

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**OTIMIZAÇÃO DE NÍVEIS DE TENSÃO  
NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
CONSIDERANDO A ALOCAÇÃO DE BANCOS DE  
CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO.**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Ederson Pereira Madruga**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2011**

**OTIMIZAÇÃO DE NÍVEIS DE TENSÃO  
NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO  
CONSIDERANDO A ALOCAÇÃO DE BANCOS DE  
CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO.**

**Ederson Pereira Madruga**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente (CEEMA) da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS, Brasil

2011

**Universidade Federal de Santa Maria  
Centro de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,  
aprova a Dissertação de Mestrado

**OTIMIZAÇÃO DE NÍVEIS DE TENSÃO NAS REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A ALOCAÇÃO DE BANCOS DE  
CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO.**

elaborada por  
**Ederson Pereira Madruga**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

**Luciane Neves Canha, Dra.**  
(Presidente/Orientador)

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UNIPAMPA-RS)**

**Alzenira da Rosa Abaide, Dra. (UFSM-RS)**

Santa Maria, 11 de abril de 2011.

Dedico esta dissertação ao  
Grande Arquiteto do Universo  
que tudo torna possível.  
A Iris, minha esposa,  
minhas filhas Yasmin e Brenda  
pelo apoio e incentivo em  
todos os momentos.

## **AGRADECIMENTO**

Agradeço a Professora Dra. Luciane Neves Canha pela confiança e pelo apoio indispensável para o desenvolvimento deste trabalho. Sua orientação focalizou e norteou as iniciativas e idéias propostas.

Aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, meu muito obrigado.

A Certaja Energia que contribuiu com dados para simulações e não poupou esforços para o êxito do trabalho.

Especialmente agradeço a minha esposa Iris e minhas filhas Yasmin e Brenda, que foram minha fonte de inspiração e motivo de minha luta pelo aperfeiçoamento.

Enfim, a todos aqueles que, de algum modo, contribuíram para a realização deste trabalho.

## RESUMO

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

### **OTIMIZAÇÃO DE NÍVEIS DE TENSÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO.**

Autor: Ederson Pereira Madruga  
Orientadora: Luciane Neves Canha, Dra.  
Data e Local da defesa: Santa Maria, 11 de abril de 2011.

O controle do perfil de tensão nas redes de distribuição é uma tarefa rotineira em distribuidoras de energia. Com uma legislação rígida sobre os níveis de tensão, as unidades consumidoras que estão com o fornecimento fora dos padrões estipulados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) recebem compensação financeira pelo serviço inadequado. O ajuste coordenado dos equipamentos e a alocação de banco de capacitores e reguladores de tensão ao longo dos alimentadores são ações práticas para garantir níveis de tensão adequados aos consumidores. No Brasil, as redes de distribuição são longas com inúmeros circuitos de baixa tensão igualmente extensos. Tendo como base o cadastro georeferenciado das redes, o algoritmo proposto neste trabalho utiliza técnicas de inteligência computacional para otimizar os níveis de tensão e reativos no sistema de distribuição, considerando as redes primárias e secundárias de distribuição. Este trabalho traz uma ferramenta que permitirá ao especialista obter a melhor relação custo-benefício na alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão, otimizando os níveis de tensão nas redes primárias e secundárias, minimizando custos operacionais e perdas.

**Palavras-chave:** Alocação de capacitores, alocação de reguladores de tensão, inteligência artificial, otimização, redes de distribuição.

## ABSTRACT

Master's Dissertation  
Post Graduation Program in Electric Engineering  
Federal University of Santa Maria

### **VOLTAGE LEVEL OPTIMIZATION IN DISTRIBUTION NETWORK BY ALLOCATION OF CAPACITOR BANKS AND VOLTAGE REGULATORS.**

Author: Ederson Pereira Madruga  
Supervisor: Luciane Neves Canha, Dra.  
April, 11 of 2011, Santa Maria.

The reactive power and voltage level control in distribution networks are routine in a power. The customer's voltage levels legislation, allows to the customers with voltage levels out of the limits stipulated by Brazilian Electricity Regulatory Agency receive financial compensation by inadequate service. The coordinated adjust of the equipment, capacitor banks and voltage regulators allocation along the feeders are usual actions to ensure proper voltage levels to the customers. In Brazil, distribution networks are usually large with numerous and long low-voltage circuits. Based on the networks geo-referenced registers, the proposed algorithm uses computational intelligence techniques to optimize voltage levels and reactive power, considering the primary and secondary network distribution. This work provides a tool that will allow the specialist obtain the most cost-effective to simultaneous capacitor banks and voltage regulators allocation, optimizing the primary and secondary voltage levels in distributions networks, minimizing operating costs and losses.

**Keywords:** Capacitors allocation, voltage regulators allocation, artificial intelligence, computational intelligence, optimization, distribution networks.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Heurística de TAP <sub>s</sub> . .....	35
Tabela 2 – Características técnicas - BDR original. ....	40
Tabela 3 – Equipamentos disponíveis - Simulação 1.....	40
Tabela 4 – Parâmetros do AG - Simulação 1.....	41
Tabela 5 – Características técnicas - BDR após alocações.....	45
Tabela 6 – FO do Circuito Original e da Proposta – Simulação 1. ....	46
Tabela 7 – Características técnicas – SCR2 original. ....	49
Tabela 8 – Parâmetros do AG - Simulação 2.....	50
Tabela 9 – Equipamentos disponíveis - Simulação 2.....	50
Tabela 10 – Características técnicas – SCR2 após alocações.....	55
Tabela 11 – FO do Circuito Original e da Proposta – Simulação 2. ....	56
Tabela 12 – Parâmetros do AG - Simulação 3.....	57
Tabela 13 – Características técnicas - SCR2 sem alteração de TAP <sub>s</sub> . ....	60
Tabela 14 – FO do Circuito Original e da Proposta - Simulação 3.....	60
Tabela 15 – Clientes com tensão nominal superior a 1KV e inferior a 69KV. ....	73
Tabela 16 – Tensão nominal inferior a 1KV. Rede (220/127V). ....	73
Tabela 17 – Tensão nominal inferior a 1KV. Rede (380/220V). ....	74
Tabela 18 – Tensão nominal inferior a 1KV. Rede (440/220V). ....	74



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Equipamentos para controle de tensão e reativos em um sistema de distribuição.....	11
Figura 2 – Ligação para elevação de tensão.....	15
Figura 3 – Ligação para redução de tensão.....	15
Figura 4 – Diagrama fasorial da ligação delta fechado.....	17
Figura 5 – Diagrama fasorial da ligação delta aberto.....	17
Figura 6 – Diagrama fasorial da ligação estrela.....	18
Figura 7 – Faixa de insensibilidade.....	19
Figura 8 – Fluxograma do método proposto.....	21
Figura 9 – Fluxograma do algoritmo.....	22
Figura 10 – Cromossomo completo.....	23
Figura 11 – Codificação dos Capacitores.....	23
Figura 12 – Codificação dos Reguladores de Tensão.....	23
Figura 13 – Ilustração de um torneio.....	31
Figura 14 – Crossover uniforme.....	32
Figura 15 – Operador de Mutação.....	33
Figura 16 – Exemplo de mutação.....	34
Figura 17 – Alimentador BDR.....	38
Figura 18 – Potências Ativas e Reativas - BDR Original.....	39
Figura 19 – Perfil de tensão no tronco do alimentador BDR.....	39
Figura 20 – Processamento da Simulação 1.....	42
Figura 21 – Alimentador BDR após alocações.....	43
Figura 22 – Operação BC automático - BDR.....	43
Figura 23 – Demandas ativas e reativas após alocações - BDR.....	44
Figura 24 – Perfil de tensão no tronco do alimentador BDR, após alocações.....	45
Figura 25 – Alimentador SCR2.....	47
Figura 26 – Potências Ativas e Reativas – SCR2 Original.....	48
Figura 27 – Perfil de tensão no tronco do alimentador SCR2.....	49
Figura 28 – Processamento da Simulação 2.....	51
Figura 29 – Alimentador SCR2 após alocações.....	52
Figura 30 – Demandas ativas e reativas após alocações – SCR2.....	53
Figura 31 – Potência Ativa e Reativa - Dia Útil.....	53
Figura 32 – Operação BC automático – SCR2.....	54
Figura 33 – Perfil de tensão no tronco do alimentador – SCR2, após alocações.....	54
Figura 34 – Processamento da Simulação 3.....	57
Figura 35 – Alimentador SCR2 - Alocação sem alteração de TAP <sub>s</sub> .....	58
Figura 36 – Demandas ativas e reativas após alocações - SCR2 sem alteração de TAPs.....	59
Figura 37 – Perfil de tensão no tronco do alimentador - SCR2, sem alteração de TAPs.....	59
Figura 38 – Faixas de tensão em relação à referência.....	72
Figura 39 – Fluxograma do fluxo de potência iterativo – Redes secundárias e rede primária.....	77

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas;
AG	Algoritmo Genético ou Algoritmos Genéticos;
AL	Alimentador;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
ASD	Análise de Sistemas de Distribuição;
BC	Banco de Capacitor ou Banco de Capacitores;
BDR	Alimentador Beira do Rio;
BT	Baixa Tensão;
DELPHI	Software de Programação, Borland®;
DRC	Duração Relativa de Transgressão Crítica;
DRC <sub>M</sub>	Duração Relativa Máxima de Transgressão Crítica;
DRP	Duração Relativa de Transgressão Precária;
DRP <sub>M</sub>	Duração Relativa Máxima de Transgressão Precária;
EUSD	Encargo de uso do sistema de distribuição;
FPO	Fluxo de Potência Ótimo;
LDC	Line Drop Compensation – Compensação de Queda na Linha;
LTC	Load Tap Changing – Comutador de Derivação sob Carga;
MPDPI	Método Primal Dual dos Pontos Interiores;
PPGEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica;
PRODIST	Procedimento de Distribuição do Setor Elétrico Nacional;
PSO	Particle Swarm Optimization;
RT	Regulador de Tensão ou Reguladores de Tensão;
SCR2	Alimentador Santa Cruz 2;
SDC	Somatório das Correntes;
SDP	Somatório das Potências;
SGD	Sistema de Gestão da Distribuição
TAP	Transformer Adjustment Position - Comutador;
TR	Tensão de Referência ou tensão contratada na Unidade Consumidora;
TS	Tabu Search.

## LISTA DE SÍMBOLOS

$ACO_{TAP}$	Custo médio para troca de TAP de um transformador;
$A_n$	Barra de alocação do banco de Capacitores;
$B_j$	Barra de alocação do banco de Reguladores de Tensão;
Dias	Quantidade de dias do mês;
CBD	Depreciação mensal do BC;
$C_{bn}$	Número de BC em operação;
$C_j$	Configuração do Banco de Reguladores de Tensão;
CM	Custo médio de compensação
CTNT	Compensação da Transgressão de Níveis de Tensão de Cliente;
$DRP_C$	Índice de duração relativa da transgressão para tensão precária do cliente;
$DRC_C$	Índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica do cliente;
$E_n$	Estado do Capacitor $n$ , ligado ou desligado;
$f_1$	Custo das Perdas Ativas;
$f_2$	Custo da Violação dos Níveis de Tensão;
$f_3$	Custo Operacional dos BC;
$f_4$	Custo Operacional dos RT;
$f_5$	Custo Operacional de Alteração de TAPs;
$f_6$	Custo do Reativo Excedente;
FC	Fator de Carga;
FO	Função Objetivo;
$FP_i$	Fator de potência mínimo;
K1	Coeficiente de majoração da transgressão precária;
K2	Coeficiente de majoração da transgressão crítica;
K3	Valor do encargo do uso do sistema de distribuição;
LJ	Perda Joule;
LF	Fator de Perdas;
$N_c$	Número de clientes;
$N_j$	Número do Regulador de Tensão;
$N_{rt}$	Número de RT em operação;
$nlp$	Número de leituras situadas na faixa precária;
$nlc$	Número de leituras situadas na faixa crítica;
$Pa$	Potência Ativa atual;
$Pm$	Probabilidade de Mutação;
$Qa$	Potência reativa atual;
$Q_i$	Potência Reativa mínima;
$rpdu_{ih}$	Variável indicativa de tensão precária do cliente $i$ na hora $h$ de dia útil;
$rpsa_{ih}$	Variável indicativa de tensão precária do cliente $i$ na hora $h$ de sábado;
$rpdo_{ih}$	Variável indicativa de tensão precária do cliente $i$ na hora $h$ de domingo;
$rcdu_{ih}$	Variável indicativa de tensão crítica do cliente $i$ na hora $h$ de dia útil;
$rdsa_{ih}$	Variável indicativa de tensão crítica do cliente $i$ na hora $h$ de sábado;
$rcdo_{ih}$	Variável indicativa de tensão crítica do cliente $i$ na hora $h$ de domingo;
TL	Tensão de leitura ou a tensão medida no ponto de entrega;
TS	Tarifa de Suprimento
$trn$	Quantidade de transformadores do sistema;
TR	Tensão de Referência;

$TR_i$	Variável booleana indicando se o transformador $i$ teve alteração no TAP;
$U_n$	Número do Capacitor;
Violac	Cliente com violação de tensão;
$V_j$	Tensão de referência do Banco de Reguladores de Tensão;
$V_p$	Tensão primária;
VRD	Depreciação mensal do RT;
$\Delta_{ADSUP}$	Variação de tensão da faixa adequada superior;
$\Delta_{PRSUP}$	Variação de tensão da faixa precária superior;
$\Delta_{ADINF}$	Variação de tensão da faixa adequada inferior;
$\Delta_{PRINF}$	Variação de tensão da faixa precária inferior.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1	Motivação .....	2
1.2	Objetivos .....	2
1.3	Organização da dissertação .....	3
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>4</b>
2.1	Introdução .....	4
2.2	Estado da arte.....	4
2.3	Considerações finais do capítulo.....	10
<b>3</b>	<b>EQUIPAMENTOS PARA CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS</b> .....	<b>11</b>
3.1	Introdução .....	11
3.2	Relé 90 e comutador sob carga.....	11
3.3	TAP de transformador de distribuição .....	12
3.4	Capacitores .....	13
3.5	Reguladores de tensão .....	14
3.5.1	Princípio de funcionamento .....	14
3.5.2	Tipos de reguladores de tensão. ....	16
3.5.3	Arranjos de reguladores de tensão.....	16
3.5.3.1	<i>Conexão delta fechado</i> .....	16
3.5.3.2	<i>Conexão delta aberto</i> .....	17
3.5.3.3	<i>Conexão estrela</i> .....	18
3.5.4	Parâmetros dos reguladores de tensão utilizados neste trabalho .....	18
3.5.4.1	<i>Tensão de referência</i> .....	18
3.5.4.2	<i>Insensibilidade</i> .....	19
3.6	Considerações finais do capítulo.....	20
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b> .....	<b>21</b>
4.1	Introdução .....	21
4.2	Parâmetros iniciais do algoritmo. ....	22
4.3	Codificação dos indivíduos .....	23
4.4	Função objetivo .....	24
4.4.1	Custo da perda de energia ativa .....	25
4.4.2	Custo da violação dos níveis de tensão .....	26
4.4.3	Custo operacional dos bancos de capacitores .....	28
4.4.4	Custo operacional dos bancos de reguladores .....	28
4.4.5	Custo operacional da alteração de TAP <sub>s</sub> .....	29
4.4.6	Custo operacional dos reativos excedentes .....	29
4.5	Operadores genéticos.....	30
4.5.1	Seleção .....	30
4.5.2	Recombinação.....	32
4.5.3	Mutação.....	32
4.6	Critério de parada .....	34
4.7	Heurística de alteração de TAPs .....	34
4.8	Implementação do algoritmo .....	35
4.9	Considerações finais do capítulo.....	35

<b>5</b>	<b>RESULTADOS OBTIDOS .....</b>	<b>37</b>
5.1	Introdução .....	37
5.2	Características técnicas do alimentador BDR, com 320 circuitos secundários.....	37
5.3	Características técnicas do alimentador SCR2, com 502 circuitos secundários.....	47
5.4	Características técnicas do alimentador SCR2, com 502 circuitos secundários, sem alteração de TAPs.....	56
5.5	Considerações finais do capítulo.....	61
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>62</b>
6.1	Principais contribuições deste trabalho.....	63
6.2	Perspectivas de trabalhos futuros .....	63
6.3	Publicações.....	64
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>65</b>
	<b>ANEXO 1 – Regulamentação dos níveis de tensão em regime permanente.....</b>	<b>72</b>
	<b>ANEXO 2 – Fluxo de potência em redes de distribuição .....</b>	<b>76</b>
	<b>ANEXO 3 – Algoritmos genéticos .....</b>	<b>79</b>
	<b>ANEXO 4 – Arquivo de rede .....</b>	<b>83</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos o setor elétrico brasileiro passa por uma grande mudança, principalmente com relação à qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias e permissionárias. Neste novo ambiente onde a qualidade é fundamental, as concessionária e recentemente as permissionárias de serviço público devem buscar métodos para otimizar seus sistemas, garantindo a eficiência almejada sem com isto inviabilizar seus negócios, ou seja, manter o equilíbrio econômico-financeiro das empresas GANIM (2009).

A regulamentação do setor elétrico versa sobre vários aspectos quantitativos e qualitativos do fornecimento de energia, destaca-se o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Principalmente em seu Módulo 8, que regulamenta a qualidade do produto e do serviço, ressaltando as especificações de conformidade dos níveis de tensão em regime permanente. Tendo em vista o nível de qualidade exigido por este módulo e as condições técnicas dos alimentadores das distribuidoras, não concebidos com tal prerrogativa de qualidade, é que se faz necessário estudos de técnicas e métodos de otimização que auxiliem o planejamento das empresas a investirem da forma mais adequada e eficiente.

Alimentadores extensos com carga concentrada nas extremidades são comuns, principalmente quando se trata de alimentadores rurais. O fato de um alimentador possuir estas características construtivas e operacionais indesejáveis não exime a concessionária ou permissionária de manter os níveis de tensão dentro dos valores preconizados pelo órgão regulador. Assim, redes com tais características exigem um controle de reativos e de níveis de tensão mais eficientes, com o propósito de garantir a qualidade dos níveis de tensão e postergar investimentos financeiros mais onerosos BARROS (2010).

A seguir serão descritos os motivos que levaram a desenvolver este trabalho.

## 1.1 Motivação

O planejamento necessário para garantir adequados níveis de tensão e a necessidade de se avaliar o reflexo das intervenções adotadas, bem como levar em conta restrições financeiras e de equipamentos nos sistemas de distribuição foram os principais motivos para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao analisar um alimentador, com o objetivo de regularizar o fornecimento de energia a partir da aplicação de métodos tradicionais, pouco se avalia o reflexo nos níveis de tensão dos clientes de baixa tensão, ou seja, para uma grande parcela de clientes não se considera, no momento do estudo, o real efeito da alocação de reguladores de tensão e capacitores. Ao não se observar este real efeito, não há garantias de que o ressarcimento por serviço inadequado irá diminuir, conforme o esperado. Tão pouco conhece-se o custo operacional necessário para regularizar os circuitos secundários nos quais os níveis de tensão ficarão fora da faixa esperada.

No próximo item serão descritos os objetivos deste trabalho.

## 1.2 Objetivos

Em face de tais necessidades, este trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia que seja suporte na tomada de decisão e, a partir de uma ampla avaliação do alimentador, mediante premissas preestabelecidas, indique:

- ✓ Barras para alocação e parametrização de capacitores no circuito primário;
- ✓ Definição do tipo de controle do banco de capacitores em cada ponto de alocação (fixo ou automático);
- ✓ Barras para alocação e parametrização de reguladores automáticos de tensão (que satisfaça as condições de variação da carga);
- ✓ Posição de TAP dos transformadores de distribuição.
- ✓ Indicação dos circuitos secundários em que os níveis de tensão permanecem inadequados após as alocações de equipamentos e a alteração da posição do TAP do transformador de distribuição.



Restrições a serem consideradas:

- ✓ Quantidade e tipo de capacitores disponíveis;
- ✓ Quantidade e tipo de reguladores disponíveis;
- ✓ Operativa de capacitores e reguladores (potência e classe de tensão);
- ✓ Faixa de tensão adequada para os clientes do grupo A com suas respectivas tensões contratadas;
- ✓ Faixa de tensão adequada nos clientes de baixa tensão.

### **1.3 Organização da dissertação**

Esta dissertação está dividida em seis capítulos e três anexos, sendo o primeiro capítulo uma abordagem rápida sobre a proposta do trabalho, dá-se uma introdução sobre o sistema elétrico brasileiro e a motivação para desenvolvimento desta dissertação.

O segundo capítulo traz uma revisão bibliográfica sobre alocação de capacitores e reguladores de tensão, mostrando o estado da arte do controle de níveis de tensão e reativos em redes de distribuição.

O terceiro capítulo versa sobre os principais equipamentos envolvidos no controle de tensão em sistemas de distribuição.

O método proposto neste trabalho é abordado no quarto capítulo, onde a estrutura, a codificação, a função objetivo e os operadores genéticos utilizados são detalhados.

O penúltimo capítulo traz os resultados dos testes aplicados em dois sistemas reais de distribuição de energia elétrica.

O sexto capítulo mostra as conclusões obtidas com o trabalho.

Por fim, os anexos abordam a regulamentação do setor elétrico brasileiro, o fluxo de potência desenvolvido, uma breve introdução aos algoritmos genéticos e a estrutura do arquivo de rede utilizado no software implementado.

No próximo capítulo será vista uma revisão bibliográfica sobre o problema de alocação de capacitores e reguladores de tensão bem como os equipamentos envolvidos no controle de tensão.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Neste capítulo ver-se-á a base teórica para o desenvolvimento do trabalho, o estado da arte na alocação de capacitores e reguladores de tensão, além do controle de tensão em sistemas de distribuição e as técnicas aplicadas para otimização dos sistemas.

### **2.1 Introdução**

A busca por sistemas de distribuição adequados às novas exigências do setor elétrico brasileiro é uma constante nas distribuidoras e objeto de inspiração para pesquisadores dos sistemas elétricos. Aumenta o nível de exigência sobre a qualidade do produto, ou seja, a energia elétrica, sobre-saindo os níveis de tensão em regime permanente.

A alocação de capacitores e reguladores de tensão em circuitos de distribuição é uma prática usual e essencial para o controle dos reativos e dos níveis de tensão. Vários trabalhos são apresentados sobre a alocação destes equipamentos, tanto individualmente quanto em conjunto, no entanto nenhum dos trabalhos considera os reflexos das alocações nos níveis de tensão dos circuitos secundários de distribuição. A seguir é apresentado o estado da arte dos trabalhos de alocação de capacitores e reguladores de tensão.

### **2.2 Estado da arte**

A alocação de capacitores é amplamente abordada na literatura, no entanto, a adequada instalação de reguladores de tensão possui bem menos trabalhos publicados. Logo, o número de trabalho de alocação simultânea destes equipamentos é diminuto.

No trabalho proposto o controle de tensão e reativos é tratado através da alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão, sendo avaliado o reflexo nos sistemas de média e baixa tensão. Será descrito o estado da arte de trabalhos correlatos que tratam do assunto através dos mais variados métodos de otimização.

A alocação de capacitores é explorada desde a década de cinquenta, NEAGLE et. al. (1956), COOK (1959), COOK (1961), SCHMILL (1965), CHANG (1969) e BAE(1978), publicaram métodos que utilizavam cálculos para determinar a maximização das funções de custo dos capacitores. Estas funções geralmente eram compostas por parcelas relativas à economia de energia, redução de perdas e custo de instalação dos bancos.

Métodos Heurísticos foram utilizados a partir da década de oitenta, GRAINGER et. al. (1981) e SALAMA et. al. (1985) consideraram sistemas com condutores de seções diferentes e carga não uniformemente distribuída nos circuitos.

BARAN et. al. (1989) abordaram a alocação de Capacitores baseadas em programação dinâmica, através da combinação dos métodos analíticos e heurísticos e formulando um problema de programação não-linear.

A partir da década de noventa, vários trabalhos foram publicados, tratando a alocação de Banco de Capacitores com diversas técnicas, como: *simulated annealing* (CHIANG et. al. 1990a e 1990b), algoritmos genéticos (SUNDHARARAJAN et. al. 1994), programação dinâmica nebulosa (CHIN, 1995), sistemas nebulosos (SU et. al. 1996).

Os algoritmos genéticos foram amplamente utilizados pela facilidade de aplicação em problemas combinatórios. SUNDHARARAJAN et. al. (1994) apresentam uma metodologia para determinar o tamanho, o tipo, o número de capacitores e sua localização em um sistema de distribuição. As barras candidatas eram determinadas através da análise de sensibilidade, objetivando a redução de perdas de potência e energia.

Um modelo combinando *simulated annealing* e algoritmos genéticos foram utilizados por GHOSE et. al. (1998) para alocar bancos de capacitores, minimizando perdas de energia.

DELFANTI et. al. (2000) propõe uma metodologia para alocação de banco de capacitores com o objetivo de minimizar os custos de instalação. Utilizou algoritmo genético e *branch and bound* para otimização, constatando que o algoritmo *branch and bound* foi mais rápido que o genético, porém menos eficiente.

A alocação de bancos de reguladores de tensão em sistemas radiais é tratada em SAFIGIANNI et. al. (2000), através de uma função objetivo que avalia os custos de investimento e manutenção, além de considerar as perdas do sistema em

análise. É feito a seleção dos equipamentos e o adequado ajuste do TAP do banco de reguladores.

MIRANDA et. al. (2001) trouxe em seu trabalho um modelo que utiliza o gradiente da função objetivo. O objetivo é minimizar as perdas. É adotado um modelo híbrido, onde um algoritmo genético é melhorado através de ajustes matemáticos dos cromossomos.

GALLEGO et. al. (2001) trata a alocação de bancos de capacitores através dos custos das perdas e do investimento realizado em um período de tempo. A função objetivo trata o tipo de banco de capacitores (fixo ou automático), a potência, a localização e o esquema de controle do banco.

