

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

GÉSSICA MICHELLE DOS SANTOS PEREIRA

ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO EM
REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES DESBALANCEADAS

CURITIBA

2015

GÉSSICA MICHELLE DOS SANTOS PEREIRA

ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO EM
REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES DESBALANCEADAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Thelma S. Piazza Fernandes

Coorientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

CURITIBA

2015

P436a

Pereira, G ssica Michelle dos Santos

Aloca o de bancos de capacitores e reguladores de tensão em redes elétricas inteligentes desbalanceadas/ G ssica Michelle dos Santos Pereira.
– Curitiba, 2015.
162 f. : il. color. ; 30 cm.

Disserta o - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia,
Programa de Pós-gradua o em Engenharia Elétrica, 2015.

Orientador: Thelma S. Piazza Fernandes – Co-orientador: Alexandre
Rasi Aoki.

Bibliografia: p. 125-134.

1. Capacitores. 2. Algoritmos - Inteligência artificial - Partículas. 3. Rede elétrica. 4. Reguladores de voltagem. 5. Energia elétrica - Distribui o. I. Universidade Federal do Paraná. II. Fernandes, Thelma S. Piazza. III. Aoki, Alexandre Rasi . IV. Título.


CDD: 621.312

TERMO DE APROVAÇÃO

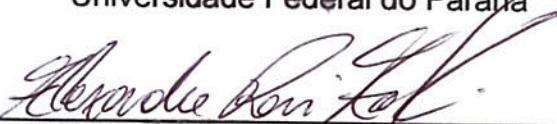
GÉSSICA MICHELLE DOS SANTOS PEREIRA

ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE
TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES DESBALANCEADAS

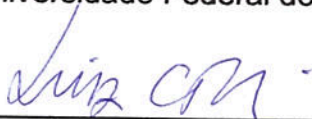
Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Paraná.



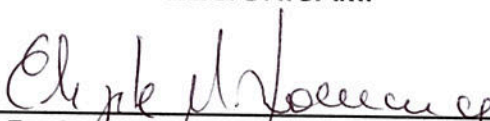
Profª. Drª. Thelma S. Piazza Fernandes – Orientador
Universidade Federal do Paraná



Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki - Coorientador
Universidade Federal do Paraná



Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
DSE/FEEC/UNICAMP



Profª. Drª. Elizete Maria Lourenço
Universidade Federal do Paraná



Prof. Dr. Odilon Luis Tortelli
Universidade Federal do Paraná

Curitiba, 07 de agosto de 2015.

*Este trabalho é dedicado aos heróis do cotidiano,
àqueles que não deixam a peteca cair
e ainda assim são capazes de sorrir.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus o ar em meus pulmões e minha alma acesa.

O companheirismo de meu marido George Fabiano e a orientação diligente da professora Dra. Thelma e do professor Dr. Aoki.

A ajuda dos meus colegas de universidade e de trabalho, sem o qual seria impossível ter chegado até aqui.

E também o apoio financeiro dos Institutos Lactec.

*"A mente que se abre a uma nova idéia jamais voltará ao seu tamanho original".
(Albert Einstein)*

RESUMO

Os sistemas de distribuição apresentam particularidades que impedem as simplificações adotadas em sistemas de transmissão, demandando análises diferenciadas como a representação trifásica, que possibilita analisar a influência das impedâncias mútuas e das cargas desbalanceadas. Além disso, com o advento das redes elétricas inteligentes, é possível observar um novo conjunto de aplicações que permitem as concessionárias planejarem soluções mais eficientes, de modo a resolver os problemas diagnosticados e otimizar os recursos adotados. Dentre estas aplicações, destacam-se a minimização das perdas e o controle de qualidade da energia elétrica, que são pontos levantados ao se planejar os sistemas de distribuição. Estes pontos podem ser melhorados com a alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão. Contudo, a estratégia comum de alocação é o uso da representação simplificada da rede e reguladores com comutação trifásica dos taps. Sendo assim, este trabalho apresenta uma metodologia otimizada de alocação desses dispositivos, considerando um cenário de redes elétricas inteligentes desbalanceadas a fim de melhorar a qualidade do fornecimento de energia, através de técnica metaheurística e simulação computacional. Na abordagem proposta, o algoritmo de otimização binária por enxame de partículas forneceu as melhores localizações e especificações de ambos os equipamentos. O OpenDSS resolveu o problema de fluxo de carga e permitiu a modelagem da topologia trifásica desbalanceada dos sistemas de teste do IEEE de 34 e 123 barras, bem como possibilitou os bancos de capacitores e os taps dos reguladores de tensão (por fase) comutarem para uma curva de carga que varia nas 24 horas de diferentes tipos de dias (dias úteis, sábados e domingos/feriados). A partir dos resultados obtidos, comparado aos sistemas sem alocação, observou-se que houve minimização de todas as metas da função objetivo. Também houve melhora do desempenho da utilização dos dispositivos de controle em comparação com à configuração original.

Palavras-chaves: Banco de capacitores. OpenDSS. Otimização binária por enxame de partículas. Rede elétrica inteligente. Regulador de tensão. Sistema trifásico desbalanceado.

ABSTRACT

Distribution systems have features which prevent the simplifications adopted in transmission systems, requiring a different analysis like the three-phase representation, which allows to analyze the influence of mutual impedance and unbalanced loads. In addition, with the advent of smart grids, it is possible to observe a new set of applications which allow the utilities to plan more efficient solutions, in order to solve the diagnosed problems and optimize the adopted resources. Among these applications, there are the minimization of losses and electrical power quality, which are raised points when planning distribution systems. These points can be improved by placement of capacitor banks and voltage regulators. However, the common strategy for allocation is using a simplified representation of the network, and regulators with three-phase tap changers. Therefore, this work presents an optimized methodology for the allocation of such devices, when considering a scenario of unbalanced smart grids in order to improve electrical power supply quality, through metaheuristic techniques and computational simulations. In the proposed approach, the binary particle swarm optimization algorithm provided the best locations and specifications for both equipment. OpenDSS solved the load flow problem and allowed the modeling of unbalanced three-phase topology for the 34 and 123 buses IEEE test systems, as well as permitted the capacitor banks and voltage regulator taps (per phase) to switch for a load curve which varies within 24 hours on different days (weekdays, Saturdays and Sundays/holidays). From the results obtained, compared to systems without allocation, it was observed that there was minimization of all the targets of the objective function. There was also a performance improvement in the control devices compared to the original configuration.

Key-words: Binary particle swarm optimization. Capacitors bank. OpenDSS. Smart grid. Unbalanced three-phase system. Voltage regulator.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema teste IEEE de 34 barras	75
Figura 2 – Sistema teste IEEE de 123 barras	75
Figura 3 – Curvas de carga	77
Figura 4 – Molde da partícula com alocação de BC ou RT	81
Figura 5 – Molde da partícula com alocação de BC e RT	81
Figura 6 – Molde do banco de capacitores	86
Figura 7 – Molde do regulador de tensão	88
Figura 8 – Exemplo da modelagem de uma sequência de bits	89
Figura 9 – Comutação dos taps com alocação simultânea de BC e RT - 34 barras .	112
Figura 10 – Perdas com alocação simultânea de BC e RT - 34 barras	113
Figura 11 – Desvio de perfil de tensão com alocação simultânea de BC e RT - 34 barras	114
Figura 12 – Desvio de desbalanceamento de tensão com alocação simultânea de BC e RT - 34 barras	114
Figura 13 – Comutação dos taps do primeiro RT com alocação simultânea - 123 barras	118
Figura 14 – Comutação dos taps do segundo RT com alocação simultânea - 123 barras	119
Figura 15 – Perdas com alocação simultânea de BC e RT - 123 barras	119
Figura 16 – Desvio de perfil de tensão com alocação simultânea de BC e RT - 123 barras	120
Figura 17 – Perdas com alocação de BC - 34 barras	140
Figura 18 – Desvio de perfil de Tensão com alocação de BC - 34 barras	140
Figura 19 – Desvio de desbalanceamento de Tensão com alocação de BC - 34 barras	141
Figura 20 – Comutação dos taps com alocação de RT - 34 barras	142
Figura 21 – Perdas com alocação de RT - 34 barras	143
Figura 22 – Desvio de FP com alocação de RT - 34 barras	143
Figura 23 – Desvio de perfil de tensão com alocação de RT - 34 barras	144
Figura 24 – Desvio de desbalanceamento de tensão com alocação de RT - 34 barras	144
Figura 25 – Perfil de tensão com alocação - 34 barras	146
Figura 26 – Comutação dos taps do primeiro RT com a penalidade - 34 barras . . .	149
Figura 27 – Comutação dos taps do segundo RT com a penalidade - 34 barras . . .	150
Figura 28 – Perdas com penalidade - 34 barras	150
Figura 29 – Desvio de perfil de tensão com penalidade - 34 barras	151
Figura 30 – Desvio de desbalanceamento de tensão com penalidade - 34 barras . .	152
Figura 31 – Comutação do primeiro BC com incremento de carga - 34 barras	155
Figura 32 – Comutação dos taps do primeiro RT com o incremento de carga - 34 barras	156
Figura 33 – Comutação dos taps do segundo RT com o incremento de carga - 34 barras	156
Figura 34 – Perdas com incremento de carga - 34 barras	157

Figura 35 – Desvio de perfil de tensão com incremento de carga - 34 barras	158
Figura 36 – Desvio de desbalanceamento de tensão com incremento de carga - 34 barras	158
Figura 37 – Perdas com alocação de BC - 123 barras	159
Figura 38 – Desvio de perfil de tensão com alocação de BC - 123 barras	160
Figura 39 – Desvio de desbalanceamento de tensão com alocação de BC - 123 barras	161
Figura 40 – Comutação dos taps com alocação de RT - 123 barras	162
Figura 41 – Perdas com alocação de RT - 123 barras	162
Figura 42 – Desvio de FP com alocação de RT - 123 barras	163
Figura 43 – Desvio de perfil de tensão com alocação de RT - 123 barras	163

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Percentuais típicos de carga de um alimentador	76
Tabela 2 – Horas por tipo de dia e patamar de carga	76
Tabela 3 – Tensões de fornecimento por patamar de carga	76
Tabela 4 – Valores comerciais de potência dos bancos de capacitores	87
Tabela 5 – Exemplo de decodificação do molde de dois bancos de capacitores . . .	90
Tabela 6 – Exemplo de decodificação de um regulador de tensão	90
Tabela 7 – Preços dos bancos de capacitores fixos e automáticos	94
Tabela 8 – Preços dos reguladores de tensão monofásicos	95
Tabela 9 – Parâmetros do OpenDSS	99
Tabela 10 – Parâmetros do OBEP	100
Tabela 11 – Quantidade máxima de equipamentos para cada sistema e curva de carga	100
Tabela 12 – Valores mínimos e máximos para a composição das parcelas da função objetivo do sistema de 34 barras em todas as situações de carga	101
Tabela 13 – Valores mínimos e máximos para a composição das parcelas da função objetivo do sistema de 123 barras em todas as situações de carga	101
Tabela 14 – Resultados dos testes de avaliação da formulação com diferentes tipos de alocação	102
Tabela 15 – Resultados dos testes de sensibilidade dos indicadores ao modelo de carga e configuração	103
Tabela 16 – Resumo dos resultados da comparação da otimização da alocação entre a representação trifásica e monofásica	104
Tabela 17 – Desempenho comparativo do algoritmo entre representação trifásica e monofásica	105
Tabela 18 – Dimensionamento comparativo de BC entre os sistemas trifásico e monofásico	105
Tabela 19 – Dimensionamento comparativo de RT entre os sistemas trifásico e monofásico	105
Tabela 20 – Quantidade de equipamentos alocados no primeiro conjunto de testes de análise da FO	106
Tabela 21 – Valores da FO alcançados no primeiro conjunto de testes de análise das suas parcelas	106
Tabela 22 – Impacto da minimização de cada uma das parcelas nas demais	107
Tabela 23 – Quantidade de equipamentos alocados no segundo conjunto de testes de análise da FO	107
Tabela 24 – Valores da FO alcançados no segundo conjunto de testes de análise das suas parcelas	107

Tabela 25 – Impacto da minimização de cada uma das parcelas com custos nas demais	108
Tabela 26 – Impacto em F4 de cada alocação para cada minimização com custos	108
Tabela 27 – Resumo dos resultados dos objetivos de minimização para o teste de alocação no sistema de 34 barras com curva horária	110
Tabela 28 – Parcelas e total da FO para o teste de alocação no sistema de 34 barras com curva horária	111
Tabela 29 – Desempenho do algoritmo quanto a convergência - 34 barras e curva de carga horária	111
Tabela 30 – Dimensionamento de BC com a alocação otimizada simultânea no sistema de 34 barras	112
Tabela 31 – Dimensionamento de RT com a alocação otimizada simultânea no sistema de 34 barras	112
Tabela 32 – Resumo dos resultados dos objetivos de minimização para o teste de alocação no sistema de 123 barras com curva horária	116
Tabela 33 – Parcelas e total da FO para o teste de alocação no sistema de 123 barras com curva horária	117
Tabela 34 – Desempenho do algoritmo quanto a convergência - 123 barras e curva de carga horária	117
Tabela 35 – Dimensionamento dos BCs com a alocação otimizada simultânea no sistema de 123 barras	117
Tabela 36 – Dimensionamento dos RTs com a alocação otimizada simultânea no sistema de 123 barras	118
Tabela 37 – Dimensionamento de alocação otimizada de apenas BC no sistema de 34 barras	139
Tabela 38 – Dimensionamento de alocação otimizada de apenas RT no sistema de 34 barras	141
Tabela 39 – Equivalência dos nomes das barras	145
Tabela 40 – Resumo dos resultados dos objetivos de minimização para o teste de alocação com a nova penalidade no sistema de 34 barras com curva horária	147
Tabela 41 – Parcelas e total da FO para o teste de alocação com a nova penalidade no sistema de 34 barras com curva horária	148
Tabela 42 – Desempenho do algoritmo quanto a convergência com a nova penalidade	148
Tabela 43 – Dimensionamento do BC com a nova penalidade no sistema de 34 barras	148
Tabela 44 – Dimensionamento dos RTs com a nova penalidade no sistema de 34 barras	149
Tabela 45 – Resumo dos resultados dos objetivos de minimização para o teste de alocação no sistema de 34 barras com incremento de carga	154
Tabela 46 – Parcelas e total da FO para o teste de alocação no sistema de 34 barras com incremento de carga	154

Tabela 47 – Desempenho do algoritmo quanto a convergência com incremento de carga	154
Tabela 48 – Dimensionamento dos BCs com incremento de carga no sistema de 34 barras	155
Tabela 49 – Dimensionamento dos RTs com incremento de carga no sistema de 34 barras	155
Tabela 50 – Dimensionamento de alocação otimizada de apenas BC no sistema de 123 barras	159
Tabela 51 – Dimensionamento de alocação otimizada de apenas RT no sistema de 123 barras	161

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas.
AGs	Algoritmos Genéticos.
AM	<i>Amplitude Modulation.</i>
AMI	<i>Advanced Metering Interface.</i>
AMN	Associação Mercosul de Normalização.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
ANSI	<i>American National Standards Institute.</i>
BC	Banco de Capacitores.
BPSO	<i>Binary Particle Swarm Optimization.</i>
CA	Corrente Alternada.
CC	Corrente Contínua.
CIGRE	<i>Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension.</i>
COPANT	Comissão Panamericana de Normas Técnicas.
DG	<i>Distributed Generation.</i>
DSM	<i>Demand-side Management.</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute.</i>
FC	Fluxo de Carga.
FM	<i>Frequency Modulation.</i>
FO	Função Objetivo.
FP	Fluxo de Potência.
FPO	Fluxo de Potência Ótimo.
FPOT	Fluxo de Potência Ótimo Trifásico.
GAs	<i>Genetic Algorithms.</i>
GCM	<i>Global Criterion Method.</i>
GD	Geração Distribuída.
GIC	<i>Geomagnetically-induced Currents.</i>
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda.
GRASP	<i>Greedy Randomized Adaptive Search Procedures.</i>

IA	Inteligência Artificial.
IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
IMA	Interface de Medição Avançada.
ISO	<i>International Organization for Standardization.</i>
KKT	Karush-Kuhn-Tucker.
LDC	<i>Line-Drop Compensation.</i>
LTC	<i>Load Tap Changer.</i>
MDM	<i>Meter Data Management.</i>
MPI	Método dos Pontos Interiores.
MT	Média Tensão.
NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association.</i>
OBEP	Otimização Binária por Enxame de Partículas.
OEP	Otimização por Enxame de Partículas.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator.</i>
PI	Programação Inteira.
PIM	Programação Inteira Mista.
PL	Programação Linear.
PLI	Programação Linear Inteira.
PLIM	Programação Linear Inteira Mista.
PMU	<i>Phasor Measurement Unit.</i>
PNL	Programação Não Linear.
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista.
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.
PSO	<i>Particle Swarm Optimization.</i>
QEE	Qualidade de Energia Elétrica.
REI	Rede Elétrica Inteligente.

RT	Regulador de Tensão.
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition.</i>
SD	Sistema de Distribuição.
SDC	Soma das Correntes.
SDP	Soma das Potências.
SE	Subestação.
SG	<i>Smart Grid.</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional.
ST	Sistema de Transmissão.
TI	Tecnologia da Informação.

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Índice da partícula.
δ	Índice da dimensão.
β	Índice da iteração do algoritmo de OEP.
$v_{\alpha\delta}^{\beta+1}$	Próxima velocidade da partícula.
w	Função de ponderação do algoritmo de oep.
$v_{\alpha\delta}^{\beta}$	Velocidade atual da partícula.
c_1	Coeficiente de aceleração referente a experiência da partícula.
$rand$	Numero aleatório entre 0 e 1.
$pbest$	Melhor posição alcançada pela partícula.
$z_{\alpha\delta}^{\beta}$	Posição atual da partícula.
c_1	Coeficiente de aceleração referente a experiência do enxame.
$gbest$	Melhor posição alcançada pelo enxame.
$z_{\alpha\delta}^{\beta+1}$	Próxima posição da partícula.
$T(v_{\alpha\delta}^{\beta})$	Valor da função de transferência do OBEP.
μ	Média da função de distribuição normal.
σ	Desvio padrão da função de distribuição normal.
$QtdBit_{total}$	Quantidade total de bits da partícula.
$QtdBit_{aloca}^{BC}$	Quantidade de bits para a decisão de alocação de banco de capacitores.
$QtdBit_{aloca}^{RT}$	Quantidade de bits para a decisão de alocação de reguladores de tensão.
Num_{max}^{BC}	Número máximo de banco de capacitores.
Num_{max}^{RT}	Número máximo de reguladores de tensão.
$QtdBit_{total}^{moldeBC}$	Quantidade total de bits do molde de banco de capacitores.
$QtdBit_{total}^{moldeRT}$	Quantidade total de bits do molde de regulador de tensão.
Q_{sub}	Potência reativa na Subestação (SE).
P_{sub}	Potência ativa na SE.
V_{k1}	Tensão de barra menor que a tolerância mínima.
$k1$	Índice de barra com tensão menor que a tolerância mínima.

ω_{k1}	Conjunto de barras com tensão menor que a tolerância mínima.
$QtdBit_{barra}^{BC}$	Quantidade de bits de barra de banco de capacitores.
$QtdBit_{tipo}^{BC}$	Quantidade de bits de tipo de banco de capacitores.
$QtdBit_{potencia}^{BC}$	Quantidade de bits de potência nominal de banco de capacitores.
$QtdBit_{linha}^{RT}$	Quantidade de bits de linha de regulador de tensão.
$QtdBit_{tensao}^{RT}$	Quantidade de bits de tensão nominal de regulador de tensão.
$m_{candidatas}^{barras}$	Dimensão do vetor de barras candidatas.
$m_{candidatas}^{linhas}$	Dimensão do vetor de linhas candidatas.
Bit_{aloca}^{BC}	Bit que determina a alocação de bancos de capacitores.
Bit_{aloca}^{RT}	Bit que determina a alocação de reguladores de tensão.
$Aloca^{BC}$	Determinação de alocação de bancos de capacitores.
$Aloca^{RT}$	Determinação de alocação de reguladores de tensão.
$cont_{part}$	Contador que percorre a <i>bitstring</i> da partícula.
$cont_{molde}^{BC}$	Contador que percorre a <i>bitstring</i> do molde do banco de capacitores.
$cont_{molde}^{RT}$	Contador que percorre a <i>bitstring</i> do molde do regulador de tensão.
Bit_{barra}^{BC}	Bits de barra de banco de capacitores.
$Bit_{tipo}^{moldeBC}$	Bit de tipo de banco de capacitores.
$Bit_{potencia}^{moldeBC}$	Bits de potência nominal de banco de capacitores.
$Barra_{aloca}^{BC}$	Barra do banco de capacitores.
$Indice_{barra}^{BC}$	Índice do vetor de barras candidatas.
$Tipo_{aloca}^{BC}$	Tipo do banco de capacitores.
$Potencia_{aloca}^{BC}$	Potência nominal do banco de capacitores.
$Indice_{potencia}^{BC}$	Índice do vetor de potências comerciais de banco de capacitores.
Bit_{linha}^{RT}	Bits de linha de regulador de tensão.
Bit_{tensao}^{RT}	Bits de tensão nominal de regulador de tensão.

$Indice_{linha}^{RT}$	Índice do vetor de linhas candidatas.
$Linha_{aloca}^{RT}$	Linha do regulador de tensão.
P_{perdas}	perdas de potência ativa em todo o sistema.
P_{km}	Fluxo de potência ativa da barra k para a barra m.
k	Índice de barra.
m	Índice de barras adjacentes à barra k.
P_{mk}	Fluxo de potência ativa da barra m para a barra k.
Nb	Número total de barras do sistema.
ω_k	Conjunto de barras adjacentes à barra k.
P_{perdas}^{total}	Total de perdas de potência ativa.
i	Índice de dia.
D	Quantidade total de dias.
j	Índice de discretização diária.
P	Quantidade total de discretizações diárias.
FP_{sub}	Fator de potência na SE.
Q_{FP}^{desvio}	Desvio de fator de potência ideal na SE em termos de potência reativa.
$Q_{FP}^{desviototal}$	Desvio total do fator de potência em termos de potência reativa.
V_{pu}^{desvio}	Desvio de tensão do intervalo tolerável em todo o sistema.
V_{k2}	Tensão de barra maior que a tolerância máxima.
$k2$	Índice de barra com tensão maior que a tolerância máxima.
ω_{k2}	Conjunto de barras com tensão maior que a tolerância máxima.
$V_{pu}^{desviototal}$	Desvio total de tensão.
V_{desb}	Desbalanceamento de tensão em uma barra.
V_2	Tensão de sequência negativa.
V_1	Tensão de sequência positiva.
V_{desb}^{desvio}	Desvio de desbalanceamento de tensão tolerável em todo o sistema.
$V_{desb_{k3}}$	Desbalanceamento de tensão maior que o tolerável.
$k3$	Índice de barra com desbalanceamento de tensão maior que o tolerável.

ω_{k3}	Conjunto de barras com desbalanceamento de tensão maior que o tolerável.
$V_{desb}^{desviototal}$	Desvio total de desbalanceamento de tensão.
$Custo_{BC}^{total}$	Custo total de bancos de capacitores alocados.
$Custo_{BCfixo}^{total}$	Custo total de bancos de capacitores fixos alocados.
$Custo_{BCauto}^{total}$	Custo total de bancos de capacitores automáticos alocados.
$Custo_{BCfixo}$	Custo de cada banco de capacitores fixo alocado.
$Custo_{BCauto}$	Custo de cada banco de capacitores automático alocado.
i_{fixo}	Índice de banco de capacitores fixo alocado.
N_{fixo}	Número total de bancos de capacitores fixos alocados.
i_{auto}	Índice de banco de capacitores automático alocado.
N_{auto}	Número total de bancos de capacitores automáticos alocados.
$I_{RT}^{projeto}$	Corrente de projeto de regulador de tensão.
I_{RT}^{max}	Corrente máxima do regulador de tensão.
$Custo_{RT}$	Custo do regulador de tensão trifásico alocado.
$Custo_{RTmono}$	Custo do regulador de tensão monofásico alocado.
$Custo_{RT}^{total}$	Custo total de reguladores de tensão alocados.
irt	Índice de regulador de tensão trifásico alocado.
N_{RT}	Número total de reguladores de tensão alocados.
F_1	Parcela da função objetivo referente a minimização das perdas técnicas.
F_2	Parcela da função objetivo referente a minimização do desvio do fator de potência tolerável na SE.
F_3	Parcela da função objetivo referente a minimização do desvio de tensão do intervalo aceitável nas barras.

F_4	Parcela da função objetivo referente a minimização do desvio de desbalanceamento de tensão aceitável nas barras.
F_5	Parcela da função objetivo referente a minimização do custo de bancos de capacitores.
F_6	Parcela da função objetivo referente a minimização do custo de reguladores de tensão.
x	Índice de parcela da função objetivo.
N	Número total de parcelas da função objetivo.
F_x^*	Valor ótimo da parcela x da função objetivo.
F_x	Valor da parcela x da função objetivo.
y	Valor de projeto do método do critério global.
F_x^{min}	Valor mínimo da parcela x da função objetivo.
F_x^{max}	Valor máximo da parcela x da função objetivo.
CV	Coefficiente de variação.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	35
1.1	OBJETIVO GERAL	38
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	38
2	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES DESBALANCEADAS	39
2.1	Sistemas Elétricos Trifásicos Desbalanceados	39
2.2	Redes Elétricas Inteligentes	40
2.3	Qualidade de Energia Elétrica	43
2.3.1	Distúrbios e Indicadores de Qualidade de Energia	44
2.3.2	Regulamentação Vigente	48
2.3.2.1	Regulamentação Internacional	48
2.3.2.2	Regulamentação Nacional	49
2.3.2.3	Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição	49
2.4	Estratégias de Controle de Qualidade de Energia Elétrica	50
2.4.1	Alocação de Banco de Capacitores	52
2.4.2	Alocação de Reguladores de Tensão	54
2.5	Considerações Finais do Capítulo	56
3	OTIMIZAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO	59
3.1	Otimização	59
3.1.1	Algoritmos Determinísticos	59
3.1.2	Metaheurísticas	60
3.1.3	Otimização por Enxame de Partículas	62
3.1.4	Otimização Binária por Enxame de Partículas	64
3.2	Análise de Sistemas Elétricos	65
3.2.1	Cálculo do Fluxo de Carga	66
3.3	Método da Matriz Nodal Implícita	67
3.3.1	Cálculo do Fluxo de Carga com Otimização	67
3.4	Revisão Bibliográfica Sobre Alocação de Dispositivos Reguladores de Tensão	68
3.5	Considerações Finais do Capítulo	70
4	MATERIAIS E MÉTODOS	73
4.1	Materiais	73
4.1.1	Hardware e Software	73

4.1.2	Sistemas de Teste	73
4.1.2.1	Sistema de 34 barras	74
4.1.2.2	Sistema de 123 barras	74
4.1.3	Curvas de Carga	75
4.1.3.1	Curva de Carga de 9 Patamares	76
4.1.3.2	Curva de Carga diária Discretizada em 24 horas	76
4.1.4	Equipamentos Adotados	77
4.1.4.1	Banco de Capacitores Adotados	78
4.1.4.2	Reguladores de Tensão Adotados	78
4.2	Métodos	79
4.2.1	Caracterização Geral do Problema	79
4.2.2	Formulação Geral do Problema	80
4.2.3	Codificação da Partícula	80
4.2.3.1	Quantificação da Partícula	82
4.2.3.2	Decodificação da Partícula	84
	4.2.3.2.1 Decodificação do Molde do Banco de Capacitores	86
	4.2.3.2.2 Decodificação do Molde do Regulador de Tensão	88
4.2.3.3	Exemplo Didático de Quantificação e Decodificação do Molde da Partícula .	89
4.2.4	Função de Avaliação	90
4.2.4.1	Solução do Fluxo de Carga pelo <i>OpenDSS</i>	91
4.2.4.2	Funções de Penalidade	96
4.2.4.3	Função Objetivo	96
4.3	Considerações Finais do Capítulo	97
5	TESTES E RESULTADOS	99
5.1	Definição dos Parâmetros de Simulação	99
5.2	Determinação de Valores Mínimos e Máximos da Formulação	99
5.3	Validação da Formulação Proposta	102
5.4	Sensibilidade ao Tipo de Configuração	102
5.4.1	Comparação de Diferentes Configurações Sem Alocação	103
5.4.2	Comparação da Alocação com Representação Trifásica e Monofásica	103
5.5	Sensibilidade das Parcelas da Função Objetivo	105
5.6	Simulações de Alocação Otimizada Com Curva Horária	109
5.6.1	Teste com Sistema de 34 Barras e Curva de Carga Horária	109
5.6.1.1	Análise Geral dos Resultados da Otimização no Sistema de 34 Barras	109
5.6.1.2	Análise da Otimização no Sistema de 34 Barras Com a Curva Horária	111
5.6.2	Teste com Sistema de 123 Barras e Curva de Carga Horária	115
5.6.2.1	Análise Geral dos Resultados da Otimização no Sistema de 123 Barras	115
5.6.2.2	Análise da Otimização no Sistema de 123 Barras Com a Curva Horária	117

5.7 Considerações Finais do Capítulo	120
6 CONCLUSÕES	123
Referências	127
APÊNDICES	137
APÊNDICE A ANÁLISE DA ALOCAÇÃO ÚNICA DOS EQUIPAMENTOS NO SISTEMA DE 34 BARRAS COM A CURVA HORÁRIA	139
A.1 Alocação Otimizada de Banco de Capacitores - 34 Barras	139
A.2 Alocação Otimizada de Regulador de Tensão - 34 Barras	141
APÊNDICE B IMPACTO SISTEMÁTICO DA ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA NO PERFIL DE TENSÃO - 34 BARRAS	145
APÊNDICE C ANÁLISE DA MINIMIZAÇÃO DE F3 NO SISTEMA DE 34 BARRAS	147
APÊNDICE D ANÁLISE DA ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO NO SISTEMA DE 34 BARRAS	153
APÊNDICE E ANÁLISE DA ALOCAÇÃO ÚNICA DOS EQUIPAMENTOS NO SISTEMA DE 123 BARRAS COM A CURVA HORÁRIA	159
E.1 Alocação Otimizada de Banco de Capacitores - 123 Barras	159
E.2 Alocação Otimizada de Regulador de Tensão - 123 Barras	160

1 INTRODUÇÃO

As características construtivas do Sistema de Distribuição (SD) comprometem a Qualidade de Energia Elétrica (QEE) entregue aos consumidores atendidos em Média Tensão (MT) pelas concessionárias sob diferentes aspectos. Por exemplo, o alto nível de potência reativa demandada, o aumento das cargas e as perdas técnicas na rede resultam em variações no perfil de tensão nas barras ¹; o prolongamento das linhas causam um progressivo aumento de queda de tensão no final dos alimentadores; e, a assimetria das linhas (presença de circuitos monofásicos e bifásicos) e as diferentes conexões de cargas causam desbalanceamento de tensão nas redes.

