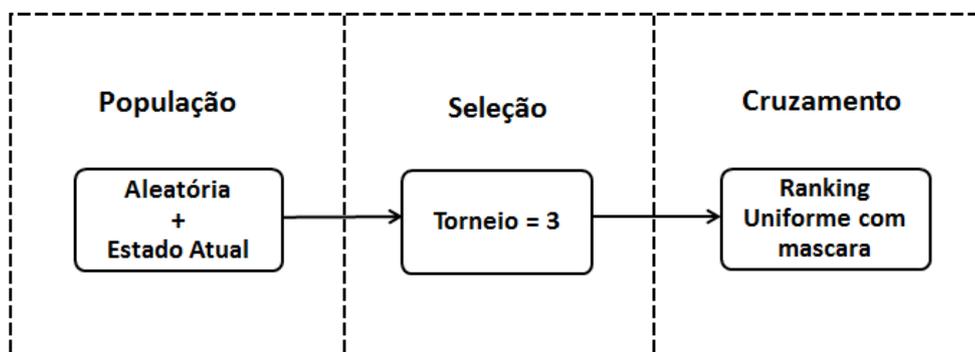


Figura 5-23. Inteligência com melhor média.

Para a definição de qual metodologia deverá ser utilizada no algoritmo de controle Volt/VAr, foi preciso realizar uma avaliação da resposta da inteligência (23), comparando as metodologias com os resultados da tensão e das perdas técnicas totais nos diferentes testes realizados. Para a avaliação da tensão foi definido o critério de avaliação como ilustrado no ANEXO B. Para a avaliação das perdas técnicas foi definido somar as perdas para os dos transformadores da subestação para o período de otimização (15 min x 2 dias = 192).

Os resultados da média de avaliação da tensão e a somatória das perdas para cada teste, identificados pela combinação dos parâmetros de pesos, são apresentados na Tabela 5-12.

Tabela 5-12. Resultado da avaliação da tensão.

PENALIDADE				
PESOS			<i>Média</i> <small>Avaliação_{Tensão}</small>	<i>Perdas Técnicas</i>
FV = 90	FJ = 5	FC = 5	9,99189	22,774
FV = 80	FJ = 10	FC = 10	9,99385	22,754
FV = 70	FJ = 20	FC = 10	9,98556	22,499
FV = 60	FJ = 30	FC = 10	9,96356	22,710
FV = 50	FJ = 40	FC = 10	9,98975	--
FV = 45	FJ = 45	FC = 10	9,96051	22,538
FV = 40	FJ = 50	FC = 10	9,95326	--
FV = 30	FJ = 60	FC = 10	9,87095	--
FV = 20	FJ = 70	FC = 10	9,90151	--
FV = 10	FJ = 80	FC = 10	9,51512	--
FV = 5	FJ = 90	FC = 5	9,48052	--
FV = 0	FJ = 100	FC = 0	3,57187	22,117

NOTA				
PESOS			<i>Média</i> <small>Avaliação_{Tensão}</small>	<i>Perdas Técnicas</i>
FV = 0,9	FJ = 0,1	FC = 0,05	9,99572	22,5576
FV = 0,8	FJ = 0,1	FC = 0,1	9,99474	22,4381
FV = 0,7	FJ = 0,2	FC = 0,1	9,98963	22,3926
FV = 0,6	FJ = 0,3	FC = 0,1	9,99540	22,4202
FV = 0,5	FJ = 0,4	FC = 0,1	9,98805	22,3261
FV = 0,45	FJ = 0,5	FC = 0,1	9,99024	22,3273
FV = 0,4	FJ = 0,5	FC = 0,1	9,98431	22,3092
FV = 0,3	FJ = 0,6	FC = 0,1	9,99118	22,2969
FV = 0,2	FJ = 0,7	FC = 0,1	9,98756	22,2773
FV = 0,1	FJ = 0,8	FC = 0,1	9,90571	22,2413
FV = 0,05	FJ = 0,9	FC = 0,05	9,76478	22,2780

Na Figura 5-24 é apresentado o gráfico da média de avaliação da tensão vs o peso da tensão na função objetivo.

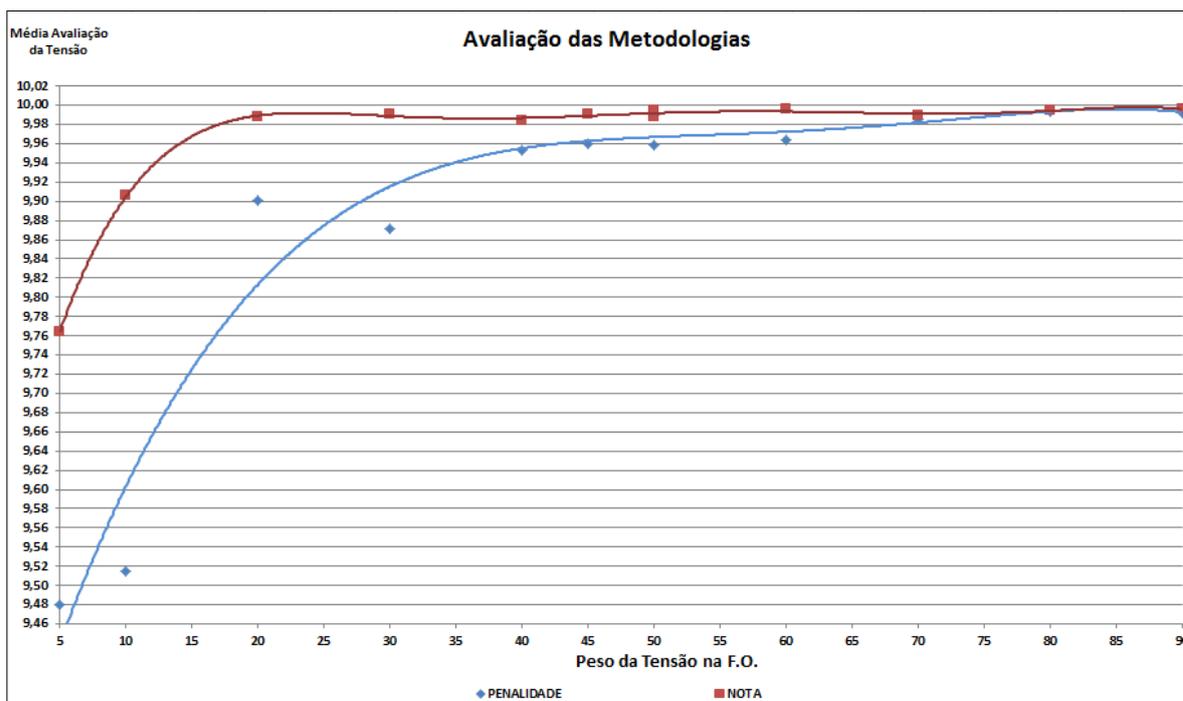


Figura 5-24. Avaliação das Metodologias Propostas por Tensão.