MENDES et. al. (2001) desenvolveu um algoritmo memético, onde uma busca local é realizada para otimizar a população gerada por um algoritmo genético. A redução de perdas e o aumento da lucratividade da empresa são os principais fatores da função objetivo.

No trabalho proposto por ALVES et. al. (2002), a localização, dimensionamento e controle de banco de capacitores são definidos com auxílio de curvas de carga reativa. É utilizado um algoritmo micro-genético, um sistema nebuloso e um método híbrido para a otimização. Concluiu que o método híbrido trouxe resultados mais eficientes.

FEIJO (2002) estudou o problema do controle de tensão e desenvolveu metodologias para coordenação e ajuste dos equipamentos de controle coordenado de tensão e potência reativa.

Em SOUZA (2003) tem-se primeiramente um Fluxo de Potência Ótimo (FPO), cuja função objetivo é minimizar as perdas de transmissão. O método *Primal-Dual* dos Pontos Interiores (MPDPI) foi utilizado para resolver o problema. Os multiplicadores de Lagrange obtidos do FPO são utilizados para determinar as barras candidatas a receberem alocação de reativos. As barras com maiores multiplicadores de Lagrange indicam maior sensibilidade entre a função objetivo e a variação de reativos, ou seja, aquelas que mais influenciam nas perdas totais. Com a matriz Jacobiana do sistema elétrico em estudo, obteve a matriz de sensibilidade que relaciona as variações de tensão para as cargas reativas. Com este sistema de equações lineares, formulou um problema de minimização onde buscou a redução de perdas e a minimização das variações de tensão provocadas pela variação de reativos.

Em CANHA et. al. (2003) é apresentado o controle de tensão frente a redes de distribuição com geração distribuída.

O trabalho de HSIAO et. al. (2004), trouxe uma combinação de sistemas nebulosos e algoritmos genéticos para alocação de banco de capacitores.

Em SANDRINI (2005) o problema de alocação de capacitores é abordado através dos métodos *particle swarm optimization* (PSO) e algoritmos genéticos, tendo como objetivos principais a redução de perdas e de custos de instalação e manutenção.

ALCÂNTARA et. al. (2005) estudou a influencia das cargas, tanto no aspecto econômico quanto técnico, na alocação e controle de banco de capacitores, utilizando um algoritmo codificado em inteiros baseado em algoritmos genéticos.

ALMEIDA et. al. (2005) propõe um algoritmo genético para alocação de dois bancos de reguladores de tensão em sistemas radiais de distribuição. Este AG aloca os bancos monofásicos ligados em delta fechado, ou seja, com ganho de tensão de no máximo 15%. A análise da função de aptidão é feita para carga pesada e leve em três anos de estudo.

COELHO et. al. (2005) apresentou um modelo não linear de alocação de banco de capacitores para otimização de perdas em sistemas de distribuição. O algoritmo utilizou um método híbrido de busca combinatória e controle de reativos das cargas.

ALVES (2005) trouxe um algoritmo genético que determina o local e a capacidade de reguladores de tensão e capacitores. Os custos de instalação, as perdas, os limites de tensão são considerados.

Em AGUIAR et. al. (2005) tem-se a alocação de banco de capacitores como um problema clássico de otimização para redução de perdas e investimentos.

SALAS (2006) propõem um algoritmo heurístico construtivo para resolver o problema de alocação ótima de banco de capacitores. A proposta é baseada na máxima redução de custos, onde a barra com maior injeção de reativos é a que mais contribui para os custos.

PEREIRA et. al. (2006) contemplou a alocação de banco de capacitores como um problema multi-objetivo, utilizando algoritmo evolutivo para minimizar perdas e custos de capacitores. Uma segunda função objetivo contemplando as restrições de tensão foi utilizada no trabalho.

O trabalho de BEÊ (2007) trouxe um algoritmo genético para alocação de banco de capacitores, otimizando perdas, custos de equipamentos e penalização dos limites de tensão. Incluiu ainda uma penalização para quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador e a avaliação da corrente de *inrush* quando da energização dos bancos de capacitores.

Em MENDOZA et. al.(2007) uma função multi-objetivo trabalha nas perdas e nas quedas de tensão na alocação de reguladores de tensão em sistemas radiais. O conceito de Pareto é utilizado em um micro algoritmo genético, onde apenas cinco indivíduos são utilizados na população.

MILBRADT (2007) trabalhou métodos e algoritmos para controle de tensão em sistemas de distribuição.

Um controle *fuzzy* para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica foi proposto por USIDA (2007).

SZUVOVSKI (2008) propõe a alocação simultânea de banco de capacitores e reguladores de tensão através de um algoritmo genético e de um fluxo de potencia ótimo. A função multi-objetivo busca satisfazer os critérios de minimização de perdas ativas e os custos dos bancos de capacitores e reguladores. A função objetivo penaliza quedas de tensão superiores a 4% a partir da saída do alimentador e após os reguladores de tensão.

Em GONZÁLES et. al. (2008) é apresentado um método para a alocação de reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica. A abordagem proposta consiste de uma meta-heurística dividida em duas fases: construtiva e evolutiva. Na primeira fase os reguladores são alocados de forma a obter uma solução factível (a tensão em todos os nós do sistema dentro dos limites desejados). Um algoritmo memético é utilizado na fase evolutiva para otimizar uma função objetivo que considera os custos das perdas elétricas e dos reguladores de tensão.

O trabalho de PEREIRA (2009) mostrou métodos para otimização dos ajustes dos reguladores de tensão e zonas de TAP em sistemas de distribuição.

ALMEIDA (2009) trouxe o planejamento de reguladores de tensão em redes de distribuição via algoritmos genéticos e lógica *fuzzy*. Uma lógica *fuzzy* é utilizada para reduzir o espaço de busca do algoritmo genético, onde as barras são avaliadas pela tensão e pela potência definindo-se um índice de aceitação para cada barra do sistema. O algoritmo genético determina a barra de alocação e o TAP do regulador para cada patamar de carga.

Em NOGUEIRA PEREIRA (2009) a alocação ótima de reguladores de tensão é trabalhada através de um algoritmo heurístico de dois estágios: O primeiro realiza a seleção e a alocação dos reguladores de tensão no sistema. O segundo busca a minimização do número de equipamentos alocados na rede de distribuição.

O artigo de ALMEIDA (2010) trouxe o planejamento integrado de capacitores e reguladores de tensão por meio de dois algoritmos genéticos (sistema duplex – volt/var). O primeiro algoritmo aloca os bancos de capacitores, logo após o algoritmo de reguladores executa sua alocação. As alocações são feitas para três patamares de carga. As funções de aptidão são independentes. A função de aptidão de capacitores busca minimizar as perdas enquanto a de reguladores procura minimizar os custos para corrigir o perfil de tensão do alimentador em estudo.

PADILHA (2010) trouxe um estudo comparativo entre diversas estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição na presença de geradores distribuídos.

RESENER et. al (2010) apresenta uma heurística para alocação e ajuste ótimo de reguladores de tensão em redes de distribuição. A minimização de custos e de desvios do perfil de tensão são os objetivos do algoritmo. Uma varredura direcionada da subestação em direção ao final do alimentador busca alocar  $n$  reguladores de modo a deixar as barras do sistema com tensão dentro dos limites adequados. Um fluxo de potência trifásico baseado na técnica *ladder* foi utilizado.

No trabalho de FRANCO et. al. (2010) o planejamento da operação de sistemas de distribuição considerando a alocação ótima de capacitores e reguladores de tensão é tratado com uma metaheurística busca tabu, que busca encontrar a configuração ótima a partir de uma configuração inicial gerada com algoritmos heurísticos construtivos. O método proposto busca otimizar os custos de operação e de investimentos.

COSSI et. al. (2010) trouxe uma proposta de planejamento integrado de redes de distribuição em média e baixa tensão. Um procedimento iterativo em que no primeiro nível é feito um planejamento dos circuitos de BT através de um algoritmo *Tabu Search* (TS). No segundo nível, considerando os resultados do primeiro nível, outro TS é utilizado para definir condutores, localização e capacidade de subestações.

### **2.3 Considerações finais do capítulo**

Neste capítulo foi mostrado o estado da arte em controle de reativos e de níveis de tensão, estudos feitos individualmente e em conjunto.

Inúmeros trabalhos na área de controle de volt/var são elaborados, demonstrando a relevância do assunto para as distribuidoras de energia elétrica. O planejamento integrado de redes primárias e secundárias é pouco explorado até o momento, principalmente pela lacuna existente no cadastro das redes secundárias das distribuidoras de energia. Com a obrigatoriedade imposta pelo órgão regulador, em que as empresas deverão possuir cadastro georeferenciado das redes de média e baixa tensão, abre possibilidade de pesquisas no sentido de integração dos planejamentos.

Neste contexto, este trabalho propõe um planejamento integrado, onde o controle de reativos e dos níveis de tensão é realizado por meio de alocação simultânea de banco de capacitores e reguladores de tensão, avaliando os reflexos nos sistemas de média e baixa tensão do alimentador em análise.

No próximo capítulo serão vistos os equipamentos utilizados para o controle de tensão em sistemas de distribuição e suas relações com o trabalho proposto.



### 3 EQUIPAMENTOS PARA CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS

#### 3.1 Introdução

O controle de tensão em regime permanente é uma tarefa essencial para as distribuidoras, haja vista a grande exigência estabelecida pelo PRODIST em seu módulo oito. A violação dos indicadores de transgressão implica em compensação direta ao consumidor. Isto implica a necessidade de aplicarem-se equipamentos que ajustem automaticamente os níveis de tensão para as mais variadas variações de carga em qualquer hora do dia.

Este capítulo traz informações acerca dos dois principais equipamentos utilizados em sistemas de distribuição para o controle de tensão e reativos e como foram tratados no método desenvolvido.

Os principais equipamentos podem ser visualizados na Figura 1:

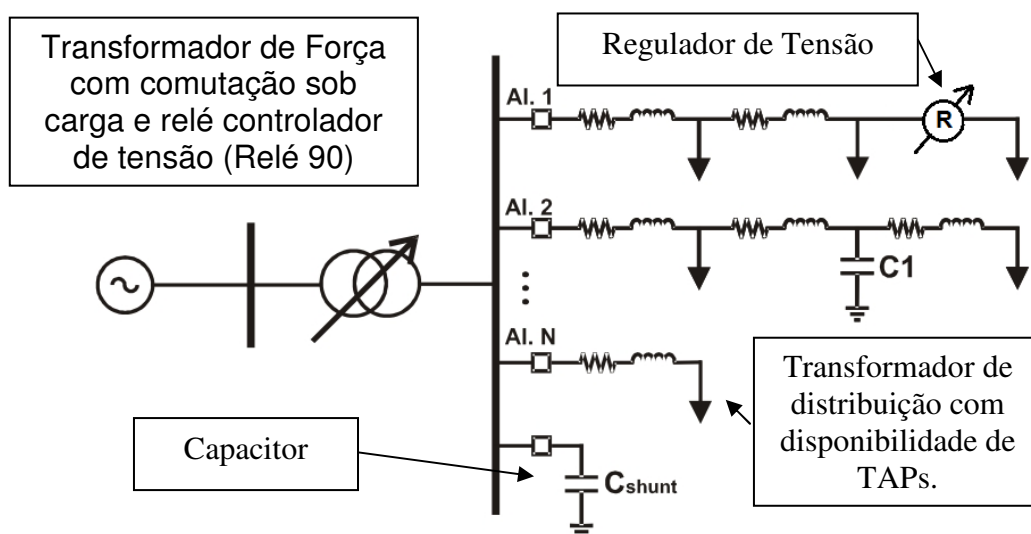


Figura 1 – Equipamentos para controle de tensão e reativos em um sistema de distribuição.

#### 3.2 Relé 90 e comutador sob carga

Nas subestações, os transformadores de força são utilizados para controlar a tensão de saída dos alimentadores. Há transformadores providos com comutador sob carga (LTC) outros sem este dispositivo. O controle de tensão em transformadores sem comutador sob carga é praticamente impossível, pois é necessário desligar o transformador para comutar seus TAPs. Com LTC, não é

necessário interromper o fornecimento para alterar o TAP, o que viabiliza o controle de tensão na saída do transformador de potência.

Os comutadores, na maioria das vezes, estão localizados no enrolamento primário, pela corrente ser de menor intensidade se comparada com o secundário e por existirem maior número de espiras neste enrolamento, sendo possível um ajuste em passos menores. RODRIGUES (2004)

O LTC pode ser operado manualmente ou por um relé de tensão (relé 90) que comanda um acionamento motorizado.

Neste trabalho não é feita a otimização da tensão na subestação, considera-se a tensão de saída do alimentador a tensão efetivamente medida ou estimada para cada horário.

### **3.3 TAP de transformador de distribuição**

Transformadores de distribuição possuem derivações ou TAP<sub>s</sub> para adequar a relação de transformação a tensão de operação do sistema. Geralmente são fabricados com três derivações, no entanto podem ser fabricados com um maior número, podendo chegar a 7 derivações.

A posição do TAP apresenta tipicamente diferença de 5%, onde se consideramos o TAP 1 como a tensão nominal, o segundo TAP será 0,95PU e o terceiro TAP será 0,90PU.

Assim, uma rede de distribuição onde os transformadores de distribuição estão no terceiro TAP, a tensão primária estará automaticamente violando os níveis adequados, pois como visto anteriormente, para a rede primária é admitido uma queda de 7% em relação a tensão nominal.

Os transformadores de distribuição não possuem comutação sob carga, o que exige o desligamento para alteração da relação de transformação.

Ao se ajustar a tensão primária, obrigatoriamente deve-se alterar os TAP<sub>s</sub> dos transformadores de distribuição a fim de ajustar a tensão secundária. Estas alterações implicam em custos operacionais diretos, ou seja, deverá ser deslocada uma equipe para realizar o serviço, e custos indiretos, como a energia não distribuída e possíveis violações de indicadores de continuidade.

Este trabalho propõe que sejam consideradas estas variáveis diretas durante o planejamento. Com a avaliação dos circuitos secundários saberemos os clientes

de baixa tensão que serão afetados e se uma comutação de TAP do transformador contornará a violação. Os custos operacionais podem ser previamente conhecidos e o volume de alterações necessárias. Da forma tradicional são necessários ajustes mais conservadores dos reguladores de tensão afim de não haverem violações significativas nos clientes de baixa tensão, o que reduz a eficiência dos equipamentos.

### **3.4 Capacitores**

Capacitores são fontes de energia reativa. Os objetivos de sua aplicação em sistemas de potência é a compensação de energias reativas produzidas por cargas indutivas ou reatâncias de linhas. A quantidade de compensação fornecida está relacionada à localização dos capacitores no sistema de distribuição, tamanho, quantidade e tipo de capacitores. (SUNDHARARAJAN et. al. 1994)

Os capacitores aplicados em sistemas de distribuição estão geralmente localizados ao longo dos alimentadores de distribuição ou nas subestações. A sua utilização está focada na correção do fator de potência local, destacando que os bancos podem ser fixos ou automáticos dependendo das condições da carga. De maneira geral os bancos fixos são dimensionados para correção do fator de potência com a condição de carga leve e os bancos automáticos são adicionados nos períodos de cargas média e pesada do sistema (NATARAJAN, 2005).

O aumento no fator de potência acarreta redução do carregamento dos transformadores das subestações e das redes de distribuição, reduz às perdas, melhora a estabilidade do sistema e aumenta os níveis de tensão.

Segundo o manual do IEEE (1992) para se obter os melhores resultados, os bancos de capacitores devem ser instalados próximos das cargas, onde eles produzam a maior redução de perdas, proporcionando um melhor perfil de tensão. Quando isto não é possível uma das opções a seguir podem ser utilizadas:

- Para cargas uniformemente distribuídas, os bancos de capacitores podem ser localizados a dois terços da distância da subestação;
- Para cargas com diminuição e distribuição uniformes, os bancos de capacitores podem ser localizados a meia distância da subestação;
- Para a maior elevação da tensão, os bancos de capacitores devem estar próximos às cargas.

Para aplicação em sistemas de distribuição os capacitores são instalados em paralelo (shunt), fornecendo energia reativa capacitiva ao sistema, aumentando o fator de potência, contribuindo significativamente para a redução de perdas e a melhoria dos níveis de tensão.

A conexão dos bancos de capacitores pode ser feita de três maneiras: delta, estrela aterrada e estrela com neutro isolado. KAGAN (2005)

Usualmente os bancos de capacitores em sistemas de distribuição são ligados em estrela isolada ou estrela aterrada. A desvantagem da ligação estrela aterrada está nas altas correntes de *inrush* e de terra. NATARAJAN (2005)

Na metodologia proposta os bancos de capacitores são previamente disponibilizados ao algoritmo, que faz as alocações considerando as restrições técnicas do equipamento como a tensão de operação.

### **3.5 Reguladores de tensão**

Um dos equipamentos mais utilizados para manter a qualidade dos níveis de tensão em um sistema de distribuição, seja ela redes rurais ou urbanas, é o regulador de tensão, de acordo com FELÍCIO (2006)

O regulador de tensão (RT) é um equipamento destinado a manter uma determinada faixa de tensão em sua saída mesmo quando submetido a uma tensão de entrada variável, desde que esta variação esteja em uma faixa aceitável.

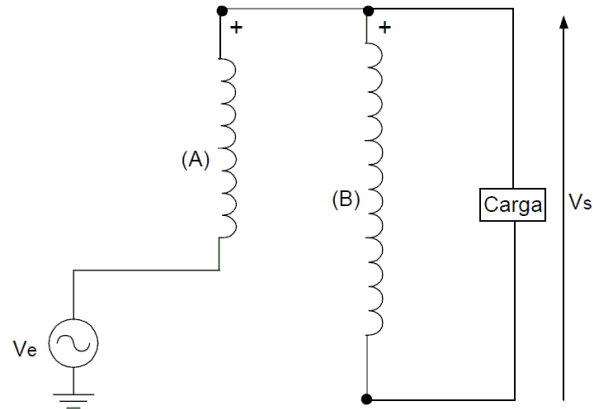
Um regulador de tensão é fundamentalmente um autotransformador com muitos TAP<sub>s</sub>, podendo operar tanto na configuração de elevador de tensão como abaixador de tensão, através da inversão das bobinas do secundário. Possui um circuito de controle responsável pela comutação desses TAP<sub>s</sub> sempre que a tensão na saída do regulador violar os limites predeterminados. PEREIRA (2009)

#### **3.5.1 Princípio de funcionamento**

Um regulador de tensão é essencialmente um autotransformador e este pode operar como um elevador ou um rebaixador de tensão.

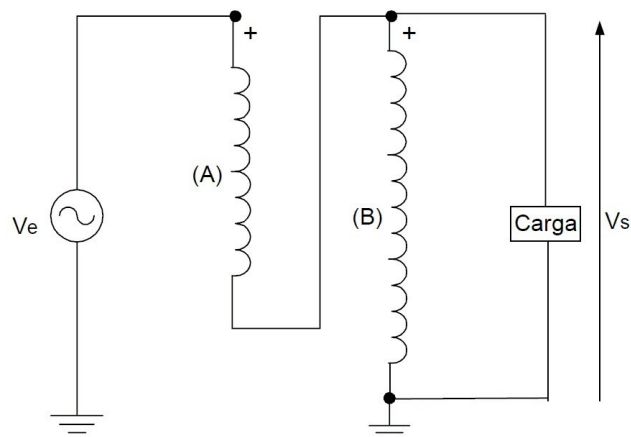
Operando como elevador de tensão, a tensão de entrada é incrementada até que a tensão de saída esteja dentro da faixa ajustada de tensão, limitada ao limite máximo do equipamento.

A Figura 2 apresenta a configuração de elevação de tensão onde a polaridade da bobina série está incrementando tensão na bobina de excitação.



**Figura 2 – Ligação para elevação de tensão.**

A Figura 3 mostra a ligação que permite ao regulador de tensão reduzir a tensão de entrada do regulador de tensão, ou seja, a inversão da polaridade do enrolamento série está reduzindo a tensão de saída.



**Figura 3 – Ligação para redução de tensão.**

Onde:

$V_e$ : Tensão de entrada;

A: Bobina de  $TAP_s$  ou enrolamento série;

B: Bobina de excitação;

$V_s$ : Tensão de saída.

### 3.5.2 Tipos de reguladores de tensão

Basicamente existem três tipos de reguladores de tensão: *Autobooster*, *Line-Drop Compensation - LDC* e 32 degraus.

*Autobooster* – são equipamentos mais simples, fabricados em unidades monofásicas com 4 degraus e para variação de tensão de  $\pm 6\%$  e  $10\%$ .

*Line-Drop Compensation LDC* – permite controlar a tensão em pontos remotos do alimentador, pontos estes localizados a jusante do ponto de instalação do LDC.

32 degraus – equipamentos que podem elevar ou reduzir a tensão do sistema. Existem dois tipos: A e B. O Tipo B pode regular  $\pm 10\%$ . O tipo A pode regular  $+ 9,1\%$  e  $-11,1\%$ .

O regulador de tensão mais utilizado em sistemas de distribuição é o 32 degraus, Tipo B. FELÍCIO (2006).

### 3.5.3 Arranjos de reguladores de tensão.

Costumeiramente as distribuidoras utilizam reguladores de tensão monofásicos, 32 degraus, tipo B, agrupados em bancos trifásicos. No método desenvolvido, é fornecido ao algoritmo o número de reguladores disponíveis e suas características. Aleatoriamente são montados bancos que serão alocados conforme será explorado no capítulo do método proposto.

A seguir será detalhado cada tipo de ligação.

#### 3.5.3.1 Conexão delta fechado

A ligação Delta Fechado proporciona uma ganho de  $\pm 10\%$  na fase e  $\pm 5\%$  na fase adjacente, com isto tem-se uma regulação de  $\pm 15\%$  na tensão do banco.

No diagrama fasorial ilustrado na Figura 4, vemos que o ganho individual de  $10\%$  significa uma regulação de  $15\%$  nas tensões de linha.

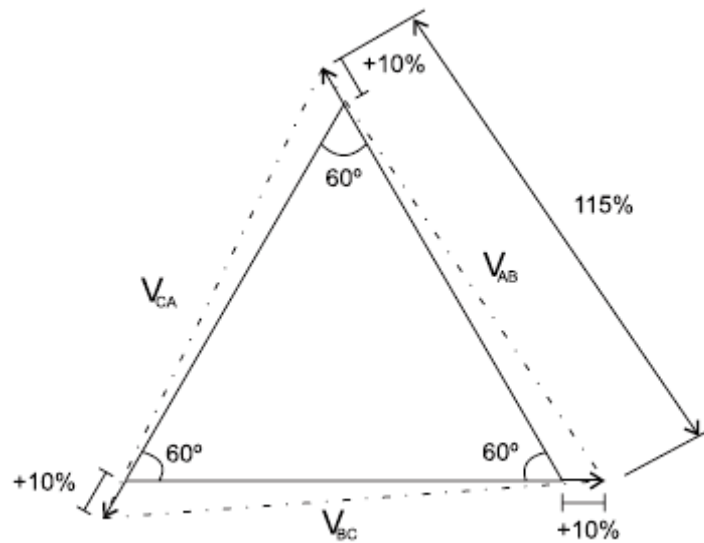


Figura 4 – Diagrama fasorial da ligação delta fechado.

### 3.5.3.2 Conexão delta aberto

A ligação delta aberto tem um ganho de  $\pm 10\%$  na fase em que o regulador está ligado e  $\pm 5\%$  na fase adjacente, com isto há uma regulação de  $\pm 10\%$  na fase comum, ou seja, a fase comum também possui regulação de  $\pm 10\%$ .

A Figura 5 mostra o diagrama fasorial onde se vê a regulação de 10% em todas as fases.

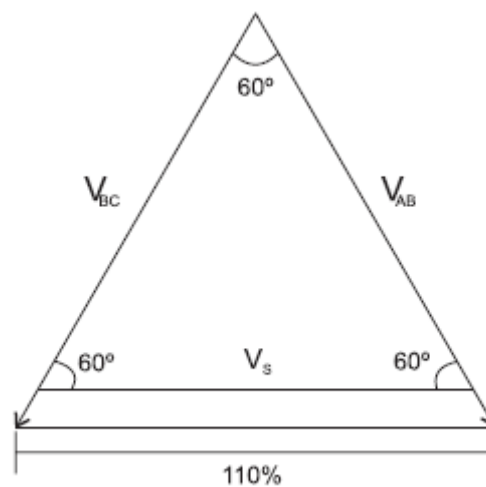
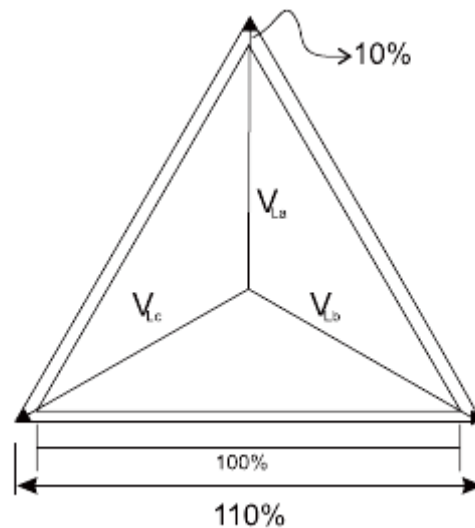


Figura 5 – Diagrama fasorial da ligação delta aberto.

### 3.5.3.3 Conexão estrela

Na ligação estrela obtemos uma regulagem do banco de  $\pm 10\%$  haja vista a regulagem individual de cada fase com ganho de  $\pm 10\%$ . A ligação estrela só pode ocorrer com aterramento eficiente do centro de estrela, pois a regulagem individual de cada fase pode provocar relações diferentes para cada elemento, resultando em corrente de neutro que podem ser significativas.

O diagrama fasorial da Figura 6 mostra a regulagem de 10% individual em cada uma das fases.