No Brasil, a QEE é padronizada e normalizada através do módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As companhias que não cumprem com o que é estabelecido no manual são passíveis de receberem multas. A norma vigente estabelece padrões de qualidade para a tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de tensão de curta duração e variação de frequência (ANEEL, 2015).

Sendo assim, os problemas observados na rede podem gerar prejuízos para as concessionárias por causa da energia ativa não entregue (advinda da dissipação *Joule* ou do suprimento de energia reativa), bem como por multas recebidas por causa de indicadores de QEE insatisfatórios.

Em geral, os investimentos na rede por parte das concessionárias concentram-se em: transferência da carga de um alimentador mais carregado para outros alimentadores menos carregados, troca de bitola do alimentador, construção de um novo alimentador, mudança de tensão primária de alimentação, construção de nova SE e utilização de dispositivos de controle. Este último contempla: Banco de Capacitores (BC) série, BC paralelo (*shunt*), Regulador de Tensão (RT) e transformador localizado na SE com mudança de tap (sem e sob carga).

O planejamento de SDs consiste em encontrar o ponto ótimo entre a minimização dos custos oriundos dos problemas encontrados na rede *versus* os custos do investimento para solucioná-los. A otimização desses fatores são frequentemente abordados na literatura e há diversas técnicas de resolução clássicas. Porém, com o advento da Rede Elétrica Inteligente (REI) – do inglês, *Smart Grid* (SG) –, houve a possibilidade de se abordar novas estratégias de otimização de planejamento.

A REI trata-se de uma rede elétrica munida de automação, rede de comunicação

¹ Em SDs, barras são postos de transformação, pontos de carga ou ramificação.

de dados e alta aderência a técnicas computacionais. Suas características permitem diversos tipos de aplicações, tais como: autorrecuperação, do inglês, *self-healing*; Geração Distribuída (GD) , do inglês, *Distributed Generation* (DG) ; conexão de veículos elétricos; Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) , do inglês, *Demand-side Management* (DSM) ; Interface de Medição Avançada (IMA) , do inglês, *Advanced Metering Interface* (AMI) ; entre outras.

Dos elementos/aplicações de REIs que podem ser utilizados no controle de QEE, Dugan et al. (2004) observa a importância da aquisição de dados fornecida pela IMA, pois o monitoramento presente em sistemas inteligentes permite um conhecimento mais preciso da rede e serve como apoio à tomada de decisão. Já em Brown (2008) afirma-se que além dos dados adquiridos pela IMA impactarem no *design* da rede, também há melhora na performance e sincronia dos equipamentos controladores de tensão devido à automação e à rede de comunicação, entre outros fatores.

Portanto, a proposta deste trabalho é a minimização das perdas na rede e a otimização de três dos indicadores de QEE controlados pela ANEEL: fator de potência na saída do alimentador, limites de perfil de tensão nas barras, e desbalanceamento de tensão entre fases, tendo em conta o menor custo possível da solução.

Das alternativas contempladas pelas concessionárias a fim de melhorar a QEE na rede, a estratégia adotada é a alocação de BCs paralelos e RTs, tendo em conta que os benefícios fornecidos pela inserção desses dispositivos dependem da forma com que são inseridos dentro do sistema e da forma que são operados quando estão em funcionamento. Ou seja, dependem da localização, especificação e manobras adequadas dos mesmos.

O cenário considerado é o de REIs desbalanceadas (cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas); prevendo tanto a presença de IMA através da discretização de três curvas de carga horária (dias úteis, sábados e domingos/feriados), quanto a operação sincronizada e automática dos BCs e RTs.

Nesse sentido, o método proposto utiliza uma técnica de otimização para a alocação de BCs e RTs. Para os BCs estabelecem-se a localização, (barra) o tipo de banco (fixo ou automático) e a potência nominal (em kvar). Para os RTs, estabelecem-se a localização (linha) e tensão nominal (em pu). As soluções de alocação encontradas são analisadas pela simulação de um Fluxo de Carga (FC) modelado utilizando representação trifásica, que calcula as perdas e os indicadores de QEE, bem como a melhor manobra prevista dos equipamentos alocados.

Diversas técnicas de otimização determinísticas e estocásticas já foram utilizadas no planejamento da alocação de BCs e RTs, as quais são normalmente aliadas a um estudo específico do sistema elétrico, como algum método de resolução de FC. Dentre estas técnicas de otimização, percebe-se a predominância no uso de Inteligência Artificial

(IA) através das metaheurísticas, tais como os Algoritmos Genéticos (AGs) – do inglês, *Genetic Algorithms* (GAs) .

Neste trabalho, adotou-se a versão binária da Otimização por Enxame de Partículas (OEP) – do inglês, *Particle Swarm Optimization* (PSO) –, a Otimização Binária por Enxame de Partículas (OBEP) – do inglês, *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO) . A utilização de algoritmos desse tipo tem vantagens como a implementação simples, boa velocidade de convergência e ser uma técnica conhecida em aplicações de otimização no sistema elétrico (VALLE et al., 2008a; NG; SALAMA; CHIKHANI, 2000). Por exemplo, faz-se uso dela na otimização da alocação de BCs em redes radiais de distribuição em sua versão contínua por Prakash e Sydulu (2007), Singh e Rao (2012); ou em sua versão binária, por Afaghzadeh et al. (2011), Afaghzadeh et al. (2012).

Adotou-se a modelagem trifásica porque assim é possível obter os desbalanceamentos de tensão entre as fases e também valores mais realísticos de perdas técnicas por levar em conta as impedâncias mútuas dos SDs. Contudo, em uma representação trifásica é preciso levar em conta que a análise do Sistema de Transmissão (ST) e do SD são diferentes. No primeiro é possível fazer simplificações que facilitam o estudo. Porém, no segundo, tais simplificações não são possíveis devido ao acoplamento das linhas e outras características citadas anteriormente, o que torna a tarefa mais complexa.

Na literatura, salienta-se o trabalho de Carpinelli et al. (2006), que também utilizou a representação trifásica tendo foco a análise das distorções harmônicas. Diferente do que é proposto nesta dissertação: a formulação de uma função de avaliação que se baseia nas perdas técnicas e de outros indicadores de QEE (fator de potência, perfil de tensão e desequilíbrio de tensão), considerando o desbalanceamento e acoplamento mútuo entre as fases.

Empregou-se o programa livre e de código aberto *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) para resolver o FC, fornecer as grandezas avaliadas e a manobra dos equipamentos alocados. Essa ferramenta é voltada para a modelagem de SDs, considera a modelagem trifásica de sistemas desbalanceados, fornece a comutação dos BCs, dos RTs por fase, sendo que os dispositivos podem estar sob carga variável no tempo. E também possui interface de integração com outros programas. Além disso, a Nota Técnica ANEEL (2014a) recomenda o OpenDSS para o cálculo de perdas em SD para o processo de revisão tarifária periódica.

Os próximos capítulos são divididos em uma parte conceitual e depois na parte prática. No Capítulo 2 contém a abordagem do cenário de REIs desbalanceadas e os aspectos gerais de QEE, BCs e RTs. No Capítulo 3 há a apresentação das técnicas de otimização e de representação e análise de sistemas elétricos, e também suas aplicações conhecidas para a otimização da alocação de BCs e RTs. No Capítulo 4 consta a apresentação dos materiais escolhidos e o detalhamento do método proposto. Já no Capítulo 5 consta os

resultados que a simulação do método proposto forneceu. Finalmente, no Capítulo 6 contém as conclusões obtidas com o trabalho.

1.1 OBJETIVO GERAL

Contribuir para a qualidade de energia entregue aos consumidores pelas concessionárias em REIs constituídas por sistema trifásico desbalanceado e atendidas em MT.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Revisar as características das REIs em sistemas desbalanceados e o que leva ao comprometimento da QEE entregue.

Pesquisar a respeito das consequências para as concessionárias e consumidores decorridas de um serviço de fornecimento de energia de baixa qualidade e a regulamentação vigente visando sua adequação.

Avaliar as estratégias das concessionárias para assegurar um serviço de entrega de energia adequado considerando as REIs.

Analisar os BCs e os RTs como dispositivos de controle utilizados para a adequação da QEE.

Revisar o conteúdo técnico-científico sobre as técnicas de metaheurísticas e FC utilizados com o intuito de otimizar uso de BCs e RTs, considerando aquelas que abordam REI.

Desenvolver metodologia baseada em metaheurísticas e FC no planejamento da alocação ótima de BCs e RTs em REIs trifásicas desbalanceadas atendidas em MT.

Implementar a metodologia através de simulação computacional.

Testar e validar a proposta em sistemas de testes conhecidos.

2 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES DESBALANCEADAS

A fim de se caracterizar o cenário abordado nesta dissertação, este capítulo primeiramente discorrerá a respeito das complexidades de sistemas elétricos desbalanceados e REIs, para depois revisar os tópicos de QEEs e as estratégias abordadas para sua otimização, incluindo BCs e RTs.

2.1 SISTEMAS ELÉTRICOS TRIFÁSICOS DESBALANCEADOS

Um sistema trifásico é dito desequilibrado ou desbalanceado quando as tensões ou as correntes de suas três fases possuem módulo diferentes entre si, ou estão defasadas de um ângulo diferente de 120° , sendo que as causas desse fenômeno são distintas de acordo com a carga e a topologia do sistema em estudo.

Em STs, as cargas são distribuídas de forma balanceada e é possível transpor as fases das linhas para mitigar o desequilíbrio de tensão, portanto, na prática, considera-se que esses sistemas são normalmente equilibrados. Contudo, desequilíbrios de tensão podem surgir devido a presença de cargas especiais, como a implantação de redes ferroviárias de alta velocidade (YING-YI; FU-MING, 2000).

Já em SDs não é viável aplicar as mesmas simplificações adotadas em STs, uma vez que esses sistemas são considerados naturalmente desequilibrados, devido a presença de cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas supridas por alimentadores cujas linhas possuem segmentos monofásicos, bifásicos e trifásicos que são intransponíveis (KERSTING, 2012).

Em ambos os sistemas, porém, é possível ocorrer desequilíbrios por faltas assimétricas (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

O cálculo do desequilíbrio de tensão aceito na academia e na maioria das normas é dado pela razão entre a tensão de sequência negativa e positiva da tensão (IEC 61000-2-1, 1990; IEC 61000-4-15, 2010; IEC 61000-4-30, 2008; ONS, 2009a; ANEEL, 2015). Há outros métodos de cálculo baseados na tensão fase-neutro e fase-fase (CIGRE, 1986; IEEE 112, 1991; IEEE 100, 1996; NEMA MG1, 1993), porém estes procedimentos são frequentemente comparados ao anterior (PILLAY; MANYAGE, 2001; BOLLEN, 2002; SINGH; SINGH; MITRA, 2007).

Os limites toleráveis de desbalanceamento de tensão dados em normas diferem de acordo com o país e o nível de tensão de atendimento, mas, em linhas gerais a faixa de tolerância encontra-se entre 0,5% e 2% (DUGAN et al., 2004).

O desequilíbrio de tensão pode causar danos a certas cargas presentes no sistema

elétrico ou no desempenho de elementos da própria rede.

Por exemplo, os motores de indução têm sua eficiência reduzida e seus mancais podem sofrer desgastes porque a tensão de sequência negativa produz um conjugado contrário à rotação produzida pela tensão de sequência positiva. Além disso, a alta corrente de sequência negativa (devido à baixa impedância de sequência negativa) provoca perdas e envelhecimento térmico (LEE, 1999; JOUANNE; BANERJEE, 2001).

No caso de conversores de potência eletrônicos, tais como aqueles utilizados no acionamento de motores, alimentações para computadores e dispositivos de iluminação eficiente, podem ter seu desempenho reduzido pela presença de harmônicas adicionais não características causadas por desequilíbrio de tensão.

A capacidade de transformadores e linhas é reduzida por ter que suprir componentes de sequência, que também devem ser levadas em conta no ajuste do tempo de disparo de dispositivos de proteção de modo a evitar aberturas desnecessárias.

Os efeitos do desbalanceamento de tensão, as normas e os limites toleráveis serão vistos novamente na seção 2.3 desta dissertação, com outros fenômenos atrelados à QEE.

2.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

O conceito de REIs ainda não está consolidado. Mas os autores em geral concordam que trata-se de um novo paradigma da estrutura física do sistema elétrico aliado à tecnologia de comunicação e automação, com alta aderência às técnicas computacionais.

Werbos (2011) lista 4 gerações distintas de REIs.

A primeira geração teve a mitigação dos apagões (do inglês, *blackout*) como principal motivação. As companhias elétricas passaram a investir na estrutura de comunicação da rede e em tecnologias de monitoramento remoto através de sensores e medidores automáticos, esses equipamentos permitiram que os operadores pudessem fazer a manobra remota da rede no caso de distúrbios.

A segunda implicava mais na utilização de sistemas de controle automático, abordava conceitos de estabilidade e de autorrecuperação. A idéia era que, depois de um distúrbio, o sistema se reconfigurasse sem precisar da decisão do operador. Surgiu na mesma época da crise energética nos Estados Unidos e coincidiu com as exigências do mercado de haver precificação diferenciada de energia.

A terceira geração abordava o conceito de rede integrada e otimizada, na visão do sistema elétrico monitorado através de um único centro de controle (o sistema interligado brasileiro é considerado *benchmarking* nesse aspecto). Nessa época houve as primeiras abordagens de IA com o intuito de otimizar a rede de transmissão, uma das técnicas mais difundidas foi a de redes neurais.

Entre a terceira e a quarta geração foi publicado o trabalho de Amin e Wollenberg (2005), onde usou-se o termo SG pela primeira vez. A ênfase do trabalho deu-se na rede elétrica com um sistema *on-line* de supervisão avançado, com a capacidade de enxergar a rede como um todo. Ele seria capaz de receber *inputs* oriundos de sensores e medidores da rede e de processar *outputs* que proporcionassem a autorrecuperação imediata do sistema de modo que a rede sofresse o menor dano possível. Ele também seria capaz de prever afundamentos de tensão e sobrecargas através de estimadores de estado e executar manobras na rede a fim de evitá-los. A técnica utilizada foi a de multi agentes.

A quarta é considerada por Werbos (2011) a rede verdadeiramente inteligente como é vista hoje, com a abordagem de eficiência energética, GD sustentáveis, tecnologia de armazenamento – do inglês, *storage* –, conexão de veículos elétricos e GLD. A caracterização atual está intrinsecamente ligada a conceitos de cidades inteligentes do inglês, *smart cities*) e cidades carbono zero.

Ministério de Minas e Energia (2011) e IEEE Standards Association and others (2011) caracterizam a arquitetura das REIs em três camadas: (i) física, (ii) comunicação e (iii) supervisão. Segundo eles, estas três camadas são encontradas em todas as aplicações relacionadas às REIs.

A camada física é composta por geração, transmissão, distribuição e consumidores de energia. Nesta camada também está a tecnologia aliada à aquisição de dados como os sensores e medidores eletrônicos, bem como os equipamentos de operação e proteção do sistema.

Dianich (2012) chama a camada de comunicação de espinha dorsal das REIs. As tecnologias que podem ser encontradas são comunicação por rádio frequência não licenciada (*point-to-multipoint*, *mesh* e *point-to-point*); radiofrequência licenciada, telefonia móvel via celular, fibra ótica, sistemas de comunicação por linhas de potência (do inglês, *power line communication systems*) e sistemas híbridos.

A camada lógica ou de supervisão é responsável pelo gerenciamento e uso dos dados coletados na camada física e transportados na camada de comunicação. Usa-se nesta camada sistemas de Aquisição de Dados e Controle da Supervisão – do inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) –, sistemas de Gerenciamento de Dados de Medição – do inglês, *Meter Data Management* (MDM) – e tecnologia embarcada de sistemas inteligentes de controle e automação da camada física.

O estudo de Amin (2011) observa e sumariza as principais questões levantadas nos projetos de REIs levando em conta aspectos técnicos, ambientais, sociais e econômicos. Entre os desafios e as oportunidades abordados em seu trabalho, pode-se citar:

1. Geração de energia alternativa e diminuição de CO_2 por ano emitido no meio ambiente.

2. Estudos de integração de geração eólica e fotovoltaica e de seus impactos na rede elétrica.
3. Transmissão e distribuição de energia elétrica mais eficientes com vistas em sustentabilidade, confiabilidade, resiliência e segurança, o que implica em:
 - *Microgrids* locais com auto suficiência o bastante para se recuperarem em ocasiões emergenciais.
 - Rede elétrica interligada mais inteligente e mais forte, com uma espinha dorsal capaz de manter-se operacional mesmo na presença de fontes intermitentes de energia e eletrificação de transportes.
4. Sistema elétrico inteligente e otimizado, capaz de atender a demanda com eficiência.
5. Melhoria na QEE com conseqüente redução de custos pelas interrupções de fornecimento de energia.
6. GLD e leque de opções tarifárias.
7. Aumento da eficiência energética e redução do consumo de energia representando economia para a população.
8. Redução do custo de infraestrutura e expansão baseada na suavização de picos horo sazonais da demanda.
9. Modernização da regulamentação tendo em conta o cenário de REIs.
10. Aumento da *cyber* segurança de Tecnologia da Informação (TI) encontrada na arquitetura de transmissão de dados das REIs.

Portanto, para uma rede ser considerada inteligente, ela deve ser capaz de coordenar sinergicamente recursos múltiplos encontrados em suas camadas de modo a satisfazer aplicações específicas, tais como:

- Autorrecuperação.
- Operação com resiliência.
- GLD.
- Conexão de veículos elétricos.
- Abertura à GD e armazenamento de energia.
- Eficiência energética tanto na transmissão e distribuição quanto no consumo de energia elétrica.

- Otimização de recursos.
- Controle inteligente de QEE.

2.3 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

A QEE está relacionada ao desvio do modelo ideal do sistema elétrico do seu real. Ela pode ser englobada em duas abordagens principais de perturbação: (i) aquelas que estão em contínuo acompanhamento e medição e (ii) eventos imprevisíveis que exigem mudanças específicas no sistema.

Dugan et al. (2004), Mandelman (2011) apontam quais as principais preocupações do controle de QEE nos dias atuais, dos quais pode-se citar:

- Os equipamentos atuais do usuário final são baseados em microprocessadores e são mais sensíveis a variações elétricas.
- Os equipamentos usados para melhorar a eficiência como controladores de velocidade de motores ou elementos *shunt* utilizados para diminuir as perdas tem aumentado os harmônicos na rede.
- O usuário final está mais consciente sobre seus direitos relacionados à QEE.
- Os sistemas elétricos estão cada vez mais interligados, o que aumenta a abrangência de falhas na rede.
- A penetração de GDs incorpora fenômenos imprevistos no controle de QEE tradicional.

Bollen (2003) revisa as características principais da QEE e seus tipos principais de controle. Neste trabalho é detalhado especificamente os harmônicos e os afundamentos (do inglês, *sag*) de tensão, apontando quais as suas fontes, maneiras de controlá-las e desafios futuros apresentados pela modernização dos sistemas elétricos.

Já em Bollen et al. (2010) são enumerados os principais desafios e oportunidades encontrados pela QEE especificamente em REIs, tanto os aspectos positivos quanto os negativos são discutidos. Observa-se que a modernização das redes ao ponto de serem consideradas inteligentes apresenta uma nova configuração desagregada de modelo de geração e um comportamento diferenciado da demanda. Neste cenário, o cliente deixa de ser uma figura passiva no sistema elétrico, para se tornar um fornecedor de GD. Deixa de consumir displicentemente para adotar uma postura de gerenciamento de consumo (GLD) e passa a ser consciente de seus direitos e deveres. Os modelos tradicionais de ST e SD passam a incorporar as *microgrids*. As conexões de veículos elétricos podem representar tanto uma carga como uma fonte de energia.

Portanto, tendo em conta os aspectos atuais do sistema elétrico e as perspectivas apontadas pelas REIs, o controle de QEE obriga-se a encarar novos desafios apresentados pela intermitência de diferentes modelos tanto de fontes de energia quanto de demanda; bem como leituras diferenciadas de fluxo de potência e tensão (amplitude, frequência e formato de onda).

2.3.1 Distúrbios e Indicadores de Qualidade de Energia

Os indicadores relacionados à geração, transmissão e distribuição classificam as perturbações na QEE da rede que afetam diretamente a relação fornecedor/consumidor de energia. Tais eventos podem ser oriundos do comportamento do usuário final (curva de carga), circuitos internos de plantas ou equipamentos (fontes chaveadas), ou fenômenos na própria estrutura física das redes elétricas (queda de cabos).

Eles são utilizados para (i) quantificar os distúrbios relacionados à QEE, (ii) ilustrar os impactos negativos das perturbações elétricas na rede e (iii) para a avaliação do desempenho das empresas fornecedoras de energia elétrica de acordo com o quadro normativo (MANDELMAN, 2011).

O trabalho de Kagan, Robba e Schmidt (2009) discorre sobre as grandezas relacionadas à QEE, as fontes de seus distúrbios e as ferramentas mais conhecidas de mitigação, bem como apresenta diferentes metodologias para a medição e estimação de cada tipo de indicador. Nesta obra, são citadas três tipos diferentes de abordagens de indicadores:

- Atendimento.
- Serviço.
- Produto.

A QEE baseada no atendimento tem como premissa os procedimentos de relacionamento com o cliente, tais como ligação, religação, estudos ou obras na rede.

Em Dugan et al. (2004) pode-se encontrar um apanhado geral dos indicadores dos principais distúrbios relacionados à QEE do serviço e do produto encontrados nas normas internacionais.

A QEE baseada no serviço relaciona-se à continuidade do fornecimento de energia elétrica. A classificação de distúrbios relacionada às interrupções pode variar segundo a tensão medida, sua duração e causas.

Os indicadores de QEE do produto avaliam medições oriundas de perturbações da tensão de fornecimento. A seguir estão enumerados com suas causas e principais consequências.

(A) Variação de frequência

As redes elétricas devem operar em 50 ou 60 Hz, dependendo do sistema. A avaria acontece quando a velocidade angular das turbinas dos geradores estão além ou aquém do especificado (medida num intervalo menor que 10 s), isso ocorre quando há diferença entre as potências mecânica e elétrica do gerador, que por conseguinte é causada por causa do desbalanceamento entre a potência gerada e a potência demandada. Grandes variações são raras e acontecem quando há a queda de grandes blocos de demanda ou a saída de um gerador. São mais facilmente encontradas quando há falha nos controladores de grupos geradores que alimentam cargas que não podem ser atendidas pela rede pública. A principal consequência quando há grandes variações é a queima de fontes lineares (transformadores) por sobre aquecimento; no caso de pequenas variações, circuitos elétricos que dependem do cruzamento de zero da rede podem ser prejudicados.

(B) Variação de tensão de longa duração

Esse fenômeno é medido em regime permanente segundo a tensão eficaz, é caracterizado por subtensões (0,8 a 0,9 pu) ou sobretensões (1,1 a 1,2 pu) medidas por mais de 1 min.

As subtensões ocorrem por causa de sistemas sobrecarregados; sobretensões, por causa de sistemas que não estão preparados para determinada regulação de tensão ou por não terem um sistema de controle de tensão adequado. Principais consequências: se abaixo do nominal, os equipamentos conectados à rede terão mau funcionamento e perda no rendimento; se acima, os equipamentos sofrem degradações e podem vir a queimar.

(C) Variações de tensão de curta duração

São medidas da tensão eficaz abaixo ou acima da nominal e são adquiridas em intervalos curtos de tempo.

Afundamentos de tensão (do inglês *sag voltages*) apresentam medidas entre 0,1 e 0,9 pu e são classificados como instantâneos (0,5 a 30 ciclos), momentâneos (0,5 a 3 s) ou temporários (3 a 60 s). Ocorrem entre as faltas e posterior recuperação do sistema, bem como pela entrada de uma carga temporária e de porte significativo em relação ao nível de curto circuito da rede (partida de motores). A principal consequência é a sensibilização e operação errada de contadores e relés.

Elevações de tensão (do inglês, *swell voltages*) tem a mesma classificação dos afundamentos segundo o tempo de duração, sendo que também possuem diferenciação de medidas de tensão para cada intervalo de tempo (1,1 a 1,8 pu; 1,1 a 1,4 pu); 1,1 a 1,2 pu). Podem ocorrer em fases remanescentes de uma falta fase terra, chaveamento

de uma grande carga ou energização de um grande BC. A principal consequência é a queima de equipamentos.

(D) Flutuações de tensão

São oscilações cíclicas ou aleatórias da tensão eficaz caracterizadas por afundamentos e elevações suaves de tensão. As causas na baixa tensão são eletrodomésticos, bombas de água ou elevadores; na média, por máquinas de solda ou grandes motores; na alta e extra alta, por fornos a arco. As flutuações de tensão podem ser notadas por cintilações na iluminação (do inglês, *flicker*). As variações vão de 0,1 a 7 % com largura de banda menor que 25 Hz, e medidas de 0,2 a 2 Pst ¹.

(E) desequilíbrio de corrente ou de tensão

Como citado na seção 2.1, é medido em regime permanente e definido pela relação entre as componentes negativa e positiva da tensão ou corrente (0,5 a 2 %). É causado pelos diferentes modos de se conectar as cargas e pela assimetria das linhas da rede trifásica.