Na Figura 5-24 pode ser observado que a metodologia por nota (cor vermelha) sempre apresentou melhor média de avaliação da tensão, independente do valor do peso na função objetivo, quando comparado à metodologia por penalidade (cor azul). Também pode ser observado que, quando as duas metodologias foram implementadas com o maior valor do peso da tensão na função objetivo, as médias de avaliação da tensão foram muito similares, diferentes de quando o peso da tensão é menor.

Na Figura 5-25 é apresentado o gráfico da soma das perdas técnicas vs o peso das perdas na função objetivo.

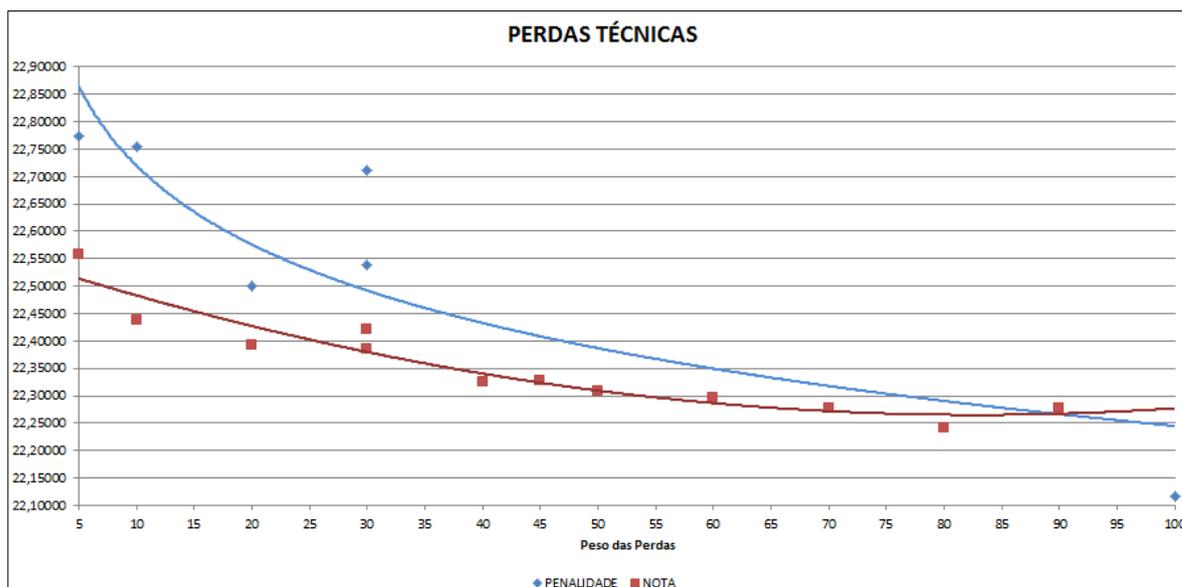


Figura 5-25. Avaliação das Metodologias Propostas por Perdas Técnicas.

Como ilustrado na Figura 5-25 a metodologia por nota (cor vermelha) apresentou os melhores valores para as perdas técnicas, ou seja, quanto maior o peso das perdas na função objetivo melhor o resultado das perdas técnicas (menores perdas) quando comparado com a metodologia da penalidade (cor azul).

Na mesma figura pode ser observado que a metodologia por nota (cor vermelha) tem mais pontos do que a metodologia por penalidade (cor azul), isto ocorre porque o comportamento do gráfico da metodologia por penalidade, não acompanha os resultados esperados (quanto maior o peso das perdas ($w_1 = w_j$) na função objetivo melhor o resultado das perdas na rede (menores perdas técnicas)). Devido a este comportamento foi realizado um teste adicional para a metodologia por penalidade e a inteligência selecionada (inteligência 23), parametrizando o peso das perdas da função objetivo igual a $w_1 = w_j = 100$ e os demais pesos da função objetivo igual a zero ($w_2 = w_v = 0$ e $w_3 = w_c = 0$).

O resultado do teste demonstrou que a metodologia por penalidade atinge o objetivo esperado, ou seja, diminuição das perdas técnicas, porém conclui-se deste teste que a metodologia por penalidade é bem mais sensível do que a metodologia por nota, pois na avaliação desta metodologia será necessário realizar uma análise dos valores das funções que compõe a função objetivo (tensão (p.u.), perdas (MW) e chaveamentos (decimal)) para determinar se os resultados obtidos são satisfatórios ou inviáveis como solução do problema. Este tipo de

problema não acontece com a metodologia por nota, pois independente dos valores das diferentes funções que compõem a função objetivo, esta metodologia atribui uma nota a todos os valores que variam entre 0 e 1.

Conclui-se, para este caso, que pelos resultados obtidos dos diferentes testes realizados, o algoritmo de Controle Volt/VAr a ser implementado em tempo real está constituído pela metodologia de nota, com uma população aleatória incluindo a solução atual, o método de seleção de torneio com 3 indivíduos para cada torneio e o método de cruzamento de ranking uniforme com máscara.

Para a comparação dos resultados, com a metodologia e inteligência já definida, os pesos da função objetivo foram definidos como apresentado a seguir:

$$\text{Peso da Tensão} = w_1 = 0,5$$

$$\text{Peso das Perdas} = w_2 = 0,4$$

$$\text{Peso dos Chaveamentos} = w_3 = 0,1$$

5.2.1.3 Resultados para a rede real

Neste item são apresentados os resultados da metodologia selecionada e comparada com as seguintes condições de operação:

1. Operação da rede real sem nenhum controle de tensão no transformador com LTC e sem nenhum banco de capacitores ligado.
2. Operação da rede real no estado atual.
3. Operação da rede real com a implementação do Controle Volt/VAr.

Como foi apresentado, o algoritmo de controle Volt/VAr realiza a otimização em todos os alimentadores da rede que fazem parte da subestação onde está sendo implementado. Assim foi definido que, para a comparação dos resultados, o alimentador 1 o qual faz parte da barra 1 do transformador 1 será o alimentador comparado. Este alimentador foi escolhido pela quantidade de cargas, a demanda de energia, além de seu comprimento, o qual tem mais de 8 km de extensão.