**Figura 6 – Diagrama fasorial da ligação estrela.**

### 3.5.4 Parâmetros dos reguladores de tensão utilizados neste trabalho

#### 3.5.4.1 Tensão de referência

É a tensão ajustada para servir de referência pelo relé regulador de tensão. Uma amostra da tensão no lado de carga do regulador informa ao relé de controle do equipamento o erro para a tensão de referência pré-estabelecida. Esta tensão de referência é um valor que multiplicado pela relação de transformação do regulador de tensão nos dá a tensão primária que o equipamento deverá manter em seus terminais de saída.



Como exemplo, define-se para um regulador de tensão 7620/120V uma tensão de referência de 125V. Buscamos assim obter uma tensão de saída aproximadamente igual a:

$$V_{out} = V_{ref} \cdot \frac{V_p}{V_s}$$

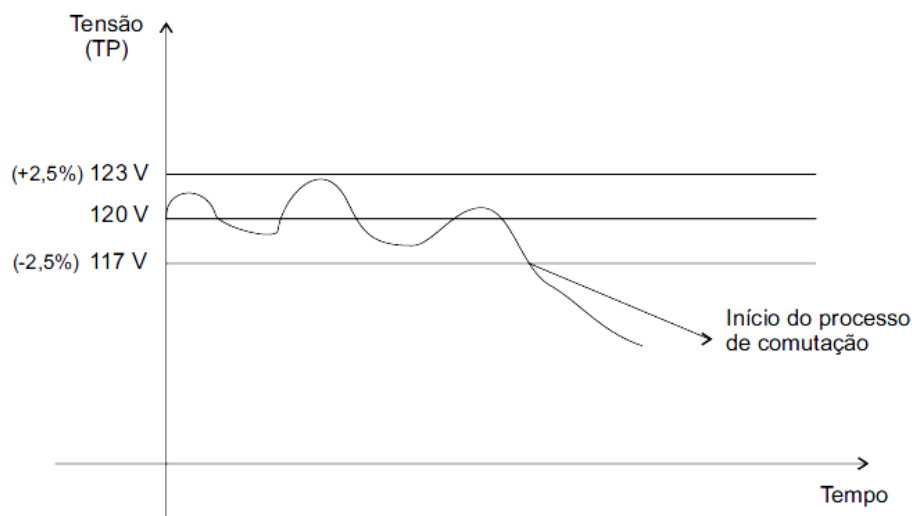
$$V_{out} = 125 \cdot \frac{7620}{120} \cong 7938V$$

No método desenvolvido, o parâmetro tensão de referência é definido aleatoriamente dentro do range disponível para cada banco de reguladores. Com o passar das gerações, através dos operadores de otimização, a tensão de referencia do banco converge para um ajuste ótimo, conforme será detalhado posteriormente.

#### 3.5.4.2 Insensibilidade

A insensibilidade determina uma faixa de tolerância para a tensão de referência, ou seja, se a tensão de saída estiver dentro da faixa da tensão de referência  $\pm$  insensibilidade, o regulador não opera seu TAP<sub>s</sub>.

A Figura 7 ilustra um regulador de tensão em que a tensão de saída violou o limite de tensão de referência  $\pm$  insensibilidade e o processo de comutação de TAPs terá início.



**Figura 7 – Faixa de insensibilidade.**

Neste trabalho foi adotada uma insensibilidade fixa de 1%. Como é indicado que a insensibilidade fique entre 1% ou 2%, devido principalmente à redução de comutações, optou-se por reduzir esta variável, tornando o algoritmo mais eficiente.

### **3.6 Considerações finais do capítulo**

Neste capítulo os principais equipamentos utilizados para controle de reativos e de níveis de tensão em sistemas de distribuição foram abordados. Foram vistas as características e formas de utilização.

O próximo capítulo traz o desenvolvimento prático, com algumas alocações e suas análises.

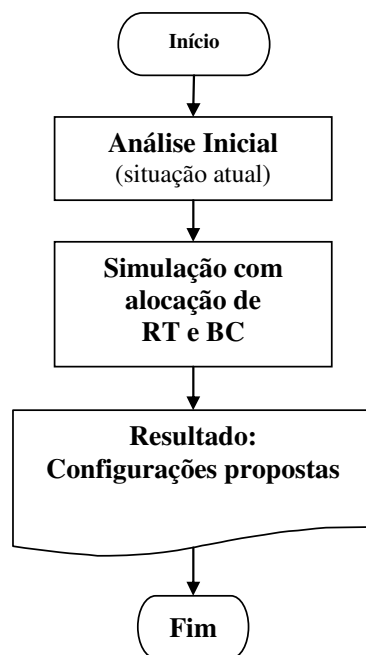
## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

### 4.1 Introdução

Este capítulo traz o desenvolvido do método proposto para alocação simultânea de banco de capacitores e reguladores de tensão para o controle dos níveis de tensão e dos reativos nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O trabalho propõe uma metodologia de apoio à decisão a qual, após análise completa de um alimentador, indique pontos para a alocação de banco de capacitores e reguladores de tensão, indicando o reflexo nas redes primárias e secundárias.

A Figura 8 mostra um fluxograma do método proposto. MADRUGA e CANHA (2010)



**Figura 8 – Fluxograma do método proposto.**

Nas próximas seções será mostrado o algoritmo em detalhes, sua configuração e a modelagem matemática da Função Objetivo.

A Figura 9 mostra o fluxograma completo do algoritmo desenvolvido, que servirá de suporte no detalhamento seguinte.

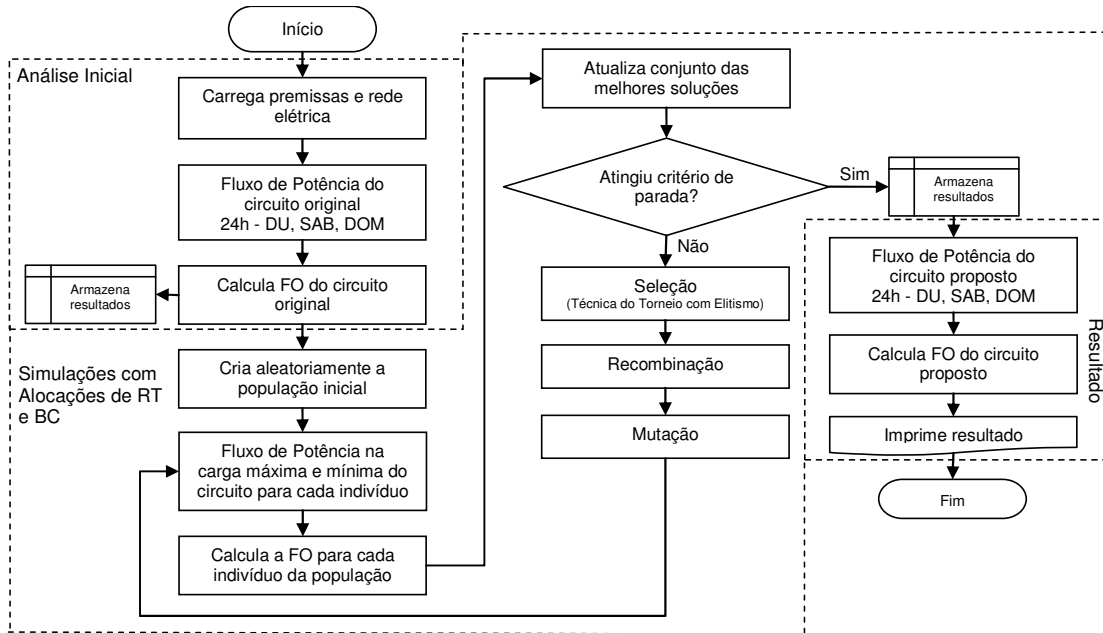


Figura 9 – Fluxograma do algoritmo.

## 4.2 Parâmetros iniciais do algoritmo.

Como parâmetros iniciais, o algoritmo recebe a quantidade de banco de capacitores e o número de reguladores de tensão monofásicos que o especialista possui a disposição para alocação. Os reguladores de tensão, por possuírem variação no número de equipamentos da composição dos bancos de acordo com a configuração utilizada, também serão passíveis de otimização pelo algoritmo proposto. Assim, o AG formará o máximo de bancos de reguladores possíveis, de acordo com a quantidade e características disponíveis. Nem todos os bancos formados serão alocados, o algoritmo realizará uma otimização da quantidade de bancos utilizados no sistema.

Também deve ser informado ao algoritmo se as alocações deverão ocorrer apenas no tronco do alimentador ou em todas as barras do sistema. Esta definição implica em uma redução do espaço de busca. Esta prática de alocação em troncais é comum nas distribuidoras, não necessariamente sendo uma regra ou alguma garantia de melhores resultados.

Deve-se informar ainda se o algoritmo fará as alocações com a permissão de alterar os  $TAP_s$  dos transformadores de distribuição ou deverá ajustar de modo a manter inalterados os  $TAP_s$  atuais. Esta alternativa é importante se houver restrição operativa ou financeira para o ajuste de tensão, haja vista que os custos para

alterações maciças de TAP<sub>s</sub> são elevados e operacionalmente difíceis. Esta é uma das lacunas que este trabalho busca ocupar, pois com a avaliação conjunta das redes secundárias e primárias, pode-se determinar os circuitos secundários que necessitam ajuste de TAP<sub>s</sub> ou aqueles que, mesmo com as alterações, não se conseguem níveis de tensão adequados no circuito secundário, ou seja, que necessitam de obras para regularização.

### 4.3 Codificação dos indivíduos

Os indivíduos são codificados da maneira mais simples possível, de forma a obter melhor desempenho. A Figura 10 mostra o cromossomo completo, possuindo  $n$  capacitores e  $j$  reguladores de tensão. MADRUGA e ABAIDE (2010).

Capacitores			Reguladores de Tensão		
Cap1	...	Capn	RT1	...	RTj

Figura 10 – Cromossomo completo.

Os capacitores possuem uma codificação simplificada devido a estarem relacionados com o cadastro preliminar de equipamentos disponíveis, assim, é necessário apenas definir o número do equipamento ( $U_n$ ), a barra de alocação ( $A_n$ ) e se o mesmo está ligado ou desligado no horário e dia do cálculo ( $E_n$ ). Se for um capacitor fixo, estará sempre ligado. Se for um capacitor automático, estará ligado no horário de ponta. A Figura 11 mostra a codificação dos capacitores.

Capacitores									
1			...	$n-1$			$n$		
$A_1$	$U_1$	$E_1$	...	$A_{n-1}$	$U_{n-1}$	$E_{n-1}$	$A_n$	$U_n$	$E_n$

Figura 11 – Codificação dos Capacitores.

A Figura 12 mostra a codificação dos reguladores de tensão, mais complexa que a dos capacitores por possuir um maior número de parâmetros a serem otimizados.

Reguladores de Tensão												
1				...	$j-1$				$j$			
$C_1$	$N_1$	$B_1$	$V_1$	...	$C_{j-1}$	$N_{j-1}$	$B_{j-1}$	$V_{j-1}$	$C_j$	$N_j$	$B_j$	$V_j$

Figura 12 – Codificação dos Reguladores de Tensão.

O *gene*  $C_j$  representa a configuração do banco de reguladores, podendo assumir Estrela, Delta ou Delta Aberto. Já  $N_j$  indica o número do regulador selecionado, onde se obtém do cadastro a potência e as opções de ligação e configuração.  $B_j$  indica a barra de alocação do banco e  $V_j$  a tensão de referência para a regulação de tensão, ou seja, a tensão que regulador buscará manter em sua saída.

Já definidos os horários de máxima e mínima demanda do alimentador, a FO para cada indivíduo desta população será calculada nestes dois pontos críticos, e cada indivíduo receberá um índice que reflete sua habilidade e adaptação ao ambiente, também chamado *fitness*.

A seguir será mostrada em detalhes a Função Objetivo a ser minimizada.

#### 4.4 Função objetivo

A alocação conjunta de banco de capacitores e reguladores de tensão proposta neste trabalho considera uma análise simultânea das redes primárias e secundárias. Busca-se otimizar o sistema de distribuição de modo a se obter tensões dentro dos limites adequados estabelecidos pelo PRODIST, além de buscar a redução dos custos operacionais como: perdas de energia, compensação financeira por violação dos níveis de tensão, equipamentos e intervenção no sistema.

São considerados na Função Objetivo os custos de perdas ativas, violação dos níveis de tensão, custos operacionais dos equipamentos e potência reativa no sistema. A restrição do número de equipamentos utilizados é definida nas premissas do cálculo.

Assim, a função objetivo (FO) que satisfaz as premissas enumeradas é:

$$FO = \min\{f1 + f2 + f3 + f4 + f5 + f6\} \quad (3)$$

Onde: FO: Função Objetivo, em R\$;

*min*: Função de minimização;

$f1$ : Custo das Perdas Ativas, em R\$;

$f2$ : Custo da Violação dos Níveis de Tensão, em R\$;

$f3$  : Custo Operacional dos BC, em R\$;

$f4$  : Custo Operacional dos RT, em R\$;

$f5$  : Custo Operacional de Alteração de TAP<sub>s</sub>, em R\$;

$f6$  : Custo do Reativo Excedente, em R\$.

O custo da função objetivo é definido para o período de um mês, considera-se fluxo horário para dia útil, sábados e domingos.

A seguir serão detalhados cada componente da Função Objetivo, suas características e opções.

#### 4.4.1 Custo da perda de energia ativa

A perda ativa do sistema de distribuição é calculada para um mês, sendo a perda Joule do sistema proveniente da perda de potência nos componentes do sistema elétrico, como: transformadores de distribuição, redes primárias e secundárias, ramais de ligação, medidores de energia, banco de capacitores e banco de reguladores.

O cálculo de  $f1$  é executado no dia e horário de demanda máxima, pois o fator de perdas correlaciona à perda máxima com a perda total do sistema calculado.

$$f1 = 24.TS.LF_i.LJ_i.Dias \quad (4)$$

Onde:

$LJ_i$  : Perda Joule máxima, para o dia  $i$ , em kW;

$LF_i$  : Fator de Perdas, do dia  $i$ ;

$Dias$  : Quantidade de dias para um mês;

$i$  : 1: Dia Útil, 2: Sábado; 3: Domingo;

$TS$  : Tarifa de Suprimento em R\$.

Os dados de perdas decorrem do cálculo de fluxo de potência, já o fator de perdas é definido no cálculo preliminar, obtido com o fator de carga calculado para o alimentador, para cada dia (sábado, domingo e dia útil). BURKE (1994)

$$LF_i = 0,7.FC_i^2 + 0,3.FC_i \quad (5)$$

Onde:

$LF_i$ : Fator de Perdas, do dia  $i$ ;

$FC_i$ : Fator de Carga do dia  $i$ .

#### 4.4.2 Custo da violação dos níveis de tensão

O cálculo exato da compensação por violação dos níveis adequados de tensão é determinado pelo PRODIST, onde faz-se necessário 1008 registros obtidos em intervalos de 10 minutos, compreendendo assim 5 dias úteis, um sábado e um domingo. Como o fluxo de potência é horário, no cálculo do circuito original estimam-se valores de DRP e DRC, considerando-se que uma violação de tensão horária, equivale a seis violações de 10 minutos, ou seja, se o fluxo indicar violação em um determinado horário, esta violação é expandida para toda a hora.

Assim, a compensação para cada cliente  $i$  é dada por:

$$CTNT_i = [(DRP_{c_i} - 0,03).k1 + (DRC_{c_i} - 0,005).k2].k3 \quad (6)$$

Onde:

$CTNR_i$ : Compensação da Transgressão de Níveis de Tensão do cliente  $i$ , em R\$;

$DRP_{c_i}$ : Índice de duração relativa da transgressão para tensão precária do cliente  $i$ ;

$DRC_{c_i}$ : Índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica do cliente  $i$ ;

$k1$ : 0, se  $DRP_{c_i} \leq 0,03$ ;

$k1$ : 3, se  $DRP_{c_i} > 0,03$ ;

$k2$ : 0, se  $DRC_{c_i} \leq 0,005$ ;

$k2$ : 7, para UCs atendidas em Baixa Tensão, se  $DRC_{c_i} > 0,005$ ;

$k2$ : 5, para UCs atendidas em Média Tensão, se  $DRC_{c_i} > 0,005$ ;

$k3$ : Valor do encargo de uso do sistema de distribuição.



Sendo:

$$DRPC_i = \frac{nlp_i}{1008} \quad \text{e} \quad DRCc_i = \frac{nlc_i}{1008} \quad (7)$$

$DRPC_i$ : Índice de duração relativa da transgressão para tensão precária do cliente  $i$ ;

$DRCc_i$ : Índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica do cliente  $i$ ;

$nlp_i$ : Número de leituras situadas na faixa precária do cliente  $i$ ;

$nlc_i$ : Número de leituras situadas na faixa crítica do cliente  $i$ .

Onde:

$$nlp_i = 30 \sum_{h=1}^{24} rpdu_{ih} + 6 \sum_{h=1}^{24} rpsa_{ih} + 6 \sum_{h=1}^{24} rpdo_{ih} \quad (8)$$

$$nlc_i = 30 \sum_{h=1}^{24} rcdu_{ih} + 6 \sum_{h=1}^{24} rcsa_{ih} + 6 \sum_{h=1}^{24} rcdo_{ih} \quad (9)$$

$rpdu_{ih}$ : Variável booleana (0 ou 1), indicando nível de tensão situado na faixa precária, na hora  $h$  de um dia útil, no cliente  $i$ ;

$rpsa_{ih}$ : Variável booleana (0 ou 1), indicando nível de tensão situado na faixa precária, na hora  $h$  de um sábado, no cliente  $i$ ;

$rpdo_{ih}$ : Variável booleana (0 ou 1), indicando nível de tensão situado na faixa precária, na hora  $h$  de um domingo, no cliente  $i$ ;

$rcdu_{ih}$ : Variável booleana (0 ou 1), indicando nível de tensão situado na faixa crítica, na hora  $h$  de um dia útil, no cliente  $i$ ;

$rpsa_{ih}$ : Variável booleana (0 ou 1), indicando nível de tensão situado na faixa crítica, na hora  $h$  de um sábado, no cliente  $i$ ;

$rcdo_{ih}$ : Variável booleana (0 ou 1), indicando nível de tensão situado na faixa crítica, na hora  $h$  de um domingo, no cliente  $i$ .

Desta forma, somando-se o CTNT de todos os clientes, tem-se a compensação total estimada para o alimentador. Como para a otimização do sistema o AG calcula nos pontos de máxima e mínima, e  $f2$  é determinada para cada um dos pontos, 50% da compensação média é atribuída a cada parcela.

Assim a avaliação do custo de violação dos níveis de tensão é o somatório da compensação estimada para cada cliente do sistema.

$$f2 = \frac{1}{2} \sum_{h=1}^2 \sum_{i=1}^{nc} (Violac_{iht} \cdot CM_t) \quad (10)$$

Onde:

$Violac_{iht}$  : Cliente  $i$ , do dia  $h$  com violação de tensão do tipo  $t$ ;

$CM_t$  : Custo médio de compensação do tipo  $t$ .

#### 4.4.3 Custo operacional dos bancos de capacitores

Os bancos de capacitores têm seus custos mensais de depreciação atribuídos à FO na parcela  $f3$ . Os custos com perdas ativas são atribuídos na parcela  $f1$ , já que com a instalação de Capacitores, a perda ativa aumenta. Estas perdas são atribuídas de acordo com o tempo em que o banco permanece ligado na rede de distribuição. Capacitores fixos ficam 24 horas de cada dia em operação, já os bancos automáticos dependem do ajuste definido.

Assim:

$$f3 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{cbn} CBD_i \quad (11)$$

Onde:

$CBD_i$  : Depreciação mensal do BC  $i$ , em R\$;

$cbn$  : Número de BC em operação.

#### 4.4.4 Custo operacional dos bancos de reguladores

Os custos de depreciação dos reguladores de tensão são atribuídos à FO conforme segue:

$$f4 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{nrt} VRD_i \quad (12)$$

Onde:

$VRD_i$  : Depreciação mensal do RT;

$nrt$  : Número de RT em operação;

Os custos com perdas ativas são atribuídos na parcela  $f1$  da FO, de acordo com a potência do banco instalado.

#### 4.4.5 Custo operacional da alteração de TAP<sub>S</sub>

O custo referente à adequação da tensão secundária com a alteração do TAP do transformador é atribuído a FO através da aplicação de um valor padrão para este serviço, definido pelo histórico da empresa.

$$f5 = \sum_{i=1}^{trn} [TR_i \cdot ACO_{TAP}] \quad (13)$$

Onde:

$TR_i$  : Variável *booleana* indicando se o transformador  $i$  teve alteração no TAP;

$ACO_{TAP}$  : Custo médio para troca de TAP de um transformador, em R\$;

$trn$  : Quantidade de transformadores do sistema.

Neste trabalho foi utilizado como custo médio para alteração de TAP o valor de R\$ 50,00, obtido do controle custos baseado em atividades da Certaja Energia.

#### 4.4.6 Custo operacional dos reativos excedentes

Como nossa função objetivo é multiobjetivo, a alocação de capacitores poderá contribuir para a melhoria de tensão em detrimento ao fluxo de potência reativo. Por isso a parcela  $f6$  da FO busca controlar esta entrada de reativos, penalizando o excesso de reativos no sistema.

$$f6 = \frac{1}{2} |(Q_a - Q_i)| \cdot 720 \cdot TS \quad (14)$$

Onde:

$Qa$  : Potência reativa atual, em kVAR;

$Qi$  : Potência Reativa mínima, em kVAR;

$TS$  : Tarifa de Suprimento em R\$.

A potência reativa mínima é obtida através das variáveis: fator de potência desejado para o sistema e potência reativa calculada para o sistema.

$$Qi = Qa - \left( \tan(\cos^{-1}(FPi)) \cdot Pa \right) \quad (15)$$

Onde:

$FPi$  : Fator de potência mínimo;

$Pa$  : Potência Ativa atual, em kW.

## 4.5 Operadores genéticos

Após criada uma população inicial aleatoriamente e avaliada através da FO, conforme descrito anteriormente, uma parte desta população é mantida e fará parte da próxima geração, enquanto os demais passarão pelos operadores genéticos. São eles: seleção, recombinação (*crossover*) e mutação.

Os operadores genéticos são utilizados para assegurar a renovação da próxima geração, mantendo as boas características da geração anterior, diversificando a nova população.

### 4.5.1 Seleção

O método utilizado para seleção de pais pode influenciar bastante o resultado final, pois pode acelerar ou retardar a convergência genética. LINDEN (2008)

Para selecionar os pais que participarão da recombinação para formar a geração seguinte, foi definida a técnica do torneio com elitismo. Esta técnica não influi significativamente no processamento e garante que o desempenho do GA sempre aumente. LINDEN (2008)

O torneio com elitismo consiste que da população corrente serão separadas uma porcentagem (x%) das melhores configurações, chamada população elite, que fará parte integralmente da nova geração. O restante da nova população, ((1-

$x\%).tp)$ , onde  $tp$  é o tamanho da população, será formada pelos descendentes provindos de um torneio, realizado entre os indivíduos não elite e os demais indivíduos da população.

Para cada indivíduo não elite foi realizado um torneio, onde em cada jogo foram selecionadas aleatoriamente duas configurações diferentes e escolhida aquela com o melhor valor da função objetivo (*fitness*), este indivíduo não elite e o vencedor do torneio serão recombinaados em uma taxa de recombinação.

O algoritmo desenvolvido adota como população elite 10% da população corrente, e o torneio é realizado entre dois indivíduos. Estes valores foram utilizados nas simulações e foram definidos como sugestão do *software* desenvolvido, no entanto, poderão ser alterados por usuários futuros.

A Figura 13 ilustra uma seleção por torneio onde o indivíduo 5 recombinaará com o indivíduo 4, vencedor do torneio com o indivíduo 16.

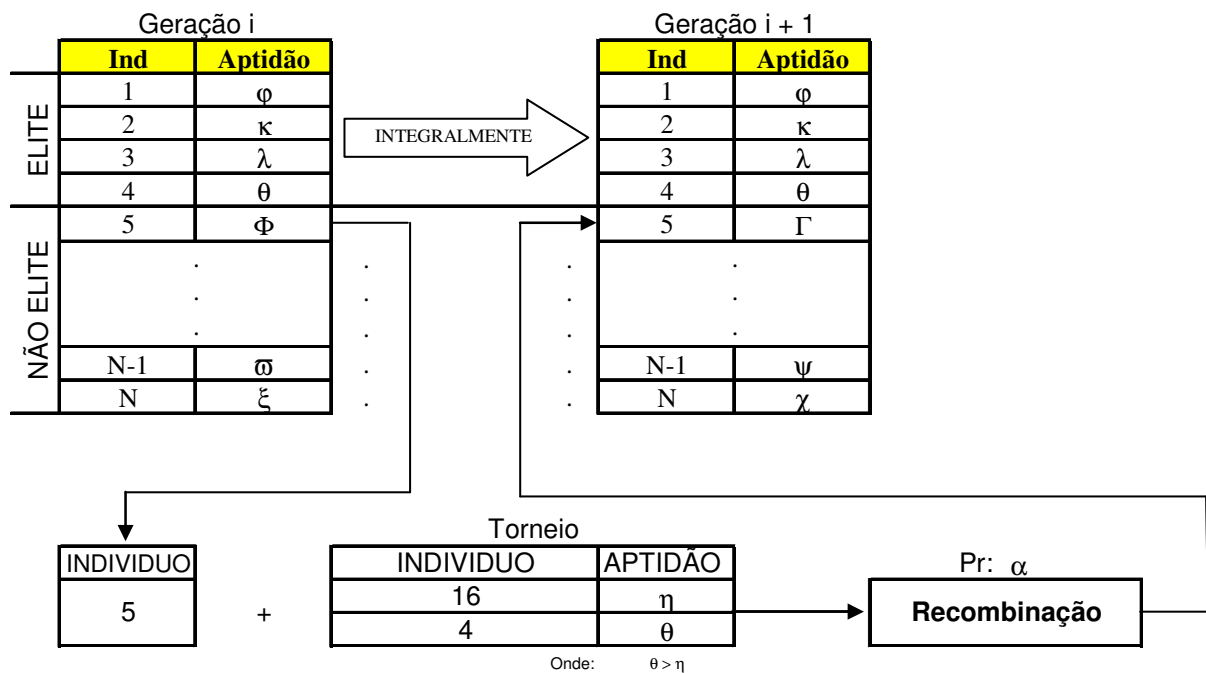


Figura 13 – Ilustração de um torneio.