As principais consequências para as máquinas de indução são baixa no rendimento, danos mecânicos nos mancais e envelhecimento térmico do rotor e estator (ocorre algo semelhante em geradores síncronos); a capacidade de transformadores, cabos e linhas é reduzida; e também interfere na performance de conversores de potência eletrônicos.

(F) Distorções na forma de onda

A distorção da forma de onda é definida como um desvio em regime permanente da forma de onda puramente senoidal na frequência fundamental. É caracterizada principalmente pelo seu conteúdo espectral.

O nível CC (do inglês, *direct current offset*) é a presença de Corrente Contínua (CC) ou tensão contínua em sistemas de Corrente Alternada (CA) (de 0 até 0,1 %). Este fenômeno pode ocorrer como o resultado de distúrbios geomagnéticos ² ou pela assimetria da operação de conversores estáticos, como retificadores de meia-onda utilizados para diminuir a tensão eficaz de reatores de lâmpadas. As principais consequências são a saturação de transformadores, resultando em perdas adicionais e redução da sua vida útil, e a erosão de eletrodos de aterramento.

¹ Pst é um indicador que representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 min, e é calculado através de métodos estatísticos.

² Distúrbios geomagnéticos severos podem criar gradientes de potencial na superfície da Terra na ordem de 3 à 6 V/km em áreas de alta resistividade de profundidade de terra. A diferença de potencial entre os pontos de aterramento força o fluxo de correntes de baixíssimas frequências de sequência zero através do sistema, são as chamadas Correntes Geomagneticamente Induzidas – do inglês, *Geomagnetically-induced Currents* (GIC). Estas correntes são consideradas quasi-dc por terem longos períodos de muitos minutos e serem limitadas apenas pelos componentes da rede, como linhas e transformadores. (WALLING; KHAN, 1991; ALBERTSON et al., 1993; PICHER et al., 1997).

As distorções da forma de onda de tensão ou corrente em regime permanente ou semipermanente vão de 0 a 20 %, ondas distorcidas podem ser decompostas na soma da componente fundamental e das harmônicas. Em geral, as harmônicas são formas de onda senoidais periódicas com frequência múltipla inteira (da nula até a centésima) da fundamental (50 ou 60 Hz) da rede. São causadas por cargas não lineares, como as pontes de retificadores ou compensadores controlados a tiristores. As principais consequências são: queima de capacitores e fusíveis, sobre aquecimento de transformadores e motores, falha ou operação indevida de disjuntores, mau funcionamento de relés de proteção, interferência telefônica ou medições erradas de energia.

As distorções inter-harmônicas vão de 0 a 2 % e a frequência das suas componentes está entre 0 e 6 kHz. As inter-harmônicas são ondas senoidais componentes de frequência não inteiras da frequência fundamental (50 ou 60 Hz) das formas de onda de tensão ou corrente. Elas podem aparecer como frequências discretas ou como uma larga faixa espectral, e podem ser encontradas em redes de diferentes classes de tensão. As suas principais fontes são conversores estáticos de potência, cicloconversores, motores de indução e equipamentos a arco.

Os efeitos deste fenômeno não são bem conhecidos, mas admite-se que podem afetar a transmissão de sinais de ondas portadoras (do inglês, *carrier*)³ e induzir cintilações visuais (do inglês, *flicker*) no display de equipamentos como tubos de raios catódicos.

Notching é um distúrbio de tensão causado pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Pode ser detectado através do conteúdo harmônico da tensão afetada e as componentes de frequência associadas com os *notchings* são de alto valor e, desta forma, não podem ser medidas pelos equipamentos normalmente utilizados para análise harmônica.

O ruído apresenta leituras de 0 a 1 % e basicamente é uma distorção indesejada que não pode ser classificada como harmônica ou transiente. É definido como um sinal elétrico contendo uma larga faixa espectral com frequências menores que 200 KHz, as quais são superpostas às tensões ou correntes de fase, ou encontradas em condutores de neutro. Podem ser causados por equipamentos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a estado sólido e fontes chaveadas e comumente estão relacionados com aterramentos impróprios.

Há também os indicadores relacionados à QEE do produto ligados aos fenômenos transitórios, como as descargas atmosféricas ou energização de BCs ou de transformadores. Porém eles não serão tratados aqui por fugirem do escopo desta dissertação.

³ Ondas portadoras ou, em inglês, *carrier* são ondas senoidais utilizadas para transportar informação através da Modulação de Amplitude – do inglês, *Amplitude Modulation* (AM) – ou da Modulação de Frequência – do inglês, *Frequency Modulation* (FM) .

2.3.2 Regulamentação Vigente

Existem esforços de grupos de trabalho e comitês em todo o mundo a fim de se caracterizar as normas de QEE sob um mesmo padrão. Contudo, as características particulares dos países, tanto sob o aspecto físico quanto sob aspectos socioeconômicos, têm sido empecilhos para uma conclusão satisfatória.

As normas relacionadas à QEE podem tratar tanto de equipamentos conectados à rede quanto aos padrões de fornecimento da rede supridora. Algumas normas se restringem a um assunto, mas em outras (particularmente em algumas coleções de normas), percorre-se todo o universo ligado ao tema.

A seguir serão mencionadas algumas entidades normativas internacionais e nacionais, bem como algumas normas relacionadas à QEE.

2.3.2.1 Regulamentação Internacional

A Comissão Eletrotécnica Internacional – do inglês, *International Electrotechnical Commission* (IEC) – é uma organização de âmbito mundial com sede na Suíça, que elabora e padroniza normas relativas ao setor elétrico, inclusive QEE. A coleção IEC 61000-X-Y conceitua a QEE sob vários aspectos. Ela se divide em “X” partes e cada parte em “Y” seções; por exemplo, a IEC 61000-2-1 (1990) refere-se à norma IEC 61000, parte 2, seção 1, que trata da descrição do ambiente eletromagnético e de seus distúrbios.

Nos Estados Unidos, o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos – do inglês, *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) – possui um comitê dedicado à normatização da QEE, o *IEEE SCC-22 - Power Quality Standards Coordinating Committee*. Há várias normas e coleções de normas produzidas por ele, a IEEE-1159 (1995), por exemplo, é uma série de normas sobre monitoração da QEE.

Há na literatura trabalhos com seções inteiras cuja finalidade é apontar e explicar quais as IEC e IEEE associadas à QEE, como de Bollen e Gu (2006), ou à aspectos específicos da QEE, como de Dugan et al. (2004).

Alguns trabalhos de normatização são resultado de esforços coordenados de grupos de estudo do IEEE com o IEC; ou com o Congresso Internacional de Grandes Sistemas em Alta Tensão – do francês, *Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension* (CIGRE) –, um órgão europeu que também possui suas próprias normas de QEE.

Nos Estados Unidos também há normas relacionadas à QEE do Instituto de Normas Nacional Americano – do inglês, *American National Standards Institute* (ANSI) – e a Associação Nacional de Fabricantes de Elétricos – do inglês, *National Electrical Manufacturers Association* (NEMA) .

2.3.2.2 Regulamentação Nacional

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) é a entidade responsável pela normalização técnica do país. Ela representa a IEC, a Organização Internacional pela Padronização – do inglês, *International Organization for Standardization (ISO)* –, a Comissão Panamericana de Normas Técnicas (COPANT) e a Associação Mercosul de Normalização (AMN).

As normas ABNT não estabelecem padrões para a qualidade de fornecimento de energia, mas define padrões de qualidade de equipamentos eletroeletrônicos, inclusive aqueles usados para a medição dos indicadores de QEE.

A ANEEL é a agência reguladora de energia elétrica no Brasil. Ela é responsável por ditar as diretrizes técnicas e econômicas do mercado energético brasileiro desde a geração até a entrega ao consumidor.

As normas da QEE dos serviços de geração estão estabelecidas na Resolução Normativa N° 583 (ANEEL, 2013); de transmissão, na Resolução Normativa N° 270 (ANEEL, 2007), revisão 512 (ANEEL, 2012).

Os Procedimentos de Rede regulamentam os assuntos referentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela sua elaboração e a ANEEL pela sua aprovação.

Em atendimento à Resolução Normativa N° 115 (ANEEL, 2004), revisão 395 (ANEEL, 2009), o ONS elaborou as normas de QEE do produto. O Submódulo 25.6 estabelece os indicadores de QEE de frequência e tensão admitidos para a rede básica (ONS, 2010). O Submódulo 3.6, Resolução Normativa N° 372 (ANEEL, 2009), contém os requisitos técnicos mínimos para conexão de consumidores livres e de agentes de distribuição na rede básica, inclusive os valores de referência de fator de potência nas subestações (ONS, 2009b).

A norma que cobre o assunto de QEE na distribuição consta no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015), em atendimento à Resolução Normativa N° 345 (ANEEL, 2008), revisão 641 (ANEEL, 2014b).

2.3.2.3 Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição

A regulamentação do Módulo 8 divide-se em (i) qualidade do produto e (ii) qualidade do serviço. No primeiro, há a definição da terminologia, caracterização dos fenômenos relativos à QEE e o estabelecimento dos valores de referência das grandezas medidas. No segundo, há a definição dos procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e tempos de atendimento

As grandezas relacionadas na seção do produto do Módulo 8 do PRODIST são:

1. Tensão em regime permanente.
2. Fator de potência.
3. Harmônicos.
4. desequilíbrio de tensão.
5. Flutuação de tensão.
6. Variação de tensão de curta duração.
7. Variação de frequência.

Os itens abordados nesta dissertação são os 1, 2 e 4.

A tensão em regime permanente (sendo a nominal maior que 1 kV e menor que 69 kV) considerada adequada pelo manual fica entre 0,93 pu e 1,05 pu; a precária, entre 0,90 pu e 0,93 pu; a crítica é menor que 0,90 pu e maior que 1,05 pu.

O valor de referência de fator de potência é 0,92 e o de desequilíbrio de tensão é 2%.

2.4 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

De maneira geral, as concessionárias fazem o balanço de controle de QEE considerando o custo de se investir na rede para a sua melhoria, as taxas oriundas do órgão regulador e a satisfação do cliente.

A adequação da QEE é encontrada na literatura intrínseca à minimização das perdas e à regulação de tensão.

Em González (2011) as estratégias mencionadas, entre outras, para minimização das perdas são:

- Adoção de transformadores mais modernos com maior eficiência.
- Substituição de equipamentos antigos em geral.
- Recondicionamento dos cabos tendo em conta bitola e material.
- Redução do comprimento do alimentador.
- Conversão das seções monofásicas para trifásicas.
- Redistribuição da carga.
- Balanceamento dos circuitos.

- Compensação de reativo.
- Controle de tensão.

Para Dugan et al. (2004) a principal causa da queda de tensão é a impedância característica dos sistemas de potência, para a qual, as melhores adoções por parte das concessionárias são:

- Adição de BCs paralelos na rede de modo a reduzir a corrente aparente e deixá-la mais em fase com a tensão.
- Adição de RTs para adequar o módulo da tensão de sequência positiva.
- Redimensionamento dos condutores das linhas para uma bitola maior para diminuir a impedância.
- Mudança das SEs ou transformadores de serviço para um tamanho maior para reduzir a impedância.
- Adição de algum tipo de compensação dinâmica de potência reativa que tem a mesma finalidade que capacitores para mudanças rápidas de cargas.
- Adição de capacitores série para cancelar a queda de impedância indutiva.

Para Kersting (2012) o alimentador deve ser dotado de dispositivos de regulação de tensão de modo que a fonte seja capaz de suprir a carga de forma dinâmica, sendo que os mais comuns são (i) RTs de 32 degraus, (ii) transformadores com Mudança de Tap Sob Carga – do inglês, *Load Tap Changer* (LTC) transformer – e (iii) BCs paralelos.

Há, porém, dois subproblemas ao se estudar o uso de dispositivos de regulação de tensão (SZUVOVIVSKI, 2008): (i) o planejamento, que determina o melhor local de instalação, o dimensionamento e o ajuste dos equipamentos, levando em consideração os diversos critérios de desempenho e (ii) a operação, que trata da coordenação da atuação deles após a alocação.

Em Padilha (2010) são comparadas estratégias de regulação de tensão em SD com GD, fazendo uso dos dispositivos listados por Kersting (2012).

Já o estudo de Bollen et al. (2010) considera os investimentos em microgrids, IMA entre outras aplicações encontradas em REIs como alternativas para se fazer o controle de QEE. Neste trabalho é mencionada a importância da monitoração e automação da rede para a QEE, listando como os maiores ganhos: (i) controle volt-var, (ii) localização de falhas e (iii) autorreconfiguração da rede.

Sendo que de acordo com Bremermann (2008) os seguintes requisitos são esperados de um controle volt-var dos dispositivos mencionados por Kersting (2012):

- Coordenação dos equipamentos.
- Implementação de diferentes funções levando em conta o tipo de operação desejada.
- Solução das violações de tensão do sistema.
- Diminuição do fluxo de reativos.
- Operação econômica.

Das estratégias apresentadas, nesta dissertação é abordado o planejamento da alocação de BCs paralelos e RTs com controle de taps por fase, para a minimização das perdas, regulação de tensão e melhoria dos indicadores de QEE. A fim de trazer informações da operação para o planejamento, a proposta de alocação prevê a comutação dos equipamentos tendo em conta uma rede elétrica com monitoramento e curva de carga horária.

2.4.1 Alocação de Banco de Capacitores

A presença de BC paralelos no alimentador de SDs supre o excedente reativo do circuito com conseqüente diminuição do fator de potência e corrente aparente medidos na SE. As principais conseqüências são a regulação de tensão (visto que diminuindo o fator de potência também diminui-se a potência aparente) e a minimização das perdas (visto que as perdas são diretamente proporcionais ao quadrado da corrente aparente). Porém, a má alocação desses dispositivos na rede pode causar um excesso de reativo, perdas (quando o ângulo da corrente passa a ser reativo) e sobretensões nas barras.

A norma brasileira NBR 10671 (1989) trata da instalação, operação e manutenção de BCs em MT. Enquanto que a norma NBR 5282 (1998) trata das suas especificações. Porém, é comum que as concessionárias façam adaptações dessas normas a fim de se adequarem às especificidades das suas próprias redes.

De acordo com Kersting (2012) os BCs podem ser modelados tal qual uma carga, estabelecendo-se simplesmente sua conexão, tensão e potência.

Construtivamente, os bancos trifásicos são compostos de três unidades capacitivas monofásicas normalmente ligadas em estrela aterrada. Segundo Szuvovivski (2008) também é possível encontrar bancos com conexão em delta, estrela com neutro isolado e dupla estrela não aterrada, mas são menos comuns devido a maior complexidade de instalação e manutenção.

O planejamento da alocação de BCs deve estabelecer a sua potência nominal, a localização e o tipo.

A potência nominal dos BCs encontrados no mercado são especificados para o conjunto trifásico, variam com a tensão do sistema onde serão alocados, é dada em kvar e

normalmente são múltiplos inteiros de uma unidade padrão. Por exemplo, em um sistema com tensão nominal de 13,8 kV, o BC possuirá uma tensão de 7,960 kV, com potências nominais possíveis variando de 300, 600 900 ou 1200 kvar; caso a potência adotada fosse 300 kvar, cada unidade monofásica possuiria 100 kvar.

Antes da década de 50, os BCs eram alocados nas SEs, no início dos alimentadores. Com a tecnologia dos equipamentos melhorada e conseqüente diminuição de seu tamanho, eles passaram a ser instalados mais próximos às cargas, nas barras. Assim, sua localização passou a ser mais um problema a ser solucionado em seu planejamento, que é um problema complexo, pois o número de opções a ser analisada aumenta com o aumento de número de barras do sistema (MENDES et al., 2002).

O tipo de BCs pode ser fixo ou automático. Os bancos fixos permanecem em operação constante, já os automáticos podem ligar e desligar dependendo da carga e dos controles de operação. Os programas de operação dos BCs podem se basear tanto na curva de carga do alimentador, quanto nas curvas de carga aproximadas em três degraus: leve, média e pesada (BEÊ, 2007).

Os BCs fixos são mais fáceis de serem instalados e dimensionados quando comparados com os automáticos, além de serem mais baratos. Porém, em ocasiões em que a carga leve é muito mais baixa do que as cargas média e pesada, os BCs fixos podem causar sobrecompensações, fazendo-se necessário o uso dos automáticos.

Quando há monitoramento na rede, os controles mais modernos dos BCs automáticos podem ter como parâmetro:

1. Hora do dia, chaveamento em horários previamente programados.
2. Temperatura, tendo em vista pré-requisitos de segurança.
3. Tensão, através de faixas de tolerância em barras específicas.
4. Corrente, através de faixas de tolerância em linhas específicas.
5. Potência reativa, através de faixas de tolerância em barras específicas (normalmente a medição é feita na SE).
6. Fator de potência, com tolerância de 0,92 à 1,00 (normalmente a medição é feita na SE).
7. Alguns controles oferecem algumas ou até mesmo todas essas estratégias, utilizando-as até mesmo combinadas.

Em geral, as concessionárias adotam heurísticas específicas para a alocação de BCs (BEÊ, 2007; SZUVOVIVSKI, 2008):

1. Manter um Fator de Potência mínimo de 0,95 durante o período de carga média e pesada, na saída do alimentador.
2. A máxima compensação resultante deverá ser limitada pelo Fator de Potência igual a 1,0 no início do alimentador em carga máxima, admitindo-se em determinados períodos o Fator de Potência levemente adiantado, desde que não ocorra sobretensões no consumidor.
3. Instalar os BCs no tronco do alimentador.
4. Localizar os BCs próximos a grandes consumidores industriais.
5. Localizar os BCs no centro de carga de uma área de alimentadores com carga residencial, comercial e grandes consumidores industriais.
6. Não instalar BC em ramais protegidos por chaves fusíveis, pois em caso de abertura involuntária em uma das fases no lado da fonte, há a energização da fase aberta através dos bancos conectados em estrela isolada.
7. Instalar os BCs a uma distância mínima de 1,0 km da SE, ou a uma distância que minimize os efeitos da corrente *inrush*.
8. Espaçar os BCs de um mesmo alimentador a uma distância de no mínimo 1,0 km ou em intervalos que minimizem os efeitos da corrente *inrush*.
9. Os BCs fixos devem ser dimensionados para compensação de reativos em carga leve e os automáticos em carga média e pesada.
10. Analisar cuidadosamente se a elevação de tensão devido à instalação do BC não provocará sobretensão no consumidor, isto, tanto na configuração normal como de emergência do alimentador.

Nesta dissertação, a heurística adotada para a metodologia proposta é a alocação de BCs apenas em ramais trifásicos. A localização, tipo e potência nominais serão estabelecidos pela OBEP. O chaveamento dos BCs automáticos responderá à leitura de tensão na barra na qual ele for alocado e será fornecido pela simulação no OpenDSS. Já a sobrecompensação será evitada por uma penalidade contida dentro da função de avaliação do OBEP.

2.4.2 Alocação de Reguladores de Tensão

Os RTs são utilizados principalmente para a regulação de tensão. No entanto, quando a potência aparente é constante, ter um ganho na tensão significa diminuir a corrente, com consequente mitigação das perdas. Outra vantagem de seu uso é o balanceamento

de tensão, nos casos em que as unidades são trifásicas com comutação independente por fase, uma vez que a tensão nominal especificada para a saída do dispositivo é a mesma para as três fases. Porém, a alocação errônea do RT pode causar o contrário de seus benefícios: violação do perfil de tensão, aumento de desbalanceamento e aumento das perdas.

No Brasil, há uma norma que regulamenta o uso de RTs em SDs, trata-se da NBR 11809 (1991). Contudo, de modo semelhante ao que se aplica aos BCs, as concessionárias costumam adaptar a norma às suas próprias condições.

Os RTs são compostos de um ou mais autotransformadores, ou seja, transformadores com os enrolamentos primário e secundário em série, mais um controle de tap variável (CAPARÓ, 2005). A variação de tensão na saída do regulador é obtida alterando o número de espiras (comutações do tap) de enrolamento da bobina de acordo com um dispositivo de controle (KERSTING, 2012).

O ganho de tensão e o tipo de controle depende do modelo adotado, que pode ser (SZUVOVIVSKI, 2008):

- *Autobooster*.
- *Line-Drop Compensation (LDC)* .
- 32 Degraus.

O RT de 32 degraus pode ser do tipo a, se a comutação for do lado da carga, ou b, do lado da fonte. O tipo b permite regular a tensão em $+/- 10\%$ em até 32 passos, o que corresponde a uma mudança de $5/8\%$ por passo, ou 0,75 V sob uma base de 120 V (DUGAN et al., 2004).

Os reguladores podem ser trifásicos ou monofásicos. Os trifásicos normalmente são encontrados na SE. Os monofásicos são instalados na linha e podem ser utilizados em bancos ou sozinhos. Quando o banco possui conexão estrela aterrado são necessárias três unidades; conexão delta aberto, duas unidades, sendo que a conexão deve seguir o padrão da fonte.

O planejamento da alocação de RTs exige a determinação da sua localização e tensão nominal.

Os RTs podem ser alocados na SE, ou no tronco do alimentador, ou em suas derivações, ou em ambos. A especificação da tensão nominal dos RTs é obtida segundo o ajuste dos taps dos mesmos, normalmente fixada em 1,00 pu ou estabelecida entre 0,95 pu e 1,05 pu (SZUVOVIVSKI, 2008; PEREIRA, 2009; ALVES, 2012).

O controlador de taps pode ser mecânico ou eletrônico. Os mecânicos possuem um tempo de resposta mais lento, enquanto que os eletrônicos respondem rapidamente à variação de tensão, sendo que o tempo de resposta pode chegar à meio ciclo.

O relé do RT monitora a tensão do secundário do transformador e comanda as operações de comutação de tap. O comando é enviado aos motores que efetuam a comutação automaticamente sem interrupção da corrente. Ele possui basicamente 3 ajustes (DUGAN et al., 2004):

- Tensão de Referência (ou ponto de ajuste, ou centro de banda): é a tensão desejada na saída do regulador.
- Largura de Faixa: são os limites inferior e superior, os quais a tensão do regulador deve obedecer.
- Temporização (ou tempo morto): é o Tempo de espera para se iniciar uma comutação de tap a partir do momento em que a tensão do regulador extrapola os limites estabelecidos, o que evita que o regulador atue em variações curtas de tensões.

A temporização e a largura de faixa devem ser escolhidas adequadamente. Se elas forem dimensionadas maiores do que o necessário, o número de comutações diminui, porém pode comprometer a regulação da tensão. Uma largura de faixa estreita ou uma baixa temporização melhoram o perfil de tensão, mas acarretam maior quantidade de comutações de tap e seu conseqüente desgaste.

Neste trabalho será adotado o RT com três unidades monofásicas estrela aterrado formando um banco trifásico. O modelo é de 32 degraus do tipo b, com regulação de -10% à +10%. O controle é baseado na monitoração de tensão da própria linha, a temporização é de 30 s e a largura de faixa é de 2 V, configurações *default* do modelo de RT do OpenDSS. A localização, ou seja, a linha na qual o regulador será alocado, bem como a sua tensão nominal serão fornecidas pelo OBEP. A comutação dos taps será por fase, simulada pelo OpenDSS e informada ao final da simulação.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O desbalanceamento de tensão é uma característica importante em sistemas elétricos trifásicos e pode ser observado de formas diferentes em ST e SD. Juntamente com outros fenômenos presentes nas redes elétricas, pode causar prejuízos tanto à fornecedores quanto à consumidores de energia. O desequilíbrio de tensão, como os demais indicadores de QEE, tem sua medição, cálculo e faixa de valores toleráveis regulamentado por normas internacionais e nacionais.

A REI é um conceito usado para denotar uma rede automatizada, sendo que há singularidades que podem apresentar vantagens ou desvantagens para o aprimoramento dos indicadores de QEE.

A QEE, por sua vez, deve ser analisada em um cenário através de indicadores específicos. Os indicadores do produto listam características de fornecimento contínuo e tem como base a forma de onda da tensão.

Há diferentes formas de se tentar obter bons indicadores de QEE. As concessionárias de energia tem, porém, como opção a instalação de dispositivos de controle na rede para fazê-lo, tais como os BCs e os RTs.

Existem tipos diferentes de BCs. O tipo utilizado nesta dissertação é o paralelo fixo ou automático. Dos RTs presentes no mercado, o adotado é o conjunto em forma de banco de três autotransformadores automáticos, com comutação independente de taps por fase.

A modelagem dos dispositivos também leva em conta a comutação tendo como base a regulação de tensão para os BCs automáticos e para os RTs, tratando-se, portanto, de um planejamento com vistas na operação.

3 OTIMIZAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO

Neste capítulo apresenta-se uma revisão das técnicas de otimização conhecidas com ênfase na OBEP, que foi a escolhida; uma revisão da representação de sistemas de potência e os métodos utilizados para sua análise; e um apanhado bibliográfico sobre a alocação de BCs e RT fazendo uso das técnicas e métodos revisados.

3.1 OTIMIZAÇÃO

Os problemas de otimização são representados pela maximização ou minimização de uma Função Objetivo (FO) composta por uma ou múltiplas metas, que pode ou não ser restringida.

Quando todas as variáveis do problema são inteiras, ele é caracterizado como um problema de Programação Inteira (PI) ; caso apenas parte das variáveis sejam inteiras, trata-se de um problema de Programação Inteira Mista (PIM) .

Ou, ainda, pode ser classificado como de Programação Linear (PL) se a FO e as funções de restrições forem lineares; ou Programação Não Linear (PNL) , caso a FO ou pelo menos uma das funções de restrição for não linear.

E, em geral, os algoritmos que solucionam um problema de otimização são definidos como determinísticos ou estocásticos. Dos estocásticos, neste trabalho, será dada atenção às técnicas metaheurísticas.

3.1.1 Algoritmos Determinísticos

Nos métodos determinísticos, a FO e as restrições são dadas como funções matemáticas e relações funcionais. A FO deve ser composta por variáveis contínuas e é necessário, pelo menos, obter-se a sua primeira derivada. No caso de PI ou PIM, onde usa-se variáveis inteiras, considera-se um espaço de busca de variáveis contínuas e a solução obtida é uma aproximação da solução real, cuja localização fica entre duas variáveis inteiras no espaço de busca original.

Os algoritmos desse método abordam tanto PL quanto PNL. Eles tem convergência garantida, porém a desvantagem é a dependência do valor de partida, o que alimenta o risco do valor ótimo encontrado ser um ótimo local, não global.

O método simplex, o Método dos Pontos Interiores (MPI) e o método do elipsoide são os algoritmos clássicos usados na PL. No caso de Programação Linear Inteira (PLI) ou Programação Linear Inteira Mista (PLIM) , o método mais conhecido é o *Branch-and-bound*.

Bertsimas e Tsitsiklis (1997), Schrijver (1998) detalham estes métodos clássicos e ainda outros.

Já em Luenberger (1973), Bazaraa, Sherali e Shetty (2013) é possível encontrar um apanhado geral sobre PL, e tanto um detalhamento sobre PNL quanto análises específicas sobre os métodos aplicados.

Das diversas técnicas de PNL irrestritas formuladas com o passar do tempo, as principais ainda são o método do gradiente, também chamado de método Cauchy ou método do passo mais descendente (do inglês, *SteepestDescentMethod*), e os métodos Quasi-Newton.

Das técnicas restritas, entre outras, pode-se citar: método das direções viáveis ou factíveis, método de projeção do gradiente ou do gradiente reduzido, método de penalidade e barreira, método do lagrangiano aumentado (condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT)), programação quadrática sequencial ou método de Newton, método de plano de corte e método dual.

3.1.2 Metaheurísticas

As técnicas de otimização com base em metaheurísticas são consideradas de ordem zero por não ser necessário derivar a FO. Ao invés disso, em comparação com os métodos determinísticos, a aleatoriedade aplicada ao processo de busca torna-o menos sensível a erros de modelagem, menor probabilidade de ficar em um ótimo local e maior probabilidade de se aproximar de um ótimo global; ao mesmo tempo que permitem formular de forma simples e eficaz um grande conjunto de dados heterogêneos com diferentes abordagens.