Na Figura 5-26 é apresentado os perfil de tensão do alimentador 1 para o horário de maior carregamento (14 h) para 2 dias. A linha de cor azul representa o perfil de tensão com a implementação do algoritmo de controle Volt/VAr, a linha de cor verde representa o perfil de tensão da rede para o estado atual de operação e a linha de cor vermelha representa o perfil de tensão para a rede sem nenhum controle de tensão e reativos. Já as linhas de cor laranja representam as faixas de tensão superior e inferior estabelecidas no algoritmo de controle Volt/VAr.

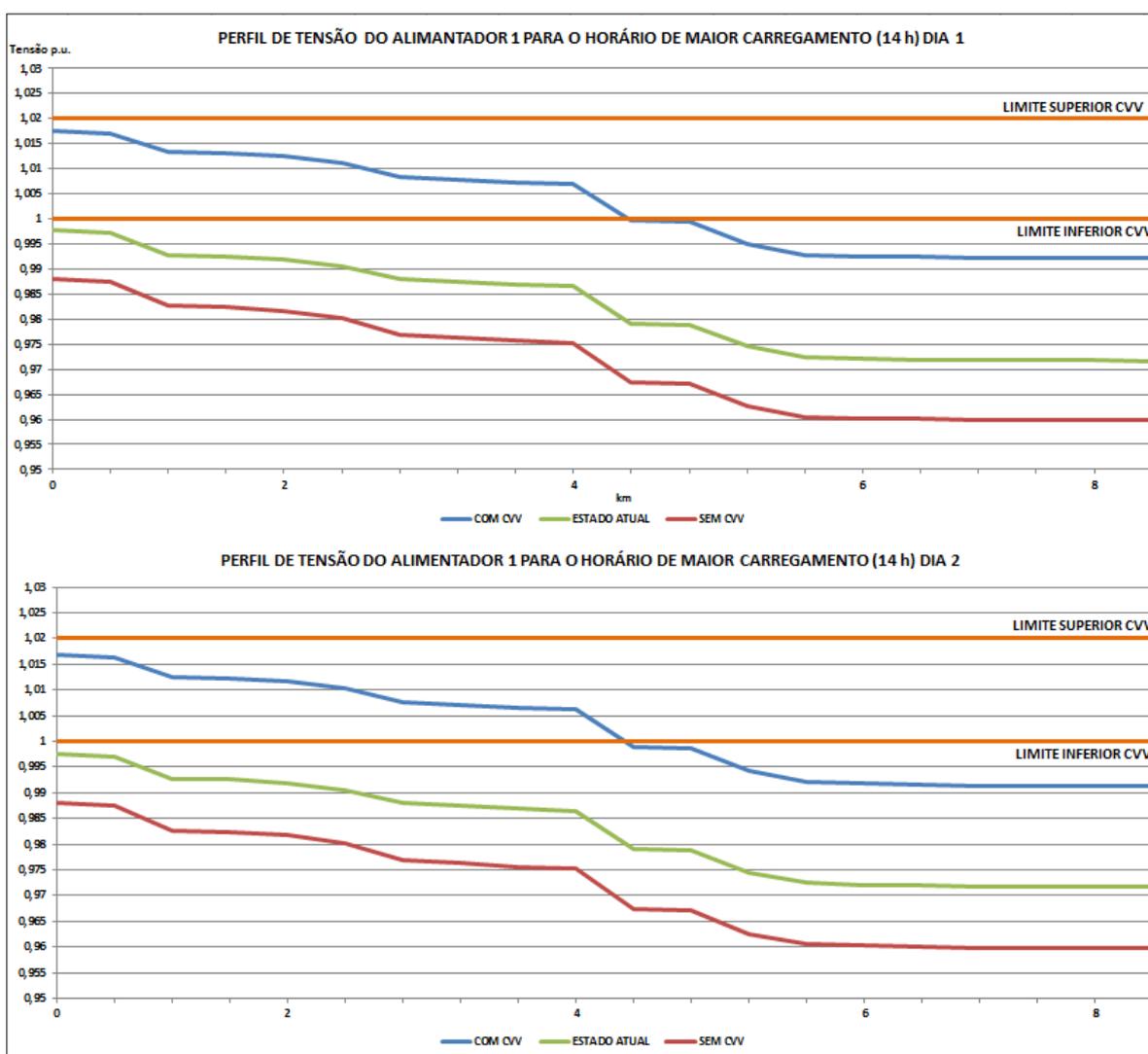


Figura 5-26. Perfil de Tensão do Alimentador 1 para o Horário de Maior Carregamento (14 h).

Conforme ilustrado na Figura 5-26, o perfil de tensão para do alimentador 1 foi melhorado quando comparado aos outros estados de operação da rede. A rede com a implementação do controle Volt/VAr mantém em tensão superior a 0,99 p.u. para o tempo de otimização (2 dias)

no final do alimentador. Para o estado de operação atual da rede a tensão ao final do alimentador é aproximadamente igual a 0,97 p.u. para ambos os dias e para a rede sem controle a tensão fica próxima de 0,965 p.u para os dois dias.

Na Figura 5-27 é apresentado o perfil de tensão na última barra do alimentador 1. A linha de cor azul representa o perfil de tensão da última barra com a implementação do algoritmo de controle Volt/VAr, a linha de cor verde representa o perfil de tensão da última barra da rede para o estado atual de operação e a linha de cor vermelha representa o perfil de tensão da última barra da rede sem nenhum controle de tensão e reativos. Já as linhas de cor laranja representam as faixas de tensão superior e inferior estabelecidas no algoritmo de controle Volt/VAr.

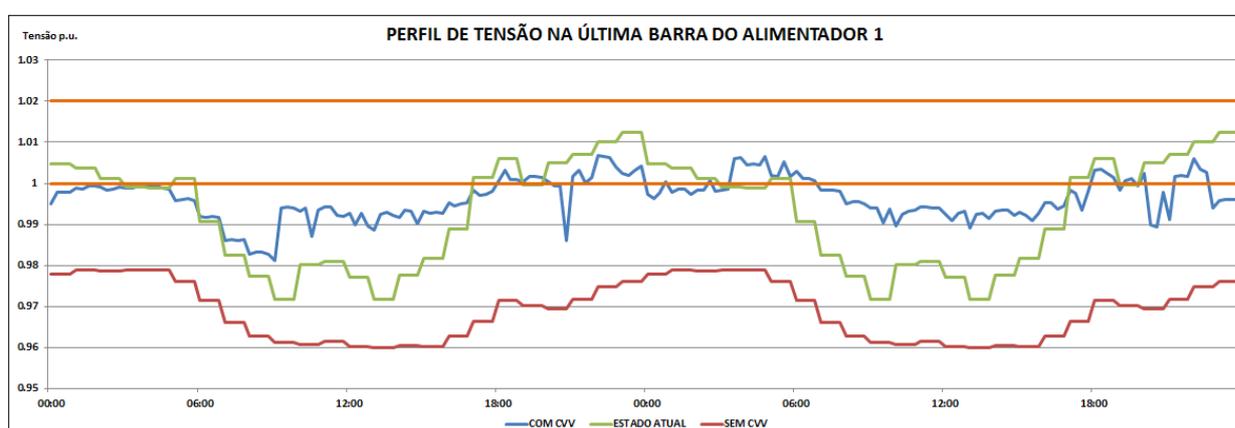


Figura 5-27. Perfil de Tensão na Última Barra do Alimentador 1.