A seguir será tratada a recombinação dos indivíduos selecionados para o cruzamento.

#### 4.5.2 Recombinação

O processo de recombinação utilizado é a recombinação uniforme ou *crossover* uniforme. Este método consiste em sortear um número zero ou um para cada *gene*. Se o valor sorteado for igual a um, o filho número um recebe o *gene* da posição corrente do primeiro pai e o segundo filho o *gene* corrente do segundo pai. Por outro lado, se o número sorteado for zero, as atribuições serão invertidas: o primeiro filho recebe o *gene* corrente do segundo pai e o segundo filho recebe.

A Figura 14 ilustra o processo de cruzamento uniforme.

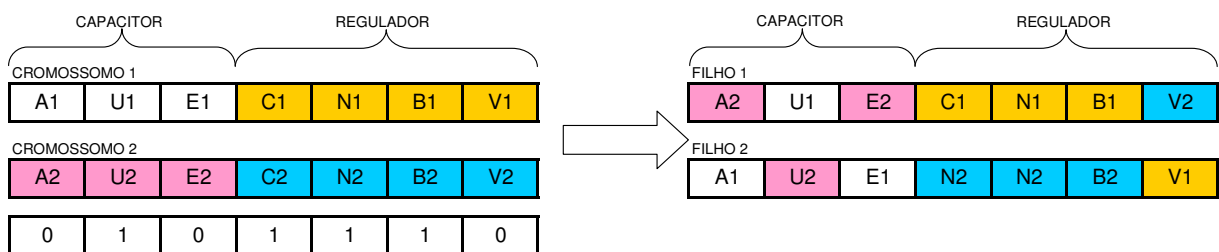


Figura 14 – Crossover uniforme.

O processo de cruzamento ocorre dentro de uma probabilidade de recombinação ( $P_r$ ) que é *default* do *software* em 90%, ou seja, 90% das vezes ocorre recombinação, para os outros 10% o primeiro pai passa integralmente para a próxima geração.

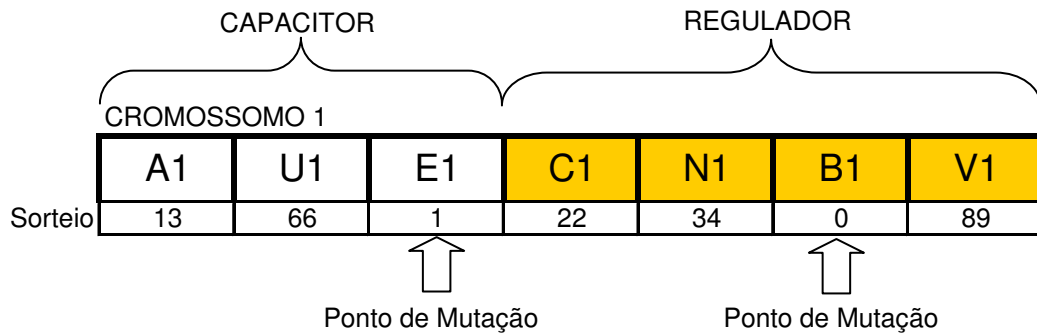
#### 4.5.3 Mutação

O operador de mutação é fundamental para que o AG, pois é ele que garante a continuidade da existência da diversidade genética na população. A mutação ocorre dentro de uma probabilidade de mutação ( $P_m$ ) que não deve ser muito baixa nem muito alta, pois se for muito baixa ele agirá extremamente parcimonioso e a população não terá diversidade. Se ele for muito alto, o AG passará a se comportar como um algoritmo aleatório (*random walk*) e perderá suas mais importantes características. LINDEN (2008)

O valor usual para a taxa de mutação está entre 0,5% e 1%. Neste trabalho foi utilizada uma taxa de mutação  $P_m$  de 1%.

Após o cruzamento, o operador mutação percorre cada gene do novo cromossomo, sorteando um número aleatório entre 1 e 100. Se este número for menor ou igual à probabilidade de mutação, o gene sofre a mutação.

A Figura 15 ilustra o operador de mutação.



**Figura 15 – Operador de Mutação.**

Para efetuar a mutação, para cada *gene* que compõem o cromossomo, procede-se da seguinte maneira:

### **CAPACITOR**

$A_n$  – Barra de alocação do banco de capacitores – A mutação ocorre com um novo sorteio aleatório, ou seja, o banco de capacitor é alocado em outra barra;

$U_n$  – Número do banco de capacitores – A mutação ocorre trocando o banco selecionado por outro disponível. Caso não haja mais bancos disponíveis o banco é desligado;

$E_n$  – Estado do banco de capacitores – A mutação complementa o estado atual.

### **REGULADOR DE TENSÃO**

$C_n$  – Configuração do banco de reguladores – Aleatoriamente e alterado a ligação para outra factível para as características dos reguladores. Se não houver mais possibilidades, aleatoriamente o banco é desligado ou permanece com a mesma ligação.

$N_n$  – Número do banco de reguladores - A mutação ocorre trocando o banco selecionado por outro disponível. Caso não haja mais bancos disponíveis o banco é desligado;

$B_n$  – Barra de alocação do banco de reguladores – A mutação ocorre com um novo sorteio aleatório, ou seja, o banco é alocado em outra barra;

$V_n$  – Tensão de referência – Uma nova tensão de referência é sorteada aleatoriamente, dentro do range permitido para o tipo de regulador selecionado.

A Figura 16 ilustra um processo de mutação.

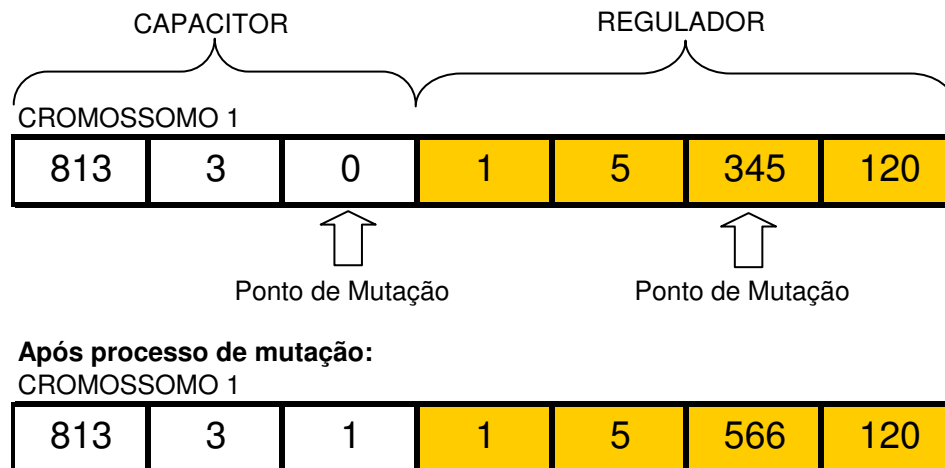


Figura 16 – Exemplo de mutação.

#### 4.6 Critério de parada

O critério de parada adotado compara a melhor solução, se esta não apresenta melhoria durante um número especificado de iterações ou o número máximo de gerações é atingido, o processo é considerado convergido.

Definimos para os testes que o número máximo de gerações é 50 e que se durante 5 gerações não houver melhoria o algoritmo genético deve parar.

Estes valores são empíricos e provém de simulações em que observamos que este critério contempla resultados dentro do esperado.

#### 4.7 Heurística de alteração de TAPs

A alteração de TAP dos transformadores é opcional, no entanto verificou-se através de testes que com ela é que se consegue um melhor aproveitamento das alocações e um maior número de regularização de clientes com níveis inadequados de tensão.

A heurística para ajuste dos TAP<sub>s</sub> consiste em considerar a tensão primária calculada no horário de carga máxima e mínima, ajustando o TAP do transformador.



É avaliado o nível de tensão para os dois patamares, ajustando o TAP para a posição mais adequada para ambas às situações.

Como o cadastro não possui o número de TAP<sub>s</sub> disponíveis para cada transformador, considerou-se nas simulações que cada transformador possui 3 TAP<sub>s</sub>, valor padrão ABNT.

Os seguintes limites são utilizados para o ajuste do TAP:

**Tabela 1 – Heurística de TAP<sub>s</sub>.**

TENSÃO PRIMÁRIA	TAP
$V_p > 0.95PU$	1
$0.85PU < V_p \leq 0.95PU$	2
$V_p \leq 0.85PU$	3

#### 4.8 Implementação do algoritmo

Os algoritmos desenvolvidos neste trabalho, tanto o de alocação simultânea de banco de capacitores e reguladores de tensão, quanto o de fluxo de potência iterativo, foram implementados em DELPHI, gerando assim um software que possibilita a utilização irrestrita. Também foi gerado um software extrator de dados do sistema SGD, o GIS de gerenciamento utilizado pela Certaja Energia, que possibilita criar arquivos de entrada para o sistema proposto, de maneira rápida e eficiente.

#### 4.9 Considerações finais do capítulo

Este capítulo buscou apresentar o método proposto, onde foi detalhado o algoritmo genético desenvolvido, os operadores genéticos utilizados, a formulação matemática da função objetivo e a heurística de troca de TAP<sub>s</sub> dos transformadores de distribuição.

Diferencialmente de trabalhos correlatos, este trabalho considera o reflexo das alocações de bancos de capacitores e reguladores de tensão nos circuitos de baixa tensão. Os níveis de tensão em cada consumidor, as perdas de energia nos medidores, ramais, circuitos secundários, transformadores, redes primárias e

equipamentos são considerados na função objetivo. O custo operacional para ajustar os TAP<sub>S</sub> dos transformadores e o fluxo de reativos também são considerados na otimização.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados para duas redes reais.

## **5 RESULTADOS OBTIDOS**

### **5.1 Introdução**

Neste capítulo serão apresentadas três simulações realizadas em sistemas reais, a primeira trata-se de um alimentador com 177 km de extensão de rede primária, com 320 circuitos secundários. O segundo e o terceiro são em um alimentador com 267km de rede primária e 502 circuitos secundários.

As premissas serão informadas para cada simulação, bem como os equipamentos disponíveis para a alocação.

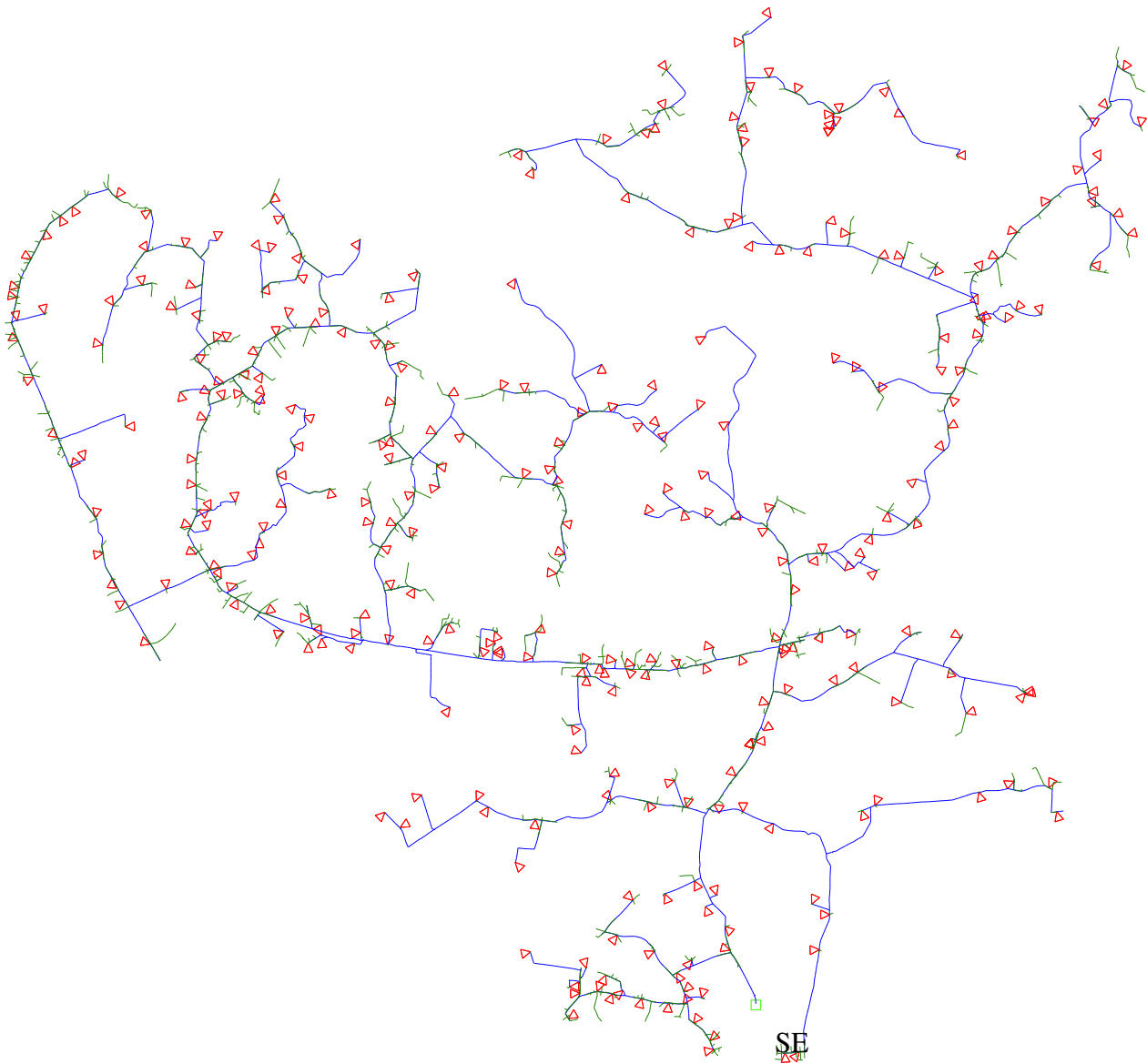
As simulações foram realizadas em um notebook Toshiba, processador Intel Core 2 de 1.6GHz, 2GB de memória RAM, sistema operacional Windows 7.

### **5.2 Características técnicas do alimentador BDR, com 320 circuitos secundários**

O primeiro alimentador simulado foi o denominado BDR, que pode ser visualizado na Figura 17. Este alimentador encontra-se em operação na Permissionária Certaja Energia.

A configuração atual do alimentador BDR possui apenas um Banco de Capacitores de 150 kVAr instalado no início do circuito, porém, para esta simulação o banco em operação foi considerado desligado, para que o algoritmo aloque eficientemente todos reativos capacitivos necessários.

A demanda máxima e mínima do alimentador são 784 kW e 264 kW verificadas às 20 horas e 6 horas do domingo, respectivamente. A perda técnica média é de 6,79%, e o fator de potência médio é de 0,76. Este alimentador atende 1 cliente do grupo A (atendido em média tensão) e 1479 do grupo B (atendidos em baixa tensão).



**Figura 17 – Alimentador BDR.**

A Figura 18 mostra as demandas ativas e reativas horárias, calculadas pelo fluxo desenvolvido, por dia da semana.

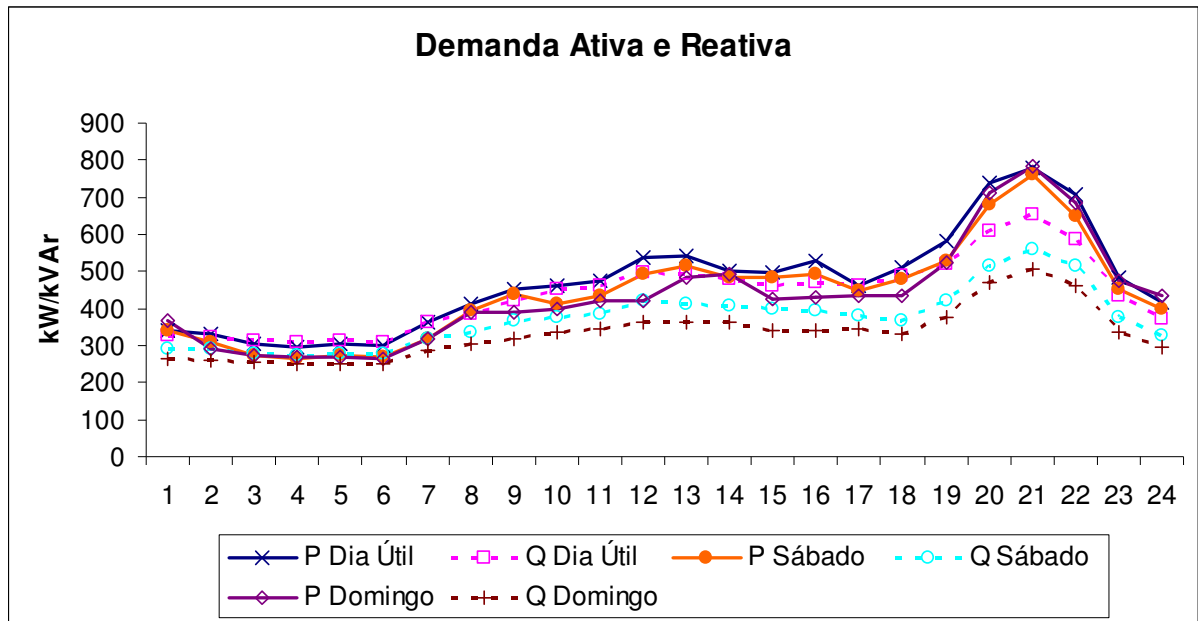


Figura 18 – Potências Ativas e Reativas - BDR Original.

A Figura 19 mostra o perfil de tensão no tronco do alimentador, calculada no horário de máxima demanda.

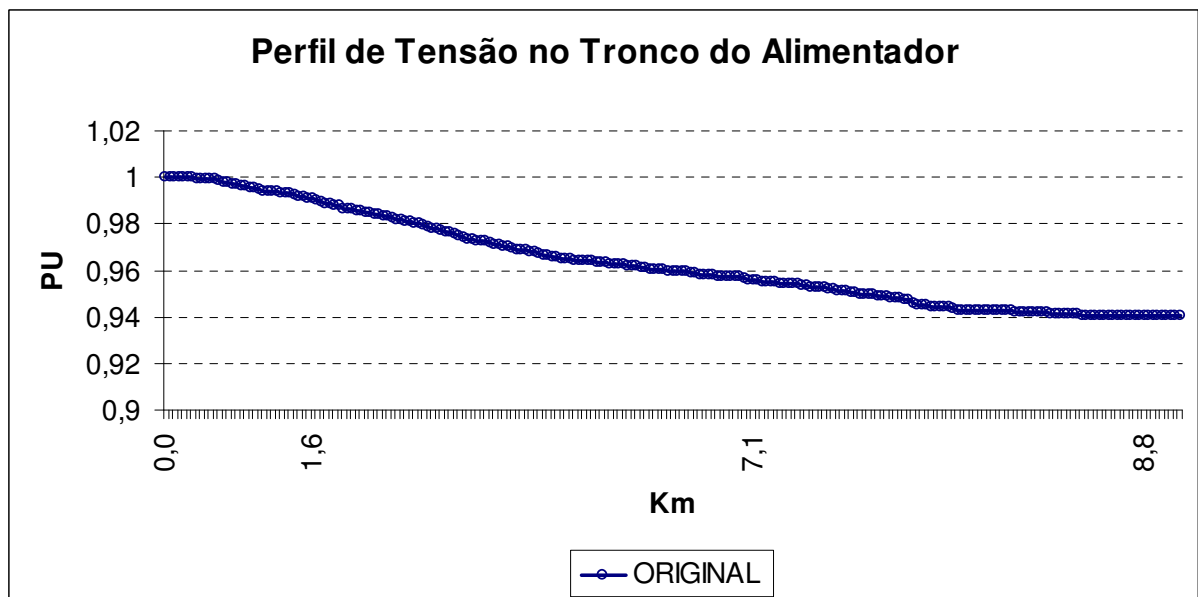


Figura 19 – Perfil de tensão no tronco do alimentador BDR.

A Tabela 2 traz as características técnicas do alimentador BDR na configuração atual, calculadas pelo algoritmo desenvolvido.

Tabela 2 – Características técnicas - BDR original.

		DIA ÚTIL	SÁBADO	DOMINGO
DEMANDAS	POTÊNCIA ATIVA MÁXIMA (kW)	779,03	759,28	784,28
	POTÊNCIA REATIVA MÁXIMA (kVAr)	654,16	561,63	505,78
	POTÊNCIA ATIVA MÉDIA (kW)	471,58	441,01	432,93
	POTÊNCIA REATIVA MÉDIA (kVAr)	437,48	373,84	333,87
PERDAS	ATIVA, REDE PRIMÁRIA (kW)	18,50	15,06	13,67
	REATIVA, REDE PRIMÁRIA (kVAr)	7,58	6,16	5,59
	ATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kW)	4,49	4,10	3,85
	REATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kVAr)	0,62	0,57	0,53
	ATIVA, TRANSFORMADORES (kW)	9,04	8,71	8,58
	REATIVA, TRANSFORMADORES (kVAr)	58,21	57,76	57,58
	ATIVA, REGULADORES (kW)	0,00	0,00	0,00
	REATIVA, REGULADORES (kVAr)	0,00	0,00	0,00
	ATIVA, CAPACITORES (kW)	0,00	0,00	0,00
	REATIVA, CAPACITORES (kVAr)	0,00	0,00	0,00
	<b>ATIVA TOTAL (kW)</b>	<b>32,02</b>	<b>27,87</b>	<b>26,09</b>
	<b>REATIVA TOTAL (kVAr)</b>	<b>66,40</b>	<b>64,49</b>	<b>63,70</b>
	<b>ATIVA TOTAL (%)</b>	<b>14,08</b>	<b>14,62</b>	<b>14,71</b>
	<b>REATIVA TOTAL (%)</b>	<b>15,18</b>	<b>17,25</b>	<b>19,08</b>
	TENSÃO	TENSÃO CRÍTICA (PU)	0,92	
CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRC		0		
CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRP		1		
CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRC		1009		
CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRP		27		
<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRC (R\$)</b>		<b>197.169,01</b>		
<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRP (R\$)</b>		<b>2.405,53</b>		
<b>TOTAL DE COMPENSAÇÃO (R\$)</b>		<b>199.574,54</b>		

Verificamos que o cliente de média tensão possui violação nos limites de tensão, estando situado na faixa precária. Já para os clientes de baixa tensão, tem-se 1036 (70% do total) com violação da faixa crítica de tensão. Esta estimativa aponta para um ressarcimento da ordem de R\$ 200.000,00 mensais, caso todos os clientes protocolarem reclamação.

Para simular as alocações, é necessário indicar para o algoritmo os equipamentos disponíveis, assim, foram disponibilizados os seguintes equipamentos para este alimentador:

Tabela 3 – Equipamentos disponíveis - Simulação 1.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	DEPRECIÇÃO UNIT.
CAPACITOR FIXO 100kVAr	3	R\$ 450,00
CAPACITOR FIXO 150kVAr	1	R\$ 550,00
CAPACITOR AUT 300kVAr	1	R\$ 3.700,00
REGULADOR MONOFÁSICO 7,967kV	3	R\$ 3.300,00

Estes equipamentos foram definidos de acordo com a disponibilidade da empresa.

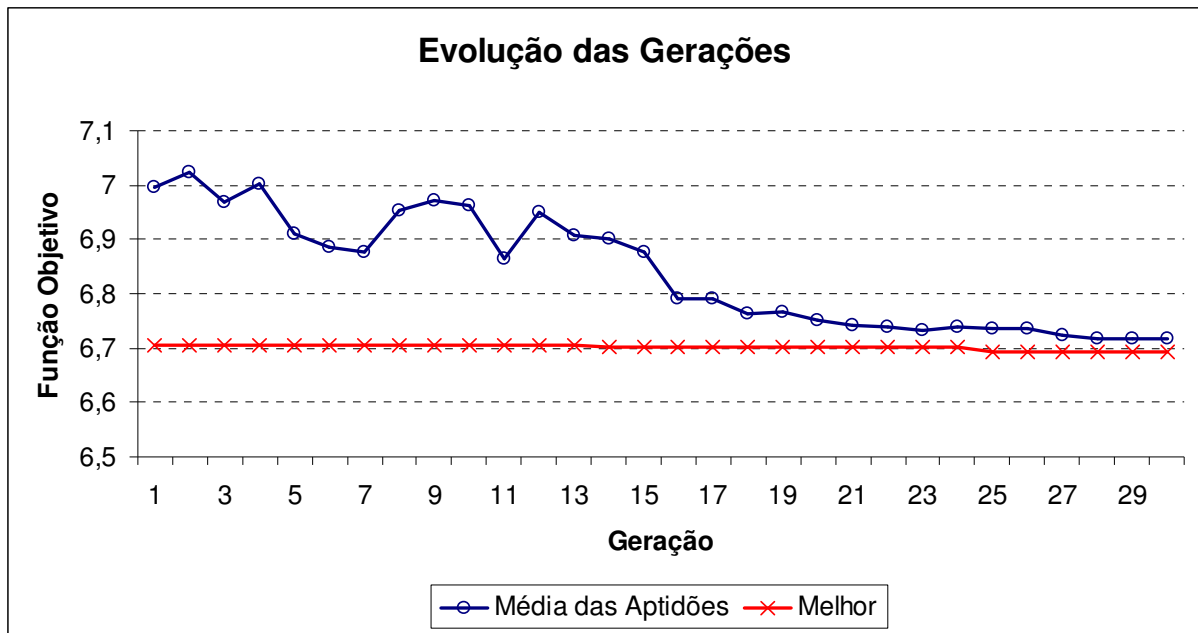
O algoritmo genético foi parametrizado conforme Tabela 4.