Em geral, as vantagens das metaheurísticas em relação aos métodos determinísticos podem ser resumidas como (HOLTZ, 2005):

1. A formulação não necessita de teoremas complexos.
2. Não é necessário ter uma representação matemática da FO ou das funções de restrição.
3. Resolve problemas tanto de PL quanto de PNL numa mesma solução, sem ser necessário fazer um tratamento de cada função separadamente.
4. As variáveis podem ser contínuas, inteiras (PI) ou ambas (PIM).

Apesar dos algoritmos de metaheurísticas fornecerem uma solução que se aproxima do global, não há garantias que o valor encontrado seja ótimo, ele é dito bom, sendo, portanto, por vezes necessária uma análise estatística dos resultados. Uma segunda vantagem é o tempo de processamento. Por se tratar de um algoritmo de otimização que

testa soluções candidatas dentro de um espaço de busca, o processo pode se tornar computacionalmente oneroso.

Uma técnica metaheurística é um tipo específico de técnica de busca fundamentada em IA.

Em Russell e Norvig (1995) encontra-se um detalhamento das principais técnicas de busca baseadas em IA. Pode-se dividi-las em duas classes: (i) busca não informada ou busca cega e (ii) busca informada ou busca heurística.

As técnicas de busca não informada não procuram por uma solução ótima. Os algoritmos clássicos são dados em Russell e Norvig (1995) como sendo: busca em largura ou busca em amplitude (do inglês, *emphbreadth-first search*), busca uniforme (do inglês, *uniform cost search*), busca em profundidade (do inglês, *depth-first search*), busca em profundidade limitada (do inglês, *depth-limited search*), busca em profundidade iterativa ou progressiva (do inglês, *Iterative deepening search*) e busca bidirecional (do inglês, *bidirectional search*).

A *best-first search* é uma família de técnicas de métodos de busca informada, cujas duas principais mencionadas na literatura são a busca gulosa (do inglês, *greedy search*) e as variantes da A (ou "A-estrela").

As técnicas de busca informada chamadas de metaheurísticas receberam diversas classificações ao longo do tempo. Uma delas é a divisão entre métodos de trajetória e métodos populacionais Gendreau e Potvin (2010), Luke (2013), Blum e Roli (2003), Jones, Mirrazavi e Tamiz (2002).

Os métodos de trajetória são algoritmos de busca local e estão relacionados principalmente com a exploração do espaço de busca na vizinhança. Pode-se citar: *hill climbing*, recozimento simulado (do inglês, *Simulated Annealing*), busca tabu, Busca Adaptativa Aleatória Gulosa –do inglês, *Greedy Randomized Adaptive Search Procedures* (GRASP) –, busca por vizinhança variável (do inglês, *variable neighborhood search*), busca local guiada (do inglês, *guided local search*) e busca local iterativa (do inglês, *iterated local search*).

Os métodos populacionais estão relacionados com a avaliação iterativa de um conjunto de soluções. Os principais são: busca dispersa (do inglês, *scatter search*), algoritmos meméticos (do inglês, *memetic algorithms*), AGs, otimização por colônia de formigas (do inglês, *ant colony optimization*) e OEP.

Os métodos baseados em população receberam a ramificação de métodos de inteligência de enxame, que se diferenciam pelas seguintes características de acordo com Millonas (1994):

- Proximidade: capacidade de interagir.

- Qualidade: capacidade de avaliar seus comportamentos.
- Diversidade: reação a situações inesperadas.
- Estabilidade: nem todas variações ambientais devem afetar o comportamento de um agente.
- Adaptabilidade: capacidade de adequação a variações ambientais.

Aí se enquadram a otimização por colônia de formigas, a OEP, e ainda, algoritmo de emaranhado de sapos pulando (do inglês, *shuffled frog-leaping*) (EUSUFF; LANSEY, 2003), algoritmos de coleta de alimentos por bactérias (PASSINO, 2002), algoritmos de colônia de abelhas (LUCIC; TEODOROVIC, 2001), entre outros.

Nas próximas seções encontra-se o detalhamento da técnica metaheurística de OEP e de sua versão binária, que foi escolhida para o desenvolvimento dessa dissertação.

3.1.3 Otimização por Enxame de Partículas

O algoritmo de OEP faz parte dos algoritmos de inteligência de enxame. Ele foi inspirado no comportamento de bandos de pássaros durante seu voo.

Em Kennedy e Eberhart (1995) é proposta a OEP como um método para otimização de funções contínuas não-lineares. A ideia é que a posição de cada partícula seja uma solução possível para o problema de otimização. As partículas movem-se através do espaço de busca, então a posição de cada partícula é ajustada, a cada iteração, de acordo com sua experiência e de seus vizinhos.

Durante a otimização, a experiência de cada partícula influencia no quanto ela vai se distanciar da sua melhor posição pessoal. O componente social interfere na velocidade através da melhor posição global do enxame. Cada partícula tem sua velocidade e posição atuais levadas em conta para que sua velocidade e posição sejam recalculadas através da Equação 3.1 e da Equação 3.2 a cada iteração, até satisfazer um critério de convergência.

$$v_{\alpha\delta}^{\beta+1} = w \cdot v_{\alpha\delta}^{\beta} + c_1 \cdot rand \cdot (pbest_{\alpha\delta} - z_{\alpha\delta}^{\beta}) + c_2 \cdot rand \cdot (gbest_{\alpha\delta} - z_{\alpha\delta}^{\beta}) \quad (3.1)$$

$$z_{\alpha\delta}^{\beta+1} = z_{\alpha\delta}^{\beta} + v_{\alpha\delta}^{\beta+1} \quad (3.2)$$

Onde:

α é a partícula.

δ é a dimensão.

β é a iteração.

$v_{\alpha\delta}^{\beta+1}$ é a próxima velocidade.

w é uma função de ponderação.

$v_{\alpha\delta}^{\beta}$ é a velocidade atual.

c_1 é o coeficiente de aceleração referente à experiência pessoal da partícula.

$rand$ é um número aleatório entre 0 e 1.

$pbest$ é a melhor posição alcançada pela partícula.

$z_{\alpha\delta}^{\beta}$ é a posição atual.

c_2 é o coeficiente de aceleração referente à experiência do enxame.

$gbest$ é a melhor posição alcançada pelo enxame.

$z_{\alpha\delta}^{\beta+1}$ é a próxima posição.

O primeiro termo da Equação 3.1, fornece capacidade exploratória à OEP, o segundo representa a interferência pessoal da partícula e o terceiro a interferência social.

Conforme Valle et al. (2008b), AlRashidi e El-Hawary (2009) existem diversas aplicações de OEP nos estudos de sistemas elétricos, sendo que as formulações podem adotar as mais diferenciadas abordagens (função mono ou multiobjetivo, PL ou PNL, restritas ou não, e com variáveis contínuas, inteiras ou mistas, etc.).

Há, ainda, o trabalho de Salomon et al. (2013), que utiliza uma abordagem híbrida para realizar o cálculo de FC, combinando a OEP com operações de mutação, da teoria de AGs. Esmín e Lambert-Torres (2012) utilizam o método para a reconfiguração ótima de SDs visando a minimização de perdas técnicas.

A técnica de OEP tem muito em comum com os AGs. Ambos iniciam com uma população gerada de forma aleatória, ambos se baseiam nos resultados da função de avaliação para verificar o desempenho da população e ambos atualizam a população com técnicas randômicas. Entretanto, a OEP não tem operadores genéticos como *crossover* e mutação, e as partículas atualizam a si mesmas.

Comparado com os AGs, o mecanismo de compartilhamento de informação de OEP é significativamente diferente. Nos AGs, os cromossomos compartilham informação uns com os outros e toda a população se move como um grupo em busca da solução ótima. Na OEP a solução da melhor partícula é compartilhada entre todos, constituindo um mecanismo de comunicação de sentido único. A evolução leva em consideração apenas o melhor valor, o que tende a obter a melhor solução rapidamente, ou seja, maior velocidade de convergência. Além disto, a OEP possui poucos parâmetros para serem ajustados.

3.1.4 Otimização Binária por Enxame de Partículas

A vantagem da codificação binária em relação à contínua é não precisar de simplificações ou aproximações no caso da presença de variáveis inteiras, como ocorre na PI ou PIM. Ao contrário, pode-se modelar a *bitstring* de modo que a decodificação apresente valores exatos a serem avaliados pela FO.

A versão binária da OEP foi proposta por Kennedy e Eberhart (1997). Ela possui uma (i) nova função de transferência e (ii) um procedimento distinto de atualização da posição das partículas. Utiliza-se a primeira para mapear um espaço de busca contínuo para um binário; e o segundo é projetado para permutar as posições das partículas entre 0 e 1 em um espaço de busca binário.

A Equação 3.3 é a versão clássica sigmoide da função de transferência e a atualização do vetor de posição dá-se através da Equação 3.4.

$$T(v_{\alpha\delta}^{\beta}) = \frac{1}{1 + e^{-v_{\alpha\delta}^{\beta}}} \quad (3.3)$$

Onde $T(v_{\alpha\delta}^{\beta})$ é o valor da função de transferência que vai mapear a posição da partícula α , na dimensão δ e iteração β do plano contínuo para o binário.

$$z_{\alpha\delta}^{\beta+1} = \begin{cases} 0, & \text{serand} < T(v_{\alpha\delta}^{\beta}) \\ 1, & \text{serand} \geq T(v_{\alpha\delta}^{\beta}) \end{cases} \quad (3.4)$$

No trabalho de Mirjalili e Lewis (2012) são estudados 8 tipos de funções de transferência de OBEP com o intuito de evitar mínimos locais e acelerar a convergência. Nesta dissertação será utilizada uma das versões *v-shaped*, a qual obteve melhores resultados. Ela é dada por:

$$T(v_{\alpha\delta}^{\beta}) = \left| \frac{2}{\pi} \cdot \arctg \left(\frac{\pi}{2} \cdot v_{\alpha\delta}^{\beta} \right) \right| \quad (3.5)$$

A atualização das posições das partículas também é diferenciada, dada por:

$$z_{\alpha\delta}^{\beta+1} = \begin{cases} |z_{\alpha\delta}^{\beta} - 1|, & \text{serand} < T(v_{\alpha\delta}^{\beta}) \\ z_{\alpha\delta}^{\beta}, & \text{serand} \geq T(v_{\alpha\delta}^{\beta}) \end{cases} \quad (3.6)$$

Nesse método as partículas terão maior probabilidade de manter sua posição atual quando possuir baixa velocidade, ou mudar para seu complemento quando possuir velocidade alta.

Da mesma forma que a OEP, a OBEP é frequentemente usada (na sua forma natural ou híbrida) no estudo de sistemas de potência. Por exemplo, para o planejamento do corte de carga (PEDRASA; SPOONER; MACGILL, 2009); na estimação de estados, mais

especificamente para a alocação ótima de *Phasor Measurement Unit* (PMU) (CHAKRABARTI; VENAYAGAMOORTHY; KYRIAKIDES, 2008; SODHI; SRIVASTAVA; SINGH, 2010; HAJIAN et al., 2011; AHMADI; ALINEJAD-BEROMI; MORADI, 2011); no estudo da inclusão de GD na expansão do SD (MANTWAY; AL-MUHAINI, 2008); na otimização de resposta à demanda considerando GLD (SIEBERT, 2013); autorrecuperação de REIs (FERREIRA et al., 2014); reconfiguração da rede a fim de minimizar o desbalanceamento (JIN et al., 2004); no estudo do uso de veículos elétricos estacionados como armazenadores e fornecedores de energia para a rede (HUTSON; VENAYAGAMOORTHY; CORZINE, 2008); no despacho econômico (GAINING, 2003; TING; RAO; LOO, 2006; JEONG et al., 2010); entre outros.

3.2 ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Ao se estudar um sistema elétrico, deve-se decidir por qual representação utilizar e qual o nível de detalhamento necessário.

A representação de sistemas elétricos trifásicos pode se dar através de modelagem monofásica ou trifásica. A escolha de qual representação utilizar depende das características do sistema em estudo e da sua intenção.

Utiliza-se a primeira em sistemas trifásicos equilibrados, ou seja, cujas fases apresentam magnitude de tensões idênticas com defasagem angular de 120° ; e também em estudos onde o cálculo do desbalanceamento é desnecessário. A modelagem do equivalente monofásico dá-se através da determinação dos parâmetros de sequência positiva e o estudo passa a ser mais simples por se tratar de um terço do sistema original.

Porém, em situações em que existe desbalanceamento de tensão, faz-se necessário a representação trifásica da rede a fim de se monitorar qual o nível de desbalanceamento e qual o perfil de tensão em cada fase.

O nível de detalhamento pode se tratar da impedância de transformadores e chaves (normalmente desprezíveis), ou qual o melhor modelamento da carga e dos dispositivos de controle.

Os modelos de carga podem ser representados como segue (KERSTING, 2012).

- Potência da Carga Constante ou modelo constante PQ: as potências ativas e reativas se mantêm constantes mesmo que a tensão mude. Caso a tensão diminua, a carga irá solicitar uma maior corrente, elevando-se a queda de tensão. Essa abordagem é utilizada para motores de indução.
- Corrente da Carga Constante ou modelo constante I: a corrente se mantêm constante, mesmo que a tensão mude. A potência é elevada com a tensão. Se a tensão decai, a corrente drenada continua a mesma, diminuindo-se a potência e não alterando a queda de tensão.

- Impedância de Carga Constante ou modelo constante Z: a impedância permanece constante, mesmo que a tensão mude. A potência aumenta com o quadrado da tensão. Se a tensão decai, a corrente decai linearmente, diminuindo-se a queda de tensão. Essa abordagem é interessante para cargas puramente resistivas e pode se tornar um contrassenso na regulação de tensão, uma vez que aumentar a tensão significa o aumento das perdas.

Por se tratar de uma análise trifásica em SDs, o modelo de representação usado nesta dissertação é o mais completo possível. Todas as seções das linhas são representadas (monofásicas, bifásicas e trifásicas). Também todas as impedâncias de chaves, reguladores e demais dispositivos. Todas as conexões serão representadas, tanto das cargas quanto dos dispositivos de controle. Da mesma forma para os modelos de carga, tendo em conta que neste caso há todos os tipos (PQ, I e Z).

3.2.1 Cálculo do Fluxo de Carga

O cálculo do FC, também chamado Fluxo de Potência (FP), fornece o estado da rede, permitindo sua observação através de simulação matemática.

Usualmente, em STs os métodos para cálculo de FP utilizados são os métodos de Newton-Raphson e seus variantes: Método Desacoplado e Desacoplado Rápido. A representação adotada nesses casos é a monofásica. Em geral, esses métodos são evitados no caso de redes radiais, por haver problemas de dominância e mau condicionamento da matriz de admitância nodal, resultante de características particulares dos SDs, tais como a baixa relação X/R (reatância/resistência) dos parâmetros dos alimentadores, trechos com impedâncias relativamente baixas (representação de chaves, RTs e trechos pequenos de linha entre cargas muito próximas) associados a outros com valor de impedância relativamente alto (MONTICELLI, 1983).

Os dois métodos mais utilizados no caso de SD são o método de varredura direta e reversa (do inglês, *backward forward sweep*) e o método da matriz nodal implícita. O primeiro é recomendado no caso de redes radiais e fracamente malhados e o segundo pode ser usado em redes malhadas. Tanto um como outro apresentam bons resultados tanto com representação monofásica quanto trifásica.

O método de varredura direta e reversa é dividido em método da Soma das Correntes (SDC) (SHIRMOHAMMADI et al., 1988) e método da Soma das Potências (SDP) (BROADWATER et al., 1988).

O método da matriz nodal implícita será detalhado na próxima seção.

3.3 MÉTODO DA MATRIZ NODAL IMPLÍCITA

Este método baseia-se na formação e fatoração da matriz de admitância nodal (Y_{barra}) e injeções de corrente equivalentes para resolver a rede. O efeito da fonte e das cargas é representado separadamente por superposição (CHEN et al., 1991).

De forma geral, o sequenciamento da solução do FC pode ser dado por:

1. Inicia o contador de iteração.
2. Avalia os estados iniciais da rede, normalmente a partida é *flat*.
3. Considera todos os componentes da rede, exceto a fonte principal de tensão, como fontes de corrente.
4. Calcula a corrente injetada em cada barra.
5. Calcula o desvio de tensão a partir da matriz Y_{barra} e da corrente injetada.
6. Aplica a superposição somando as tensões das barras na iteração atual com o desvio de tensão.
7. Testa se atingiu a convergência:
 - Se não, incrementa o contador de iteração e volta ao passo 3.
 - Se sim, fim.

O *software* OpenDSS utilizado neste trabalho para a resolução do FC faz uso do método da matriz nodal implícita. Ele foi adotado por permitir a representação de SDs trifásicos, desbalanceados, radiais e malhados com alto nível de detalhamento da rede, das cargas e dos dispositivos de controle.

3.3.1 Cálculo do Fluxo de Carga com Otimização

A otimização aliada à resolução do FP foi originalmente adotada com objetivo de definir um conjunto de ações de controle que eliminassem as violações operativas do ST, tais como violações no perfil de tensão nas barras, violações no carregamento dos circuitos, desbalanceamentos entre carga e geração, dentre outras.

A formulação original do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é dada em Carpentier (1962). Porém, é possível encontrar na bibliografia especializada outros métodos que, da mesma forma, fizeram uso de otimização por algoritmos determinísticos, tais como: método do gradiente reduzido (DOMMEL; TINNEY, 1968), método de injeções diferenciais (CARPENTIER, 1973), método de Newton (SUN et al., 1984), método de programação linear

sucessiva (ALSAC et al., 1990) e método primal-dual de pontos interiores (GRANVILLE, 1994).

A literatura também apresenta casos em que o FPO foi utilizado em redes trifásicas. Em Ying-Yi e Fu-Ming (2000) é modelado um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico (FPOT) afim de estudar o impacto da implantação de uma alta carga no balanço do sistema de transmissão. Já nos estudos de RESENER, SALIM e BRETAS (2010), Baran Jr. (2013) é modelado um FPOT para SDs de MT que resolve as equações desbalanceadas enquanto ajusta os taps dos RTs. E Bruno et al. (2011), Bronzini et al. (2011), Paudyal, Canizares e Bhattacharya (2011) modelaram FPOT também, cuja finalidade é a operação ótima de alimentadores em REIs

Como a otimização utilizada neste trabalho será estocástica, não será necessário usar o FPO ou o FPOT.

3.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS REGULADORES DE TENSÃO

É possível encontrar na literatura consolidada trabalhos com o intuito de realizar alocação ótima de dispositivos reguladores de tensão ao longo de redes de distribuição que fizeram uso de metaheurísticas ou da estratégia híbrida de metaheurísticas juntamente com outra ferramenta matemática ou computacional, cuja finalidade pode ser a de resolução do FC ou de melhorar a performance do algoritmo.

Das técnicas utilizadas para otimizar a alocação de BCs, tem-se:

- Recozimento simulado (CHIANG et al., 1990a; CHIANG et al., 1990b).
- AGs (SUNDHARARAJAN; PAHWA, 1994; DELFANTI et al., 2000; MENDES et al., 2002; JUNIOR; COSSI; MANTOVANI, 2006; BEÊ, 2007).
- Sistemas nebulosos (CHIN, 1995; SU; TSAI, 1996).
- Abordagens com análise elétrica e método matemático (WANG et al., 1996; WANG et al., 1997).
- Métodos híbridos com AGs aliado a outro método, como algoritmo matemático (MIRANDA; OO; FIDALGO, 2001), sistemas nebulosos (HSIAO; CHEN; CHIEN, 2004), recozimento simulado (GHOSE; GOSWAMI; BASU, 1998), OEP (SANDRINI, 2005), ou algoritmo micro-genético e Sistema Nebuloso (ALVES; SOUZA; FERREIRA, 2002).
- Evolução diferencial com PI para SDs de larga escala (CHIOU; CHANG; SU, 2004).

Dos trabalhos mais recentes, pode-se citar:

- Souza e Almeida (2010), Ramadan et al. (2014), que utilizam lógica nebulosa para planejamento do problema de tensão e potência reativa de SDs.
- Prakash e Sydulu (2007), Singh e Rao (2012), que utilizam OEP.
- González, Lyra e Usberti (2012), que propõe o uso de programação dinâmica, representando queda de tensão ao longo do alimentador e comutação de BCs automáticos.
- Aman et al. (2014), que apresentam uma revisão detalhada sobre diferentes abordagens para se resolver o problema de alocação de BCs, visando minimizar perdas, perfil de tensão, maximizar carregamento e satisfazer limites de fluxo nas linhas, utilizando métodos analíticos, heurísticas, OEP e associações dos mesmos com combinações de diferentes FOs.
- El-Fergany e Abdelaziz (2014), que utilizam abordagem baseada na metaheurística Colônia de Abelhas para maximizar benefícios e índices de estabilidade do sistema.
- Injeti, Thunuguntla e Shareef (2015), que propõe um método para minimizar perdas elétricas e maximizar benefícios na rede utilizando algoritmos de otimização bioinspirados.

Os trabalhos de Afaghzadeh et al. (2011), Afaghzadeh et al. (2012) fazem uso da técnica de OBEP para otimizar a alocação de BCs a fim de minimizar as perdas e melhorar o perfil de tensão considerando as harmônicas.

Pode-se citar os seguintes trabalhos com alocação de apenas RTs:

- Alves (2012) lineariza as funções que compõe a FO de modo a tornar o problema de PNL em PL.
- Safigianni e Salis (2000), Pereira e Castro (2009) propõe heurísticas para alocação de RTs, basicamente nestes trabalhos alocam-se os equipamentos (com ajuste de taps) em barras candidatas para se minimizar queda de tensão e perdas. E, em seguida faz-se um refinamento com o intuito de diminuir a quantidade deles, tendo em visto custo de instalação e manutenção.
- Mendoza et al. (2007) fazem a alocação em redes radiais via micro AGs.
- Niknam, Narimani e Azizipanah-Abarghooee (2012), propõe um método híbrido cuja solução do problema multiobjetivo utiliza OEP e Lógica Nebulosa adaptativa para alocar RTs automáticos em redes radiais.

Da análise das referências, verifica-se que a alocação de BCs se concentra na diminuição de perdas e melhora do fator de potência da rede, enquanto que a alocação de

RTs se concentra na melhora do perfil de tensão. Assim, esta é uma estratégia vantajosa para ser usada no planejamento do SD, cujo intuito é melhorar os quesitos relacionados à QEE aliada ao produto como um todo, sendo portanto, a estratégia adotada nesta dissertação .

A fim de aliar os benefícios de cada um dos dispositivos, há trabalhos que otimizam a alocação de BCs e RTs simultaneamente, tais como:

- Carpinelli et al. (2006), que utilizam os AGs e o FPOT, a FO contempla a minimização dos custos dos equipamentos e os custo das perdas elétricas por efeito *Joule*, enquanto tenta garantir que a presença dos equipamentos causará a mínima distorção possível no perfil de tensão.
- Madruga e Canha (2010), que fazem uso de AGs e a técnica de FC de varredura direta e reversa , com objetivo de minimizar o custo das perdas, violação de perfil de tensão e custo dos equipamentos.
- Szuvovivski, Fernandes e Aoki (2012), que propõe um problema de otimização resolvido via AGs e FPO, cujo objetivo é minimizar o custo das perdas, violação de perfil de tensão, queda de tensão e custo dos equipamentos.
- Franco et al. (2013), que propõe um problema de otimização linearizado resolvido por *softwares* convencionais de PLIM, as equações que regem a operação em regime permanente foram linearizadas e foi implementada heurísticas para efetuar-se a alocação, minimizando custos e desvio de perfil de tensão.

Percebe-se entre os trabalhos pré-existentes que alocam simultaneamente BCs e RTs a predominância no uso de técnicas de IA, tais como os AGs. E, apenas Carpinelli et al. (2006) utilizou a representação trifásica, focando no impacto das distorções harmônicas.

Dos trabalhos citados nesta seção, a proposta desta dissertação se aproxima de Prakash e Sydulu (2007), Singh e Rao (2012), Carpinelli et al. (2006). Os dois primeiros alocam BCs em redes radiais de distribuição fazendo uso da OEP. Sendo que o diferencial aqui é a codificação binária e a adição de RTs. O terceiro fez uso dos AGs, do FPOT e da representação trifásica da rede. As diferenças estão na técnica usada e também no foco da minimização: lá, a distorção harmônica; aqui, o fator de potência, o perfil de tensão e o desbalanceamento de tensão.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Muitas das técnicas de otimização determinísticas ou estocásticas já foram utilizadas no planejamento da alocação de BCs e RTs, normalmente aliadas a um estudo específico do sistema elétrico, seja pelo nível de tensão, representação topológica, modelos

de carga ou simplesmente método de resolução de FC. A escolha de qual metaheurística e do tipo de análise do sistema elétrico depende do cenário abordado e dos objetivos da alocação dos equipamentos.

Neste sentido, optou-se pelo uso da técnica metaheurística OBEP e solução do FC pelo método da matriz nodal implícita, os quais foram detalhados neste capítulo. Sendo que o OpenDSS é a ferramenta adotada para modelar a representação trifásica e completa da rede e de seus componentes, bem como resolver o FC .

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Desenvolveu-se o método proposto neste trabalho através de implementação e simulação computacional, para as quais foram necessárias definições de materiais e métodos específicos, cujo detalhamento apresenta-se neste capítulo.

De maneira geral, utilizou-se os materiais: *hardware* e *software* (subseção 4.1.1); dados topológicos e de carga de sistemas de testes (subseção 4.1.2); dados de curvas de carga de nove patamares e horária (subseção 4.1.3); e dados de configurações iniciais de BCs e RTs (subseção 4.1.4).

Dividiu-se a apresentação do desenvolvimento do método em duas partes. Primeiro em caracterização e formulação geral do problema; (subseção 4.2.1 e subseção 4.2.2). Depois, nos pontos principais do algoritmo, a codificação do molde da posição das partículas (subseção 4.2.3) e da função de avaliação (subseção 4.2.4).

4.1 MATERIAIS

4.1.1 *Hardware e Software*

Para execução das simulações e análises dos resultados, utilizou-se um *desktop* com processador *Intel*[®] *Core*[™] i5 CPU 650 (4 MB de cachê, 3,2 GHz) e 8 GB de memória RAM.

Empregou-se o *software MATLAB*[®] da *MathWorks* e o *OpenDSS* da *Electric Power Research Institute* (EPRI). Ambos instalados em um *Microsoft*[®] *Windows*[®] 7 *Service Pack 1 Pro 64 bits*. Sendo que no *MATLAB*[®] realizou-se o desenvolvimento do algoritmo proposto e os testes, que contaram com o uso da interface de comunicação com o *OpenDSS*, onde modelou-se os sistemas de testes e a resolução do FC.

4.1.2 Sistemas de Teste

Adotaram-se os sistemas teste IEEE de 34 e 123 barras para testar a metodologia proposta, uma vez que eles possuem características construtivas coerentes com os sistemas elétricos de MT cujo planejamento esse trabalho pretende otimizar, e também por aparecerem com frequência na literatura especializada.

Cada sistema de teste IEEE possui tensão de fornecimento, quantidade de barras, quantidade de linhas e configuração distintas. No entanto, ambos sistemas são ramificados; os ramais possuem uma, duas ou três fases. Também ambos sistemas possuem cargas conectadas em delta e estrela aterrado com modelos variados (PQ, constante Z, constante I e constante P).

Ambos sistemas apresentam BCs paralelos com conexão estrela aterrado. Bem como RTs de 32 degraus, um autotransformador por fase também com conexão estrela aterrado. Porém cada sistema apresenta distribuições diferentes dos equipamentos. Para a execução dos testes da metodologia proposta, todos estes equipamentos foram retirados e foi adotada uma configuração de alocação otimizada.

O IEEE disponibiliza os diagramas esquemáticos e os dados de linha, carga e equipamentos de rede de seus sistemas de teste em <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders>>. Na mesma relação de documentos é possível encontrar o resultado de um FC resolvido pelo método de varredura direta e reversa.

4.1.2.1 Sistema de 34 barras

O sistema de teste IEEE de 34 barras é longo e composto por 34 barras e 32 linhas, apresenta-se o seu esquema unifilar na Figura 1.