Como pode ser contemplado na Figura 5-27, nos períodos fora de ponta do alimentador 1, o perfil de tensão na última barra com a implementação do controle Volt/VAr e com operação do sistema atual tem um comportamento similar operando na faixa de tensão de 1 p.u. Porém quando comparado com o período de ponta do alimentador, pode ser observado que o perfil de tensão com a implementação do controle Volt/VAr é bem melhor que o do estado de operação da rede atual.

Na mesma figura pode ser observada a queda de tensão que ocorreu aproximadamente às 21h do primeiro dia. Este valor aconteceu porque o algoritmo de controle Volt/VAr, durante sua otimização, desligou o banco de capacitores que está perto desta barra.

Na Figura 5-28 e Figura 5-29 são apresentadas as perdas técnicas da rede para os alimentadores associados ao transformador 1 e transformador 2 respectivamente, mostrando a rede com

controle Volt/VAr (cor azul), estado atual (cor verde) e sem nenhum controle de tensão ou reativos (cor vermelha).

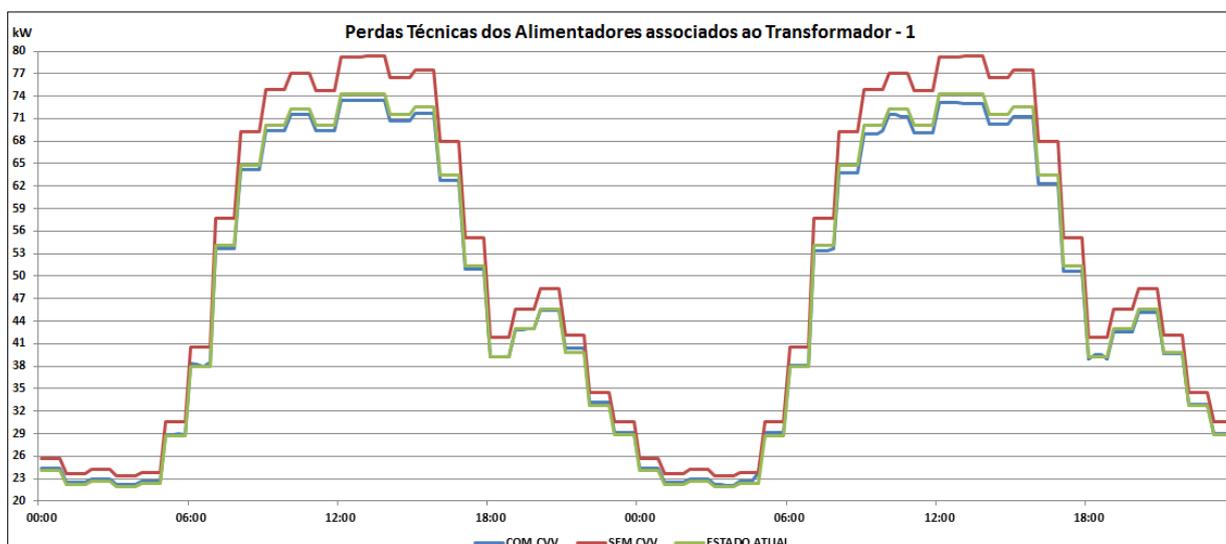


Figura 5-28. Perdas Técnicas dos Alimentadores associados ao Transformador - 1.

Como ilustrado na Figura 5-28, as perdas técnicas para os alimentadores associados ao transformador 1 no horário fora de ponta para os casos de operação da rede no estado atual e com a implementação do controle Volt/VAr são muito similares. Já para o horário de ponta, pode ser constatado que, com a implementação do controle Volt/VAr, as perdas técnicas tiveram uma diminuição em média de 1,02% para este período quando comparado com as perdas técnicas da rede no estado atual.

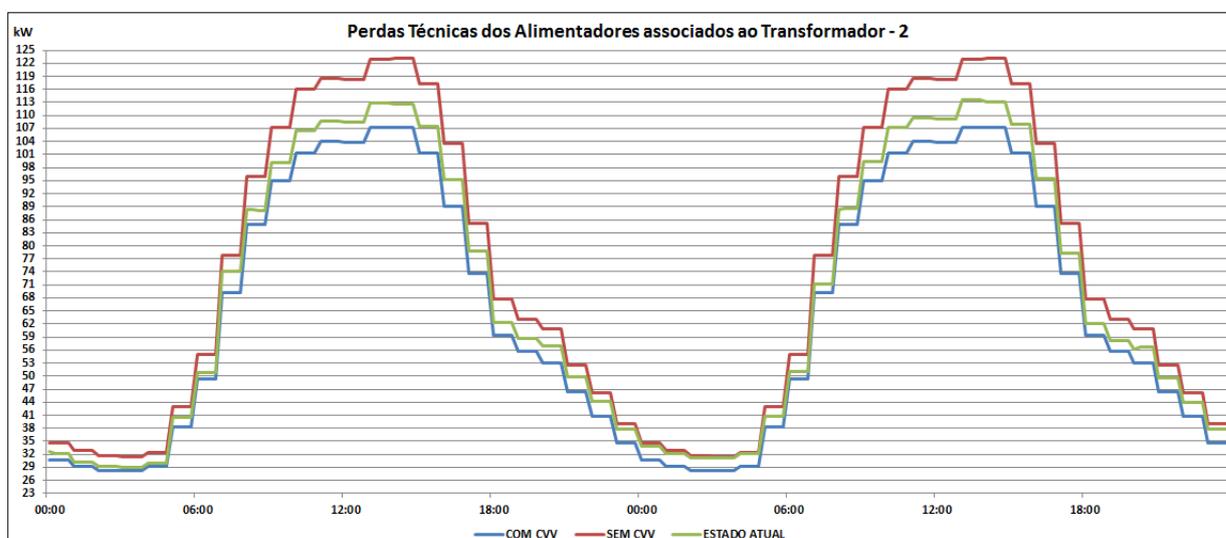


Figura 5-29. Perdas Técnicas dos Alimentadores associados ao Transformador - 2.