**Tabela 4 – Parâmetros do AG - Simulação 1.**

População	100
População Elite (%)	10
Taxa de Recombinação (%)	90
Taxa de Mutação (%)	1
Indivíduos para torneio	2
Alocação somente no tronco	Sim
Alterar TAP de transformadores	Sim
Custo para alteração de TAP (R\$)	50
Número máximo de Gerações	50
Gerações para convergência	5

Para esta rede de distribuição e com os parâmetros genéticos ajustados, o algoritmo indicou um resultado em aproximadamente 18 horas de processamento, onde foi obtido o resultado descrito a seguir.

O processamento deu-se em 30 gerações, conforme Figura 20, onde pode-se observar a melhoria contínua da melhor solução e a diversidade genética da população reduzindo com o passar do tempo. Nota-se ainda o operador mutação contribuindo para a diversificação.

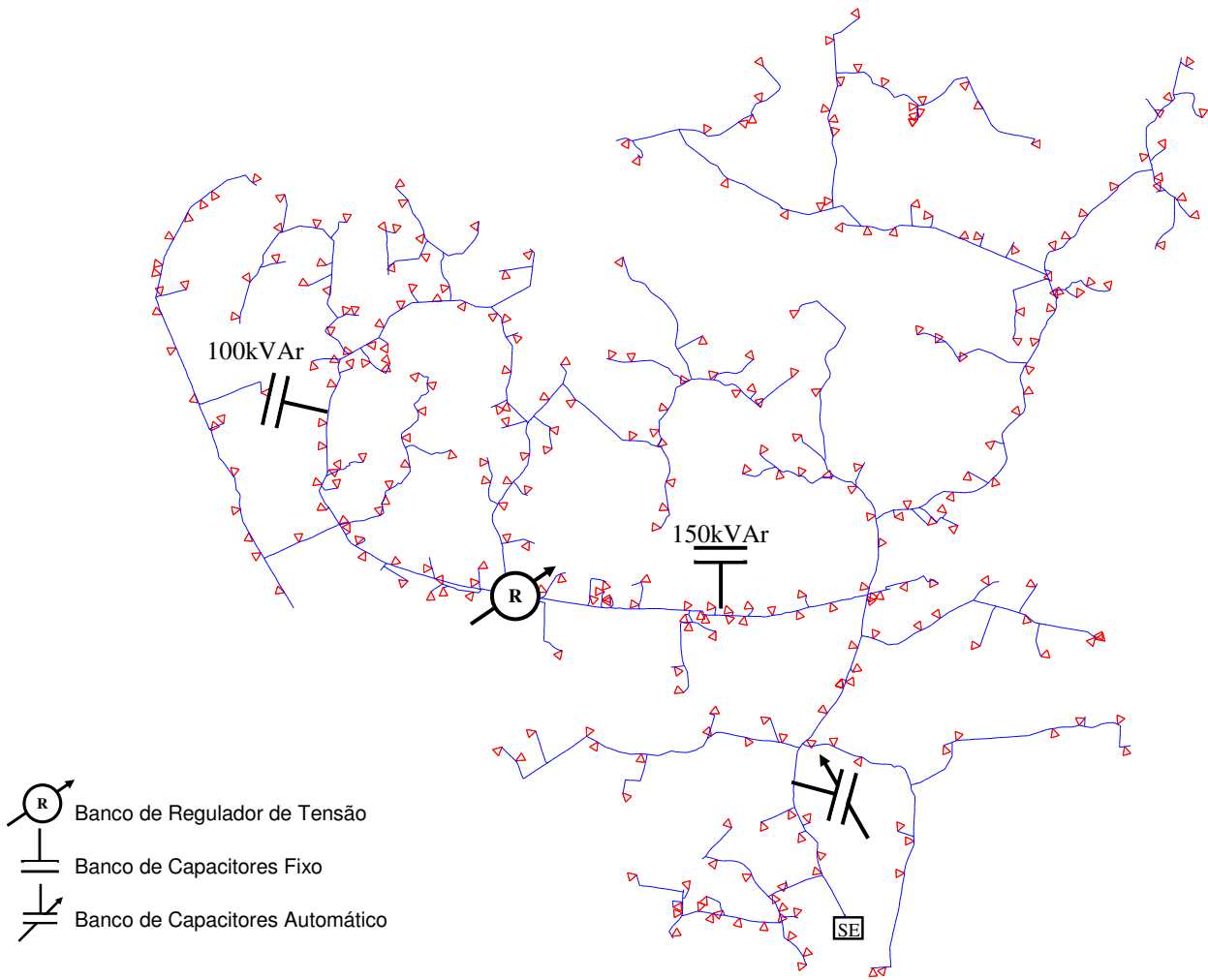


**Figura 20 – Processamento da Simulação 1.**

Já na primeira geração um indivíduo (solução) apresentou excelente aptidão. Nas gerações seguintes pouca melhora houve em reação ao resultado da primeira geração, no entanto, esta solução é muito superior a condição inicial, como veremos no resultado final.

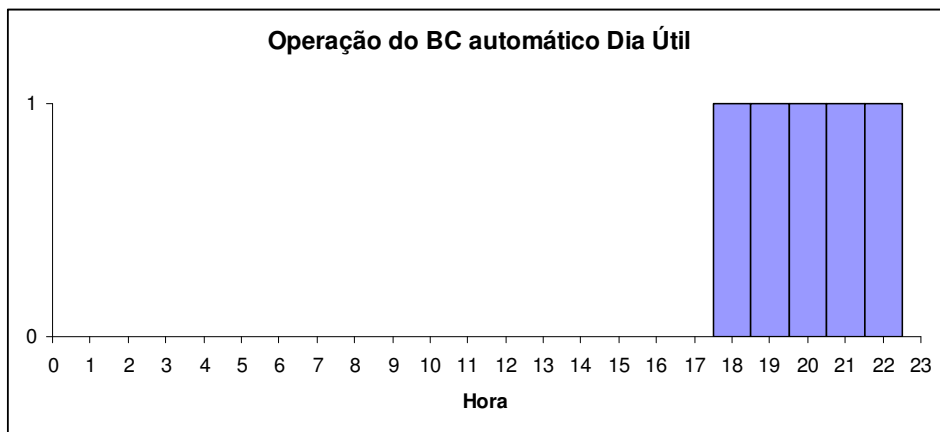
O algoritmo genético alocou dois bancos de capacitores fixos, um de 100kVAr e outro de 150kVAr. Um banco automático de 300kVAr e o banco de regulador de tensão. Os equipamentos foram alocados conforme ilustra a Figura 21.





**Figura 21 – Alimentador BDR após alocações.**

O banco de capacitores automático foi alocado na barra 171 e opera conforme indica a Figura 22, ou seja, o BC fica ligado de 18 a 23 horas.



**Figura 22 – Operação BC automático - BDR.**

O algoritmo de alocação trabalha nos horários de demanda máxima e mínima, no entanto, a resposta final é calculada para dias úteis, sábado e domingo.

Para sábados e domingos o banco de capacitores automático não opera, ficando desligado durante as 24 horas.

Os bancos de capacitores fixos foram alocados nas barras 1259 e 1506.

O regulador de tensão foi alocado na barra 1337, com uma tensão de referência de 120V, o que define sua tensão de fase de saída em 7967V.

As demandas ativas e reativas, na nova configuração, são ilustradas na Figura 23. Observa-se a ação dos bancos fixos e do banco automático no dia útil.

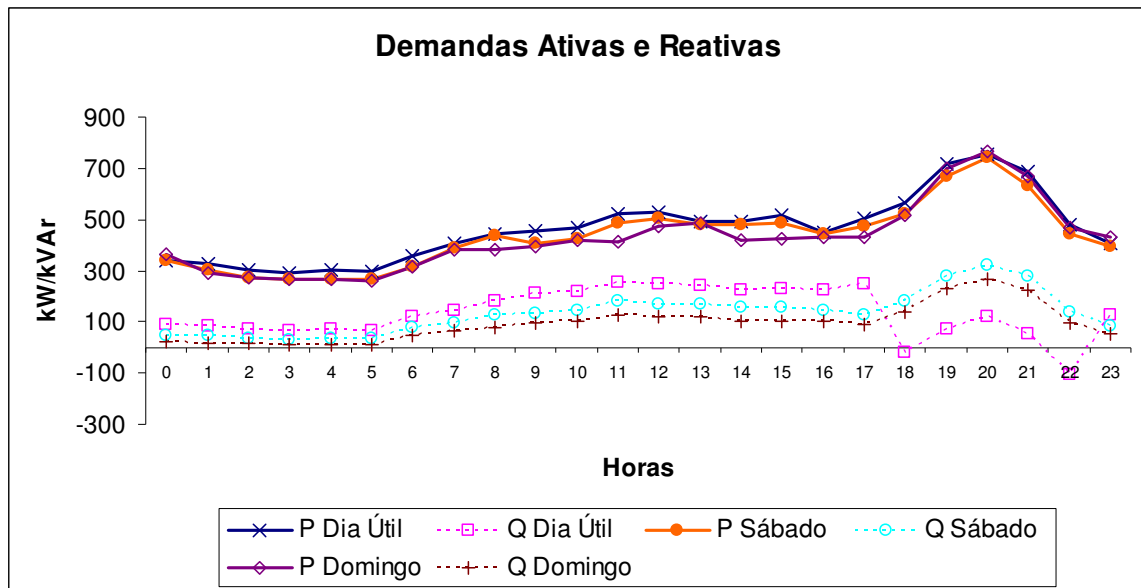


Figura 23 – Demandas ativas e reativas após alocações - BDR.

O perfil de tensão no tronco do alimentador obteve um ajuste, conforme ressalta a Figura 24.

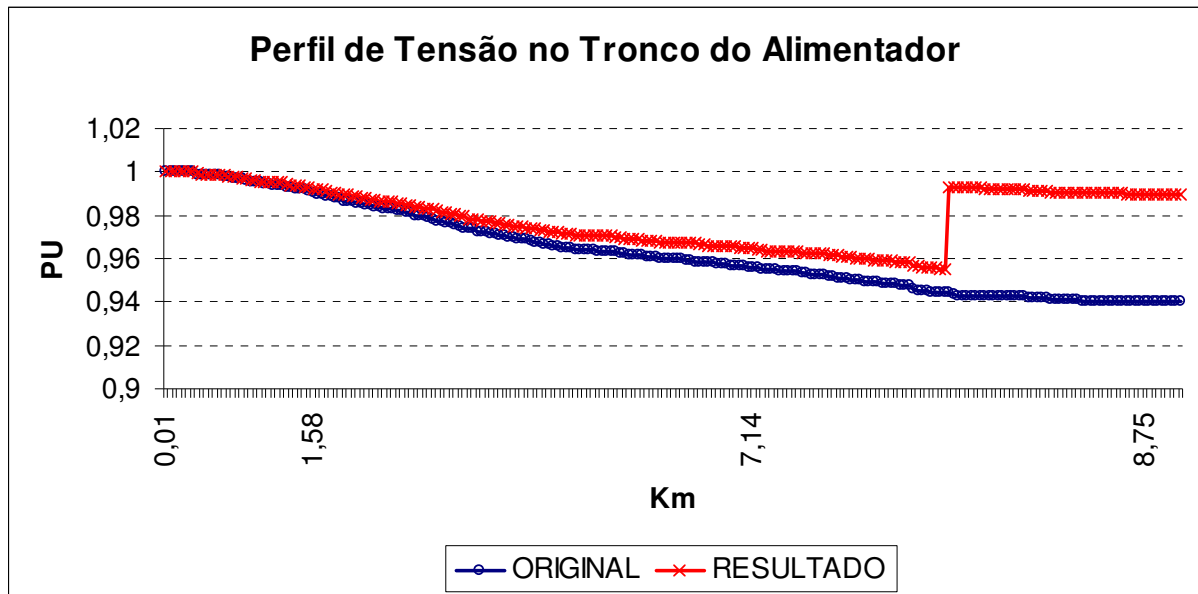


Figura 24 – Perfil de tensão no tronco do alimentador BDR, após alocações.

Com estas alocações, o algoritmo indica a necessidade de ajuste de TAP em 263 transformadores (82% do total) onde haverá um custo operacional de R\$ 13.150,00.

Assim, o circuito apresentará as novas condições de operação mostradas na Tabela 5.

Tabela 5 – Características técnicas - BDR após alocações.

		DIA ÚTIL	SÁBADO	DOMINGO
DEMANDAS	POTÊNCIA ATIVA MÁXIMA (kW)	754,66	738,95	765,10
	POTÊNCIA REATIVA MÁXIMA (kVAr)	117,44	319,52	265,17
	POTÊNCIA ATIVA MÉDIA (kW)	462,53	434,36	427,40
	POTÊNCIA REATIVA MÉDIA (kVAr)	133,3	131,33	91,64
PERDAS	ATIVA, REDE PRIMÁRIA (kW)	11,60	10,16	9,78
	REATIVA, REDE PRIMÁRIA (kVAr)	4,74	4,15	3,97
	ATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kW)	5,23	4,81	4,48
	REATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kVAr)	0,72	0,66	0,62
	ATIVA, TRANSFORMADORES (kW)	9,16	8,82	8,69
	REATIVA, TRANSFORMADORES (kVAr)	59,15	58,61	58,40
	ATIVA, REGULADORES (kW)	0,71	0,71	0,71
	REATIVA, REGULADORES (kVAr)	1,22	1,22	1,22
	ATIVA, CAPACITORES (kW)	0,23	0,19	0,19
	REATIVA, CAPACITORES (kVAr)	0,02	0,02	0,02
	<b>ATIVA TOTAL (kW)</b>	<b>26,931</b>	<b>24,688</b>	<b>23,853</b>
	<b>REATIVA TOTAL (kVAr)</b>	<b>65,85</b>	<b>64,664</b>	<b>64,227</b>
	<b>ATIVA TOTAL (%)</b>	<b>14,24</b>	<b>14,89</b>	<b>15,03</b>
	<b>REATIVA TOTAL (%)</b>	<b>49,40</b>	<b>49,24</b>	<b>70,09</b>
TENSÃO	TENSÃO CRÍTICA DE FASE (kV)	7,52		
	CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRC	0		
	CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRP	0		
	CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRC	0		
	CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRP	0		
	<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRC (R\$)</b>	<b>0,00</b>		
	<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRP (R\$)</b>	<b>0,00</b>		
	<b>TOTAL DE COMPENSAÇÃO (R\$)</b>	<b>0,00</b>		

A Tabela 6 traz um comparativo entre as parcelas da FO antes e após as alocações.

**Tabela 6 – FO do Circuito Original e da Proposta – Simulação 1.**

ITEM	DESCRIÇÃO	ORIGINAL	PROPOSTA
<i>f1</i>	Perdas Ativas	R\$ 15.687,98	R\$ 11.570,60
<i>f2</i>	Violação dos Níveis de Tensão	R\$ 199.574,50	R\$ 0,00
<i>f3</i>	Banco de Capacitores	R\$ 0,00	R\$ 5.150,00
<i>f4</i>	Reguladores de Tensão	R\$ 0,00	R\$ 9.900,00
<i>f5</i>	Alteração de TAP <sub>s</sub>	R\$ 0,00	R\$ 13.150,00
<i>f6</i>	Reativo Excedente	R\$ 313,29	R\$ 69,80
FO	Função Objetivo	R\$ 215.575,80	R\$ 39.840,40

Dos dados técnicos destacam-se a redução média em perdas ativas totais da ordem de 10,56% onde a perda em rede primária reduziu 32,8% comparada com o original.

Houve uma redução de 69% do consumo de reativos na subestação, com uma redução de 33% do consumo reativo em rede primária.

O fator de potência médio passa de 0,76 para 0,97. Os níveis de tensão de todos os consumidores ficam em níveis adequados, inexistindo violações e, por conseguinte, compensação financeira.

O algoritmo se demonstrou eficiente na alocação, atingindo os objetivos: ajustou todas as tensões para clientes secundários e primários, reduziu perdas ativas e reativas e ajustou o fator de potência. Destaca-se a redução de 81,52% do valor da FO.

### 5.3 Características técnicas do alimentador SCR2, com 502 circuitos secundários.

O segundo alimentador simulado foi o denominado SCR2, que é ilustrado pela Figura 25.

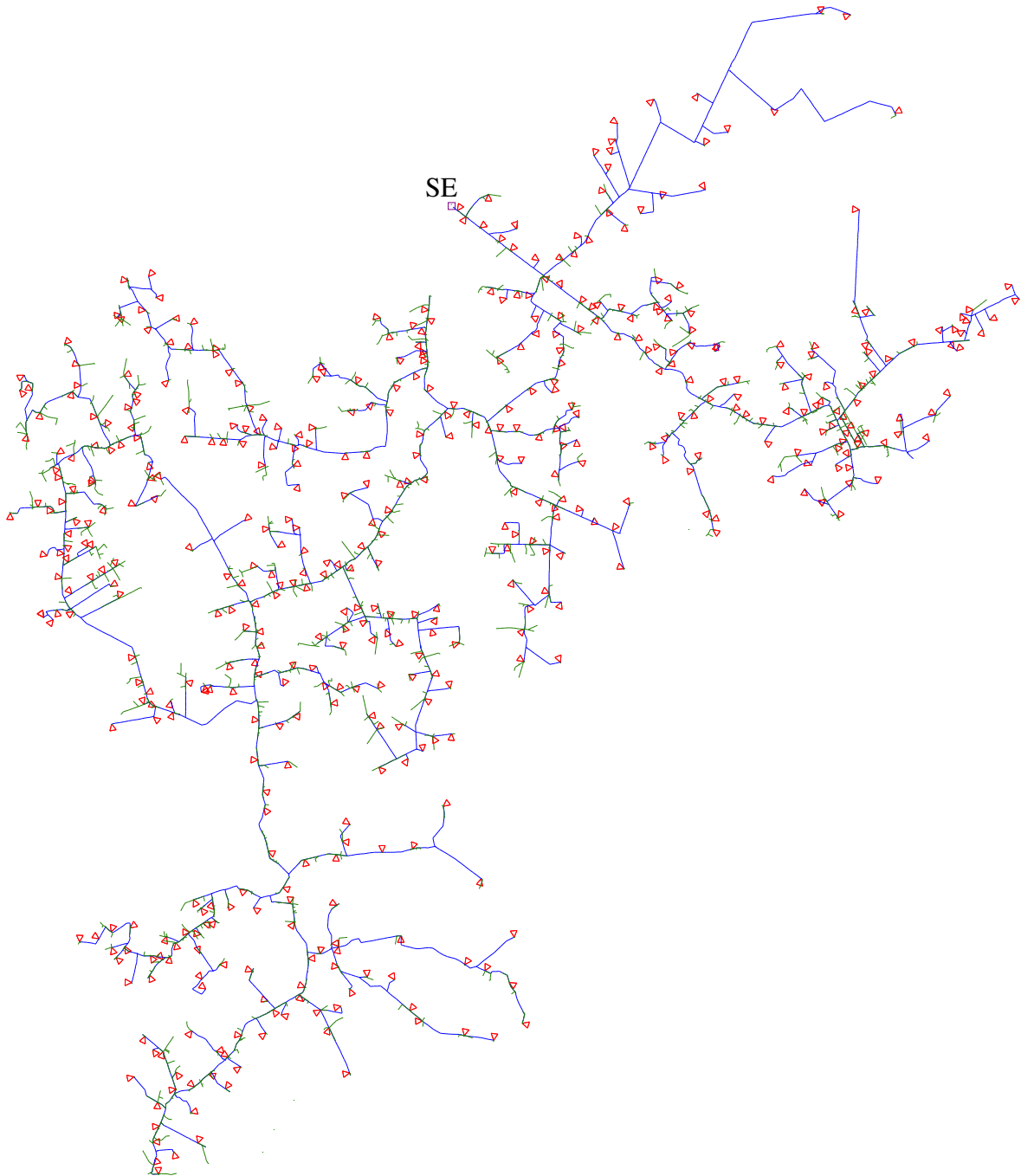


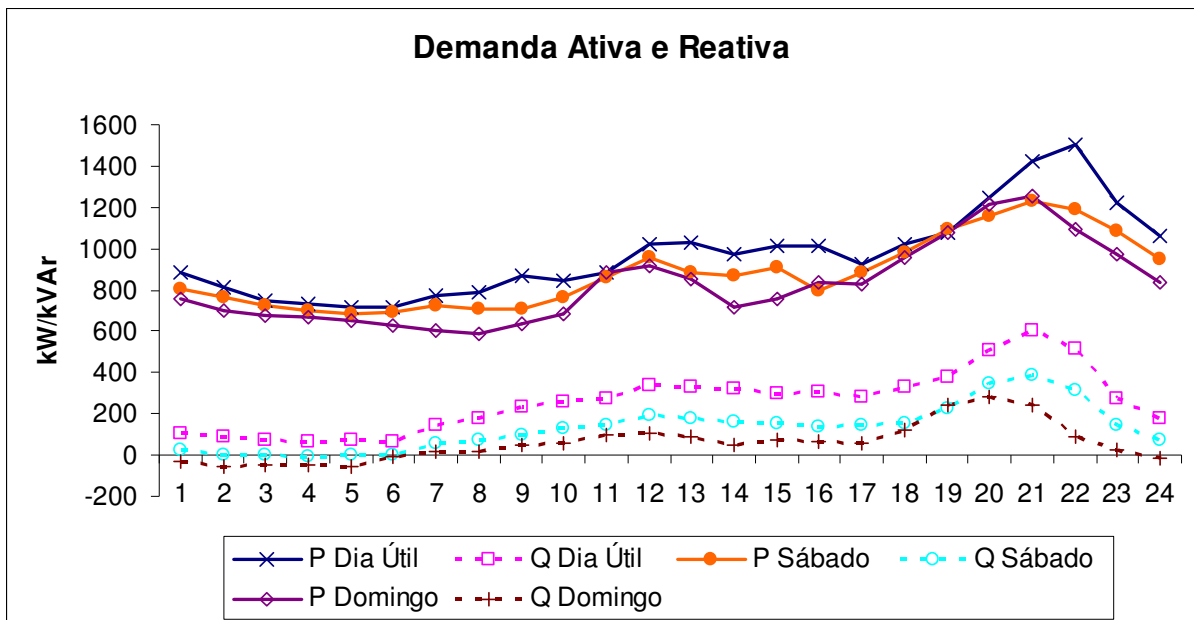
Figura 25 – Alimentador SCR2.

Este alimentador encontra-se em operação na Permissionária Certaja Energia, no município de Santa Cruz do Sul.

O alimentador SCR2 possui 502 circuitos secundários, atende 3 clientes do grupo A e 2137 clientes do grupo B. Possui 267km de extensão e uma demanda máxima de aproximadamente 1,5MW.

Na configuração atual o alimentador possui 1 banco de reguladores de tensão, ligação estrela e 450kVAr em capacitores fixos distribuídos em 3 bancos ligados em estrela isolada.

A Figura 26 mostra as demandas ativas e reativas calculadas para os dias da semana.



**Figura 26 – Potências Ativas e Reativas – SCR2 Original.**

A perda técnica média é de 10,72%, e o fator de potência médio é de 0,98. O perfil de tensão no tronco do alimentador pode ser ilustrado pela Figura 27.

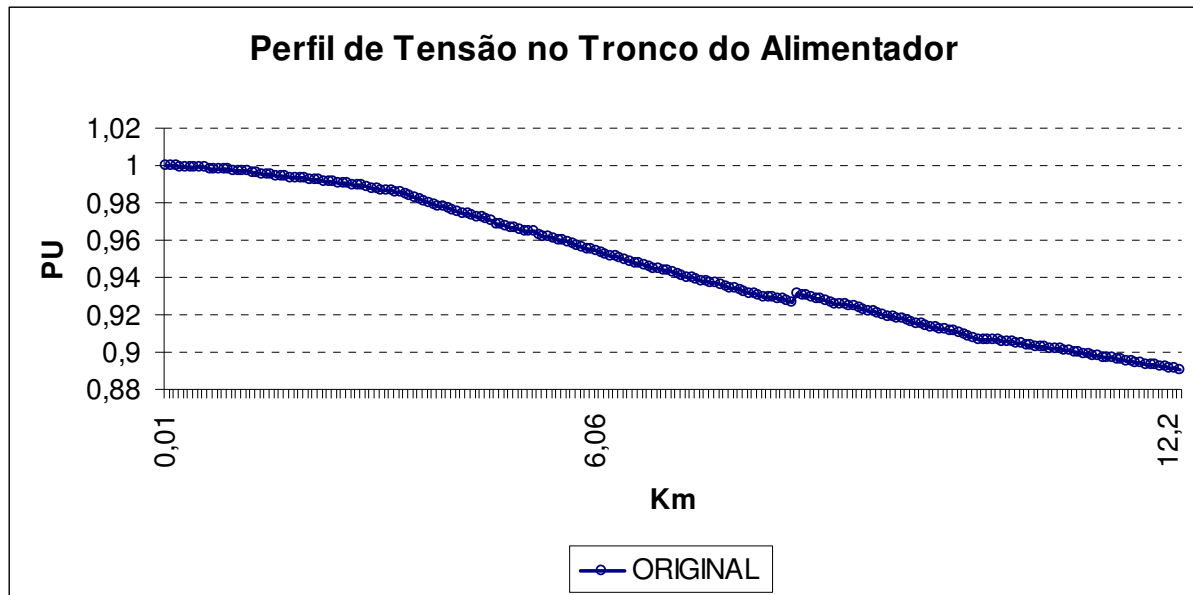


Figura 27 – Perfil de tensão no tronco do alimentador SCR2.

Nota-se o ponto de instalação do regulador de tensão, com pouca contribuição para a correção do perfil da tensão.