Este sistema é atendido em 24,9 kV e possui dois transformadores abaixadores (um de 2500 kVA e 69 kV delta / 24,9 kV estrela aterrado na SE e outro de 500 kVA e 24,9 kV estrela aterrado / 4,16 kV estrela aterrado), dois BCs trifásicos e dois conjuntos trifásicos de RTs monofásicos.

As cargas estão dispostas de forma variada entre as fases. As concentradas totalizam 1047 kW e 677 kvar, e as distribuídas ¹ totalizam 722 kW e 367 kvar. Sendo que as cargas distribuídas foram divididas ao meio e alocadas nas barras localizadas nas extremidades das linhas.

4.1.2.2 Sistema de 123 barras

O sistema de teste IEEE de 123 barras diferencia-se do anterior por ser menos longo, mais ramificado e ter um problema mais grave de reativo. Ele é composto por 126 barras, 118 linhas, 6 chaves normalmente fechadas e 5 chaves normalmente abertas; sendo que as chaves normalmente fechadas são representadas como linhas de baixa impedância e as abertas são omitidas. Apresenta-se o seu esquema unifilar na Figura 2.

A tensão de fornecimento é 4,16 kV e ele possui dois transformadores (um de 5500 kVA e 115 kV delta / 4,16 kV estrela aterrado na SE e outro de 150 kVA e 4,16 kV delta / 0,480 kV delta); um BC paralelo trifásico e três monofásicos; dois dos RT são trifásicos, um é bifásico e um é monofásico, sendo que apenas um dos trifásicos possui controle de taps trifásico, o controle dos outros é monofásico.

As cargas são concentradas, estão distribuídas de forma desbalanceada entre as fases e totalizam 3490 kW e 1920 kvar.

¹ "Cargas distribuídas" é o termo usado para designar cargas que estão distribuídas ao longo de uma linha. Essa modelagem normalmente é usada em alimentadores com longos ramais.

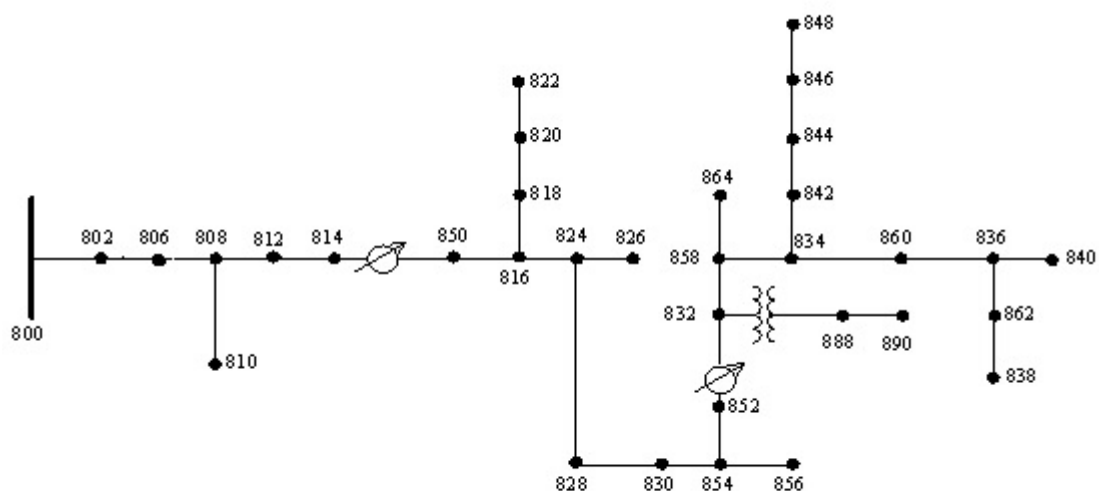


Figura 1 – Sistema teste IEEE de 34 barras
 FONTE: *IEEE 34 node test feeder*

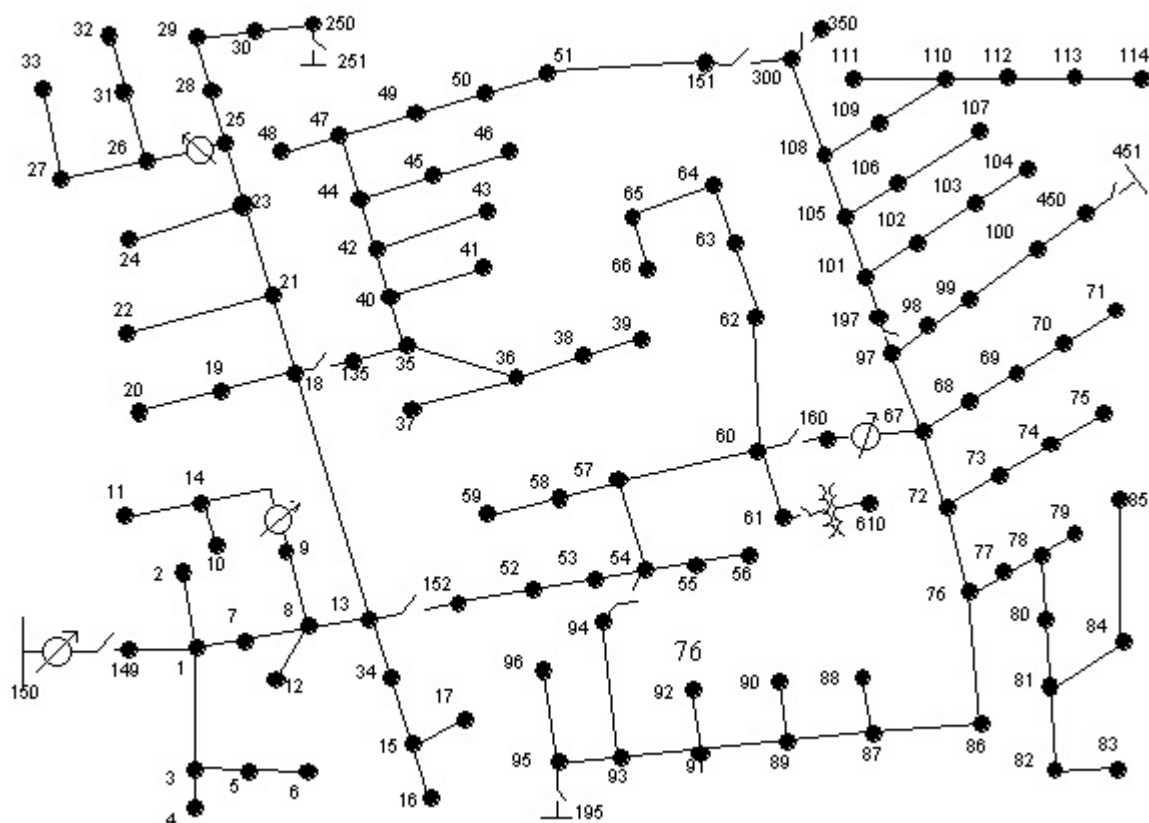


Figura 2 – Sistema teste IEEE de 123 barras
 FONTE: *IEEE 123 node test feeder*

4.1.3 Curvas de Carga

De modo a observar a diferença de se estabelecer o planejamento de alocação de BCs e RTs sob diferentes curvas de carga, adotou-se a execução de testes com curva de

carga constante, curva de 9 patamares e curvas diárias discretizadas em 24 horas. Com a adoção da curva de carga em 24 horas pretende-se simular o comportamento de BCs e RTs na presença de curvas de cargas adquiridas através de IMA.

4.1.3.1 Curva de Carga de 9 Patamares

A curva de 9 patamares é dada pela curva típica do alimentador de Yamakawa (2007), de acordo com os níveis de carga leve, médio e pesado para cargas de modelo PQ, em dias úteis, sábados e domingos/feriados.

Os valores percentuais da carga para cada tipo de dia constam na Tabela 1. Cada patamar contempla certa quantidade de horas no dia e uma tensão de fornecimento específica. Os valores da primeira estão na Tabela 2, da segunda, na Tabela 3.

Tabela 1 – Percentuais típicos de carga de um alimentador
FONTE: Yamakawa (2007)

Carga	Dia Útil [%]	Sábado [%]	Domingo/Feriado [%]
Pesada	130	120	110
Média	80	70	60
Leve	50	40	40

Tabela 2 – Horas por tipo de dia e patamar de carga
FONTE: Yamakawa (2007)

Carga	Dia Útil [h]	Sábado [h]	Domingo/Feriado [h]
Pesada	6	6	4
Média	12	10	12
Leve	6	8	8

Tabela 3 – Tensões por patamar de carga
FONTE: Yamakawa (2007)

Carga	Tensão [pu]
Pesada	0,9928
Média	0,9783
Leve	0,9565

4.1.3.2 Curva de Carga diária Discretizada em 24 horas

As curvas horárias são composições das três curvas de Yamakawa (2007) discretizadas em 24 horas dos três patamares de carga para os três tipos de dia, com o intuito de simular os dados discretizados através de uma IMA.

Baseou-se a metodologia de discretização no método de Paudyal, Canizares e Bhattacharya (2011). Uma função de distribuição uniforme deslocou os três patamares

de cada curva no tempo e, dessa forma, a curva recebeu uma variação horária. Depois, discretizou-se os níveis dos patamares para cada hora com uma função de distribuição normal. Não foi necessário imprimir desbalanceamento entre as fases porque os sistemas de teste utilizados já são desbalanceados.

A função de distribuição uniforme gerou aleatoriamente números inteiros de -2 à $+2$. Os números gerados foram as horas que os patamares da Tabela 2 foram deslocados no tempo.

Então, variaram-se os valores percentuais de carga do alimentador da Tabela 1 aleatoriamente fazendo uso de uma função de distribuição normal com $\mu = 1$ e $\sigma = 0,1$, tendo como valor máximo a curva original. Sabendo que μ é a média e σ é o desvio padrão.

Apresentam-se os resultados das discretizações das curvas típicas em curvas horárias para dia útil, sábado e domingo/feriado na Figura 3. No eixo x consta o tempo, no eixo y, apresenta-se a curva de 9 patamares e a curva horária em termos de fração da carga, ao invés de percentuais como dado anteriormente. Observa-se que a energia obtida com a discretização das curvas em 24 horas é menor do que a original com 9 patamares.

As tensões para as curvas discretizadas seguem as mesmas tensões dos patamares de origem da Tabela 3.

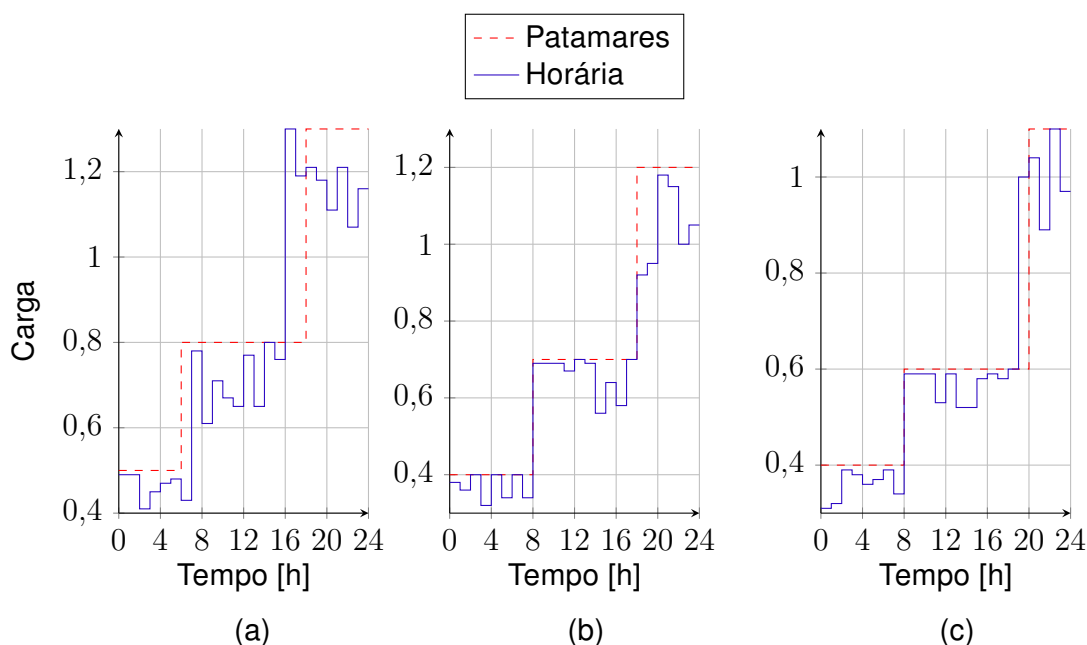


Figura 3 – Curvas de carga: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

4.1.4 Equipamentos Adotados

Os BCs e os RTs foram modelados no OpenDSS, que possibilita a operação sincronizada dos equipamentos sob curva de carga de forma automática.

Entretanto, tanto os BCs quanto os RTs podem apresentar formas diferentes de configuração, instalação e especificação de acordo com o sistema onde serão alocados e com o objetivo da sua alocação. Portanto, fez-se necessário algumas determinações preliminares para, então, otimizar as suas alocações.

4.1.4.1 Banco de Capacitores Adotados

A conexão dos BCs é estrela aterrado, de acordo com o que é encontrado usualmente em sistemas de potência, e a sua tensão de operação varia de acordo com a tensão nominal do circuito onde ele será alocado.

A configuração deles é trifásica, ou seja, há uma combinação de elementos capacitivos para cada fase em cada banco, portanto eles são alocados apenas em pontos trifásicos da rede. A potência nominal especificada para o banco é dividida igualmente para cada fase. E, no caso de bancos automáticos, a comutação das três fases é simultânea e controlada pelos limites de tensão na barra.

A solução do problema de otimização determinará os demais parâmetros de alocação, quais sejam: localização, potência nominal e tipo.

Uma vez que a metodologia de planejamento prevê que haverá uma rede de sensores de tensão e controle como o que é encontrado em REIs, quando os BCs forem automáticos e a curva de carga for variada, o estado deles (ligado/desligado) será dado pelo resultado do FC resolvido pelo OpenDSS.

4.1.4.2 Reguladores de Tensão Adotados

A conexão dos RTs é estrela aterrado, da mesma forma que a fonte principal dos sistemas de testes, e a sua tensão de operação varia de acordo com a tensão nominal do circuito onde ele será alocado.

A configuração adotada é a de um conjunto composto por três autotransformadores, um por fase, onde a tensão nominal é válida para as três fases. O controle de taps é monofásico, de 32 degraus e o fator de transformação vai de 0,9 à 1,1, sendo que os ajustes dos taps controla a tensão de saída do RT.

A solução do problema de otimização determinará os demais parâmetros de alocação, quais sejam: localização e tensão nominal.

Adotando as mesmas premissas observadas no tópico anterior, o ajuste de cada degrau do tap de cada fase será dado pelo resultado do FC resolvido pelo OpenDSS.

4.2 MÉTODOS

A proposta deste trabalho é a otimização do planejamento de alocação de BCs e RTs em REIs desbalanceadas atendidas em MT, a fim de minimizar as perdas técnicas, desvios de indicadores específicos de QEE e os custos de alocação dos equipamentos.

Nesse sentido, a seguir detalham-se as definições, as técnicas e as modelagens necessárias para a implementação do algoritmo proposto.

4.2.1 Caracterização Geral do Problema

O planejamento de alocação de BCs e RTs é um problema de otimização multiobjetivo. O intuito é minimizar os custos da concessionária para manter o sistema, porém tais custos podem ser oriundos das perdas técnicas, das taxas cobradas pela reguladora por violação dos indicadores de QEE e também dos custos da instalação dos equipamentos na rede. Tais aspectos são dependentes entre si, portanto demandam tanto uma análise individual quanto global.

A decisão de alocar ou não BCs e RTs é booleana, bem como a decisão de adotar BCs fixos ou automáticos. Isto é, as variáveis aliadas a estas decisões podem adquirir um valor inteiro de zero ou um. No entanto, a potência nominal dos BCs e a tensão nominal dos RTs são variáveis contínuas. Portanto esse problema de otimização é caracterizado como PIM.

Uma vez que tanto as perdas técnicas quanto os indicadores de QEE são obtidos através da solução de um FC, o problema também trata-se de PNL devido a FO ter parcelas dependentes de equações não lineares.

Sendo assim, adotou-se a OBEP, por se tratar de uma técnica metaheurística que satisfaz as necessidades apresentadas por um problema multiobjetivo caracterizado por Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) .

Como o cenário escolhido aborda uma realidade de REIs desbalanceadas, adotou-se o OpenDSS para resolver o FC.

Com o OpenDSS, ao se modelar, é possível representar a rede trifásica e desbalanceada e o detalhamento da carga e dos dispositivos de controle (especificações e conexões).

Depois, ao resolver o FC, para cada ponto das curvas discretizadas, o *software* fornece as perdas técnicas e as grandezas aliadas aos indicadores de QEE, ao mesmo tempo que promove o chaveamento dos BCs e a comutação por fase dos taps dos RTs de forma sincronizada.

4.2.2 Formulação Geral do Problema

A formulação geral do problema conta com três etapas principais, sendo que cada etapa tem suas próprias especificações.

1. Definições iniciais.
2. Processamento do algoritmo de OBEP.
3. Impressão dos resultados.

A etapa de definições iniciais contém dois tipos de dados que serão utilizados durante as simulações: (i) parâmetros do OBEP e do OpenDSS; e (ii) dados elétricos de entrada.

Os parâmetros do OBEP e do OpenDSS são valores fixos que devem ser especificados antes da execução das simulações. Já os dados elétricos são variáveis de acordo com o sistema, curva de carga e equipamentos adotados em cada simulação. Tanto um como outro serão apresentados no Capítulo 5.

A etapa de processamento do OBEP se inicia com a quantificação da posição das partículas, depois tem continuidade com o processamento do seu algoritmo. O algoritmo de OBEP, por sua vez, faz uso de outras duas formulações principais a cada iteração: (i) decodificação da posição de cada partícula, e (ii) cálculo da função de avaliação.

Por simplicidade e sem faltar com a generalidade, a partir deste ponto, a "posição da partícula" será chamada de "partícula".

Sendo assim, tanto a quantificação quanto a decodificação da partícula são dadas pelo molde da partícula, cujo detalhamento é dado na subseção 4.2.3. Já a formulação da função de avaliação é detalhada na subseção 4.2.4.

A terceira etapa do algoritmo da formulação geral, a impressão dos dados, faz uso da saída do algoritmo, que é composta pela decodificação da melhor partícula encontrada, o valor da função de avaliação para aquela partícula e da sua curva de convergência (iterações x função de avaliação). A apresentação desses resultados bem como sua análise serão detalhados no Capítulo 5.

4.2.3 Codificação da Partícula

A codificação da partícula é necessária para (i) quantificá-la e posteriormente (ii) decodificá-la.

Nesta dissertação fez-se uso de dois tipos de moldes para a codificação, $Molde_1$ e $Molde_2$.

O *Molde₁* baseou-se na codificação dos indivíduos dos AGs de Szuvovivski (2008). Há a possibilidade de ser alocado BC, ou RT, ou de não haver alocação de nenhum deles. A diferença está na quantidade e na distribuição de bits utilizados; aqui, usa-se menos bits e eles são distribuídos homogeneamente entre os moldes de BCs e RTs.

O *Molde₂* proposto neste trabalho é mais simples e não faz uso da não alocação restringindo a decodificação em BC e RT. Portanto, neste caso, pelo menos um equipamento de cada é alocado. Além do que, a ausência desses dois bits diminui o espaço de busca em 2^2 e não descarta possíveis alocações de BCs e RTs.

Ilustram-se os dois tipos na Figura 4 e na Figura 5. Observa-se que no segundo não há os bits de decisão de alocação dos equipamentos, porque é implícito que ambos serão alocados. Nos dois modelaram-se as seguintes informações:

- As barras onde as conexões dos BCs serão feitas, especificando-se o tipo (fixo ou automático) e potência nominal (kvar).
- As linhas onde as conexões dos RTs serão feitas, especificando-se a tensão nominal (em pu).

Aloca BC?	
Molde BC	Barra Tipo Potência
Aloca RT?	
Molde RT	Linha Tensão

Figura 4 – *Molde₁* da partícula, com alocação de BC, ou RT, ou não alocação
FONTE: O Autor (2015)

Molde BC	Barra Tipo Potência
Molde RT	Linha Tensão

Figura 5 – *Molde₂* da partícula, com alocação de BC e RT, sem a opção de não alocação
FONTE: O Autor (2015)

4.2.3.1 Quantificação da Partícula

O tamanho da partícula, ou a quantidade total de variáveis ou bits da partícula é dada pela equação a seguir:

$$QtdBit_{total} = QtdBit_{aloca}^{BC} + Num_{max}^{BC} \cdot QtdBit_{total}^{moldeBC} + QtdBit_{aloca}^{RT} + Num_{max}^{RT} \cdot QtdBit_{total}^{moldeRT} \quad (4.1)$$

Onde:

$QtdBit_{total}$ é a quantidade total de bits da partícula.

$QtdBit_{aloca}^{BC}$ é a quantidade de bits para a decisão de alocação de BCs.

$QtdBit_{aloca}^{RT}$ é a quantidade de bits para a decisão de alocação de RTs.

Num_{max}^{BC} é a quantidade máxima de BCs.

Num_{max}^{RT} é a quantidade máxima de RTs.

$QtdBit_{total}^{moldeBC}$ é a quantidade total de bits do molde de BCs.

$QtdBit_{total}^{moldeRT}$ é a quantidade total de bits do molde de RTs.

Sendo que o bit de decisão de alocação não é necessário se o $Molde_2$ é adotado.

Portanto:

$$QtdBit_{aloca}^{BC} = QtdBit_{aloca}^{RT} = \begin{cases} 1bit, & se\ Molde_1 \\ 0bit, & se\ Molde_2 \end{cases} \quad (4.2)$$

O número máximo de equipamentos pode ser dado através da estimativa do impacto econômico aliado à decisão tradicional por parte das concessionárias, como no trabalho de Szuvovivski (2008). Porém, neste trabalho é proposto uma estimativa técnica através da avaliação do fator de potência e do perfil de tensão para a sua determinação.

Determina-se o número máximo de equipamentos de acordo com a definição do sistema a ser utilizado e do tipo de curva de carga. Executam-se as simulações transformando todas as cargas para modelo PQ a fim de se obter os valores para o pior caso.

O número máximo de BCs (Num_{max}^{BC}) é obtido a partir do pior fator de potência possível a ser corrigido na SE, o fator de potência exigido na legislação e a menor especificação possível de BC possível encontrada no mercado. O fator de potência da SE é dado por suas potências ativas e reativas e, simplificando a expressão de compensação reativa a partir do triângulo de potências, tem-se a Equação 4.3.

$$Num_{max}^{BC} = \frac{Q_{sub} - P_{sub} \cdot \text{tg arccos } 0,92}{150} \quad (4.3)$$

Onde Q_{sub} e P_{sub} são respectivamente as potências reativa e ativa na SE; 0,92 é o fator de potência na SE admitido como ideal pela ANEEL (2015); e 150 é o valor em kvar da menor especificação possível de BCs comerciais usados neste trabalho.

O número máximo de RTs (Num_{max}^{RT}) é calculado a partir do somatório dos desvios de tensão em todas as barras no pior caso possível, tendo como referência o limite mínimo admitido pela legislação, e da máxima compensação possível obtida com o RT (10%), como demonstra a Equação 4.4.

$$Num_{max}^{RT} = \frac{\sum_{k1 \in \omega_{k1}} 0,95 - V_{k1}}{1,1} \quad (4.4)$$

Onde V_{k1} são as tensões medidas nas barras $k1$, que por sua vez pertencem ao conjunto ω_{k1} , que é composto por todas as barras com tensões com medidas menores que a 0,95 pu; o valor de 0,95 pu² é o menor valor admitido para tensões em regime permanente; e 1,1 é o valor máximo de ganho fornecido pelos RTs usados neste trabalho.

A quantidade de bits de cada molde é dada de acordo com as informações necessárias para cada equipamento. Então:

$$QtdBit_{total}^{moldeBC} = QtdBit_{barra}^{BC} + QtdBit_{tipo}^{BC} + QtdBit_{potencia}^{BC} \quad (4.5)$$

$$QtdBit_{total}^{moldeRT} = QtdBit_{linha}^{RT} + QtdBit_{tensao}^{RT} \quad (4.6)$$

Onde:

$QtdBit_{barra}^{BC}$ é a quantidade de bits de barra de BC (variável de acordo com as barras candidatas do sistema em estudo).

$QtdBit_{tipo}^{BC}$ é a quantidade de bits de tipo de BC (1 bit).

$QtdBit_{potencia}^{BC}$ é a quantidade de bits de potência nominal de BC (3 bits).

$QtdBit_{linha}^{RT}$ é a quantidade de bits de linha de RT (variável de acordo com a quantidade de linhas candidatas do sistema em estudo).

$QtdBit_{tensao}^{RT}$ é a quantidade de bits de tensão nominal de RT (4 bits).

As quantidades de bits de barra e linha dependem do sistema utilizado, bem como da quantidade de barras e linhas desse sistema que podem vir a ser candidatas a receberem alocação. Neste caso, as barras e linhas candidatas a receberem BCs e RTs são apenas as trifásicas, devido ao tipo de conexão dos equipamentos que estão sendo usados.

² A tolerância mínima admitida pela ANEEL (2015) é de 0,93 pu, porém foi adotado o valor de 0,95 pu de forma a tornar a análise mais conservadora.

O algoritmo que procura e seleciona as barras e linhas candidatas segue os seguintes passos:

1. Carrega o sistema que será simulado.
2. Varre o sistema e identifica as linhas com conexões trifásicas.
3. Guarda o nome da linha e das barras conectadas nela em uma matriz de linhas candidatas.
4. Separa o vetor de linhas candidatas da matriz.
5. Copia as barras da matriz de linhas candidatas em um vetor de barras candidatas.
6. Varre o vetor de barras candidatas e exclui as duplicidades.

Uma vez que tanto a dimensão do vetor de barras quanto de linhas candidatas é (mx1), as quantidades de bits de barras ($QtdBit_{barras}^{BC}$) e linhas ($QtdBit_{linhas}^{RT}$) são dadas por:

$$QtdBit_{barras}^{BC} = \log_2 m_{candidatas}^{barras} \quad (4.7)$$

$$QtdBit_{linhas}^{RT} = \log_2 m_{candidatas}^{linhas} \quad (4.8)$$

Onde $m_{candidatas}^{barras}$ é a dimensão de barras do vetor de barras candidatas, e $m_{candidatas}^{linhas}$ é a dimensão de linhas do vetor de linhas candidatas.

4.2.3.2 Decodificação da Partícula

A decodificação da partícula diferencia-se pelos bits de decisão de alocação dos equipamentos. Ou seja, apenas o $Molde_1$ possui o bit de decisão de alocação de BC (Bit_{aloca}^{BC}) e de RT (Bit_{aloca}^{RT}). Porém, ambos algoritmos decodificam os moldes dos equipamentos.

Portanto, demonstra-se a seguir a decodificação do $Molde_1$, sendo que determina-se a decodificação do $Molde_2$ simplesmente suprimindo os bits de decisão de alocação dos equipamentos.

A decodificação dos bits de decisão de alocação de BCs e RTs são dadas pelas equações a seguir:

$$Aloca^{BC} = \begin{cases} \text{Não,} & se\ Bit_{aloca}^{BC} = 0 \\ \text{Sim,} & se\ Bit_{aloca}^{BC} = 1 \end{cases} \quad (4.9)$$

$$Aloca^{RT} = \begin{cases} \text{N\~{a}o}, & \text{se } Bit_{aloca}^{RT} = 0 \\ \text{Sim}, & \text{se } Bit_{aloca}^{RT} = 1 \end{cases} \quad (4.10)$$

Onde Bit_{aloca}^{BC} é o bit que determina o valor de $Aloca^{BC}$, isto é, se haverá a alocação de BCs; e Bit_{aloca}^{RT} é o bit que determina o valor de $Aloca^{RT}$, isto é, se haverá a alocação de RTs.

As decodificações de cada molde de BC e de cada molde de RT são dadas por algoritmos específicos que serão detalhados nos próximos tópicos.