Na Figura 5-29 são apresentadas as perdas técnicas para os alimentadores associados ao transformador 2. Neste gráfico fica evidente a diminuição das perdas técnicas para o período de otimização implementado (2 dias) com o controle Volt/VAr na rede. Estas diferenças são ainda maiores no horário de ponta do sistema tendo uma diminuição em média de 4,5% quando comparado com as perdas técnicas da rede no estado atual.

Na Tabela 5-13 são apresentadas a somatória de operações para cada equipamento de controle realizada pelo algoritmo de controle Volt/VAr. Uma operações equivale a subir ou descer cada TAP do LTC do transformador (Posição do TAP em $t-1 = 0$, Posição otimizada do TAP em $t = -2$, no total foram feitas duas operações neste intervalos de tempo), analogamente acontece ao ligar ou desligar algum banco de capacitores cada mudança de estado equivale a uma operação.

Tabela 5-13. Quantidade de operações dos dispositivos de controle.

SUBESTAÇÃO		ALIMENTADOR	POTÊNCIA (kVAr)	NÚMERO DE CHAVEAMENTOS (2 DIAS)
TRANSFORMADOR 1	BARRAMENTO 1	1	1.200	4
			1.200	8
		3	1.200	8
	BARRAMENTO 3	8	600	10
			1.200	9
		9	1.200	10
			10	600
		10	600	10
	11	1.200	6	
	LTC		-	4
TRANSFORMADOR 2	BARRAMENTO 2	4	1.200	8
			1.200	10
			600	9
		5	600	10
			6	1.200
		6	1.200	11
	7	600	7	
		600	7	
		12	600	10
	BARRAMENTO 4	12	1.200	11
			1.200	10
		13	1.200	4
			14	600
LTC		-	5	

Como apresentado na Tabela 5-13, o algoritmo de controle Volt/VAr respeita a restrição imposta sobre a quantidade de chaveamentos para cada dispositivo, a qual foi definida a 6 operações para cada banco de capacitor por dia e 10 comandos para cada transformador com LTC por dia.

6 Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

A energia elétrica é um fator determinante para o desenvolvimento econômico e social de um país, pois está presente tanto nas atividades produtivas como no lazer. Assim é importante que o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, realizado pelas distribuidoras de energia elétrica, seja oferecido com os melhores indicadores de qualidade da energia.

No Brasil, estas distribuidoras são reguladas e fiscalizadas pela ANEEL, através dos procedimentos de distribuição de energia elétrica os quais estão consignados no PRODIST em seus 8 módulos. Especificamente no que se refere à qualidade do serviço, o módulo 8 do PRODIST detalha quais são os indicadores que devem ser respeitados no atendimento aos diferentes consumidores.

Das diferentes funcionalidades utilizadas na automação dos sistemas de distribuição cujos objetivos estão focalizados em atender os indicadores da qualidade do produto, destaca-se a funcionalidade de controle Volt/VAr como apresentado no capítulo 2.

O trabalho apresentado propõe uma metodologia de controle Volt/VAr a ser executada em tempo real para sistemas de distribuição com a utilização de equipamentos tradicionais das redes de média tensão, visando atender os diferentes indicadores da qualidade do serviço através do controle da tensão e o gerenciamento da potência reativa nos sistemas de distribuição. Tais equipamentos são vislumbrados no âmbito das redes elétricas inteligentes, por meio de comunicação e algoritmos introduzidos por meio de infraestruturas convenientes de telecomunicação e tecnologia da informação.

A técnica de algoritmos genéticos, apresentada no capítulo 3, comprovou-se eficiente para a solução otimizada de problemas que apresentam múltipla escolha, podendo ser utilizada nas concessionárias como auxílio na operação dos dispositivos aqui mencionados.

O modelo matemático da metodologia proposta, composta por avaliação do problema por penalidade e por nota, ilustrado no capítulo 4, foi implementado junto à técnica de algoritmos genéticos e mostrou-se aderente à realidade, já que os resultados das simulações apresentadas comprovam que a metodologia atinge os objetivos propostos neste trabalho, como foi a manutenção da tensão e a diminuição das perdas técnicas na rede, podendo ser empregada na operação de sistemas de distribuição, ajudando a melhorar a qualidade no fornecimento e a operabilidade dos operadores de rede.

O objetivo principal do trabalho foi desenvolver um algoritmo de controle Volt/VAr que possa ser empregado em tempo real, no nível da subestação e que auxilie as companhias de distribuição de energia na melhora da qualidade do serviço quando for implementado.

As simulações feitas neste trabalho, apresentadas no capítulo 5, comprovaram que a metodologia de avaliação por nota, item 4.2.2, cuja inteligência está constituída por: população aleatória incluindo a solução atual, com a técnica de seleção de torneio = 3 e o método cruzamento ranking uniforme com máscara; resultou como a melhor configuração, a qual encontra uma solução otimizada para o tempo estabelecido e atingindo todos os objetivos do problema, quais sejam: a gerenciamento da tensão na faixa estabelecida, a diminuição das perdas técnicas na rede e o gerenciamento de operação dos dispositivos de controle como apresentado no item 5.2.1.3.

6.3 Trabalhos Futuros

6.3.1 Implementação da Metodologia Proposta de Controle Volt/VAr com outras Técnicas de Otimização

A metodologia apresentada neste trabalho foi implementada através da técnica de otimização dos algoritmos genéticos, a qual, como foi apresentado, atingiu todos os objetivos propostos neste trabalho. Porém, a mesma metodologia pode ser implementada com outras técnicas de otimização de busca heurística ou algoritmos evolutivos, visando possíveis melhoras na performance do algoritmo de controle Volt/VAr ou mesmo, reforçar que a escolha da técnica de algoritmo genético foi adequada para o objetivo deste trabalho.

6.3.2 Integração da Metodologia Proposta com a Inserção de Fontes de Energia Renováveis Distribuídas

Como apresentado no trabalho, as redes inteligentes vêm sendo implementadas no mundo todo independente de qual seja o objetivo de sua implementação. Das diferentes tecnologias empregadas nas redes inteligentes, destacam-se as fontes de energia renováveis que fazem parte desta realidade. Atualmente no Brasil o modelo de rede de distribuição não está 100% preparado para a inserção de uma grande quantidade de fontes renováveis de geração distribuída. A integração da metodologia proposta com a inserção de geração distribuída poderá auxiliar às concessionárias de distribuição na operabilidade do sistema visando atingir os diferentes indicadores de qualidade do serviço estabelecidos pelo órgão regulador.