A Tabela 7 traz os dados técnicos do alimentador em estudo.

Tabela 7 – Características técnicas – SCR2 original.

		DIA ÚTIL	SÁBADO	DOMINGO	
DEMANDAS	POTÊNCIA ATIVA MÁXIMA (kW)	1503,87	1226,44	1255,53	
	POTÊNCIA REATIVA MÁXIMA (kVAr)	511,51	383,48	243,49	
	POTÊNCIA ATIVA MÉDIA (kW)	969,72	879,79	823,96	
	POTÊNCIA REATIVA MÉDIA (kVAr)	259,65	129,96	58,85	
PERDAS	ATIVA, REDE PRIMÁRIA (kW)	57,91	44,84	38,88	
	REATIVA, REDE PRIMÁRIA (kVAr)	24,76	19,16	16,64	
	ATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kW)	30,80	18,66	17,62	
	REATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kVAr)	4,94	3,00	2,83	
	ATIVA, TRANSFORMADORES (kW)	14,26	13,53	13,25	
	REATIVA, TRANSFORMADORES (kVAr)	83,9	82,83	82,50	
	ATIVA, REGULADORES (kW)	0,71	0,71	0,71	
	REATIVA, REGULADORES (kVAr)	1,22	1,22	1,22	
	ATIVA, CAPACITORES (kW)	0,3	0,3	0,3	
	REATIVA, CAPACITORES (kVAr)	0,03	0,03	0,03	
	<b>ATIVA TOTAL (kW)</b>	<b>103,98</b>	<b>78,05</b>	<b>70,76</b>	
	<b>REATIVA TOTAL (kVAr)</b>	<b>114,85</b>	<b>106,24</b>	<b>103,22</b>	
	<b>ATIVA TOTAL (%)</b>	<b>11,84</b>	<b>12,08</b>	<b>12,53</b>	
	<b>REATIVA TOTAL (%)</b>	<b>44,23</b>	<b>81,75</b>	<b>175,40</b>	
	TENSÃO	TENSÃO CRÍTICA (PU)	0,84		
		CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRC	2		
CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRP		0			
CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRC		311			
CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRP		226			
<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRC (R\$)</b>		<b>73.986,60</b>			
<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRP (R\$)</b>		<b>4.606,18</b>			
<b>TOTAL DE COMPENSAÇÃO (R\$)</b>		<b>78.592,78</b>			

Nas condições atuais há uma compensação estimada de aproximadamente R\$ 79.000,00, onde 66,67% dos clientes do Grupo A e 25,13% dos clientes do Grupo B possuem alguma violação da faixa adequada de tensão.

O algoritmo genético foi parametrizado de acordo com a Tabela 8.

População	100
População Elite (%)	10
Taxa de Recombinação (%)	90
Taxa de Mutação (%)	1
Indivíduos para torneio	2
Alocação somente no tronco	Sim
Alterar TAP de transformadores	Sim
Custo para alteração de TAP (R\$)	50
Número máximo de Gerações	30
Gerações para convergência	10

Para a otimização, considerou-se desligados os bancos de capacitores e o banco de reguladores existentes, disponibilizando-os para uma nova realocação. Desta forma, os seguintes equipamentos foram disponibilizados para alocação, conforme Tabela 9.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	DEPRECIÇÃO UNIT.
CAPACITOR FIXO 100kVAr	4	R\$ 450,00
CAPACITOR FIXO 150kVAr	3	R\$ 550,00
CAPACITOR AUT 200kVAr	2	R\$ 2.700,00
REGULADOR MONOFÁSICO 7,967kV	6	R\$ 3.300,00



O processamento deu-se em 30 gerações, utilizando 25 horas, conforme Figura 28, onde pode-se observar a melhoria contínua da melhor solução e a diversidade genética da população reduzindo com o passar do tempo. Nota-se ainda o operador mutação contribuindo para a diversificação.

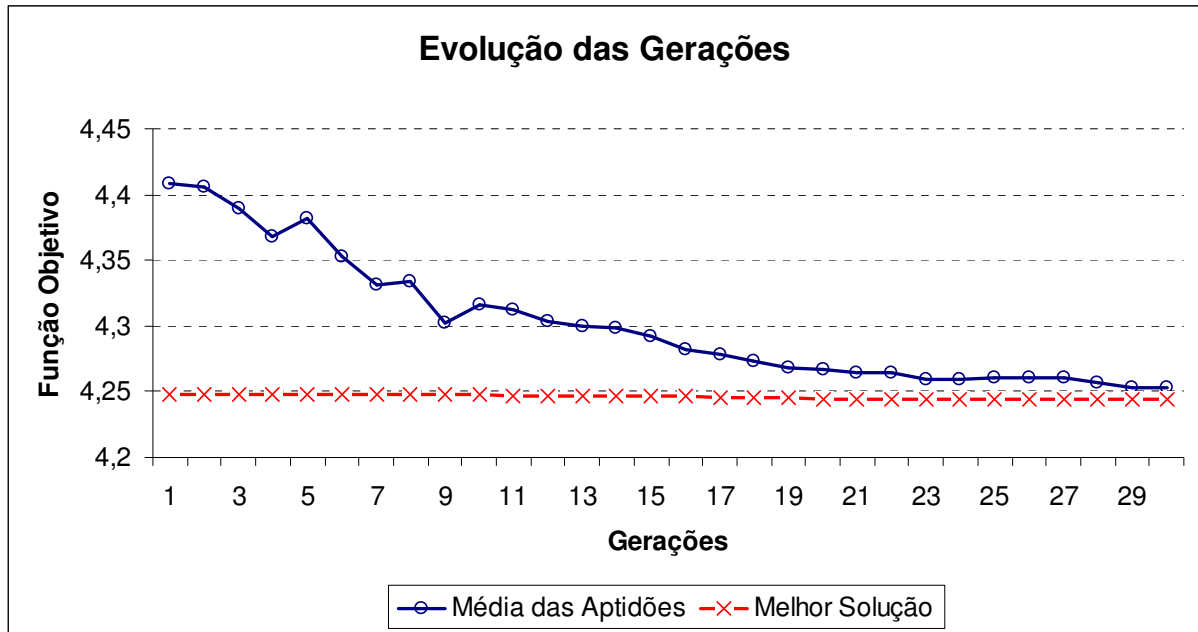
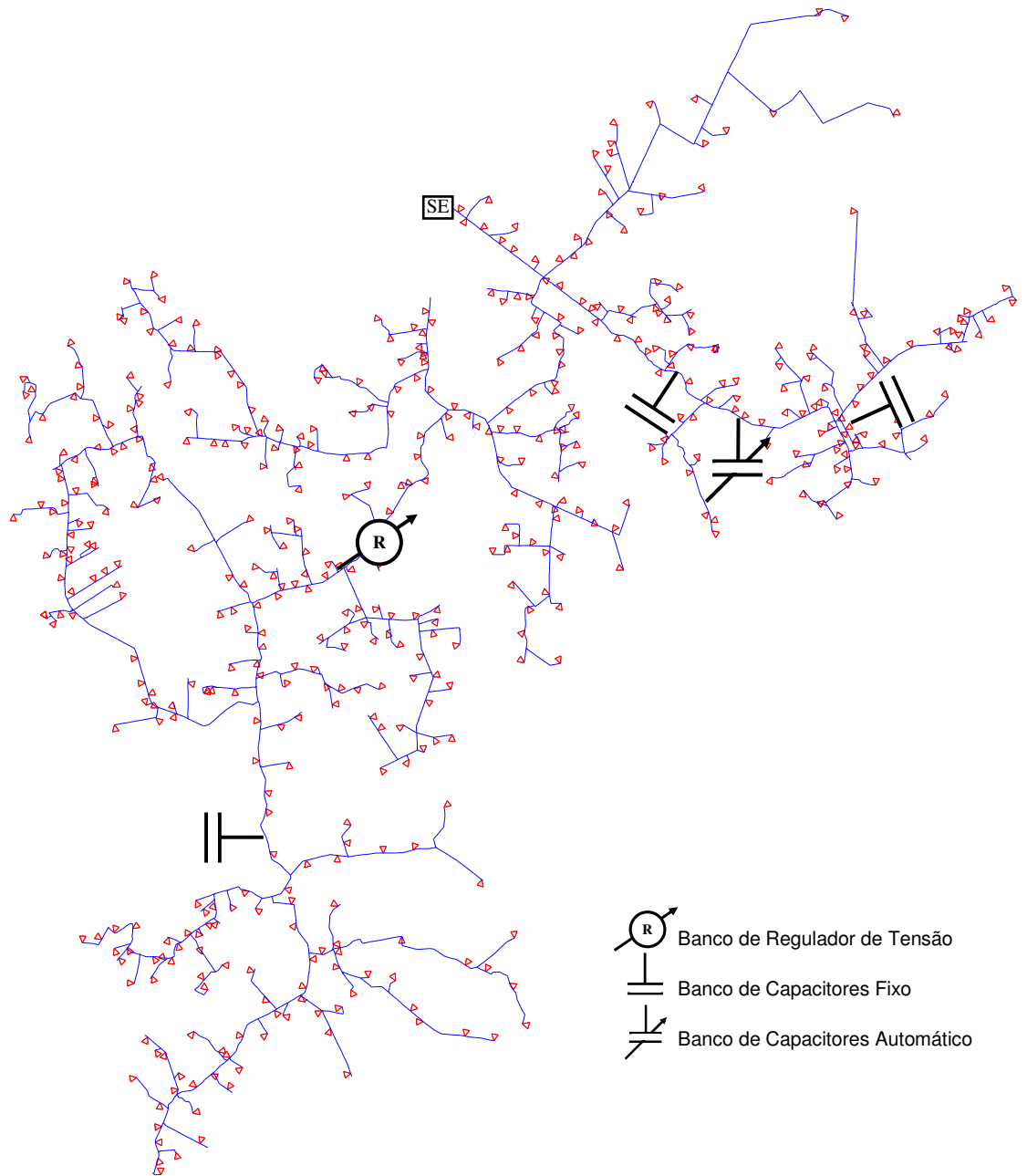


Figura 28 – Processamento da Simulação 2.

Igualmente ao estudo anterior, a Geração 1 obteve um indivíduo com ótima aptidão, o que contribui para a convergência do resultado.

Foram alocados 3 bancos de capacitores fixos de 100kVAr, 1 banco de capacitores automáticos de 200kVAr e 1 banco de reguladores ligado em estrela.

Os bancos fixos de capacitores foram alocados nas barras 546, 1960 e 2704. O banco automático foi alocado na barra 1048 e o banco de reguladores de tensão na barra 887.



**Figura 29 – Alimentador SCR2 após alocações.**

Com as alocações, as demandas calculadas para a nova configuração são ilustradas na Figura 30.

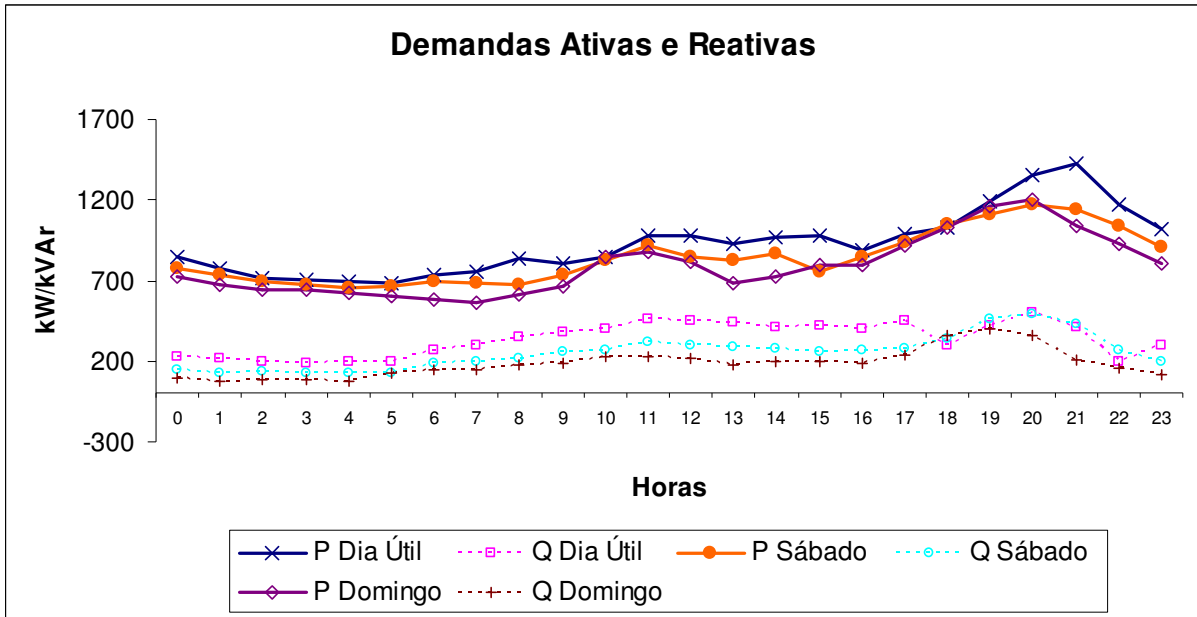


Figura 30 – Demandas ativas e reativas após alocações – SCR2.

A Figura 31 detalha as demandas no dia útil, dia este em que há a atuação do banco automático no horário de ponta.

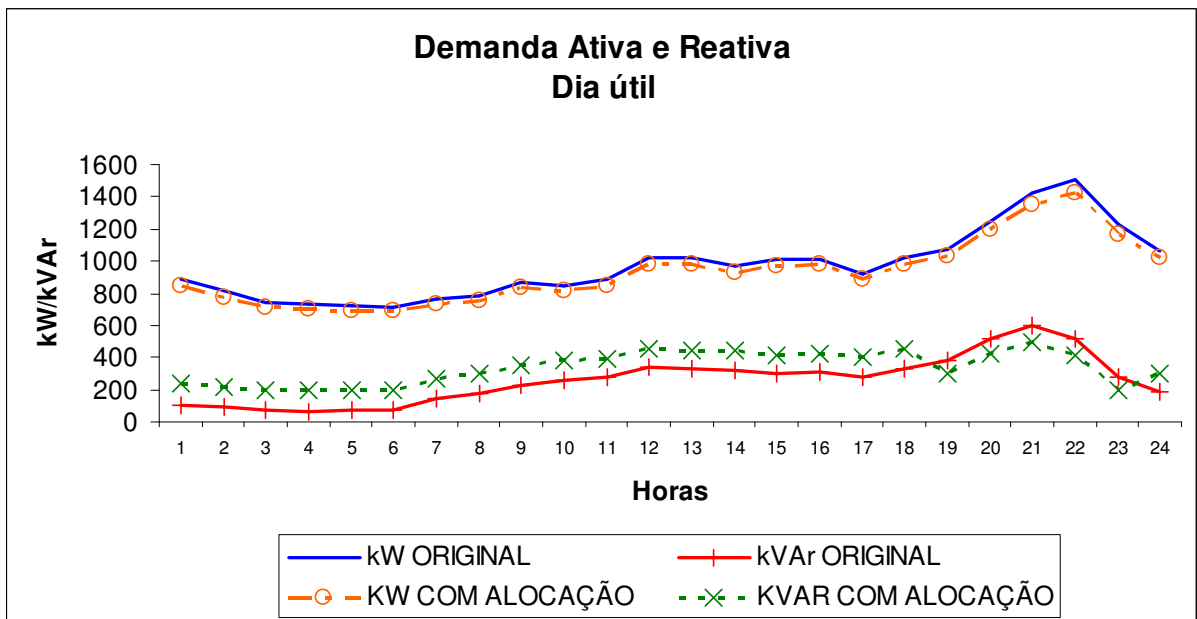


Figura 31 – Potência Ativa e Reativa - Dia Útil.

O horário de atuação do banco de capacitores automático pode ser visualizado na Figura 32.

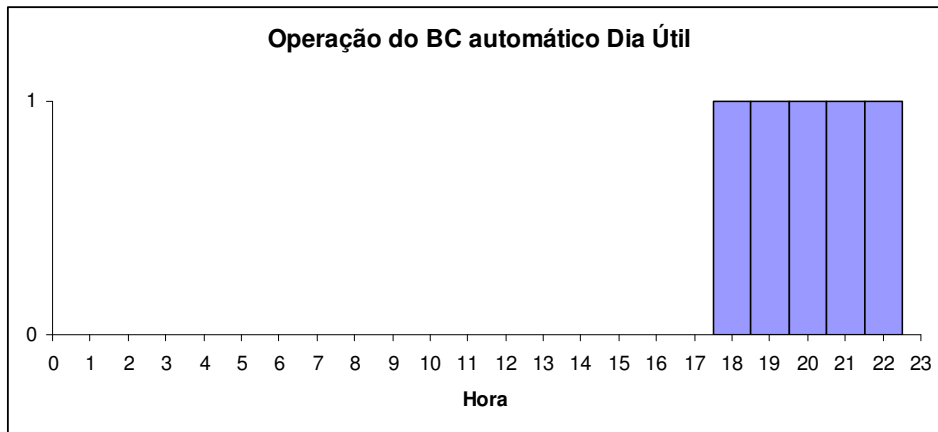


Figura 32 – Operação BC automático – SCR2.

O perfil de tensão após as alocações pode ser comparado com o perfil original através da Figura 33.

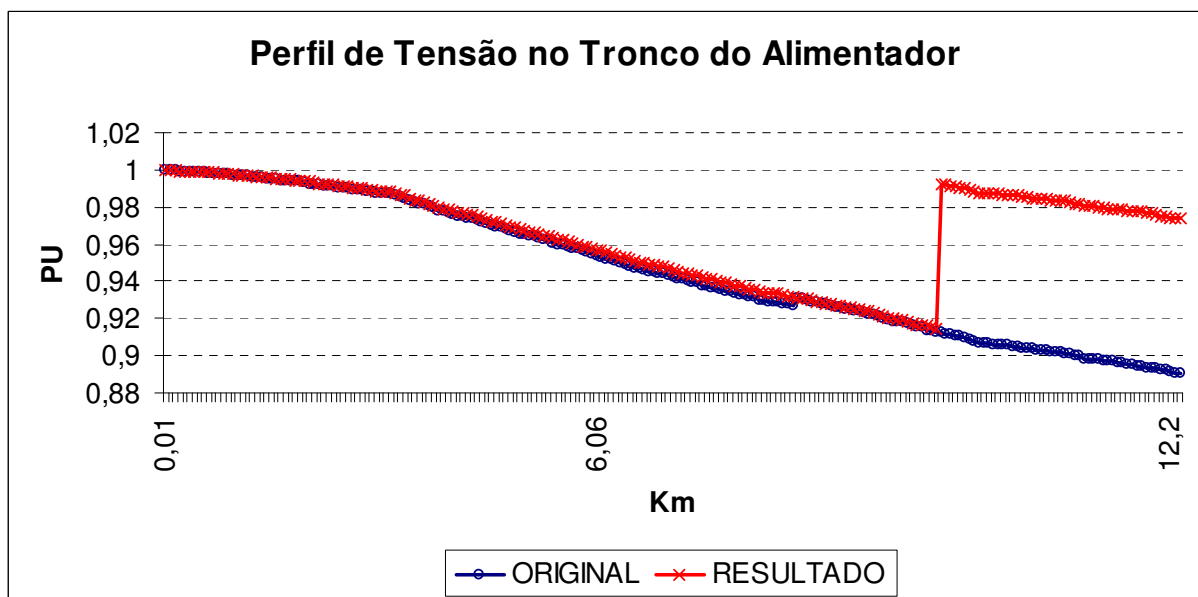


Figura 33 – Perfil de tensão no tronco do alimentador – SCR2, após alocações.

Fica evidente a atuação efetiva do regulador, trazendo o perfil de tensão para próximo de 1 PU. Com este novo perfil de tensão, foram necessárias 340 alterações de TAP<sub>s</sub> nos transformadores de distribuição.

O reflexo das alocações no perfil técnico do alimentador pode ser avaliado através da Tabela 10.

Tabela 10 – Características técnicas – SCR2 após alocações.

		DIA ÚTIL	SÁBADO	DOMINGO	
DEMANDAS	POTÊNCIA ATIVA MÁXIMA (kW)	1425,44	1177,05	1203,86	
	POTÊNCIA REATIVA MÁXIMA (kVAr)	409,96	494,79	360,13	
	POTÊNCIA ATIVA MÉDIA (kW)	930,08	844,99	791,73	
	POTÊNCIA REATIVA MÉDIA (kVAr)	336,71	254,06	186,21	
PERDAS	ATIVA, REDE PRIMÁRIA (kW)	50,54	39,26	33,86	
	REATIVA, REDE PRIMÁRIA (kVAr)	22,06	17,20	14,82	
	ATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kW)	26,18	18,38	17,38	
	REATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kVAr)	4,17	2,95	2,79	
	ATIVA, TRANSFORMADORES (kW)	14,50	13,84	13,57	
	REATIVA, TRANSFORMADORES (kVAr)	87,17	86,08	85,75	
	ATIVA, REGULADORES (kW)	0,71	0,71	0,71	
	REATIVA, REGULADORES (kVAr)	1,22	1,22	1,22	
	ATIVA, CAPACITORES (kW)	0,30	0,27	0,27	
	REATIVA, CAPACITORES (kVAr)	0,03	0,02	0,02	
	<b>ATIVA TOTAL (kW)</b>	<b>92,23</b>	<b>72,46</b>	<b>65,78</b>	
	<b>REATIVA TOTAL (kVAr)</b>	<b>114,64</b>	<b>107,48</b>	<b>104,60</b>	
	<b>ATIVA TOTAL (%)</b>	<b>12,33</b>	<b>12,72</b>	<b>13,21</b>	
	<b>REATIVA TOTAL (%)</b>	<b>34,05</b>	<b>42,31</b>	<b>56,17</b>	
	TENSÃO	TENSÃO CRÍTICA (PU)	0,91		
		CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRC	0,00		
CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRP		0,00			
CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRC		0,00			
CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRP		0,00			
<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRC (R\$)</b>		<b>0,00</b>			
<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRP (R\$)</b>		<b>0,00</b>			
<b>TOTAL DE COMPENSAÇÃO (R\$)</b>		<b>0,00</b>			

É possível verificar uma redução média em perdas ativas totais da ordem de 4,7% destacando-se a perda em rede primária, que reduziu 12,69% comparada com o original.

Houve uma redução de 114% do consumo de reativos na subestação, com uma redução de 11% do consumo reativo em rede primária, o que evidencia a melhor distribuição dos reativos capacitivos.

O Fator de potência média passa de 0,98 para 0,96. Os níveis de tensão de todos os consumidores ficam em níveis adequados, inexistindo violações e, por conseguinte, compensação financeira.

A Tabela 11 mostra a otimização alcançada na FO, onde foi obtida uma redução de 46,67% no valor final.

**Tabela 11 – FO do Circuito Original e da Proposta – Simulação 2.**

ITEM	DESCRIÇÃO	ORIGINAL	PROPOSTA
<i>f1</i>	Perdas Ativas	R\$ 48.849,00	R\$ 43.183,51
<i>f2</i>	Violação dos Níveis de Tensão	R\$ 78.592,78	R\$ 0,00
<i>f3</i>	Banco de Capacitores	R\$ 1.652,00	R\$ 4.052,52
<i>f4</i>	Reguladores de Tensão	R\$ 9.904,74	R\$ 9.904,80
<i>f5</i>	Alteração de TAP <sub>s</sub>	R\$ 0,00	R\$ 17.000,00
<i>f6</i>	Reativo Excedente	R\$ 202,41	R\$ 90,92
FO	Função Objetivo	R\$ 139.200,93	R\$ 74.231,75

O algoritmo demonstrou ser eficiente na alocação, atingindo os objetivos: ajustou todas as tensões para clientes secundários e primários, reduziu perdas ativas e reativas e otimizou o fator de potência.

#### **5.4 Características técnicas do alimentador SCR2, com 502 circuitos secundários, sem alteração de TAPs**

Com objetivo de comparar os resultados das alocações com e sem alterações de TAP<sub>s</sub> dos transformadores, o circuito simulado anteriormente foi novamente objeto de otimização, no entanto, sem permitir estas alterações nos circuitos secundários.

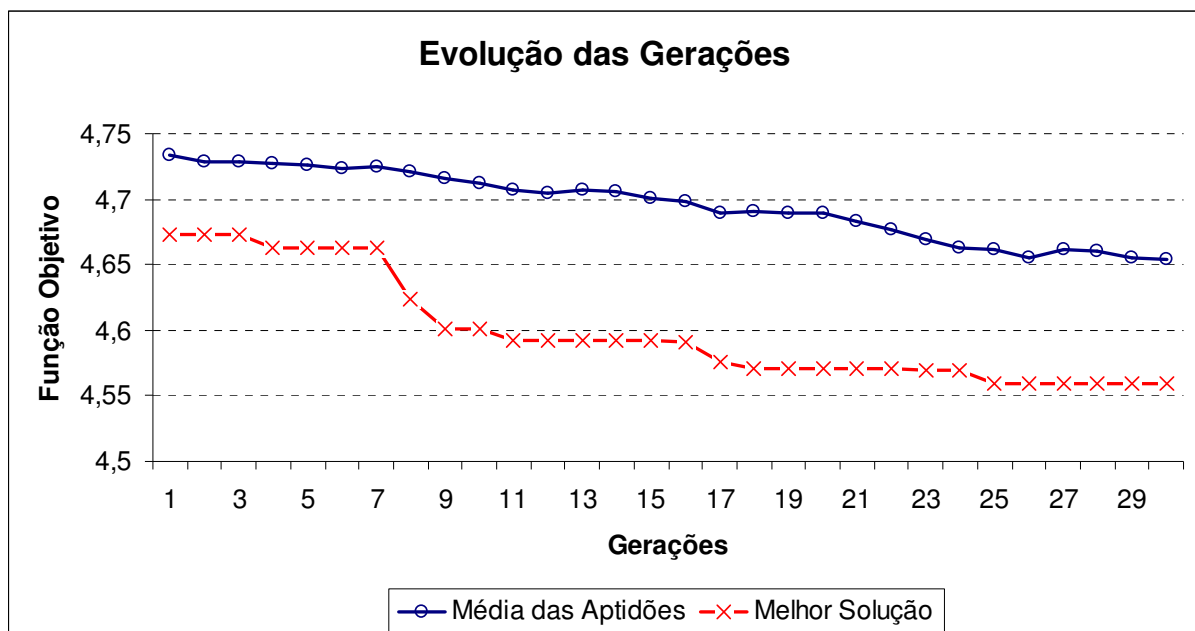
Os circuitos primários e secundários e os equipamentos disponíveis são os mesmos da simulação 2.