Para que o algoritmo de decodificação interprete a *bitstring* da partícula adequadamente, ele necessita de variáveis de controle da posição de cada bit e de passos que definam quantas vezes deve-se repetir a decodificação dos moldes.

As variáveis responsáveis pelo controle da posição dos bits da partícula são: o contador principal ($cont_{part}$), o contador do molde de BCs ($cont_{molde}^{BC}$) e o contador do molde de RTs ($cont_{molde}^{RT}$).

Os passos que determinam a quantidade de *loops* dos moldes são: o número máximo de BCs (Num_{max}^{BC}), a quantidade de bits de cada molde de BCs ($QtdBit_{total}^{moldeBC}$), o número máximo de RTs (Num_{max}^{RT}) e a quantidade de bits de cada molde dos RTs ($QtdBit_{total}^{moldeRT}$).

Portanto:

1. Faz $cont_{part} = 1$.
2. Carrega Bit_{aloca}^{BC} com o bit da posição do $cont_{part}$.
3. Decodifica Bit_{aloca}^{BC} .
4. Testa se há alocação de BC:
 - Se $Aloca^{BC} = Sim$, vá para o passo 4.
 - Se $Aloca^{BC} = No$, $contador = contador + Num_{max}^{BC} \cdot QtdBit_{total}^{moldeBC}$ e vá para o passo 8.
5. Faz $cont_{molde}^{BC} = cont_{part}$.
6. Decodifica o molde do BC.
7. Faz $cont_{part} = cont_{part} + cont_{molde}^{BC}$.
8. Testa se chegou no último molde de BC:
 - Se $cont_{part} < QtdBit_{aloca}^{BC} + Num_{max}^{BC} \cdot QtdBit_{total}^{moldeBC}$, repita o passo 4.

- Se $cont_{part} = QtdBit_{aloca}^{BC} + Num_{max}^{BC} \cdot QtdBit_{total}^{moldeBC}$, vá para o passo 8.
9. Faz $cont_{part} = cont_{part} + 1$.
 10. Carrega Bit_{aloca}^{RT} com o bit da posição do $cont_{part}$.
 11. Decodifica Bit_{aloca}^{RT} .
 12. Testa se há alocação de RT:
 - Se $Aloca^{RT} = Sim$, vá para o passo 11.
 - Se $Aloca^{RT} = No$, fim.
 13. Faz $cont_{molde}^{RT} = cont_{part}$.
 14. Decodifica o molde do RT.
 15. Faz $cont_{part} = cont_{part} + cont_{molde}^{RT}$.
 16. Testa se chegou no último molde de RT que é o mesmo que o fim da *bitstring* da partícula:
 - Se $cont_{part} < QtdBit_{total}$, repita o passo 11.
 - Se $contador = QtdBit_{total}$, fim.

4.2.3.2.1 Decodificação do Molde do Banco de Capacitores

A *bitstring* do molde do BC é composta de bits de barra (Bit_{barra}^{BC}), tipo ($Bit_{tipo}^{moldeBC}$) e potência nominal ($Bit_{potencia}^{moldeBC}$). A Figura 6 apresenta a sua ilustração.

Molde BC	Barra Tipo Potência
-----------------	---------------------------

Figura 6 – Molde do banco de capacitores
FONTE: O Autor (2015)

Cada molde de BC contém $QtdBit_{total}^{moldeBC}$ bits; sendo que $QtdBit_{barra}^{BC}$ é variável segundo o número de barras candidatas, $QtdBit_{tipo}^{BC}$ é igual à um bit e $QtdBit_{potencia}^{BC}$ é igual à três bits, como visto anteriormente.

A barra onde o BC será alocado ($Barra_{aloca}^{BC}$) é dada pelo índice do vetor de barras candidatas ($Indice_{barra}^{BC}$), que por sua vez é determinado pela conversão dos bits de barra (Bit_{barra}^{BC}), como mostrado pela equação a seguir.

$$Indice_{barra}^{BC} = \text{Decimal}(Bit_{barra}^{BC}) + 1 \quad (4.11)$$

O tipo de BC ($Tipo_{aloca}^{BC}$) é dado interpretando-se o seu bit ($Bit_{tipo}^{moldeBC}$) da seguinte forma:

$$Tipo_{aloca}^{BC} = \begin{cases} \text{Fixo,} & \text{se } Bit_{tipo}^{BC} = 0 \\ \text{Automático,} & \text{se } Bit_{tipo}^{BC} = 1 \end{cases} \quad (4.12)$$

A potência nominal do BC ($Potencia_{aloca}^{BC}$) é determinada convertendo-se os bits de potência nominal ($Bit_{potencia}^{moldeBC}$) para decimal e utilizando-se desse valor como índice do vetor de potências comerciais ($Indice_{potencia}^{BC}$).

$$Indice_{potencia}^{BC} = \text{Decimal}(Bit_{potencia}^{BC}) + 1 \quad (4.13)$$

É possível encontrar diversas especificações diferentes de potências comerciais de BCs no mercado, porém as que serão usadas neste trabalho e que determinarão o vetor são aquelas coerentes com a quantidade máxima de BC de 150 kvar especificados anteriormente. Elas estão apresentadas na tabela que segue.

Tabela 4 – Valores comerciais de potência dos bancos de capacitores
FONTE: O Autor (2015)

Potências de BCs (kvar)
150
300
450
600
750
900
1050
1200

Tendo em conta que $cont_{molde}^{BC} = cont_{part}$ do algoritmo de decodificação da partícula, o algoritmo que percorre e decodifica a *bitstring* do molde de BC é dado por:

1. Faz $cont_{molde}^{BC} = cont_{molde}^{BC} + 1$.
2. Carrega Bit_{barra}^{BC} com a *bitstring* compreendida a partir da posição $cont_{molde}^{BC}$ até $cont_{molde}^{BC} + QtdBit_{barra}^{BC}$.
3. Decodifica a barra do BC.
4. Faz $cont_{molde}^{BC} = cont_{molde}^{BC} + 1$.
5. Carrega $Bit_{tipo}^{moldeBC}$ com o bit da posição $cont_{molde}^{BC}$.
6. Decodifica o tipo de BC.

7. Faz $cont_{molde}^{BC} = cont_{molde}^{BC} + 1$.
8. Carrega a $Bit_{potencia}^{moldeBC}$ com os dois bits localizados a partir da posição $cont_{molde}^{BC}$.
9. Decodifica a potência nominal do BC.
10. Faz $cont_{molde}^{BC} = cont_{molde}^{BC} + 1$.

4.2.3.2.2 Decodificação do Molde do Regulador de Tensão

A Figura 7 ilustra o molde do RT, que é composto por bits de linha (Bit_{linha}^{RT}) e de tensão nominal (Bit_{tensao}^{RT}).

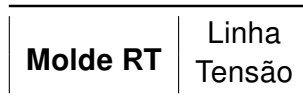


Figura 7 – Molde do regulador de tensão
FONTE: O Autor (2015)

Cada molde de RT contém $QtdBit_{total}^{moldeRT}$ bits, a quantidade de bits de $QtdBit_{linha}^{RT}$ é variável segundo o vetor de linhas candidatas e $QtdBit_{total}^{moldeRT}$ é igual à 4 bits, como visto anteriormente.

A *bitstring* de linha do RT (Bit_{linha}^{RT}) é processada similarmente à decodificação da barra do BC:

$$Indice_{linha}^{RT} = \text{Decimal}(Bit_{linha}^{RT}) + 1 \quad (4.14)$$

Onde $Indice_{linha}^{RT}$ é o índice de linhas candidatas que fornecerá a linha onde o RT será alocado ($Linha_{aloca}^{RT}$).

Os últimos 4 bits do molde do RT são convertidos em decimal e usados para encontrar sua tensão nominal em pu:

$$Tensao_{aloca}^{RT} = 0,95 + 0,00625 \cdot \text{Decimal}(Bit_{tensao}^{RT}) \quad (4.15)$$

Desta forma, os bits de tensão fornecem um passo que manterá a tensão nominal do RT entre 0,95 e 1,04375 pu (aproximadamente 1,05 pu), Sendo que 0,95 pu e 1,05 pu são os valores de tensão medida em regime permanente admitidos neste trabalho.

Sabendo que $cont_{molde}^{RT} = cont_{part}$ da decodificação da partícula, O algoritmo que percorre e decodifica o molde do RT é dado por:

1. Faz $cont_{molde}^{RT} = cont_{molde}^{RT} + 1$.

2. Carrega Bit_{linha}^{RT} com a *bitstring* compreendida a partir da posição $cont_{molde}^{RT}$ até $cont_{molde}^{RT} + QtdBit_{linha}^{RT}$.
3. Decodifica a linha do RT.
4. Faz $cont_{molde}^{RT} = cont_{molde}^{RT} + 1$.
5. Carrega a Bit_{tensao}^{RT} com os 5 bits localizados a partir da posição $cont_{molde}^{RT}$.
6. Decodifica a tensão nominal do RT.
7. Faz $cont_{molde}^{RT} = cont_{molde}^{RT} + 4$.

4.2.3.3 Exemplo Didático de Quantificação e Decodificação do Molde da Partícula

Define-se a opção do $Molde_1$ (alocação de BC, ou RT, ou não alocação). Portanto segundo a Equação 4.2 $QtdBit_{aloca}^{BC} = QtdBit_{aloca}^{RT} = 1bit$.

Dado o sistema de 34 barras do IEEE e uma curva de carga fictícia. Tem-se a alocação máxima de dois BCs através da Equação 4.3 e um RT através da Equação 4.4.

Para esse sistema, calcula-se 26 barras e 24 linhas candidatas. Aplicando-se a Equação 4.7 e a Equação 4.8, tem-se 5 bits tanto para a indicação de barras quanto de linhas.

Então, através da Equação 4.5 chega-se a 9 bits por molde de BC e através da Equação 4.6, 9 bits por molde de RT. Contando com mais um bit de alocação de BCs e mais um de alocação de RTs, a Equação 4.1 fornece um total de 29 bits por partícula.

A Figura 8 mostra a modelagem de uma sequência aleatória de bits, fazendo uso do molde da partícula.

1	
Molde BC 1	00101 1 001
Molde BC 2	01001 0 011
1	
Molde RT	10011 1111

Figura 8 – Exemplo da modelagem de uma sequência de bits
FONTE: O Autor (2015)

A partir do algoritmo de decodificação da partícula: aplicando a Equação 4.9 no primeiro bit, há indicação de alocação de BCs; e aplicando a Equação 4.10 no vigésimo bit, há indicação de alocação de RTs.

A Tabela 5 é o resultado do algoritmo de decodificação do molde do BC, fazendo uso da Equação 4.11, Equação 4.12 e Equação 4.13.

Similarmente, a Tabela 6 apresenta a decodificação do molde do RT através do seu algoritmo e da Equação 4.14 e da Equação 4.15.

Tabela 5 – Exemplo de decodificação do molde de dois bancos de capacitores
FONTE: O Autor (2015)

Informação	BC1	BC2
Índice	6	10
Barra	814	830
Tipo	Auto	Fixo
Índice	2	4
Potência [kvar]	300	600

Tabela 6 – Exemplo de decodificação de um regulador de tensão
FONTE: O Autor (2015)

Informação	RT
Índice	20
Linha	125
Passo	15
Tensão [p.u]	1,04375

4.2.4 Função de Avaliação

A função de avaliação (do inglês, *fitness function*) é composta por (i) checagem na memória, (ii) chamada do OpenDSS, (iii) funções de penalidade e (iv) cálculo da FO. O seu algoritmo geral é o que segue:

1. Verifica se a decodificação da partícula atual consta na memória:
 - Se não, vá para o passo 2.
 - Se sim, $FuncaoAvaliacao = FuncaoAvaliacao_{memoria}$ e fim.
2. Chama o OpenDSS para solução do FC e fornecimento de:
 - Cálculo das perdas e dos indicadores de QEE.
 - Chaveamento dos BCs e comutação dos taps dos RTs.

3. Chama as funções de penalidade e verifica se os valores encontrados no passo 2 são factíveis:
 - Se sim, vá para o passo 4.
 - Se não, $FuncaoAvaliacao = 10^6$ e fim.
4. Calcula a FO e faz $FuncaoAvaliacao = FO$.
5. Guarda a decodificação da partícula e a FO atuais na memória.

Os detalhamentos dos passos 2, 3 e 4 são dados a seguir.

4.2.4.1 Solução do Fluxo de Carga pelo *OpenDSS*

Em Dugan (2013) está o detalhamento de como fazer uso do OpenDSS, Dugan e McDermott (2011) é a publicação que valida seu método e em Chen et al. (1991) está o detalhamento da metodologia que ele utiliza para resolver o FC.

O FC é resolvido pelo OpenDSS tendo em conta o sistema escolhido dentre aqueles dados na subseção 4.1.2, seguindo as definições de BCs e RT especificadas na subseção 4.1.4 juntamente com a decodificação da partícula dada na subseção 4.2.3.2, e de acordo com a curva de carga escolhida, que pode variar segundo o que foi ilustrado na subseção 4.1.3.

A solução do cálculo fornece as potências, tensões e correntes do sistema simulado. Com base nestes valores, são obtidas as grandezas que pretende-se minimizar neste trabalho: (i) perdas técnicas, (ii) desvio do valor ideal do fator de potência na SE, (iii) desvio do intervalo dos valores ideais de tensão em regime permanente, (iv) desbalanceamento de tensão entre as fases, (v) custo de BCs e (vi) custo de RTs.

(A) Perdas técnicas

As perdas técnicas em kW de todo o sistema são obtidas obtendo-se o fluxo e o contrafluxo de potência ativa em cada linha e aplicando:

$$P_{perdas} = \sum_{k=1}^{Nb} P_{km} + P_{mk} \quad (4.16)$$

Onde P_{perdas} são as perdas de potência ativa em todo o sistema; P_{km} é o fluxo de potência ativa da barra k para a barra m ; P_{mk} é o fluxo da barra m para a barra k ; $k = 1, \dots, Nb$; Nb é o número de barras do sistema; e $m \in \omega_k$, sendo que ω_k é o conjunto de barras adjacentes à barra k .

As perdas totais (P_{perdas}^{total}) considerando a curva utilizada são dadas por:

$$P_{perdas}^{total} = \sum_{i=1}^D \sum_{j=1}^P P_{perdas}^{ij} \quad (4.17)$$

Sendo que no primeiro somatório o dia é dado por i e $i = 1, \dots, D$. Onde D é a quantidade de variação de dias; $D = 1$, se a carga for constante; $D = 3$, se a carga variar segundo o tipo de dia (dias úteis, sábado, domingo/feriados).

No segundo somatório o número de discretizações diárias é dado por j , $j = 1, \dots, P$. Onde P é o número de discretizações da carga em cada dia; $P = 1$, se a carga for constante; $P = 3$, se a carga for de três patamares (leve, médio, pesado); $P = 24$, se a carga tiver variação horária.

(B) Desvio do valor ideal do fator de potência na SE

O fator de potência da SE é dado pela relação entre a potência ativa e reativa do sistema fornecida como segue.

$$FP_{sub} = \text{tg} \frac{Q_{sub}}{P_{sub}} \quad (4.18)$$

Onde FP_{sub} é o fator de potência; Q_{sub} é a potência reativa e P_{sub} é a potência ativa na SE.

Como citado anteriormente, o valor de referência de FP_{sub} adotado pela ANEEL (2015) é 0,92. Portanto, o desvio do fator de potência ideal na SE dado em termos de potência reativa (Q_{FP}^{desvio}) é:

$$Q_{FP}^{desvio} = Q_{sub} - P_{sub} \cdot \text{tg} \arccos 0,92 \quad (4.19)$$

Onde $Q_{FP}^{desvio} \in R_+$.

Os desvios totais do fator de potência na SE em termos de potência reativa ($Q_{FP}^{desviototal}$) considerando a curva utilizada são dados por:

$$Q_{FP}^{desviototal} = \sum_{i=1}^D \sum_{j=1}^P Q_{FP}^{desvio,ij} \quad (4.20)$$

Onde i, j, D e P são os mesmos usados no cálculo de P_{perdas}^{total} .

(C) Desvio do intervalo dos valores ideais de tensão em regime permanente

Os valores ideais de tensão em regime permanente usados neste trabalho são 0,95 pu³ e 1,05 pu, o desvio destes valores em todo o sistema é dado por:

$$V_{pu}^{desvio} = \sum_{k1 \in \omega_{k1}} (0,95 - V_{k1}) + \sum_{k2 \in \omega_{k2}} (V_{k2} - 1,05) \quad (4.21)$$

Onde V_{pu}^{desvio} é o desvio do intervalo ideal de tensão em todo o sistema; V_{k1} é a tensão medida na barra $k1$; V_{k2} é a tensão medida na barra $k2$. Sendo que $k1$ pertence a ω_{k1} , que é o conjunto de todas as barras com tensão menor que a tolerância mínima (0,95 pu); e $k2$ pertence a ω_{k2} , que é o conjunto de todas as barras com tensão maior que a tolerância máxima (1,05 pu).

Os desvios totais do valor ideal de tensão ($V_{pu}^{desviototal}$) considerando a curva utilizada são dados por:

$$V_{pu}^{desviototal} = \sum_{i=1}^D \sum_{j=1}^P V_{pu}^{desvio,ij} \quad (4.22)$$

Onde i, j, D e P são os mesmos usados no cálculo de P_{perdas}^{total} .

(D) Desvio da tolerância de desbalanceamento de tensão entre as fases

O desbalanceamento de tensão de uma barra no sistema (V_{desb}) é dado pela razão da sua tensão de sequência negativa (V_2) pela tensão de sequência positiva (V_1). Portanto, em termos percentuais, tem-se (ANEEL, 2015):

$$V_{desb\%} = 100 \cdot \frac{V_2}{V_1} \quad (4.23)$$

A tolerância máxima de desbalanceamento de tensão usada neste trabalho é de 1%⁴, o desvio deste valor, agora em termos decimais, é dado por:

$$V_{desb}^{desvio} = \sum_{k3 \in \omega_{k3}} V_{desbk3} - 0,01 \quad (4.24)$$

Onde V_{desb}^{desvio} é o desvio do valor tolerável de desbalanceamento de tensão em todo o sistema; V_{desbk3} é o desbalanceamento de tensão calculado para a barra $k3$, que por sua vez pertence ao conjunto ω_{k3} que é o conjunto de todas as barras com desbalanceamento de tensão maior que o máximo admitido (0,01, em termos decimais).

³ A tolerância mínima admitida pela ANEEL (2015) é de 0,93 pu, porém foi adotado o valor de 0,95 pu de forma a tornar a análise mais conservadora.

⁴ A tolerância máxima admitida pela ANEEL (2015) é de 2%, porém foi adotado o valor de 1% de forma a tornar a análise mais conservadora.

Os desvios totais do valor tolerável de desbalanceamento de tensão ($V_{desb}^{desviototal}$) considerando a curva utilizada são dados por:

$$V_{desb}^{desviototal} = \sum_{i=1}^D \sum_{j=1}^P V_{desb}^{desvio,ij} \quad (4.25)$$

Onde i, j, D e P são os mesmos usados no cálculo de P_{perdas}^{total} .

(E) Custo de banco de capacitores

O custo de cada BC varia de acordo com a sua potência nominal (em kvar), tipo e o valor de mercado. A Tabela 7 apresenta os preços dos bancos de acordo com as potências adotadas neste trabalho.

Tabela 7 – Preços dos bancos de capacitores fixos e automáticos
FONTE: Szuvovivski (2008)

Potência [kvar]	Fixo [R\$]	Automático [R\$]
150	5500	36000
300	6000	37000
450	6800	38500
600	7500	40000
750	8000	41000
900	8500	42000
1050	9000	43000
1200	9500	44000

O custo total ($Custo_{BC}^{total}$) é determinado pela soma do custo total de BCs fixos e automáticos alocados ($Custo_{BC_{fixo}}^{total}$ e $Custo_{BC_{auto}}^{total}$):

$$Custo_{BC}^{total} = Custo_{BC_{fixo}}^{total} + Custo_{BC_{auto}}^{total} \quad (4.26)$$

Estes, por sua vez, são dados pela soma do custo de cada banco de seu tipo alocado ($Custo_{BC_{fixo}}$ e $Custo_{BC_{auto}}$):

$$Custo_{BC_{fixo}}^{total} = \sum_{ifixo=1}^{N_{fixo}} Custo_{BC_{fixo}}^{ifixo} \quad (4.27)$$

Onde $ifixo$ é o índice de BC fixo alocado, sendo que $ifixo = 1, \dots, N_{fixo}$ e N_{fixo} é o número total de BCs fixos alocados.

$$Custo_{BC_{auto}}^{total} = \sum_{iauto=1}^{N_{auto}} Custo_{BC_{auto}}^{iauto} \quad (4.28)$$

Onde $iauto$ é o índice de BC automático alocado, $iauto = 1, \dots, N_{auto}$ e N_{auto} é o número total de BCs automáticos alocados.

(F) Custo de regulador de tensão

O custo de cada regulador monofásico é obtido através do preço de mercado para cada especificação do equipamento em ampéres. A sua especificação é dada pela corrente de projeto através da Equação 4.29 e os preços adotados neste trabalho constam na Tabela 8. Sendo que tanto a equação de especificação utilizada quanto a tabela de preços estão de acordo com Szuvovivski (2008).

$$I_{RT}^{projeto} = 1,15 \cdot I_{RT}^{max} \quad (4.29)$$

Onde $I_{RT}^{projeto}$ é a corrente de projeto do RT monofásico; I_{RT}^{max} é a corrente máxima entre as três fases da linha onde o conjunto trifásico de RTs será alocado e 1,15 é um valor constante de margem de segurança do projeto.

Após obter-se a corrente de projeto com Equação 4.29, procura-se a especificação imediatamente maior que ela na Tabela 8 a seguir.

Tabela 8 – Preços dos reguladores de tensão monofásicos

FONTE: Szuvovivski (2008)

Corrente [A]	Preço [R\$]
50	37600
100	38000
150	44800
200	51600
250	58100
300	64700
350	70300
400	75800

O custo de cada conjunto trifásico de RT ($Custo_{RT}$) é dado pela multiplicação de três vezes o custo da maior especificação do regulador monofásico alocado do conjunto ($Custo_{RT_{mono}}$):

$$Custo_{RT} = 3 \cdot Custo_{RT_{mono}} \quad (4.30)$$

O custo total ($Custo_{RT}^{total}$) é dado pela soma do custo de cada conjunto trifásico de regulador alocado ($Custo_{RT}$):

$$Custo_{RT}^{total} = \sum_{irt=1}^{N_{RT}} Custo_{RT}^{irt} \quad (4.31)$$

Onde irt é o índice de conjunto trifásico de RT alocado, sendo que $irt = 1, \dots, N_{RT}$ e N_{RT} é o número total de conjuntos trifásicos de RTs alocados.

4.2.4.2 Funções de Penalidade

As funções de penalidade são compostas por análises de grandezas que não estão contempladas na FO e são utilizadas para descartar partículas cuja decodificação forneça valores que não estão adequados com o objetivo de alocação ótima de BCs. Isso pode acontecer em duas situações: (i) se houver sobrecompensação reativa ou (ii) se os BCs automáticos se comportarem como fixos.

A especificação ótima de potência nominal dos BCs é aquela que satisfaz a minimização da FO sem causar sobrecompensações. A sobrecompensação reativa ocorre quando os BCs alocados fornecem reativo demais para o sistema. Isso é detectado quando a potência reativa medida na SE é menor que zero.

O comportamento ótimo dos BCs fixos é permanecerem ligados o tempo todo; em contrapartida, o comportamento ótimo dos BCs automáticos é desligar em carga leve e ligar em cargas média e pesada. Portanto é dito que os BCs automáticos comportam-se como fixos quando o estado deles fornecido pelo OpenDSS é ligado para todos os pontos da curva, ou seja, não desligam em carga leve.

4.2.4.3 Função Objetivo

A FO a ser minimizada que satisfaz todos os critérios definidos neste trabalho é:

$$FO = \min [F_1, F_2, F_3, F_4, F_5, F_6] \quad (4.32)$$

Onde cada parcela representa a minimização de:

F_1 : perdas técnicas.

F_2 : desvio do fator de potência aceitável na SE.

F_3 : desvio do perfil de tensão aceitável nas barras.

F_4 : desvio do desbalanceamento de tensão aceitável nas barras.

F_5 : custo de BCs.

F_6 : custo de RTs.

Uma vez que a Equação 4.32 é uma função multiobjetivo resolvida por técnicas eletistas e com soluções pareto, faz-se uso do método do critério global – do inglês, *Global Criterion Method* (GCM) – para tornar a FO uma função escalar simples (DEB, 2001):

$$FO = \min \sum_{x=1}^N \left(\frac{F_x^* - F_x}{F_x^*} \right)^y \quad (4.33)$$

Onde x é o índice das parcelas da FO, sendo que $x = 1, \dots, N$ e N , é o número total de parcelas, que nesse caso é igual à 6. Ainda, F_x^* é o valor ótimo da parcela x , F_x é o valor da parcela x e y é um valor de projeto que pode ser igual à um ou dois.

Tendo em conta que o valor F_x^* que satisfaz a todas as N funções de modo a minimizar a FO globalmente não é conhecido, adapta-se o método do critério global. A FO adaptada é dada como padronizada e é construída a partir dos valores máximos e mínimos das N funções. Então:

$$FO = \min \sum_{x=1}^N \frac{F_x - F_x^{min}}{F_x^{max} - F_x^{min}} \quad (4.34)$$

Onde novamente F_x é o valor da parcela x da glsFO; F_x^{min} são os valores mínimos e F_x^{max} são os valores máximos que as N funções podem atingir. Determina-se cada valor máximo e mínimo separadamente através da solução de FC específicos.

Nesse sentido, os valores mínimos F_x^{min} com $x = 1, \dots, 4$, ou seja, os valores mínimos daquelas parcelas referentes às perdas e aos indicadores de QEE, são encontrados a partir da solução do FC do melhor caso, que é a consideração da carga puramente ativa e alocação a vontade de RTs.

Ao contrário, os valores máximos F_x^{max} de $x = 1, \dots, 4$ são encontrados a partir da solução do FC sem alocação de BCs e RTs, e também fazendo uso de modelo de carga PQ, que é considerado o pior caso.

Os valores mínimos de custo de BCs e RTs, F_x^{min} com $x = 5$ e $x = 6$ são zero, pois há possibilidade de não alocar equipamentos.

Já o valor da parcela de F_x^{max} com $x = 5$, referente ao custo de BC, (fixo ou automático) é encontrado pela multiplicação do seu preço de mercado (Tabela 7) pela sua quantidade máxima. O primeiro é dado de acordo com a menor potência nominal encontrada na Tabela 4 (150 kvar), a segunda é dada segundo cada tipo de simulação (variável de acordo com o sistema e curva adotados) por Equação 4.3.

Similarmente, o valor de F_x^{max} com $x = 6$ é o custo máximo de RT e é encontrado pela multiplicação por três do seu preço de mercado (Tabela 8) pela sua quantidade máxima. O primeiro é dado de acordo com a sua corrente de projeto determinada por Equação 4.29, a segunda é dada segundo cada simulação por Equação 4.4.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Os materiais necessários para a realização das simulações deste trabalho foram *software*, *hardware*, dados dos sistemas teste de 34 e 123 barras do IEEE, dados de curvas de cargas do alimentador (quando de 9 patamares) ou de curva horária (obtida por método

de discretização específico) e dados de configuração de BC e de RT (adotados tendo em vista as premissas do estudo em questão).

Os dados de simulação foram modelados no OpenDSS tendo em conta todas as especificidades possíveis encontradas em um SD de MT desbalanceado, dentro de uma realidade de REI.

A formulação contou com uma análise prévia dos dados, quantificação da partícula através de um molde e processamento do algoritmo de OBEP.

A análise prévia foi necessária para a definição de barras e linhas candidatas, e a obtenção dos parâmetros mínimos e máximos, para os quais foram utilizados dados dos sistemas de testes e das curvas de carga. O resultado obtido teve serventia na definição do molde da partícula e no cálculo da FO.

O processamento do algoritmo de OBEP deu-se com a atualização iterativa da posição da partícula, para qual fez-se necessária a sua decodificação e cálculo da função de avaliação.