6.3.3 Planejamento dos Sistemas de Distribuição com a metodologia proposta

O objetivo principal do planejamento dos sistemas de distribuição consiste na expansão das redes de distribuição, visando fornecer energia a todos os consumidores (antigos e novos) respeitando todos os indicadores de qualidade estabelecidos pelo órgão regulador. Para atingir a meta proposta no planejamento é inserida a previsão de carga para o período de estudo e os

diferentes custos associados à qualidade do serviço. Assim poderia ser incluída a metodologia proposta junto ao planejamento que leve em conta os custos de implementação do controle Volt/VAr (instalação e manutenção), a diminuição das perdas técnicas e a previsão de demanda.

6.4 Considerações

Como foi apresentado nesta dissertação, a funcionalidade de Conservação de Energia por redução de Tensão (*CVR*) não foi o foco deste trabalho, porém a execução desta funcionalidade poderá ser implementada no algoritmo de controle Volt/VAr escolhido, bastando definir os limites de tensão para a tensão que se deseja otimizar.

A metodologia apresentada neste trabalho pressupõe que todos os equipamentos (bancos de capacitores de transformadores com LTC) utilizados para o controle Volt/VAr poderão ser comandados, porém as redes utilizadas para os testes não possuíam nenhum regulador de tensão instalado ao longo de sua extensão.

7 Referências Bibliográficas

ABRADEE. <http://www.abradee.com.br/>. **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**, 01 maio 2014. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/imprensa/artigos-e-releases/1018-perdas-na-distribuicao-baixa-tensao-altos-prejuizos-reportagem-especial-canal-energia>>. Acesso em: 20 Abril 2014.

ALMEIDA, A. M. F. et al. OPTIMAL LOCALIZATION OF VOLTAGE REGULATOR BANKS IN DISTRIBUTION SYSTEMS BASED ON TECHNICAL AND ECONOMIC CRITERIA. **CIRE**, p. 1 - 4, 2005.

ALONSO, M.; AMARÍS, H.; CHINDRIS, M. A multiobjective Var/Volt Management System in Smartgrids. **Energy Procedia**, p. 6, dez. 2011.

ANEEL. **Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica Resolução Normativa Nº 414/2010**. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Brasília, p. 202. 2012.

ANEEL. <http://www.aneel.gov.br/>. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**, 1 maio 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores_de_conformidade_nivel_tensao/pesquisa.cfm?regiao=SE>. Acesso em: 21 Abril 2014.

ANEEL. relatorios.aneel.gov.br. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**, jan. 2015. Disponível em: <relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx>. Acesso em: 23 Abril 2014.

ANEEL. PRODIST Módulo 8. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**, Brasília, p. 72, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1877>. Acesso em: 30 Janeiro 2016.

AUCHARIYAMET, S.; SIRISUMRANNUKUL, S. Optimal Daily Coordination of Volt/VAR Control Devices in Distribution Systems with Distributed Generators. **Universities Power Engineering Conference**, Cardiff, p. 1 - 6, August 2010.

BACK, T.; FRANK, H. Extended Selection Mechanisms in Genetic Algorithms. **Proceedings of the Fourth International Conference**, San Mateo, p. 92–99, 1991.

BEASLEY, D.; BULL, D.; MARTIN, R. An Overview of Genetic Algorithms: Part 2 Research Topics. **Department of Computing Mathematics, University of Wales College of Cardiff**, p. 1-15, 1993.

BLICKLE, T.; LOTHAR, T. A Mathematical Analysis of Tournament Selection. **Proceedings of the Sixth International Conference on Genetic Algorithms**, p. 9-16, 1995.

BORGHETTI, A. Using Mixed Integer Programming for the volt/var Optimization in Distribution Feeders. **Electric Power Systems Research**, p. 12, 2012.

BORGHETTI, A.; NAPOLITANO, F.; NUCCI, C. A. Volt/Var Optimization of Unbalanced Distribution Feeders via Mixed Integer Linear Programming. **Power Systems Computation Conference (PSCC)**, Wroclaw, p. 1 - 7, August 2014.

BORLASE, S. Smart Grids Infrastructure, Technology and Solutions. In: BORLASE, S. **Smart Grids Infrastructure, Technology and Solutions**. Florida: CRC PRESS, 2013. Cap. 3, p. 559.

CEMIG, COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Resdes Inteligentes Brasil. **http://redesinteligentesbrasil.org.br**, 25 Julho 2014. Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/cidade-do-futuro.html>>. Acesso em: Fevereiro 2014.

CHAUDHARY, D. et al. Chance-Constrained Real-Time Volt/Var Optimization Using Simulated Annealing. **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Denver, p. 26 - 30, July 2015.

DABIC, V. et al. BC Hydro's Experience on Voltage VAR Optimization in Distribution System. **Transmission and Distribution Conference and Exposition**, New Orleans, p. 1-7, April 2010.

DALIPARTHI, M. et al. Analysis of the Volt/VAr Control Scheme for Smart Distribution Feeders. **North American Power Symposium**, Champaign, p. 1 - 6, September 2012.

DE VASCONCELOS, F. M.; DA COSTA, G. R. M.; LAGE, G. G. An NLP penalty-based strategy for handling discrete controls for Volt/Var optimization in distribution systems. **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Denver, p. 1 - 5, July 2015.

DOE EUA, U. S. D. O. E. **Application of Automated Controls for Voltage and Reative Power Mangement**. Department of Energy. Washington DC, p. 40. 2012.

EIA. <http://www.eia.gov>. **Energy Information Administration**, out. 2014. Disponivel em: <<http://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/0?agg=0,1&fuel=vtvo&geo=g&linechart=ELEC.GEN.ALL-US-99.A~~~~~&columnchart=ELEC.GEN.ALL-US-99.A&map=ELEC.GEN.ALL-US-99.A&freq=A&start=2001&end=2013&ctype=linechart<ype=pin&rtype=s&matype=0&rs e=0&pin=E>>. Acesso em: 16 Outubro 2015.

EKANAYAKE, J. et al. **SMART GRID TECHNOLOGY AND APPLICATIONS**. 1ª. ed. New Delhi: WILEY, v. I, 2012.

EPE. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 267. 2011.

EPE. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL**. EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA. Brasília, p. 284. 2013.

FARMER, D. M.; INGLE, P. B.; MORGAN, S. H. Integrated Volt/VAR Control on Rural Distribution Systems. **Rural Electric Power Conference**, Chattanooga, p. 1 - 9, April 2011.