A parametrização do AG foi alterada, conforme indica Tabela 12.

**Tabela 12 – Parâmetros do AG - Simulação 3.**

População	100
População Elite (%)	10
Taxa de Recombinação (%)	90
Taxa de Mutação (%)	1
Indivíduos para torneio	2
Alocação somente no tronco	Sim
Alterar TAP de transformadores	Não
Custo para alteração de TAP (R\$)	50
Número máximo de Gerações	30
Gerações para convergência	10

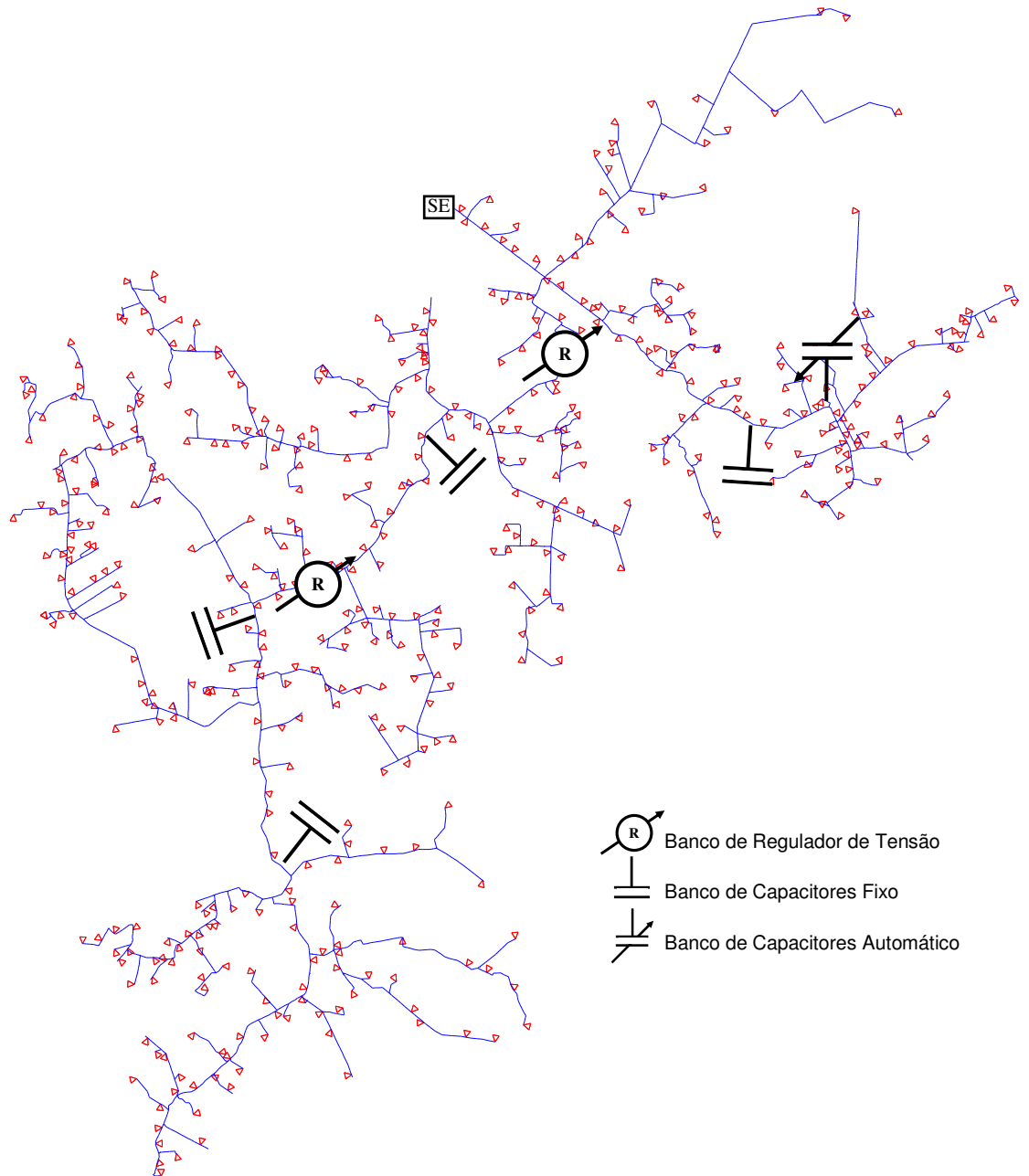
O processamento deu-se conforme ilustra a Figura 34.

**Figura 34 – Processamento da Simulação 3.**

Sem a permissão de alterar os TAP<sub>s</sub> dos transformadores de distribuição, o algoritmo alocou 4 bancos fixos de capacitores de 100kVAr e 1 banco automático de 200kVAr. Foram alocados dois bancos de reguladores de tensão, ligação estrela.

Os bancos fixos foram alocados nas barras 77, 1141, 2176 e 2717. Já o banco automático foi alocado na barra 1839. Os Reguladores foram alocados nas barras 143 e 1379.

A Figura 35 ilustra os locais onde foram inseridos capacitores e reguladores de tensão.



**Figura 35 – Alimentador SCR2 - Alocação sem alteração de  $TAP_s$ .**

As demandas após as alocações são mostradas na Figura 36.



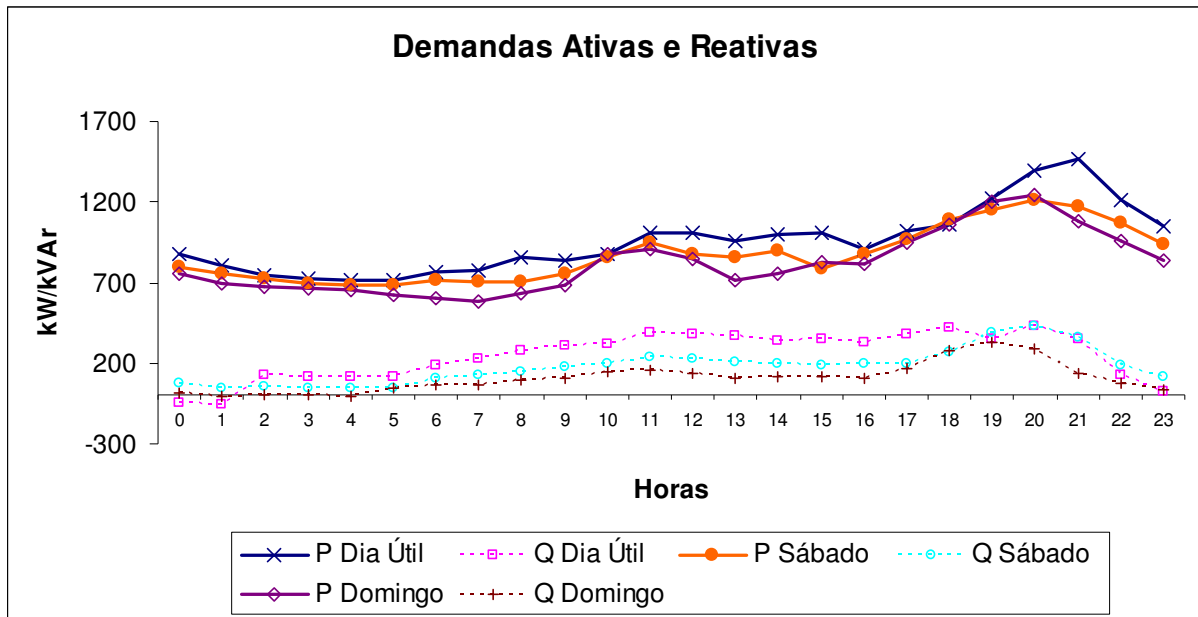


Figura 36 – Demandas ativas e reativas após alocações - SCR2 sem alteração de TAPs.

O banco automático foi utilizado em dia útil, no período de 19 às 23 horas. O perfil de tensão no tronco do alimentador é ilustrado na Figura 37.

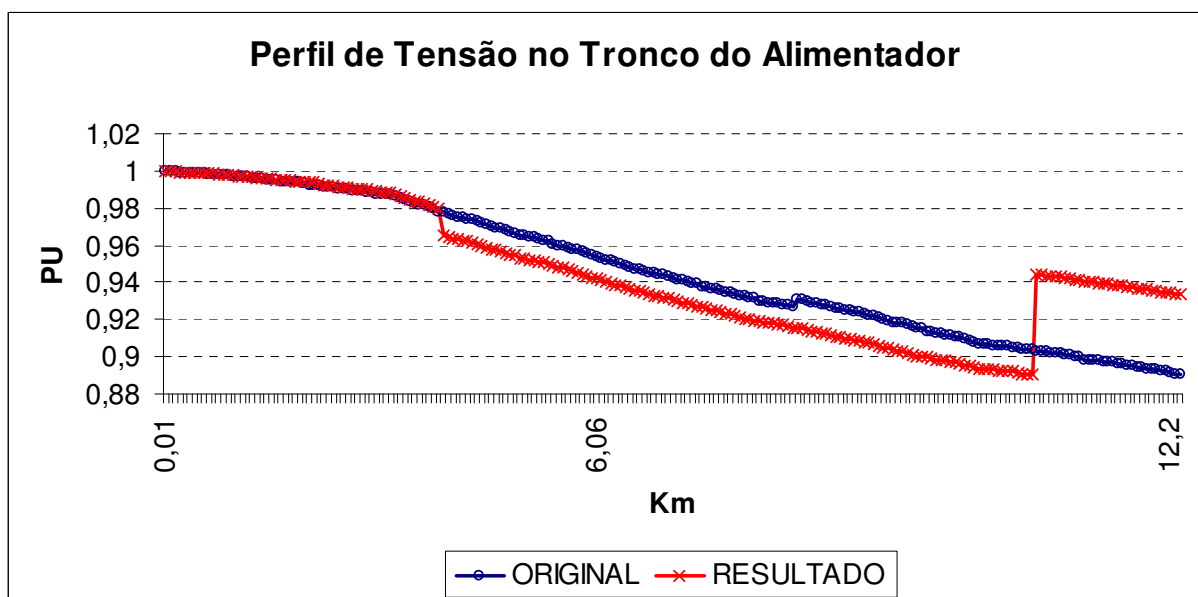


Figura 37 – Perfil de tensão no tronco do alimentador - SCR2, sem alteração de TAPs.

Nota-se a atuação do primeiro regulador reduzindo a tensão, enquanto o segundo eleva o perfil da tensão no sistema.

A Tabela 13 mostra o reflexo das alocações no sistema de distribuição.

Tabela 13 – Características técnicas - SCR2 sem alteração de TAP<sub>s</sub>.

		DIA ÚTIL	SÁBADO	DOMINGO
DEMANDAS	POTÊNCIA ATIVA MÁXIMA (kW)	1469,98	1212,26	1241,66
	POTÊNCIA REATIVA MÁXIMA (kVAr)	344,87	425,89	287,43
	POTÊNCIA ATIVA MÉDIA (kW)	959,58	872,83	817,97
	POTÊNCIA REATIVA MÉDIA (kVAr)	247,15	177,90	107,68
PERDAS	ATIVA, REDE PRIMÁRIA (kW)	53,09	41,61	36,11
	REATIVA, REDE PRIMÁRIA (kVAr)	23,06	18,13	15,73
	ATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kW)	25,62	18,09	17,10
	REATIVA, REDE SECUNDÁRIA (kVAr)	4,08	2,91	2,75
	ATIVA, TRANSFORMADORES (kW)	14,27	13,55	13,26
	REATIVA, TRANSFORMADORES (kVAr)	84,56	83,25	82,87
	ATIVA, REGULADORES (kW)	1,42	1,42	1,42
	REATIVA, REGULADORES (kVAr)	2,44	2,44	2,44
	ATIVA, CAPACITORES (kW)	0,40	0,36	0,36
	REATIVA, CAPACITORES (kVAr)	0,03	0,03	0,03
	<b>ATIVA TOTAL (kW)</b>	<b>94,81</b>	<b>75,03</b>	<b>68,25</b>
	<b>REATIVA TOTAL (kVAr)</b>	<b>114,17</b>	<b>106,76</b>	<b>103,83</b>
	<b>ATIVA TOTAL (%)</b>	<b>11,90</b>	<b>12,23</b>	<b>12,69</b>
	<b>REATIVA TOTAL (%)</b>	<b>46,19</b>	<b>60,01</b>	<b>96,42</b>
TENSÃO	TENSÃO CRÍTICA (PU)	0,88		
	CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRC	0		
	CLIENTES A COM VIOLAÇÃO DRP	0		
	CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRC	350		
	CLIENTES B COM VIOLAÇÃO DRP	136		
	<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRC (R\$)</b>	<b>60.535,42</b>		
	<b>COMPENSAÇÃO ESTIMADA DRP (R\$)</b>	<b>3.434,88</b>		
	<b>TOTAL DE COMPENSAÇÃO (R\$)</b>	<b>63.970,30</b>		

Com a restrição da alteração de TAP<sub>s</sub>, observa-se uma redução das perdas totais da ordem de 4,6% e 7,55% na perda da rede primária, comparadas com os valores originais. O fator de potência do alimentador permaneceu inalterado.

Os níveis de tensão para os clientes do Grupo A foram regularizados, no entanto, para 16,38% dos clientes de baixa tensão houve violação de DRC e para 6,36% violação de DRP. Assim, estima-se um ressarcimento de R\$ 63.970,30, uma redução de 18,61% com relação à projeção de ressarcimento original.

Tabela 14 – FO do Circuito Original e da Proposta - Simulação 3.

ITEM	DESCRIÇÃO	ORIGINAL	PROPOSTA
f1	Perdas Ativas	R\$ 48.849,00	R\$ 45.249,68
f2	Violação dos Níveis de Tensão	R\$ 78.592,78	R\$ 63.970,30
f3	Banco de Capacitores	R\$ 1.652,00	R\$ 4.503,13
f4	Reguladores de Tensão	R\$ 9.904,74	R\$ 9.909,66
f5	Alteração de TAP <sub>s</sub>	R\$ 0,00	R\$ 0,00
f6	Reativo Excedente	R\$ 202,41	R\$ 167,06
FO	Função Objetivo	R\$ 139.200,93	R\$ 123.799,83

A função objetivo obteve uma redução de 11,06% em relação à original, contra 46,67% de redução com a alocação alterando TAP<sub>s</sub> dos transformadores de distribuição.

A restrição de alteração de TAP dos transformadores de distribuição limitou a regularização dos níveis de tensão, uma vez que o ajuste para alguns circuitos significa a violação de outros. O algoritmo busca a redução do valor de compensação total, assim, a regularização tende a ocorrer em clientes que representem maior contribuição para os valores de ressarcimento.

## **5.5 Considerações finais do capítulo**

Este capítulo trouxe a aplicação do algoritmo desenvolvido em dois alimentadores reais, ambos em operação na Permissionária Certaja Energia.

Pode-se verificar a eficácia do algoritmo, onde os resultados auferidos indicam melhoria nos parâmetros técnicos de violação de níveis de tensão, perdas de energia e fluxo de reativos.

Ficou evidenciado o melhor aproveitamento dos benefícios da alocação ótima com a possibilidade de alteração nos TAP<sub>s</sub> dos transformadores, trazendo um resultado mais significativo para o sistema com um todo.

## 6 CONCLUSÕES

A otimização de sistemas de distribuição, buscando o controle dos níveis de tensão e o fluxo de reativos, foi tratada neste trabalho com o desenvolvimento de um algoritmo genético para alocação simultânea de bancos de capacitores e de reguladores de tensão. Considerando os reflexos das alocações nos circuitos secundários e primários, este trabalho mostrou ser uma ferramenta importante para a redução dos custos operacionais e para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras.

A utilização de AG se mostrou eficaz nas alocações, como já verificado em trabalhos correlatos, o que é esperado pela natureza combinatorial do problema que é composto por variáveis inteiras e restrições não-lineares.

As simulações realizadas em alimentadores reais demonstram o potencial do algoritmo desenvolvido, onde alocações de banco de capacitores e reguladores de tensão contribuíram para a correção do perfil de tensão para os clientes de baixa e média tensão.

Destaca-se a importância da análise das redes secundárias na alocação, uma vez que a correção do perfil de tensão na rede primária não garante que os níveis nos circuitos secundários serão igualmente corrigidos, podendo inclusive, de maneira geral, aumentar as compensações haja vista o maior número de clientes de baixa tensão.

A utilização das redes secundárias torna-se possível já que o PRODIST confere às concessionárias a obrigatoriedade de cadastro georeferenciado destas redes.

Outra contribuição relevante com a utilização do algoritmo é a possibilidade de, com as alocações dos equipamentos, saber os circuitos secundários onde a alteração de TAP ajusta o perfil de tensão secundária e os circuitos em que, mesmo com estas alterações, não se atinge os níveis de tensão esperados.

Finalmente destaca-se que o software implementado é de fácil utilização, permitindo ao usuário sua pronta utilização, não sendo necessários conhecimentos profundos de algoritmos genéticos já que uma configuração *default* atende as redes de distribuição típicas, no entanto os usuários poderão alterar as configurações de acordo com sua especialidade.

## 6.1 Principais contribuições deste trabalho

Considera-se que o trabalho desenvolvido apresentou as seguintes contribuições:

- Metodologia proposta para otimização de níveis de tensão em redes de distribuição de energia elétrica;
- Alocação simultânea de banco de capacitores e reguladores de tensão considerando o reflexo nos circuitos secundários;
- Análise completa do alimentador em estudo, rede primária e secundária, obtendo-se uma estimativa de compensação financeira por transgressão de níveis de tensão em regime permanente;
- Relatório de circuitos secundários em que não foi obtido regularização dos níveis de tensão com as alocações efetuadas;
- Software desenvolvido para otimização de níveis de tensão em circuitos de distribuição.

## 6.2 Perspectivas de trabalhos futuros

Sugerem-se como trabalhos futuros:

- a) Estudo da função objetivo com intuito de aumentar a otimização e reduzir o tempo de processamento;
- b) Testar resposta de Taxa de Mutação variável;
- c) Incluir análise do crescimento de carga no alimentador;
- d) Estudo de alocação de RT considerando geração distribuída;
- e) Considerar a restrição de distâncias entre os BC;
- f) Ajuste do reguladores de tensão nas subestações;
- g) Comparar a aplicação de outras técnicas de otimização para o problema;
- h) Utilização de processamento paralelo a fim de diminuir o esforço computacional.

### 6.3 Publicações

MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; **Alocação eficiente e parametrização integradas de banco de capacitores e reguladores de tensão considerando a topologia das redes secundárias em sistemas de distribuição.** XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Bonito/MS, 2010.

MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N.; **Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multiobjective variables in smart grid distribution system.** 9<sup>th</sup> IEEE/ IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON, São Paulo, 2010.

MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; PEREIRA, P.R.S.; **Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multi-objective variables in smart grid distribution system.** 8<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market. Zagreb - Croatia. 2011.

MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; PEREIRA, P. R. da S.; **Alocação integradas de bancos de capacitores e reguladores de tensão considerando os reflexos nas redes secundárias em sistemas de distribuição.** IX Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, Cuiabá/MG, 2011.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, R. S. F.; FRANCO, P. E. C.; 2005. **Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Radial Utilizando um Modelo de Otimização Determinístico Linear**. Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, São Luís, MA.

ALCÂNTARA, M. V. P.; SILVA, L. C. P.; 2005. **Efeitos de Cargas Dependentes da Tensão na Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, São Luís, MA.

ALMEIDA, A.M.F.; SOUZA, B.A.; PAMPLONA, F.M.P.; BRAZ, H.D.M. 2005. **Optimal localization of voltage regulator banks in distribution systems based on technical and economic criteria**. 18th International Conference on Electricity Distribution – CIRED, Turin, Italy.

ALMEIDA, A.M.F.; SOUZA, B.A.; BRAZ, H.D.M.; PAMPLONA, F.M.P.; 2009. **Planejamento de reguladores de tensão em redes de distribuição via algoritmos genéticos e lógica fuzzy**. VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE. Blumenau, SC.

ALMEIDA, A.M.F.; BRAZ, H.D.M.; PAMPLONA, F.M.P.; 2010. **Planejamento integrado de banco de capacitores e reguladores de tensão em redes de distribuição**. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE. Belém, PA.

ALVES, H.; SOUZA, B.; FERREIRA, H; 2002. **Algoritmos Microgenéticos e Lógica Fuzy Aplicados ao Controle de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição**. XIV Congresso Brasileiro de Automática, Natal – RN, 2002, p. 855-860.

ALVES, M. L.; 2005. **Módulo de Alocação Otimizada de Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores em Alimentadores de Distribuição**. Porto Alegre, RS. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

BAE, Y. G.; 1978. **Analytical Method of Capacitor Allocation on Distribution Primary Feeders**. IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. 97, No. 11, p. 1232-1238.

BARAN, M. E. E.; WU, F. F.; 1989. **Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, p. 725-734.

BARROS, B. F.; BORELLI, R.; GEDRA, R. L.; 2010. **Gerenciamento de energia – Ações administrativas e técnicas de uso adequado da energia elétrica**. 1ª Edição, São Paulo. Editora Érica.

BEÊ, R.T.; 2007. **Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos**. Curitiba, PR. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

BERNARDON, D. P.; 2004. **Desenvolvimento de Algoritmos e Sistema Computacional para Estimação de Estados em Redes de Distribuição**. Santa Maria, RS. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria.

BURKEI, J.J.; 1994. **Power Distribution Engineering Fundamentals and Applications**. 1ª Edition, New York. Marcel Dekker, inc.

CANHA, L.N.; POPOV, V.A.; KÖNING, A.L.; BERNARDON, D.P.; FARRET, F.A.; 2003. **Problemas de controle de tensão em redes de distribuição com fontes distribuídas de geração e armazenamento de energia**. V Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - CBQEE. Aracaju, SE.

CHANG, N. E.; 1969. **Locating Shunt Capacitors on Primary Feeder for Voltage Control and Loss Reduction**. IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. 88, No. 10, p. 1574- 1577.

CHIANG, H. D.; WANG, J.C.; COCKINGS, O.; SHIN, H.D.; 1990a. **Optimal Capacitor Placements in Distribution Systems: Part 1: A New Formulation and the Overall Problem**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 2, p. 634-642.

CHIANG, H. D. WANG, J.C.; COCKINGS, O.; SHIN, H.D.; 1990b. **Optimal Capacitor Placements in Distribution Systems: Part 2: Solution Algorithms and Numerical Results**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 2, p. 643-649.

CHIN, H. C.; 1995. **Optimal Shunt Capacitor Allocation by Fuzzy Dynamic Programming**. Electric Power Systems Research, p. 133-139.

COELHO, M.A.; BIAGIO, M.A.; SAMPAIO, K.; CUERVO, P.; FRAZÃO, F.R.; 2005. **Implementação de Metodologias de Alocação de Bancos de Capacitores em Alimentadores de 13.8kV**. Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. São Luís, MA.



COOK, R. F.; 1959. **Analysis of Capacitor Application as Affected by Load Cycle**. AIEE Transactions, Vol. 78, p. 950-957.

COOK, R. F.; 1961. **Optimizing the Application of Shunt Capacitors for Reactive - Voltampere Control and Loss Reduction**. AIEE Transactions, Vol. 80, p. 430-444.

COSSI, A.M.; MANTOVANI, J.R.S.; 2010. **Planejamento integrado de redes de distribuição de energia elétrica de média (MT) e de baixa tensão (BT)**. XVIII Congresso Brasileiro de Automática - CBA. Bonito, MS.

DAVIS, L. **Handbook of Genetic Algorithms**. New York: Van Nostrand Reinhold, 1991.

DELFANTI, M.; GRANELLI, G.; MARANNIN, P.; MONTAGNA, M.; 2000. **Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, p. 1041-1046.

FEIJÓ, W.L.; 2002. **Um estudo sobre coordenação e ajuste de transformadores com mudança de tap sob carga e de bancos de capacitores para suporte das ações de controle coordenado de tensão e potência reativa**. Porto Alegre - RS. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUC RS.

FRANCO, J.F.; ROMERO, R.A.; 2010. **Planejamento da operação de sistemas de distribuição considerando a alocação ótima de capacitores e reguladores de tensão**. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE. Belém, PA.

GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. J.; ROMERO, R. 2001. **Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 4, p. 630-637.

GANIM, A. 2009. **Setor Elétrico Brasileiro – Aspectos regulamentares, tributários e contábeis**. 2ª Edição, Rio de Janeiro. Editora Canalenergia.

GHOSE, T.; GOSWAMI, S. K.; BASU, S. K.; 1998. **Energy Loss Reduction in Distribution System by Capacitor Placement Through Combined GA-SA Technique**. Proceedings of the IEEE Region 10 International Conference on Global Connectivity in Energy, Computer, Communication and Control, Vol. 2, p. 502-505.

GOLDBERG, D. E.; **Genetic Algorithms in search, optimization, and machine learning**. Addison Wesley Longman Inc. 1989

GONZÁLES, J.F.V.; FILHO, C.L.; CAVELLUCCI, C.; 2008. **Otimização da instalação de reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica**. Congresso Brasileiro de Automática. Juiz de Fora, MG.

GRAINGER, J. J.; LEE, S. H.; 1981. **Optimum Placement of Fixed and Switched Capacitors on Primary Distributions Feeders**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 100, No.1, p. 345-352.