A decodificação também fez uso do molde da partícula, para a qual foram formulados algoritmos específicos de decodificação de dados de BC (barra, tipo e potência nominal) e de RT (linha e tensão nominal).

O primeiro passo da função de avaliação foi a checagem na memória para evitar a chamada desnecessária do OpenDSS.

O segundo, foi a obtenção do estado da rede e dos BCs e RTs alocados através da solução do FC pelo OpenDSS.

O terceiro, o cálculo das métricas técnicas e dos custos que foram usados como base para o cálculo da FO que se pretendia minimizar.

O quarto, a exclusão de partículas de acordo com as regras listadas na função de penalidade.

O quinto e último, o cálculo da FO a partir do método do critério global, e fazendo uso dos valores obtidos no passo anterior e dos valores máximos e mínimos calculados com antecedência com base no tipo de sistema e curva de carga.

A parte final da formulação é a impressão dos dados. Estes, por sua vez serão apresentados no próximo capítulo.

5 TESTES E RESULTADOS

Apresentam-se neste capítulo os resultados obtidos a partir das simulações do método proposto a fim de validá-lo, bem como sua análise. O capítulo é dividido na apresentação dos parâmetros fixos (seção 5.1), apresentação dos valores mínimos e máximos utilizados na formulação (seção 5.2), resultados da validação da formulação (seção 5.3), nos resultados de testes de sensibilidade das metas técnicas à configuração do sistema e à representação do modelo de carga (seção 5.4), resultados da análise da sensibilidade das parcelas da FO (seção 5.5) e resultados da alocação otimizada com a metodologia proposta (seção 5.6).

5.1 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

Os parâmetros de simulação necessários para a execução do OpenDSS são valores constantes e constam na Tabela 9. De forma semelhante, empregam-se os valores da Tabela 10 para a execução da OBEP.

Os números máximos de iterações escolhidos na Tabela 9 são aqueles recomendados pelo manual do OpenDSS (DUGAN, 2013). Os valores mínimos e máximos de tensões foram obtidos de forma empírica e de modo a serem coerentes com a natureza do estudo.

Na Tabela 10, a quantidade máxima de iterações é a mesma usada em Szuvovivski (2008), cujo trabalho também abordou o mesmo problema de otimização de alocação simultânea de BCs e RTs. Já os outros parâmetros são os valores padrões utilizados em Mirjalili e Lewis (2012), onde apresenta-se um estudo aprofundado sobre formatos de função de transferência em algoritmos de OBEP.

Tabela 9 – Parâmetros do *OpenDSS*
FONTE: O Autor (2015)

Parâmetro	Valor
Máximo de iterações	30
Máximo de iterações de controle	30
Tensão mínima sem alocação [pu]	0,7
Tensão máxima sem alocação [pu]	1,1
Tensão mínima com alocação [pu]	0,3
Tensão máxima com alocação [pu]	2

5.2 DETERMINAÇÃO DE VALORES MÍNIMOS E MÁXIMOS DA FORMULAÇÃO

Executaram-se 4 conjuntos específicos de simulações para a quantificação da partícula e/ou para determinação dos valores mínimos e máximos necessários para a

Tabela 10 – Parâmetros do OBEP
 FONTE: O Autor (2015)

Parâmetro	Valor
Máximo de iterações	5000
Partículas por iteração	30
Função de transferência	8 ou formato "v" (do inglês, <i>v-shaped</i>)
Peso inercial inicial	2
Peso inercial mínimo	0,4
Peso inercial máximo	0,9
Velocidade máxima	6
Aceleração (1 e 2)	2;

formulação da FO, sendo que eles determinaram:

1. A quantidade máxima de BC.
2. A quantidade máxima de RT.
3. Os valores mínimos das parcelas referentes às metas técnicas da FO.
4. Os valores máximos das parcelas referentes às metas técnicas da FO.

Calculou-se a quantidade máxima de BCs e de RTs através da metodologia da subseção 4.2.3. Apresentam-se na Tabela 11 os resultados para cada sistema e curva de carga.

Tabela 11 – Quantidade máxima de equipamentos para cada sistema e curva de carga
 FONTE: O Autor (2015)

Sistema	Curva de Carga	BCs	RTs
34 Barras	Constante	2	3
	9 Patamares	2	3
	Horária	2	3
123 Barras	Constante	4	1
	9 Patamares	5	3
	Horária	5	2

Na subseção 4.2.4.3, descreve-se o método para a obtenção dos valores mínimos e máximos que padronizam as parcelas da FO. Os resultados para o sistema de 34 barras constam na Tabela 12, e para o sistema de 123 barras, na Tabela 13.

Tabela 12 – Valores mínimos e máximos para a composição das parcelas da função objetivo para o sistema de 34 barras em todas as situações de carga
 FONTE: O Autor (2015)

Minimização	Parcela da FO	Constante	9 Patamares	Horária	
Perdas Técnicas [pu]	F_1	Min	0,2063	1,6588	12,5233
		Max	0,4496	3,6431	27,6432
Desvio de Fator de Potência [pu]	F_2	Min	0	0	0
		Max	0,2814	2,2959	17,4789
Desvio de Perfil de Tensão [pu]	F_3	Min	0	0	0
		Max	8,919	89,8598	697,2306
Desvio de Desb. De Tensão	F_4	Min	0	0	0
		Max	13,967	117,26	819,089
Custo de BC fixo [R\$]	F_5	Min	0	0	0
		Max	11000	11000	11000
Custo de BC auto [R\$]	F_5	Min	0	0	0
		Max	72000	72000	72000
Custo de RT [r\$]	F_6	Min	0	0	0
		Max	342000	342000	342000

Tabela 13 – Valores mínimos e máximos para a composição das parcelas da função objetivo para o sistema de 123 barras em todas as situações de carga
 FONTE: O Autor (2015)

Minimização	Parcela da FO	Constante	9 Patamares	Horária	
Perdas Técnicas [pu]	F_1	Min	0,0745	0,5363	3,7057
		Max	0,1228	0,9221	6,4178
Desvio de Fator de Potência [pu]	F_2	Min	0	0	0
		Max	0,6273	5,0216	37,4808
Desvio de Perfil de Tensão [pu]	F_3	Min	0	0	0
		Max	2,6097	52,2112	376,7975
Desvio de Desb. De Tensão	F_4	Min	0	0	0
		Max	9,135	63,243	291,967
Custo de BC fixo [R\$]	F_5	Min	0	0	0
		Max	22000	27500	27500
Custo de BC auto [R\$]	F_5	Min	0	0	0
		Max	144000	180000	180000
Custo de RT [R\$]	F_6	Min	0	0	0
		Max	227400	682200	454800

5.3 VALIDAÇÃO DA FORMULAÇÃO PROPOSTA

A validação da metodologia deu-se através da obtenção da média (μ), desvio padrão (σ) e do coeficiente de variação (CV) da FO. Para tanto, executaram-se 30 vezes 4 tipos de testes de alocação de BCs e RTs por OBEP no sistema de 34 barras e carga constante. Sendo que os tipos de testes tratam de:

1. Alocação de apenas BCs.
2. Alocação de apenas RTs.
3. Alocação simultânea de BCs e RTs.
4. Alocação simultânea de BCs ou RTs.

Consta na Tabela 14 o resumo dos resultados obtidos nos 4 testes.

Tabela 14 – Resultados dos testes de avaliação da formulação com diferentes tipos de alocação

FONTE: O Autor (2015)

Resultados	Equipamentos Alocados			
	BC	RT	BC ou RT	BC e RT
Min	1,5791	1,5574	1,2363	1,2363
Max	1,5794	1,6324	1,5794	1,5107
μ	1,5791	1,5924	1,3553	1,2832
σ	0,0001	0,0381	0,1459	0,0528
CV [%]	0,0070	2,3911	10,7642	4,1128

Observa-se que as alocações simultâneas forneceram os melhores valores de média. Ao contrário, as alocações únicas forneceram os piores.

Também observa-se que incrementaram-se os valores do desvio padrão e do coeficiente de variação a medida que aumentou-se a complexidade da alocação, tendo a alocação simultânea de BC ou RT (*Molde₁*) fornecido os piores resultados.

Com base nos resultados dos testes de avaliação da formulação, optou-se por executar os testes seguintes com alocação exclusiva de BC, alocação exclusiva de RT e alocação simultânea de BC e RT (*Molde₂*), por se tratarem de alocações que possuem os menores valores de coeficiente de variação e serem redundantes a alocação simultânea de BC ou RT (*Molde₁*).

5.4 SENSIBILIDADE AO TIPO DE CONFIGURAÇÃO

Adotou-se o sistema de 34 barras com carga constante para as simulações e executaram-se testes sem e com alocação de BC e RT.

5.4.1 Comparação de Diferentes Configurações Sem Alocação

Executaram-se 4 tipos de simulações para avaliar a sensibilidade das metas técnicas da FO (perdas técnicas e indicadores de QEE) em relação à representação das cargas e à configuração do sistema sem alocação de BC e RT:

1. Configuração trifásica e modelo de carga PQ.
2. Configuração trifásica e modelos de carga originais (PQ, Z, I).
3. Configuração monofásica e modelo de carga PQ.
4. Configuração monofásica e modelos de carga originais (PQ, Z, I).

Tem-se na Tabela 15 o resumo dos resultados obtidos para as 4 metas nos 4 testes.

Tabela 15 – Resultados dos testes de sensibilidade dos indicadores ao modelo de carga e configuração

FONTE: O Autor (2015)

Configuração Modelo de Carga	Tri PQ	Tri Org.	Mono PQ	Mono Org.
Perdas Técnicas [pu]	0,4496	0,2822	0,4428	0,2766
Desvio de Fator de Potência [pu]	0,2814	0,1801	0,2679	0,1661
Desvio de Perfil de Tensão [pu]	8,9190	6,3050	10,1332	7,0955
Desvio de Desb. De Tensão	13,9670	2,2610	0,0000	0,0000

Observa-se que há diminuição de todas as metas técnicas ao se mudar a representação de modelo de carga PQ para modelos diversos. No entanto, apesar das perdas técnicas diminuírem e o fator de potência melhorar na mudança de configuração trifásica para monofásica, há uma piora no perfil de tensão.

Além disso, adotar a configuração trifásica e os modelos de carga diversos torna a comparação entre a alocação original dos equipamentos com a otimizada proposta neste trabalho mais justa.

5.4.2 Comparação da Alocação com Representação Trifásica e Monofásica

Alocaram-se BCs e RTs simultaneamente no sistema de 34 barras e com carga constante fazendo uso do método proposto baseado em OBEP para fins de comparação entre a utilização de um sistema trifásico e monofásico.

Os fatores determinantes para esta comparação são o desbalanceamento das cargas, a assimetria das linhas e o acoplamento mútuo presentes apenas no sistema trifásico.

O equivalente monofásico foi obtido a partir da determinação das impedâncias de sequência positiva da linha (KERSTING, 2012), balanceamento das cargas (somando a carga presente em cada fase e dividindo por três), uso de um terço dos BCs e de apenas uma das unidades monofásicas de RTs.

Para cada tipo de sistema, trifásico e monofásico, foram calculados valores mínimos e máximos específicos.

Tem-se, portanto, na Tabela 16 o resumo dos resultados obtidos nas simulações.

Em relação às perdas técnicas, houve uma redução de 11,48% na representação trifásica, contra 4,05% na monofásica.

A adequação do desvio de fator de potência medido em termos de potência reativa foi o mesmo, 100%, tendo como referência o valor de 0,92.

A redução no desvio de perfil de tensão foi de 93,99% na representação trifásica, contra 90,65% na monofásica.

Já o desbalanceamento de tensão, que só aparece na representação trifásica, apresentou uma diminuição de 97,17%.

Em relação aos custos, a alocação otimizada no sistema trifásico ficou mais cara do que na monofásica.

Tabela 16 – Resumo dos resultados da comparação da otimização da alocação entre a representação trifásica e monofásica

FONTES: O Autor (2015)

Minimização	Tipos de Configuração			
	Trifásico		Monofásico	
	Sem Alocação	OBEP	Sem Alocação	OBEP
Perdas [pu]	0,2822	0,2498	0,2766	0,2654
Desvio do FP [pu]	0,1801	0,0000	0,1661	0,0000
Desvio de Tensão [pu]	6,3050	0,3786	7,0955	0,6633
Desvio de Desb.	2,2610	0,0640	0,0000	0,0000
Custo BC [R\$]	0,00	6800,00	0,00	6000,00
Custo RT [R\$]	0,00	228000,00	0,00	114000,00

A convergência do algoritmo para ambas configurações consta na Tabela 17. O algoritmo convergiu mais rápido quando fez-se uso do sistema monofásico.

Apresentam-se na Tabela 18 e na Tabela 19 os dimensionamentos que o método de alocação com OBEP forneceu na alocação simultânea de BC e RT comparativamente nos sistemas trifásico e monofásico. Nota-se que o algoritmo exigiu mais equipamentos e maior especificação para o primeiro do que para o segundo.

Tabela 17 – Desempenho comparativo do algoritmo entre representação trifásica e monofásica

FONTE: O Autor (2015)

Convergência	Tri	Mono
Melhor Iteração	3220	2765
Melhor Tempo	00h51min23s	00h39min14s
Tempo Total	01h58min23s	01h31min09s

Tabela 18 – Dimensionamento comparativo de BC entre os sistemas trifásico e monofásico

FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	Tri	Mono
Barra	844	860
Tipo	Fixo	Fixo
Potência [kvar]	450	300

Tabela 19 – Dimensionamento comparativo de RT entre os sistemas trifásico e monofásico

FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	Tri		Mono
Linha	I2 (802-806)	I6 (812-814)	I6 (812-814)
Tensão [pu]	1,0438	1,03125	1,0375
Taps	9-8-8	10-6-6	16

5.5 SENSIBILIDADE DAS PARCELAS DA FUNÇÃO OBJETIVO

A avaliação da sensibilidade de cada parcela da FO deu-se através da simulação com alocação otimizada por OBEP de BC e de RT no sistema de 34 barras com curva de carga de nove patamares. Para este sistema e curva de carga, tem-se o máximo de alocação de dois BCs e três RTs.

Realizaram-se dois conjuntos de testes, cada um composto por 12 testes. No primeiro, considerou-se cada uma das 4 parcelas de metas técnicas da FO separadamente, com os três tipos de alocação estudados (BC, RT e ambos). No segundo, adicionaram-se os custos de alocação às parcelas das metas técnicas.

Na Tabela 20 e na Tabela 21 apresentam-se a quantidade de equipamentos e o valor da FO por tipo de alocação do primeiro conjunto.

Na Tabela 20, nota-se que houve alocação máxima de RT para todos os testes do conjunto.

No caso de BC, houve duas situações em que apenas um foi alocado. Na minimização de F_2 com alocação simultânea; depois, na minimização de F_4 com alocação única de BC. Como neste teste foi possível alocar equipamentos livremente, pode-se esperar este comportamento devido a sobretensões causadas pelos BCs, requerendo a compensação

Tabela 20 – Quantidade de equipamentos alocados no primeiro conjunto de testes de análise da FO

FONTE: O Autor (2015)

Parcela	Quantidade de Equipamentos		
	Bc	RT	BC e RT
F_1	2	3	2 e 3
F_2	2	3	1 e 3
F_3	2	3	2 e 3
F_4	1	3	2 e 3

pela atenuação dos taps dos RTs.

Tabela 21 – Valores da FO alcançados no primeiro conjunto de testes de análise das suas parcelas

FONTE: O Autor (2015)

Parcela	Sem	Resultado da FO		
		Bc	RT	BC e RT
F_1	0,2979	0,0823	0,2612	0,0409
F_2	0,6092	0,0000	0,5782	0,0000
F_3	0,7376	0,5575	0,0063	0,0010
F_4	0,1513	0,1469	0,0063	0,0000

Nota-se na Tabela 21 que houve diminuição da FO para minimização de qualquer uma das parcelas em qualquer tipo de alocação.

O pior caso para a minimização de F_1 , foi para alocação única de RT, e o melhor, para a alocação de ambos. Na minimização de F_2 , a FO apenas não zerou para alocação única de RT. No caso de F_3 , houve minimização para todos os tipos de alocação. Sendo que ocorreu o contrário do que acontece em F_1 , o pior caso foi para alocação única de BC, e o melhor, para a alocação de ambos. Adotando F_4 como referência, pôde-se zerar a FO com a alocação simultânea, tendo como pior caso a alocação de somente BC.

Portanto, pode-se afirmar que, excluindo-se os custos, as parcelas da FO mais sensíveis à alocação de BC foram F_1 e F_2 , referentes às perdas técnicas e ao desvio de fator de potência admitido na subestação. E que aquelas mais sensíveis à alocação de RT foram F_3 e F_4 , referentes ao desvio de perfil e desbalanceamento de tensão toleráveis nas barras.

Na Tabela 22, apresenta-se o impacto da minimização de cada uma das parcelas minimizadas nas demais, sem considerar os custos de alocação, apenas para o caso de alocação simultânea.

Observa-se que quando se minimizou F_1 , F_3 e F_4 , houve diminuição das demais parcelas. Porém, adotando-se F_2 como referência, F_3 e F_4 diminuíram e F_1 aumentou.

Tabela 22 – Impacto da minimização de cada uma das parcelas nas demais
 FONTE: O Autor

Parcela	Sem	Minimização			
		F_1	F_2	F_3	F_4
F_1	0,2979	0,0409	0,3885	0,2372	0,2164
F_2	0,6092	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
F_3	0,7376	0,3231	0,1658	0,0010	0,0230
F_4	0,1513	0,0026	0,0189	0,0110	0,0000

Nota-se, também, que ao minimizar qualquer uma das 4 parcelas, F_2 foi anulada.

Executou-se o segundo conjunto de testes considerando o impacto dos custos em cada parcela. Ou seja, a FO desses testes foram compostas pela parcela avaliada somada às parcelas referentes ao custo de BC, F_5 ; e RT, F_6 . Apresentam-se na Tabela 23, na Tabela 24 e na Tabela 25 os resultados seguindo as mesmas diretrizes do primeiro.

Tabela 23 – Quantidade de equipamentos alocados no segundo conjunto de testes de análise da FO
 FONTE: O Autor (2015)

Parcela	Quantidade de Equipamentos			
	Com Custos	Bc	RT	BC e RT
F_1	1	1	1	e 1
F_2	1	1	1	e 1
F_3	1	1	1	e 1
F_4	1	1	1	e 1

Segundo a Tabela 23, houve alocação mínima (um BC e um RT) para todas as minimizações em todos os tipos de alocação.

Tabela 24 – Valores da FO alcançados no segundo conjunto de testes de análise das suas parcelas
 FONTE: O Autor (2015)

Parcela	Com Custos	Sem	Resultado da FO		
			Bc	RT	BC e RT
F_1	0,2979	0,7279	0,6284	1,0614	
F_2	0,6092	0,5455	0,9377	0,8753	
F_3	0,7376	1,2030	0,5395	1,1559	
F_4	0,1513	0,6469	0,3538	0,8536	

De acordo com os resultados presentes na Tabela 24, houve minimização em apenas duas situações. A primeira ocorreu quando a FO foi composta pela parcela F_2 mais os custos, com alocação de apenas BC. Na segunda, a composição foi feita com a parcela F_3 mais os custos e a alocação de apenas RT.

Portanto, considerando os custos de alocação, a parcela da FO mais suscetível à alocação de BC foi a F_2 , e à alocação de RT, a F_3 . Sendo que as parcelas F_1 e F_4 não sensibilizaram.

Tabela 25 – Impacto da minimização de cada uma das parcelas com custos nas demais
 FONTE: O Autor

Parcela	Sem	Minimização Com Custos			
		F_1	F_2	F_3	F_4
F_1	0,2979	0,1862	0,2540	0,3538	0,3228
F_2	0,6092	0,0000	0,0000	0,2048	0,1145
F_3	0,7376	0,5651	0,6091	0,3226	0,2921
F_4	0,1513	0,2563	0,2127	0,3275	0,0203

Na Tabela 25, apresentam-se os valores das parcelas da FO ao se minimizar estas mesmas parcelas com os custos de alocação simultânea de BC e RT.

O valor de F_1 diminuiu ao se minimizar F_1 e F_2 , porém, esta parcela teve o valor incrementado ao se minimizar F_3 e F_4 .

Anulou-se F_2 ao se minimizar F_1 e F_2 . Apesar de não ter chegado à zero, houve diminuição da parcela com a minimização de F_3 e F_4 .

A parcela F_3 foi minimizada com todas as outras parcelas.

Já a parcela F_4 aumentou em todas as minimizações, exceto dela própria. Devido a piora observada, efetuou-se um estudo extra para esta parcela a fim de observar qual tipo de alocação contribuiu mais.

Tem-se, portanto, na Tabela 26 o impacto em F_4 de cada tipo de alocação em cada tipo de minimização com custos (com o valor de referência 0,1513, f_4 sem alocação). Observa-se que tanto a alocação de BC quanto de RT contribui para a piora do desbalanceamento quando a parcela F_4 não é levada em conta na minimização. Sendo que os piores casos foram a minimização de F_1 com alocação de apenas BC; e a minimização de F_3 tanto com alocação de apenas RT quanto com alocação simultânea.

Tabela 26 – Impacto em F_4 de cada alocação para cada minimização com custos
 FONTE: O Autor (2015)

Minimização	BC		Equipamentos		BC e RT	
	BC	%	RT	%	BC e RT	%
F_1	0,1849	-22,18	0,1542	-1,88	0,2563	-69,34
F_2	0,1761	-16,38	0,1538	-1,60	0,2127	-40,56
F_3	0,1645	-8,73	0,2141	-41,47	0,3275	-116,43
F_4	0,1469	2,90	0,0204	86,50	0,0203	86,62

Concluí-se, portanto, que as parcelas mais sensíveis à minimização das demais

foram F_2 , F_3 e F_4 . Sendo que, na alocação com custos, as duas primeiras melhoraram e a última piorou.

5.6 SIMULAÇÕES DE ALOCAÇÃO OTIMIZADA COM CURVA HORÁRIA

Executaram-se as simulações com alocação otimizada de BCs e RTs nos sistemas de teste de 34 e 123 barras do IEEE com curva horária, a fim de avaliar a performance da metodologia frente aos sistemas sem alocação e com alocação original, tendo em conta os objetivos de otimização.

A obtenção da curva horária consta na subseção 4.1.3.2.

Cada sistema recebeu três tipos de alocação otimizada:

- Apenas BC.
- Apenas RT.
- BC e RT.

5.6.1 Teste com Sistema de 34 Barras e Curva de Carga Horária

O detalhamento do sistema teste de 34 barras do IEEE consta na subseção 4.1.2.1. Porém, a fim de analisar a performance da metodologia proposta, retiraram-se todos os dispositivos de controle originais.

5.6.1.1 Análise Geral dos Resultados da Otimização no Sistema de 34 Barras

Apresenta-se na Tabela 27 o resumo de todos os tipos de testes para este sistema, tendo como referência as metas técnicas e os custos dos equipamentos.

Segundo os dados apresentados, a melhor minimização de perdas técnicas deu-se com a alocação otimizada de apenas BC.

O desvio do fator de potência foi anulado tanto para a alocação original quanto para alocação simultânea de BC e RT por OBEP.

No caso do desvio de perfil de tensão, apesar da melhor alocação otimizada ter sido a simultânea, o menor valor ainda ficou com a alocação original.

O menor desvio de desbalanceamento de tensão foi alcançado com a alocação única de RT.

O menor custo atingido foi com a alocação única de BCs. Das alocações simultâneas, a otimizada demonstrou-se ser mais barata do que a original.

Apresenta-se na Tabela 28 o resultado das parcelas e do total da FO para todos os tipos de alocação.

Tabela 27 – Resumo dos resultados dos objetivos de minimização para o teste de alocação no sistema de 34 barras com curva horária
 FONTE: O Autor (2015)

Minimização	Tipos de Alocação				
	Sem Alocação	Original	BC	OBEP RT	BC e RT
Perdas [pu]	16,8615	17,9309	15,1160	17,7157	16,2141
Desvio do FP [pu]	10,4066	0,0000	0,0025	11,1455	0,0000
Desvio de Tensão [pu]	510,7267	26,6251	461,0674	128,6274	111,8592
Desvio de Desb.	92,4760	419,0420	115,3290	26,4730	35,2650
Custo BC [R\$]	0,00	12800,00	6000,00	0,00	6000,00
Custo RT [R\$]	0,00	226800,00	0,00	114000,00	114000,00

O percentual da soma das metas técnicas em relação ao total da FO de cada alocação é respectivamente, de acordo com o que é apresentado na tabela, 33,19%, 64,09%, 78,23% e 33,75%. As duas alocações simultâneas atingiram melhores resultados técnicos, sendo a original a melhor, porém a otimizada atingiu o melhor valor global considerando os custos.

Cada parcela da FO possui graus de importância diferentes por ter percentuais diferentes em relação ao total.

Nota-se que, embora os piores índices de perdas técnicas tenham ficado por conta da alocação original e da alocação otimizada de apenas RT, esses valores representam somente 13,08% e 22,43% da FO.

Da mesma forma, a parcela referente ao desvio de fator de potência com alocação única de BC não foi zerada, mas participou apenas com 0,01% da sua FO. Já em relação a alocação única de RT, o percentual chegou a 41,64%.

Quanto ao desvio de perfil de tensão, mesmo que os indicadores alcançados com alocação otimizada de apenas RT e simultânea tenham sido quase 5 vezes o melhor indicador (com alocação original), para a FO, a representatividade foi de apenas 12,05% e 12,10%.

No caso do desvio de desbalanceamento de tensão, o maior percentual observado foi o obtido com a alocação original, 18,71%.

Nota-se principalmente a influência dos custos dos equipamentos na FO. Enquanto os custos de BC representaram 42,56%, 35,90% e 41,12%; os custos de RT representaram 24,25%, 21,77% e 25,13%.

Apresenta-se na Tabela 29 o desempenho da metodologia proposta quanto a convergência, nenhuma das configurações precisou chegar a metade das iterações disponíveis para encontrar o valor ótimo.

Tabela 28 – Parcelas e total da FO para o teste de alocação no sistema de 34 barras com curva horária
 FONTE: O Autor (2015)

FO	Sem Alocação	Tipos de Alocação			
		Original	BC	OBEP RT	BC e RT
F_1	0,2869	0,3576	0,1715	0,3434	0,2441
F_2	0,5954	0,0000	0,0001	0,6377	0,0000
F_3	0,7325	0,0382	0,6613	0,1845	0,1604
F_4	0,1129	0,5116	0,1408	0,0323	0,0431
F_5	0,0000	1,1636	0,5455	0,0000	0,5455
F_6	0,0000	0,6632	0,0000	0,3333	0,3333
Total	1,7277	2,7342	1,5192	1,5312	1,3264

Nota-se que comparativamente houve rápida convergência das alocações de apenas BC e apenas RT, sendo que foram necessários somente 28,21% e 36,33% do tempo total. A alocação simultânea, porém utilizou 86,92%.

Tabela 29 – Desempenho do algoritmo quanto a convergência - 34 barras e curva de carga horária
 FONTE: O Autor (2015)

Convergência	BC	RT	BC e RT
Melhor Iteração	457	922	2544
Melhor Tempo	02h58min22s	10h39min02s	31h54min30s
Tempo Total	10h31min49s	29h19min26s	36h42min01s

5.6.1.2 Análise da Otimização no Sistema de 34 Barras Com a Curva Horária

Nesta seção consta as especificações do BC e RT alocados simultaneamente pelo algoritmo de otimização, e o seu impacto em cada uma das metas técnicas ao longo das 24 horas dos três tipos de dias (dia útil, sábado, domingo/feriado).

As especificações e a análise do impacto para a alocação única de cada equipamento constam no Apêndice A.

Apresenta-se na Tabela 30 e na Tabela 31 os dimensionamentos que a metodologia de alocação com OBEP forneceu na alocação simultânea de BC e RT no sistema de 34 barras.

Demonstra-se na Figura 9 o comportamento dos taps de cada fase do RT ao longo de um dia útil, sábado e domingo/feriado. O tap da fase A permaneceu no ponto máximo em todos os pontos das três curvas, e os taps da fase B e C mantiveram comportamentos idênticos (exceto entre às 18h e 19h do sábado), tendo o valor máximo no começo dos dias e decaindo até o final.