FARZANEHRAFAT, A.; WATSON, N. R. Review of Power Quality State Estimation. **Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, Christchurch, p. 1 - 5, December 2010.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning**. 1^a. ed. Michigan: ADDISON-WESLEY PUBLISHING COMPANY, INC., v. I, 1989.

GÖNEN, T. Electric power Distribution System Engineering. In: GÖNEN, T. **Electric power Distribution System Engineering**. Boca Raton: CRC Press, v. II, 2007. Cap. 8, p. 834.

HONG, Y.-Y.; LUO, Y.-F. Reactive Power Control in Distribution System Using Genetic Algorithms. **International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems**. , Toki Messe, p. 1 - 6, November 2007.

HU, Z. et al. Volt/VAr control in distribution systems using a time-interval based approach. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**, Stevenage, v. 150, n. 5, p. 548 - 554, September 2003.

JOORABIAN, M.; AJODANI, M.; BAGHDADI, M. A Method for Voltage Regulation in Distribution Network Equipped With OLTC Transformers and DG Units. **Power and Energy Engineering Conference**, Chengdu, p. 1 - 5, March 2010.

KAGAN, N. et al. **MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO APLICADOS A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**. 1^a. ed. SÃO PAULO: BLUCHER, v. I, 2009.

KAGAN, N. et al. Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica. In: KAGAN, N., et al. **Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica**. 3^a. ed. São Paulo: Blucher, 2013. Cap. III, p. 1-230.

KAGAN, N.; DE OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: EDGARD BLÜCHER, 2005.

KAGAN, N.; DE OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.

KARIMI, M. et al. Distribution state estimation for smart distribution system. **PowerTech (POWERTECH)**, Grenoble, p. 1 - 6, June 2013.

KAZARI, H. et al. Voltage Regulation through Smart Utilization of Potential Reactive Power Resources. **Fifth UKSim European Symposium on Computer Modeling and Simulation**, Madrid, p. 293 - 298, November 2011.

KONGTONPISAN, S.; CHAITUSANEY, S. Loss Reduction in Distribution System with Photovoltaic System by Considering Fixed and Automatic Switching Capacitor Banks Using Genetic Algorithm. **Power and Energy Engineering Conference**, Shanghai, p. 1 - 4, March 2012.

KROK, M. J.; GENÇ, S. A Coordinate Optimization Approach to volt/var Control for Large Power Distribution Networks. **American Control Conference**, San Francisco, p. 1145 - 1150, July 2011.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. California: McGraw-Hill, 1994.

LECEK, N.; DZAFIC, I.; MUSIC, M. Operationally Constrained, Closed Loop Voltage VAR Control for Smart Distribution Grids. **IEEE**, p. 8, 2013.

LIANG, R.-H.; CHEN, Y.-K.; CHEN, Y.-T. Volt/Var control in a distribution system by a fuzzy optimization approach. **Electrical Power and Energy Systems**, p. 278 - 287, ago. 2010.

LIU, M. B.; CAÑIZARES, C. A.; HUANG, W. Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems With Limited Switching Operations. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 24, n. 2, p. 889 - 899, May 2009.

MARKUSHEVICH, N. The Benefits and Challenges of the Integrated Volt/Var Optimization in the Smart Grid Environment. **Power and Energy Society General Meeting**, San Diego, p. 1 - 8, July 2011.

MENDES, A. et al. Switch and Tap-Changer Reconfiguration of Distribution Networks Using Evolutionary Algorithms. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, p. 85 - 92, 2013.

MILOSEVIC, B.; VUKOJEVIC, A.; MANNA, K. Substation Day-ahead Automated Volt/VAR Optimization Scheme. **IEEE**, p. 1 - 5, 2012.

NASRI, M. et al. Multi-Agent Control System for Real-time Adaptive VVO/CVR in Smart Substation. **Electrical Power and Energy Conference**, London, p. 1-7, October 2012.

NAVARRO, B. B.; CRUZ, I. B. N. C.; MALQUISTO, B. M. J. Radial Network Reconfiguration and Load Balancing for Loss Minimization using Genetic Algorithms. **IEEE**, p. 1 - 6, 2012.

NEWS, M. A. Meio Ambiente News. **http: //www.meioambientenews.com.br/**, out. 2014. Disponível em: <<http://www.meioambientenews.com.br/conteudo.ler.php?q%5B1%7Cconteudo.idcategoria%5D=32&id=401>>.

NEXANS. Cabos aéreos nus Cabos de alumínio. **http: //www.nexans.com.br/**, São Paulo, abr. 2014. Acesso em: abr. 2014.

NGUYEN, N.-V.; VLADIMIR, S.; SHEVLYAKOV, G. Power System State Estimation with Fusion Method. **The 2nd International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE)** , Singapore, p. 71 - 76, February 2010.

NIKNAM, T.; RANJBAR, A. M.; SHIRANI, A. R. An Approach to Volt/Var Control in Distribution Networks with Distributed Generation. **SCIENTIA IRANICA**, v. 12, n. 1, p. 34 - 42, January 2005.

NORTHCOTE-GREEN, J.; WILSON, R. **Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems**. New York: Taylor & Francis, 2007.

O GLOBO. O Globo. **http://oglobo.globo.com**, jan. 2014. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/sociedade/sustentabilidade/eua-china-assinam-acordo-para-reduzir-emissao-de-gases-de-efeito-estufa-14537748>>. Acesso em: 2015.

OECD. www.oecd-ilibrary.org. **The Organisation for Economic Co-operation and Development**, out. 2014. Disponível em: <<http://www.oecd-ilibrary.org/sites/factbook-2013-en/06/01/03/index.html?itemId=/content/chapter/factbook-2013-43-en>>. Acesso em: 15 Outubro 2015.

PARK, J.-Y.; NAM, S.-R.; PARK, J.-K. Control of a ULTC Considering the Dispatch Schedule of Capacitors in a Distribution System. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 22, n. 2, p. 755 - 761, 2007.

PARK, J.-Y.; PARK, J.-K. REAL-TIME VOLT/VAR CONTROL IN A DISTRIBUTION SYSTEM USING MULTI-STAGE METHOD. **Symposium on Power Plants and Power Systems Control**, Kananaskis, p. 225 - 229, October 2006.

PREISS, R. F.; WARNOCK, V. J. Impact of Voltage Reduction on Energy and Demand. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 97, p. 1665-1671, September 1978.

QUEIROZ, L. M. O.; LYRA, C. Adaptive Hybrid Genetic Algorithm for Technical Loss Reduction in Distribution Networks Under Variable Demands. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 24, n. 1, p. 445 - 453, February 2009.