HOLLAND, J. H.; 1975. **Adaptation in Natural and Artificial Systems**. University of Michigan Press.

HSIAO, Y. T.; CHEN, C. H.; CHIEN, C. C. 2004. **Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems using a Combination Fuzzy-GA Method**. Electric Power & Energy Systems, No. 26, p. 501-508.

IEEE - THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS; **Guide for Application of Shunt Power Capacitors**, IEEE p. 1036-1992.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; ROBBA, E.J.; 2005. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 1ª Edição, São Paulo. Editora Edgard Blucher.

LINDEN, R.; 2008. **Algoritmos Genéticos – Uma importante ferramenta de inteligência computacional**. 2ª Edição, Rio de Janeiro. Editora Brasport.

MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; **Alocação eficiente e parametrização integradas de banco de capacitores e reguladores de tensão considerando a topologia das redes secundárias em sistemas de distribuição**. XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Bonito/MS, 2010.

MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N.; **Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multiobjective variables in smart grid distribution system**. 9<sup>th</sup> IEEE/ IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON, São Paulo, 2010.

MENDES, A.; PISSARA, C.; FRANÇA, P.; LYRA, C.; CAVELUCCI, C.; 2001. **Instalação de Capacitores para redução de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**.

MENDOZA, J. E.; MORALES, D. A.; LÓPEZ, R. A.; LÓPEZ, E. A.; VANNIER, J. C.; COELLO, C. A. 2007. **Multiobjective Location of Automatic Voltage Regulators in a Radial Distribution Network Using a Micro Genetic Algorithm**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No.1.

MILBRADT, R.G.; 2007. **Métodos e algoritmos para ajuste dos meios básicos para controle de tensão em sistemas de distribuição**. Santa Maria - RS. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, UFSM.

MIRANDA, V.; OO, N. W.; FIDALGO, J. N.; 2001. **Experimenting in the Optimal Capacitor Placement and Control Problem with Hybrid Mathematical-Genetic Algorithms**. Proceedings of the International Symposium of Intelligent Systems Applications in Power Systems, Budapest.

MITCHELL, MELAINE - **An introduction to genetic algorithms**. Cambridge 1996.

NEAGLE, N. M.; SAMSON, D. R.; 1956. **Loss Reduction from Capacitors Installed on Primary Feeders**. AIEE Transactions, Vol. 75, p. 950-959.

NOGUEIRA PEREIRA, C. A.; 2009. **Alocação ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica**. Campinas-SP. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP.

PADILHA, L.N.; 2010. **Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos**. São Carlos - SP. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, USP).

PEREIRA JUNIOR, A. M.; MANTOVANI, J.; 2006. **Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo**. Anais do XVI CBA Congresso Brasileiro de Automática. Salvador, BA.

PEREIRA, P.R.S.; 2009. **Métodos para otimização dos ajustes dos reguladores de tensão zonas de tap em sistemas de distribuição**. Santa Maria - RS. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, UFSM.

RESENER, M.; SALIM, R.H.; BRETAS, A.S.; 2010. **Alocação ótima de reguladores de tensão em sistemas de distribuição**. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE. Belém, PA.

RODRIGUES, M. G.; 2004. **Otimização de Operação dos Meios Básicos de Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição**. Santa Maria - RS. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, UFSM.

SAFIGIANNI, A. S.; SALIS, G. J.; 2000. **Optimum Voltage Regulator Placement in a Radial Power Distribution Network**. IEEE Transaction on Power Systems, Vol.15, No. 2.

SALAMA, M. M.; CHIKHANI, A. Y.; HACKAM, R.; 1985. **Control of Reactive Power in Distribution System with an End-load and Fixed Load Conditions**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 104, No. 10, p. 2779-2788.

SALAS, C.S.S.; 2006. **Alocação ótima de banco de capacitores em sistemas de distribuição radial**. Ilha Solteira-SP. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista UNESP.

SANDRINI, F.T; 2005. **Otimização de Banco de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica usando Algoritmos Genéticos e Nuvem de Partículas**. Curitiba. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Paraná.

SCHMILL, J. V.; 1965. **Optimum Size and Location of Shunt Capacitors on Distribution Feeders**. IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, VI. 84, No. 9, p. 825-832.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A; LUO, G. X.; 1988. **A Compensation Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 2, p. 753-762.

SOUSA, T.; 2003. **Estudo de Planejamento de Reativos em Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo, SP. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

SRINIVAS, M. S.; 2000. **Distribution Load Flows: A Brief Review**. Proceedings of the 2000 IEEE PES Summer Meeting, Singapore.

SU, C. T.; TSAI, C. C.; 1996. **A New Fuzzy Reasoning Approach to Optimum Capacitor Allocation for Primary Distribution Systems**. Proceedings of IEEE International Conference on Industrial Technology, p. 237-241.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A.; 1994. **Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, p. 1499-1507.

SZUVOVIVSKI, I.; 2008. **Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo**. Curitiba-PR. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

USIDA, W.F.; 2007. **Controle fuzzy para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Carlos - SP. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, USP).

## ANEXO 1 – Regulamentação dos níveis de tensão em regime permanente

Os níveis de tensão em regime permanente são tratados no PRODIST em seu módulo oito, que trata da qualidade da energia elétrica, tanto no âmbito produto quanto serviço.

O PRODIST define os limites para os níveis de tensão em regime permanente, indicando faixas de variações, classificando-os em adequada, precária e crítica.

Foram criados indicadores que representam a duração relativa de transgressão precária, chamado DRP e duração relativa de transgressão crítica, chamado DRC, que indicam respectivamente o percentual do tempo em que os níveis de tensão estiveram na faixa precária e na faixa crítica.

Também há determinação de prazos para normalização do fornecimento de acordo com o tipo de violação.

As faixas são definidas de acordo com a tensão de referência, que varia de acordo com a classe de tensão.

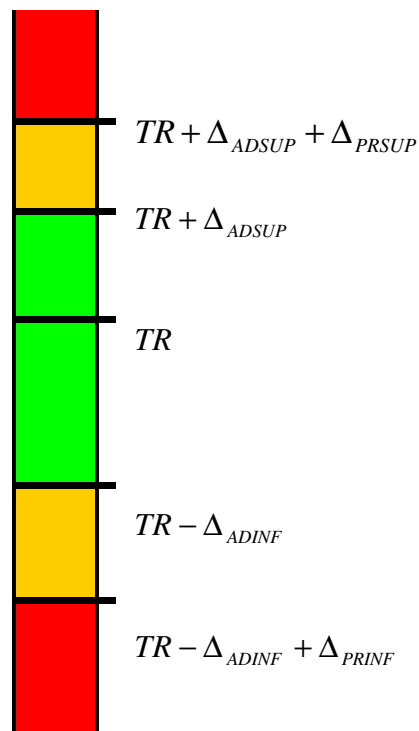


Figura 38 – Faixas de tensão em relação à referência.

Onde:

TR – Tensão de Referência;

$\Delta_{ADSUP}$  - Variação da faixa adequada superior;

$\Delta_{PRSUP}$  - Variação da faixa precária superior;

$\Delta_{ADINF}$  - Variação da faixa adequada inferior;

$\Delta_{PRINF}$  - Variação da faixa precária inferior.

Os principais níveis de tensão nos sistemas de distribuição têm seus limites definidos conforme tabelas 1, 2, 3 e 4.

A Tabela 15 mostra os limites para os clientes atendidos em média tensão, superior a 1kV e inferior a 69kV.

**Tabela 15 – Clientes com tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV.**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referencia (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Onde:

TL – Tensão de leitura ou a tensão medida no ponto de entrega;

TR – Tensão de Referência ou tensão contratada.

A Tabela 16 mostra os limites para os clientes de baixa tensão, atendidos em redes de distribuição com tensão nominal de 220/127V.

**Tabela 16 – Tensão nominal inferior a 1kV. Rede (220/127V).**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referencia (TR)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231) / (116 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233) /$ $(109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 109$ ou $TL > 140)$

A Tabela 17 mostra os limites para os clientes de baixa tensão, atendidos em redes de distribuição com tensão nominal de 380/220V.

**Tabela 17 – Tensão nominal inferior a 1kV. Rede (380/220V).**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referencia (TR)
Adequada	$(348 \leq TL \leq 396) / (201 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(327 \leq TL < 348 \text{ ou } 396 < TL \leq 403) /$ $(189 \leq TL < 201 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 327 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 189 \text{ ou } TL > 233)$

Por fim, a Tabela 18 mostra os limites para os clientes de baixa tensão, atendidos em redes de distribuição com tensão nominal de 440/220V.

**Tabela 18 – Tensão nominal inferior a 1kV. Rede (440/220V).**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referencia (TR)
Adequada	$(402 \leq TL \leq 458) / (201 \leq TL \leq 229)$
Precária	$(380 \leq TL < 402 \text{ ou } 458 < TL \leq 466) /$ $(189 \leq TL < 201 \text{ ou } 229 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 380 \text{ ou } TL > 466) / (TL < 189 \text{ ou } TL > 233)$

Os indicadores DRP e DRC são apurados através de medição, com conjunto de leituras compreendendo 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada. Estas leituras oriundas por reclamação ou amostrais são utilizadas para calcular estes indicadores individuais conforme expressões:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 \quad \text{e} \quad DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 \quad (1)$$

Onde *nlp* e *nlc* representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.



Os limites definidos pelo PRODIST para os indicadores DRP e DRC são 3,0% e 0,5% respectivamente, sendo que o prazo de regularização para violação de DRC é de 15 dias e para violação de DRP é de 90 dias. Transposto estes períodos sem comprovação de regularização, implica em compensação financeira ao cliente pelo serviço inadequado.

A compensação é calculada com base na expressão:

$$Valor = \left[ \frac{(DRP - DRP_M)}{100} .k1 + \frac{(DRC - DRC_M)}{100} .k2 \right] .EUSD \quad (2)$$

Onde:

*Valor* : Compensação da Transgressão de Níveis de Tensão, em R\$;

*DRP* : Valor de DRP expresso em %;

*DRP<sub>M</sub>* : 3%;

*DRC* : Valor de DRC expresso em %;

*DRC<sub>M</sub>* : 0,5%;

*k1* : 0, se  $DRP \leq DRP_M$  ;

*k1* : 3, se  $DRP > DRP_M$  ;

*k2* : 0, se  $DRC \leq DRC_M$  ;

*k2* : 7, para UCs atendidas em Baixa Tensão, se  $DRC > DRC_M$  ;

*k2* : 5, para UCs atendidas em Média Tensão, se  $DRC > DRC_M$  ;

*EUSD* : Encargo de uso do sistema de distribuição.

Nota-se que a exigência regulamentada é alta, pois 3% de violação de DRP e 0,5% de DRC, em redes concebidas para um nível inferior de qualidade, torna-se uma tarefa difícil de superar, além de prazos exíguos para regularização o que exige rapidez e eficiência dos técnicos das distribuidoras.

## **ANEXO 2 – Fluxo de potência em redes de distribuição**

A alocação simultânea de banco de capacitores e reguladores de tensão através de um algoritmo genético requer uma avaliação para cada solução gerada. Esta avaliação é feita verificando-se o novo estado do sistema de distribuição frente à instalação dos equipamentos selecionados. É necessário determinar os níveis de tensão para cada barra do sistema, as perdas e o fluxo de potência nos ramos, para a rede primária e, na proposta deste trabalho, para os circuitos secundários.

Alguns métodos eficientes para o problema de fluxo de potência em sistemas de distribuição radiais estão disponíveis na literatura, divididos em dois grandes grupos: Método Soma das Potências – SDP, destacando-se o trabalho de SHIRMOHAMMADI et. al. (1988) e Método Soma das Correntes (SDC), BROADWATER et. al. (1988).

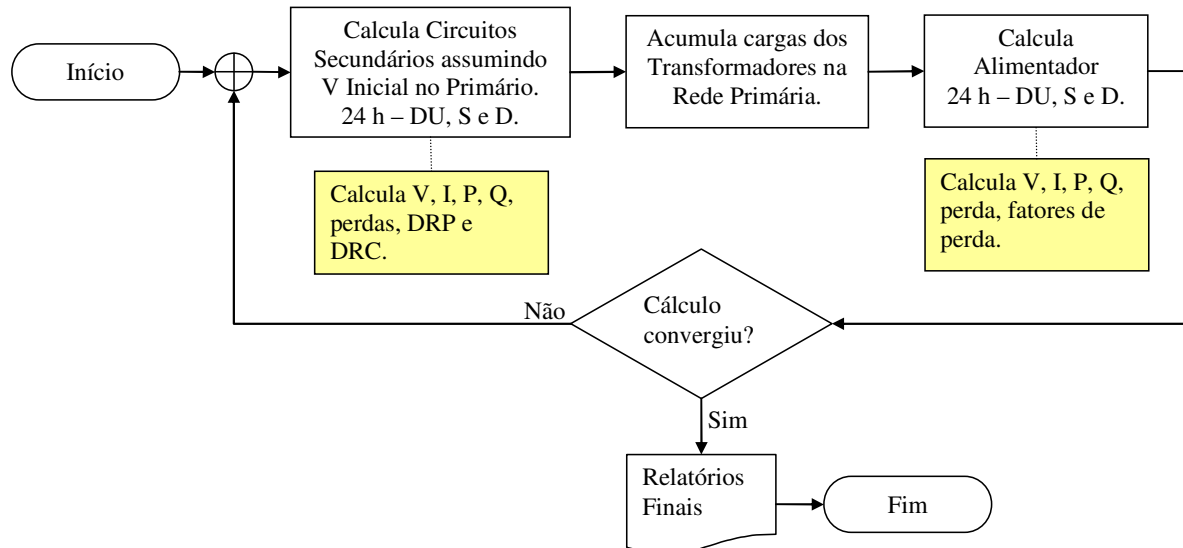
O trabalho de BERNARDON (2004) trouxe um algoritmo desenvolvido para a estimação de estados em redes de distribuição radiais. Baseado no método SDC, Bernardon criou o software ASD, que representa o sistema de distribuição primário sendo simétrico, trifásico e equilibrado.

Como o trabalho proposto integra as redes de baixa e média tensão, foram desenvolvidos dois fluxos de potência baseado na metodologia empregada em BERNARDON (2004), tendo como diferenciais: cálculo para redes primárias e secundárias, desequilibradas, a quatro fios, fluxo horário através de curvas típicas de carga e carga modelada como Potência Constante e Impedância Constante.

O fluxograma do algoritmo de fluxo desenvolvido exige para sua aplicação o conhecimento das seguintes informações:

- Topologia elétrica das redes de distribuição;
- Características das redes e dos equipamentos;
- Representação da carga elétrica através das potências ativa e reativa dos consumidores;
- Curvas típicas de carga dos clientes;
- Medidas das grandezas elétricas na subestação.

O algoritmo iterativo entre os circuitos secundários e a rede primária pode ser visualizado na Figura 39.



**Figura 39 – Fluxograma do fluxo de potência iterativo – Redes secundárias e rede primária.**

A seguir será descrito detalhadamente o processo iterativo entre os fluxos de baixa e média tensão.

Para cada transformador de distribuição tem-se uma rede secundária associada, composta por trechos e pontos de ligação, aos quais concentram informações dos consumidores ligados, suas respectivas classes e consumo mensal de energia.

As potências ativas e reativas das cargas, ou seja, as demandas dos consumidores são obtidas a partir do consumo mensal e sua respectiva curva típica de carga. O método consiste em calcular a demanda horária para cada cliente conectado a baixa tensão, para os dias úteis, sábados e domingos.

As curvas de tensão inicial na subestação, por horário e por dia, são informadas ao programa de fluxo para que se tenha a tensão inicial do alimentador.

Atribui-se inicialmente a tensão da subestação em todas as barras do circuito primário, assim, tem-se a tensão nas barras de baixa tensão de cada transformador de distribuição, obtidas com relação de transformação do TAP do equipamento. Na primeira iteração do fluxo secundário, a tensão calculada na baixa do transformador de distribuição é atribuída para todas as barras do circuito, desconsiderando-se assim as quedas de tensão. Ao montante de carga das barras é adicionada a potência de medidores de energia e as perdas dos ramais de ligação.

Com a tensão e as cargas de cada barra, calculam-se as correntes de cada nó.

Pelo método somatório das correntes tem-se a corrente total do circuito, calculando-se posteriormente as quedas de tensão conforme BERNARDON (2004). O diferencial está em que o cálculo proposto é realizado por fase, onde é contemplado o desequilíbrio de cargas e conseqüentemente a queda de tensão no neutro.

Após a convergência no método iterativo de baixa tensão, para cada transformador de distribuição têm-se as curvas de carga de potência ativa e reativa, que é enriquecida com os valores de perdas dos transformadores.

De posse das cargas em cada barra de média tensão, e das características de equipamentos como reguladores de tensão e capacitores, calcula-se o fluxo de potência para a rede primária.

Este processo de cálculos iterativos secundários-primário permanece até o critério de convergência ser atingido.

Os critérios adotados neste trabalho para as convergências são:

- Cálculo Secundário: Diferença menor ou igual a 1 Volt entre iterações;
- Cálculo Primário: Diferença menor ou igual a 20 Volts entre iterações;
- Processo Iterativo Secundários-Primário: Diferença menor ou igual a 1 Volt entre iterações secundárias.

## **ANEXO 3 – Algoritmos genéticos**

Algoritmos Genéticos são algoritmos de otimização global, baseados nos mecanismos de seleção natural e da genética. GOLDBERG (1989)

Uma busca paralela, estruturada e aleatória é empregada no reforço da busca de pontos de "alta aptidão", ou seja, pontos nos quais a função a ser minimizada ou maximizada tem valores relativamente baixos ou altos.

Embora aleatórios, eles não são caminhadas aleatórias não direcionadas, pois exploram informações históricas para encontrar novos pontos de busca onde são esperados melhores desempenhos. Isto é feito através de processos iterativos, onde cada iteração é chamada de geração.

Durante cada iteração, os princípios de seleção e reprodução são aplicados a uma população de candidatos que pode variar, dependendo da complexidade do problema e dos recursos computacionais disponíveis. Através da seleção, se determina quais indivíduos conseguirão se reproduzir, gerando um número determinado de descendentes para a próxima geração, com uma probabilidade determinada pelo seu índice de aptidão. Em outras palavras, os indivíduos com maior adaptação relativa têm maiores chances de se reproduzir.

O ponto de partida para a utilização de Algoritmos Genéticos, como ferramenta para solução de problemas, é a representação destes problemas de maneira que os Algoritmos Genéticos possam trabalhar adequadamente sobre eles. Tradicionalmente, os indivíduos são representados genotípicamente por vetores binários, onde cada elemento de um vetor denota a presença (1) ou ausência (0) de uma determinada característica: o seu genótipo. Os elementos podem ser combinados formando as características reais do indivíduo, ou o seu fenótipo. Teoricamente, esta representação é independente do problema, pois uma vez encontrada a representação em vetores binários, as operações padrão podem ser utilizadas, facilitando o seu emprego em diferentes classes de problemas.

A utilização de representações em níveis de abstração mais altos tem sido investigada. Como estas representações são mais fenotípicas, facilitariam sua utilização em determinados ambientes, onde essa transformação "fenótipo - genótipo" é muito complexa. Neste caso, precisam ser criados os operadores específicos para utilizar estas representações.

O princípio básico do funcionamento dos AG é que um critério de seleção vai fazer com que, depois de muitas gerações, o conjunto inicial de indivíduos gere indivíduos mais aptos. A maioria dos métodos de seleção são projetados para escolher preferencialmente indivíduos com maiores notas de aptidão, embora não exclusivamente, a fim de manter a diversidade da população.

Os principais aspectos que diferenciam os AG dos métodos tradicionais de otimização, segundo (GOLDBERG, 1997) e (REZENDE, 2003), são:

- Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros e não com os próprios parâmetros;
- Trabalham com um espaço de busca, onde estão todas as possíveis soluções do problema e não um único ponto;
- Utilizam informação de custo ou recompensa e não derivadas ou outro conhecimento auxiliar;
- Utilizam regras de transição probabilísticas e não determinísticas.

A seguir veremos algumas características dos AG que o tornam uma poderosa ferramenta de otimização.

### **A3.1 - A estrutura de um Algoritmo Genético**

Os AG são inspirados na genética e na teoria da evolução das espécies, por isso, há uma analogia muito forte com os termos da biologia. LINDEN (2008)

Vemos os principais termos encontrados:

*Cromossomo* ou indivíduo - cadeia de genes que representa uma solução possível para o problema;

*Gene* - representação de cada parâmetro de acordo com o alfabeto utilizado (binário, inteiro ou real);

*Alelo* – valor entre vários possíveis para cada *gene*;

*Locus* – posição do *gene*.

População - conjunto de pontos (indivíduos) no Espaço de Busca;

Geração – iteração completa do AG que gera uma nova população;

Aptidão bruta – saída gerada pela função objetivo para um indivíduo da população;

Aptidão normalizada – aptidão bruta normalizada, entrada para o algoritmo de seleção.

Segundo LINDEN (2008), os algoritmos genéticos podem ser resumidos algoritmicamente através dos seguintes passos:

- a) Inicialize a população de cromossomos;
- b) Avalie cada cromossomo na população;
- c) Selecione os pais para gerar novos cromossomos;
- d) Aplique os operadores de recombinação e mutação de forma a gerar novos indivíduos para a nova geração;
- e) Apague os velhos membros da população;
- f) Avalie todos os novos cromossomos;
- g) Se o tempo acabou, ou o melhor cromossomo satisfaz os requerimentos e desempenho, retorne-o, caso contrário volte ao passo c.

A seguir serão mostrados os operadores genéticos aplicados aos algoritmos genéticos.

## **A3.2 - Operadores genéticos**

### **A3.2.1 - Seleção**

O processo de seleção desempenha o papel da seleção natural na evolução, selecionando para sobreviver e reproduzir os organismos melhores adaptados ao meio, no caso, os cromossomos com melhor valor na função objetivo.

A maneira pela qual os cromossomos são selecionados para reprodução pode variar, dependendo do método utilizado. Entretanto, é certo que os cromossomos melhor adaptados terão, necessariamente, uma probabilidade maior de sobrevivência e reprodução que os de baixa função de adequação GOLDBERG (1989) e MITCHELL (1996).

Vários métodos de seleção têm sido propostos, entre eles se destacam tradicionalmente: Método da roleta, método do torneio, método da amostragem universal estocástica e método do elitismo.

### A3.2.2 - Cruzamento

O cruzamento (*crossover*) é o processo através do qual dois cromossomos (A e B) trocam genes, garantindo a diversidade da futura geração, mantendo as características de adaptação da população atual.

O operador cruzamento é considerado predominante, por isso é aplicado com probabilidade da ordem de 70% a 100%. AVILA (2002)

Os operadores de cruzamento mais tradicionais são: Cruzamento de 1 ponto de corte, cruzamento com 2 pontos de corte e cruzamento uniforme. LINDEN (2008)

### A3.2.3 - Mutação

Enquanto o operador cruzamento contribui para a igualdade entre os indivíduos o operador mutação garante a diversidade genética da população. Pode-se dizer que o operador mutação é uma heurística exploratória, injetando novos indivíduos na população, permitindo que o AG busque soluções fora dos limites definidos pela população inicial. LINDEN (2008)

O operador de mutação percorre todos os genes do cromossomo e para cada *locus* gera um evento com probabilidade  $pm$ ; se este evento ocorrer, o *alelo* é trocado.

Como a probabilidade  $pm$  é muito baixa, poucos cromossomos são afetados por ela GOLDBERG (1989) e MITCHELL (1996). Desta maneira a mutação assegura a probabilidade de chegar a qualquer ponto do espaço de busca além de contornar o problema dos mínimos locais, pois este mecanismo altera levemente a direção de busca.



## ANEXO 4 – Arquivo de rede

O algoritmo é inicializado com as premissas estabelecidas para a otimização, onde são informadas as quantidades de equipamentos, se haverá otimização da alocação (apenas tronco do alimentador) e se haverá alteração de TAP<sub>s</sub>.

O arquivo contendo os dados da rede de distribuição possui os seguintes campos:

- Nós Primários – Traz as informações das barras primárias com seus respectivos equipamentos: transformador de distribuição, capacitor ou regulador de tensão.
- Ramos primários – Vem com as informações das redes primárias, comprimento de trechos, cabos utilizados, coordenadas, ramo pai e ramos filhos.
- Demandas Ativas, Reativas e de Carga – Informam as curvas medidas de demanda ativa e reativa do alimentador (para possível correção do cálculo). Curva de tensão de saída do alimentador (será a tensão inicial do fluxo de potência). Curvas típicas para cada classe de consumidor. Curvas medidas para clientes especiais ou transformadores (para calcular com demanda medida ou corrigir o cálculo).
- Consumidores – Detalhes de cada consumidor do sistema, com sua respectiva classe, fase de ligação, consumo mensal em kWh, demanda medida e tensão contratada.
- Iluminação Pública – Dados de iluminação pública nas redes secundárias, como barra de ligação, circuito, potência e fase de ligação.
- Ramos secundários – Traz as informações de cada circuito secundário, como: ponto de conexão a rede primária, ramos, tipo de condutores e fases.

Com estes dados é possível calcular o fluxo de potência horário para dias úteis, sábados e domingos conforme detalhado na seção 2.4.

Uma análise da configuração original do circuito de distribuição em estudo é feita para servir de referência para as configurações propostas. Nesta análise, calcula-se o fluxo horário para dia útil, sábado e domingo tendo as informações de:

Perdas ativas e reativas nas redes primária e secundárias, perdas ativas e reativas nos equipamentos, níveis de tensão para cada barra do sistema, conseqüentemente para cada cliente, horários de carga máxima e mínima do alimentador e, por fim, uma estimativa dos valores a serem pagos por violação dos limites de tensão aos clientes grupo A e B.

Após a avaliação do circuito original a população inicial é formada por um conjunto de indivíduos, obtidos de forma aleatória, que podem ser vistos como possíveis soluções do problema.