RAHBARI MAGHAM, H. et al. Voltage Profile Improvement in a Microgrid Including PV Units Using Genetic Algorithm. **Iranian Conference on Smart Grids (ICSG)**, Tehran, p. 1 - 5, May 2012.

RAWLINS, G. J. **Foundations on Genetic Algorithms**. San Mateo, CA: Morgan Kaufmann Publishers, 1991.

SAWAN, S. et al. Genetic Algorithm Based Transmission Loss Optimization under Deregulated Environment. **International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)**, New Delhi, p. 1 - 5, December 2010.

SCHNEIDER, K. P.; WEAVER, T. Volt-VAR Optimization on American Electric Power Feeders in Northeast Columbus. **IEEE**, p. 8, 2012.

SEN, P. K.; LEE, K. H. Conservation Voltage Reduction Technique: An Application Guideline for Smarter Grid. **IEEE**, p. 1-8, 2014.

SHEN, Z.; WANG, Z. B. M. E. Optimal Volt/Var Control Strategy for Distribution System with Multiple Voltage Regulating Devices. **Transmission and Distribution Conference and Exposition**, Orlando, p. 1 - 7, May 2012.

SHI, Y.; BARAN, M. E. Assessment of Volt/Var control schemes at power distribution level. **North American Power Symposium (NAPS)**, Charlotte, p. 1 - 5, October 2015.

SINAPSIS, I. E. E. Sinapsis Inovação em Energia. **www.sinapsisenergia.com**. Disponível em: <<http://www.sinapsisenergia.com/portal/produtos/plataforma-sinapgrid-calculos-avancados-em-redes-eletricas/>>.

SIQING, S. et al. Optimization of Capacitor Switching in Distribution Network Based on Improved Genetic Algorithm. **Second International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation**, Changsha, p. 225 - 228, October 2009.

SIRISUMRANNUKUL, S.; AUCHARIYAMET, S. Volt/VAR Control in Distribution Systems by Fuzzy Multiobjective and Particle Swarm. **6th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology**, Pattaya, v. I, p. 234 - 237, May 2009.

SMITH, J. E.; EIBEN, A. E. **Introduction to Evolutionary Computing Genetic Algorithms**. 1ª. ed. New York: Springer, 2003.

SWARNKAR, A.; GUPTA, N.; NIAZI, K. R. Optimal Placement of Fixed and Switched Shunt Capacitors for Large-Scale Distribution Systems using Genetic Algorithms. **IEEE**, p. 1 - 8, 2010.

THE STATISTICS PORTAL. *statista*. /www.statista.com, jan. 2015. Disponível em: <<http://www.statista.com/statistics/263492/electricity-prices-in-selected-countries/>>. Acesso em: 2015.

ÚLTIMO SEGUNDO. ÚLTIMO SEGUNDO. **http:** //ultimosegundo.ig.com.br, Janeiro 2015. Disponível em: <<http://ultimosegundo.ig.com.br/ciencia/meioambiente/2013-06-25/obama-anuncia-plano-ambicioso-para-reduzir-emissao-de-gases-do-efeito-estufa.html>>.

UNION, E. European Union. **http:** //europa.eu/, out. 2014. Disponível em: <http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/128060_pt.htm>.

VUKOJEVIC, A.; FREY, P. S. M.; PICARELLI, J. Integrated Volt/VAR Control Using Single-Phase Capacitor Bank Switching. **Innovative Smart Grid Technologies**, Washington, p. 1 - 7, February 2013.

WANG, Z.; JIANHUI, W. Review on Implementation and Assessment of Conservation Voltage Reduction. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, p. 1306-1315, 2014.

WHITLEY, D. **Foundations of Genetic Algorithms 2**. San Mateo, CA: Morgan Kaufmann Publishers, 1993.

ZIADI, Z. et al. Optimal Scheduling of Voltage Control Resources in Unbalanced Three-Phase Distribution Systems. **International Conference on Power and Energy** , Kota Kinabalu, p. 227 - 232, December 2012.

ANEXO A. Validação das Inteligências

Inteligências	Intervalo de tempo													
	Dia 1							Dia 2						
	1 00:00	2 00:15	3 00:30	4 00:45	5 01:00	...	96 23:45	97 00:00	...	121 06:15	122 06:30	...	192 23:45	
	FO	FO	FO	FO	FO	...	FO	FO	...	FO	FO	...	FO	
1	5	3	9	6	7	...	5	7	...	2	4	...	5	
2	2	5	4	8	8	...	6	9	...	9	3	...	11	
3	8	12	3	11	8	...	14	5	...	10	8	...	9	
.	
.	
.	
.	
20	11	8	6	7	4	...	1	2	...	5	6	...	11	
21	6	10	8	13	0	...	5	6	...	1	4	...	7	
.	
.	
.	
48	8	5	5	9	11	...	0	5	...	6	5	...	8	
Valor Max	11	12	9	13	11	...	14	9	...	10	8	...	11	
Valor Min	2	3	3	6	0	...	0	2	...	1	3	...	5	
Melhor Inteligência	2	1	3	1	21	...	48	20	...	21	2	...	1	

ANEXO B. Avaliação da Metodologia

$$Média_{AvaliaçãoTensão} = \frac{Soma_{AvaliaçãoTensão}}{d \times \Delta t}$$

$$Soma_{AvaliaçãoTensão} = \sum_{t=1}^{d \times \Delta t} \sum_{i=1}^n Aval_{Tensão_{i,t}}$$

$$Aval_{Tensão_{i,t}} = \begin{cases} 10, & 0,99 \leq v_{i,t} \leq 1,03 \\ 5, & \{1,03 < v_{i,t} \leq 1,05 \\ & \{0,96 \leq v_{i,t} > 0,99 \\ 0, & \{v_{i,t} > 1,05 \\ & \{v_{i,t} < 0,96 \end{cases}$$

Onde:

$Média_{AvaliaçãoTensão}$ = Valor da média de avaliação da tensão.

$Soma_{AvaliaçãoTensão}$ = Somatória da avaliação da tensão.

$Aval_{Tensão_{i,t}}$ = Valor da avaliação da tensão da barra i no instante t .

$v_{i,t}$ = Vetor de tensão na barra i obtida pelo fluxo de carga no instante t após a otimização do algoritmo.

d = Número de dias de execução do algoritmo (2 dias).

Δt = Número de intervalos da execução do fluxo de carga para um dia (96 = 15 min).

i = Índice de nó da rede com carga {1, 2, ..., n}.