Tabela 30 – Dimensionamento de BC com a alocação otimizada simultânea no sistema de 34 barras

FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	BC
Barra	862
Tipo	Fixo
Potência [kvar]	300

Tabela 31 – Dimensionamento de RT com a alocação otimizada simultânea no sistema de 34 barras

FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	RT
Linha	16 (812-814)
Tensão [pu]	1,0125

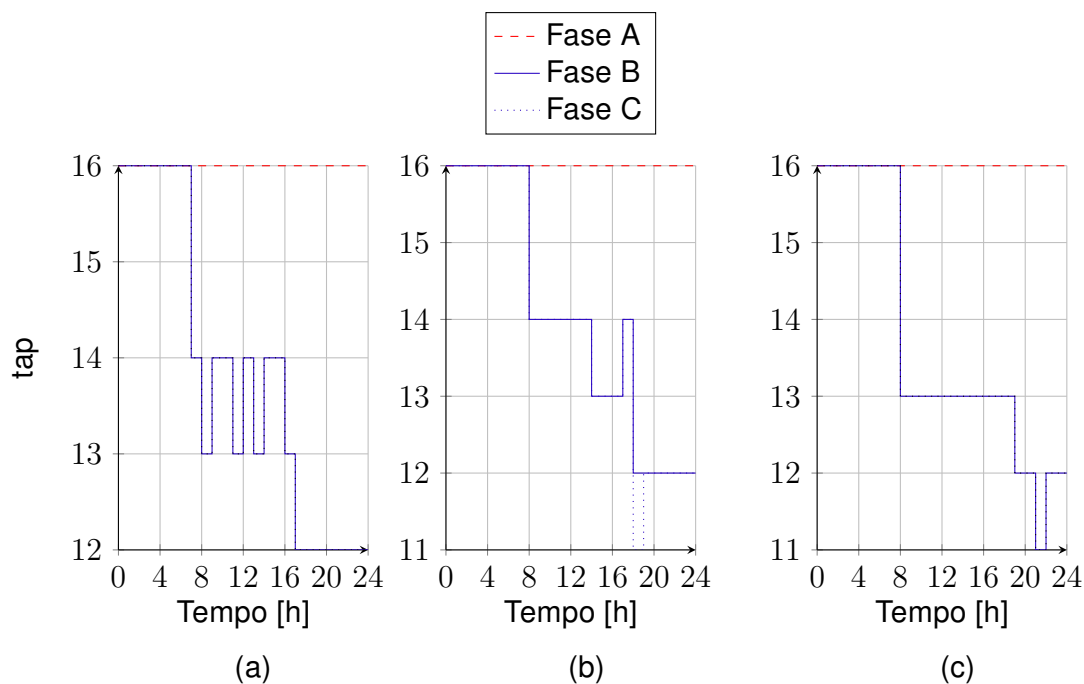


Figura 9 – Comutação dos taps com alocação simultânea de BC e RT - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado

FONTE: O Autor (2015)

Mostra-se na Figura 10 a minimização das perdas com alocação simultânea de BC e RT. Houve decréscimo das perdas em relação ao sistema sem alocação em todas as horas de todos os tipos de dia, totalizando para cada um 4,28%, 3,70% e 3,49%. Tanto em termos de pu quanto de percentuais, a menor redução foi entre às 0h e 1h do domingo/feriado, com 1,42%; a maior, entre 16h e 17h do dia útil, com 5,99%.

Não houve desvio de fator de potência/desvio de potência reativa excedente com alocação simultânea otimizada.

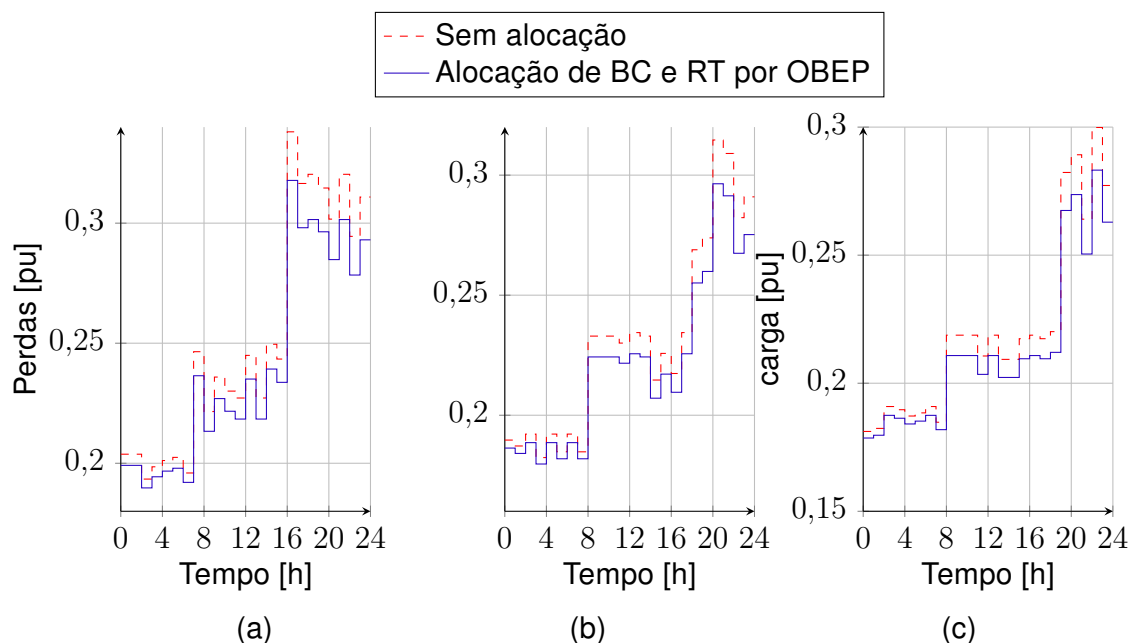


Figura 10 – Perdas com alocação simultânea de BC e RT - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Segundo os dados da Figura 11, houve minimização do desvio de perfil de tensão em todas as horas de todos os tipos de dia. Sendo que totalizou 76,20% no dia útil, 78,75% no sábado e 79,45% no domingo/feriado.

A menor minimização em termos de pu aconteceu entre 21h e 22h do domingo/feriado; a maior, entre 0h e 2h do dia útil. Em termos percentuais, a menor entre 18h e 19h do dia útil, com 70,83%; a maior, entre 13h e 15h de domingo/feriado, com 82,09%.

No Apêndice B, encontra-se a melhora no perfil de tensão por barra na primeira hora do dia útil, na qual havia o pior somatório de desvios, a fim de se figurar o impacto sistemático da alocação otimizada simultânea.

Apresenta-se na Figura 12 o comportamento do desvio de desbalanceamento de tensão ao longo das 24 horas dos três tipos de dia, ocorreu o oposto do que foi registrado para o caso de alocação única de BC.

Houve uma piora no desbalanceamento enquanto a curva de carga manteve-se abaixo de 60% da demanda total, sendo que para este período, a piora representa -173,00% no dia útil, -108,24% no sábado e -102,15% no domingo/feriado.

Quando a curva ficou igual ou maior que 60% da demanda, houve melhora no respectivo período de 89,56%, 81,88% e 79,59%.

Quando se considera os dois períodos mencionados, a melhora total foi de 71,09%, 56,65% e 48,38%.

O caso mais brando de piora ocorreu entre às 0h e 1h de domingo/feriado, com

-77,17%; o mais grave entre às 0h e 2h do dia útil, com -196,51%.

O menor caso de melhora ocorreu entre às 10h e 11h do dia útil, com 45,66%; o maior entre às 21h e 22h com 95,85%.

Somaram-se, ainda, outros dois testes para o sistema de 34 barras. No primeiro, adicionou-se uma penalidade por desvio de perfil de tensão de modo a dar mais ênfase

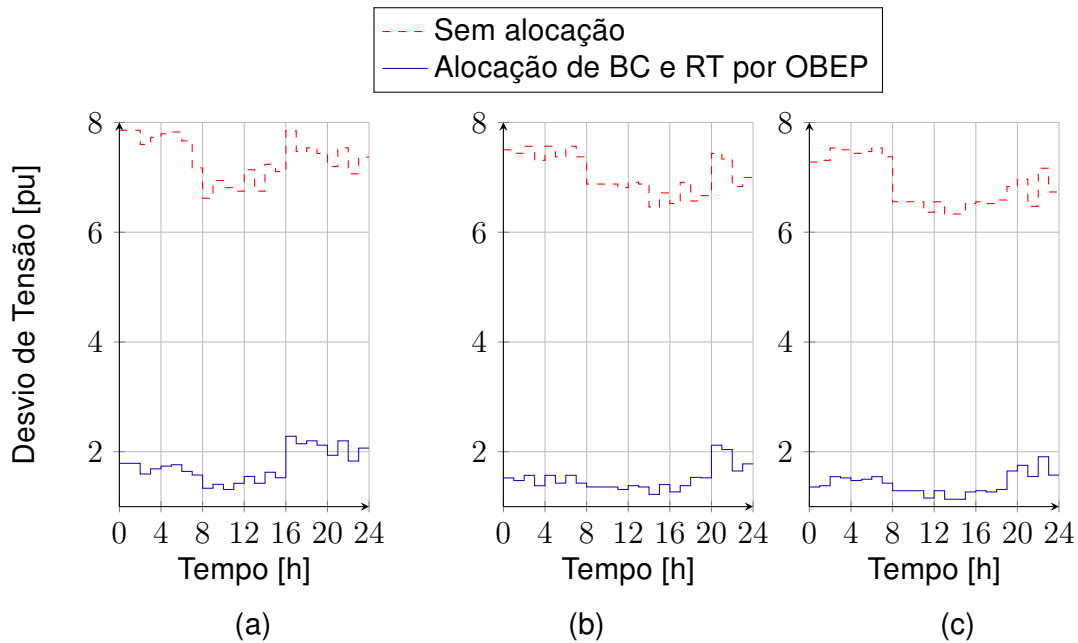


Figura 11 – Desvio de perfil de tensão com alocação simultânea de BC e RT - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

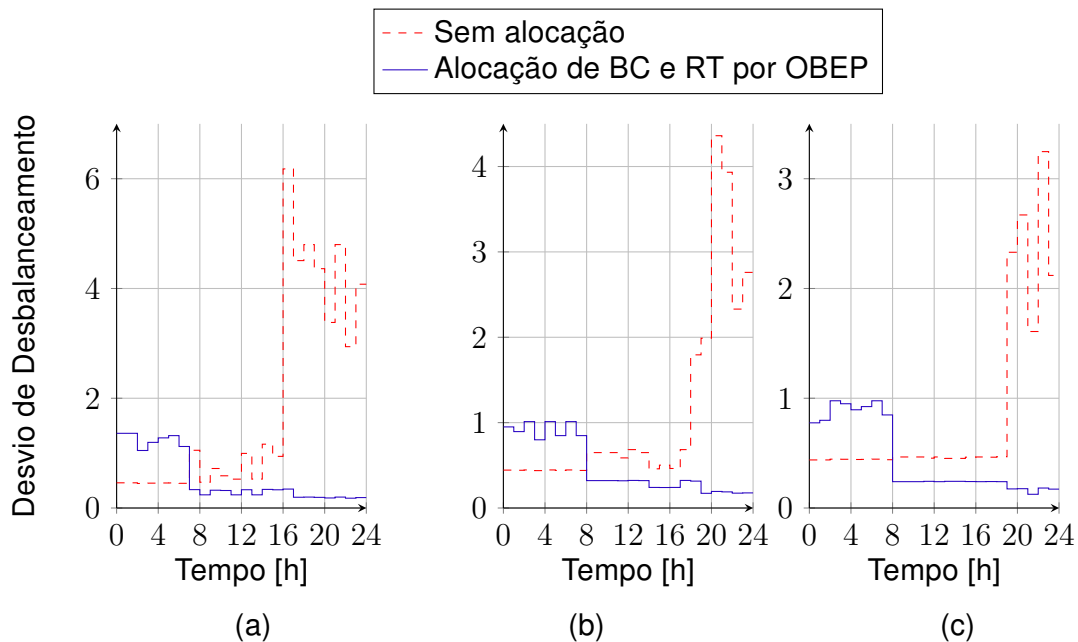


Figura 12 – Desvio de desbalanceamento de tensão com alocação simultânea de BC e RT - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

aos aspectos técnicos, a análise dos seus resultados consta no Apêndice C. No segundo, incrementou-se a curva de carga para observar o comportamento do otimizador diante de uma curva mais heterogênea (carga leve muito menor que carga média e pesada), e assim, validar a formulação em um sistema mais suscetível à alocação de BC automático, Apêndice D.

5.6.2 Teste com Sistema de 123 Barras e Curva de Carga Horária

Executaram-se as simulações com curva horária também no sistema teste de 123 barras do IEEE, por se tratar de um sistema elétrico de MT com complexidades diferentes daquelas encontradas no sistema de 34 barras. Ele é menos extenso, com mais barras, possui um sério problema de fator de potência e um problema mais ameno de perfil de tensão quando comparado ao primeiro sistema simulado.

O seu detalhamento encontra-se na subseção 4.1.2.2. Como anteriormente, também retiraram-se todos os dispositivos de controle existentes de modo a avaliar o desempenho da formulação com a alocação otimizada.

5.6.2.1 Análise Geral dos Resultados da Otimização no Sistema de 123 Barras

Apresenta-se na Tabela 32 o resumo da minimização das metas técnicas e dos custos dos equipamentos dos testes da alocação por OBEP de apenas BC, apenas RT e simultânea, em comparação com o mesmo sistema sem alocação e com alocação original.

A alocação otimizada simultânea de BC e RT forneceu a maior redução em relação à minimização das perdas e desvio de desbalanceamento de tensão. Anulou o desvio de fator de potência, da mesma forma que com a alocação original e com a alocação otimizada de apenas BC. No entanto, a minimização do desvio de perfil de tensão foi a segunda melhor, ficando atrás da alocação única de RT, que por sua vez não foi menor do que o valor obtido com a alocação original.

A alocação de apenas RT alcançou os piores resultados de perdas e desvio de fator de potência. O desvio de fator de potência é o pior, por ser um valor maior do que o caso sem alocação.

A alocação única de BC alcançou os piores indicadores de desvio de perfil e desbalanceamento de tensão. Sendo que no caso do desbalanceamento, o segundo pior foi obtido pela alocação original.

Em relação aos custos, porém, todas as alocações otimizadas alcançaram valores menores do que a alocação original. A menor delas foi com alocação de apenas BC.

O resumo dos resultados alcançados pelas parcelas da FO e o seu total constam na Tabela 33.

Tabela 32 – Resumo dos resultados dos objetivos de minimização para o teste de alocação no sistema de 123 barras com curva horária
 FONTE: O Autor (2015)

Minimização	Tipos de Alocação				
	Sem Alocação	Original	BC	OBEP RT	BC e RT
Perdas [pu]	5,6853	4,8882	4,7251	5,5217	4,5523
Desvio do FP [pu]	34,4005	0,0000	0,0000	36,0986	0,0000
Desvio de Tensão [pu]	329,2453	0,0099	88,1861	0,2281	1,5159
Desvio de Desb.	161,7750	25,7470	78,2070	0,1080	0,0000
Custo BC [R\$]	0,00	14100,00	9500,00	0,00	13500,00
Custo RT [R\$]	0,00	534300,00	0,00	227400,00	341400,00

Alcançaram-se as melhores minimizações da FO com a alocação única de BC, seguida pela alocação simultânea. A pior foi com a alocação original, seguida daquela com a alocação única de RT.

A soma das parcelas das metas técnicas representou, na ordem das colunas da Tabela 33, 23,70%, 71,76%, 76,57% e 20,30%. O que demonstra que, obteve-se os melhores fatores técnicos com as alocações simultâneas, sendo a otimizada a melhor.

A parcela referente às perdas representaram 19,71%, 30,73%, 31,38% e 20,04%. Ou seja, ela foi a parcela mais significativa para as alocações de apenas BC e para as alocações simultâneas.

A parcela do desvio de fator de potência foi relevante apenas no caso da alocação única de RT, 45,14%, pois esta parcela foi anulada nos outros.

Ao contrário, no caso da alocação única de BC, a parcela referente ao desvio de perfil de tensão foi 19,13%. Esta parcela foi anulada com a alocação original e alcançou valores muito baixos com alocação única de RT e alocação simultânea, 0,03% e 0,26%.

A alocação otimizada simultânea foi a única capaz de zerar a parcela referente ao desbalanceamento de tensão, as outras alocações chegaram, respectivamente, à 3,99%, 21,90% e 0,02%.

Apresenta-se na Tabela 34 a convergência do algoritmo de otimização para esta combinação de simulação nos três tipos de alocação. Houve maior esforço computacional do otimizador para o sistema de 123 barras do que para o de 34 barras, sendo que a otimização de alocação simultânea foi a mais demorada com praticamente 53 horas.

A alocação de RT precisou de menos iterações para convergir. Já a alocação de apenas BC e a alocação simultânea precisaram de mais da metade das iterações para encontrar os valores ótimos.

Tabela 33 – Parcelas e total da FO para o teste de alocação no sistema de 123 barras com curva horária
 FONTE: O Autor (2015)

FO	Sem Alocação	Tipos de Alocação			
		Original	BC	OBEP RT	BC e RT
F_1	0,7299	0,4360	0,3759	0,6696	0,3121
F_2	0,9178	0,0000	0,0000	0,9631	0,0000
F_3	0,8738	0,0000	0,2340	0,0006	0,0040
F_4	0,5541	0,0882	0,2679	0,0004	0,0000
F_5	0,0000	0,5127	0,3455	0,0000	0,4909
F_6	0,0000	1,1748	0,0000	0,5000	0,7507
Total	3,0756	2,2118	1,2232	2,1337	1,5577

Tabela 34 – Desempenho do algoritmo quanto a convergência - 123 barras e curva de carga horária
 FONTE: O Autor (2015)

Convergência	BC	RT	BC e RT
Melhor Iteração	3058	164	3139
Melhor Tempo	34h46min38s	01h56min35s	49h49min35s
Tempo Total	38h17min40s	20h45min04s	52h56min17s

5.6.2.2 Análise da Otimização no Sistema de 123 Barras Com a Curva Horária

As especificações da alocação dos BCs e dos RTs, bem como a análise do seu impacto, quando alocados separadamente constam no Apêndice E. Esta seção trata apenas da otimização da alocação simultânea.

Na Tabela 35 constam a barra, tipo e potência nominal dos dois BCs, e na Tabela 36, a localização e a tensão nominal dos dois RT, que o algoritmo de otimização forneceu na alocação simultânea. Nota-se que nesse caso dimensionou-se o RT_1 com tensão nominal menor que 1 pu.

Tabela 35 – Dimensionamento dos BCs com a alocação otimizada simultânea no sistema de 123 barras
 FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	BC_1	BC_2
Barra	100	60
Tipo	Fixo	Fixo
Potência [kvar]	150	750

De acordo com os dados presentes na Figura 13, o tap da fase A do RT_1 diferenciou-se do tap da fase B de 2 a 4 degraus; chegou a se igualar ao tap da fase C algumas vezes

Tabela 36 – Dimensionamento dos RTs com a alocação otimizada simultânea no sistema de 123 barras

FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	RT_1	RT_2
Linha	l24 (23-25)	sw1 (150-149)
Tensão [pu]	0,95625	1,0375

e o máximo de diferença foi de dois degraus. Os taps da fase B e C mantiveram a diferença de 1 a 4 degraus.

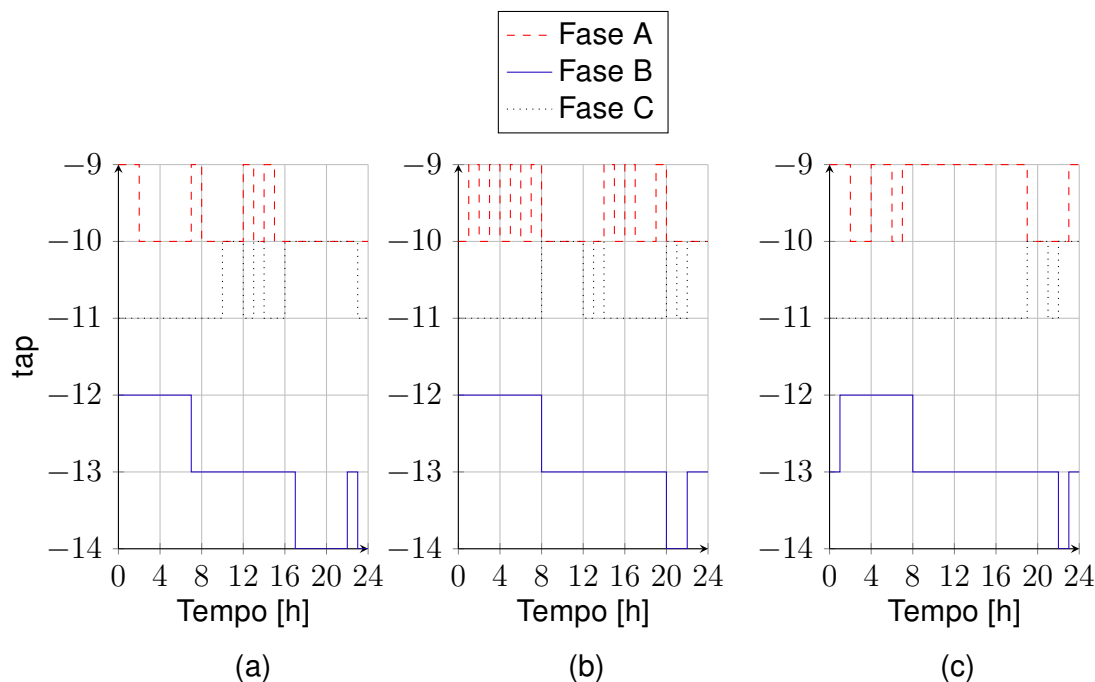


Figura 13 – Comutação dos taps do primeiro RT com alocação simultânea - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado

FONTE: O Autor (2015)

Apresenta-se na Figura 14 o comportamento dos taps do RT_2 . O tap da fase A diferenciou-se do tap da fase B de um a três degraus; da fase C, de um ou dois. Os taps da fase B e C mantiveram-se iguais na maior parte do tempo, chegando a apenas um degrau de diferença.

O desempenho do algoritmo quanto à minimização das perdas consta na Figura 15. Houve uma diminuição de 20,45% no dia útil, 19,81% no sábado e 19,36% no domingo/feriado.

O menor decréscimo em pu aconteceu no domingo/feriado entre às 0h e 1h; o maior, no dia útil entre às 16h e 17h. Cada um com respectivamente 16,37% e 21,40%.

Não houve desvio de fator de potência/desvio de potência reativa excedente com alocação simultânea otimizada.

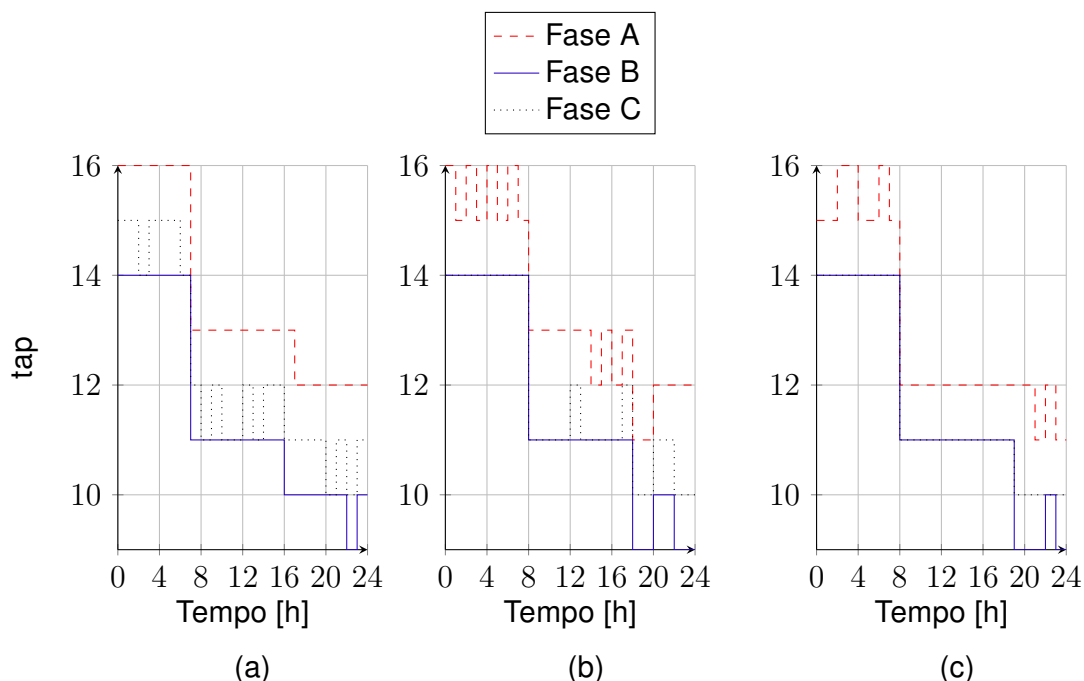


Figura 14 – Comutação dos taps do segundo RT com alocação simultânea - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

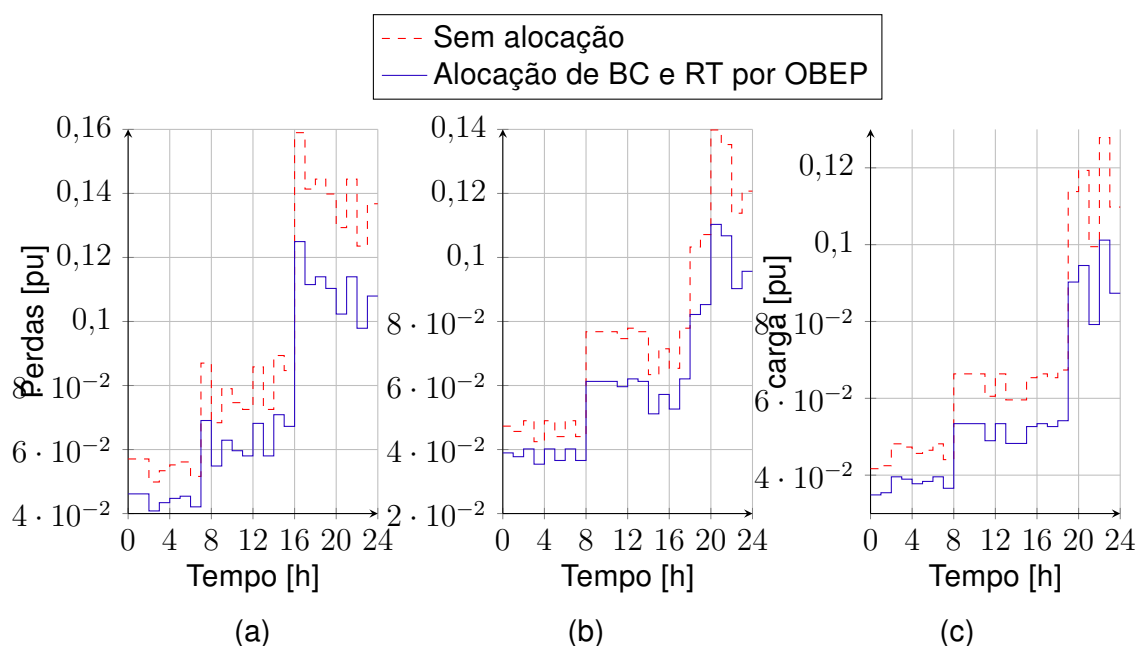


Figura 15 – Perdas com alocação simultânea de BC e RT - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Apresenta-se na Figura 16 o desvio de perfil de tensão para todos os tipos de dia; representando para cada um uma redução de 99,36%, 99,57% e 99,73%.

A menor redução em pu deu-se entre às 21h e 22h do domingo/feriado; a maior entre às 0h e 2h do dia útil. Em termos percentuais, o menor decréscimo ocorreu no sábado entre às 21h e 22h; e o maior é de 100%, que ocorreu em momentos do sábado e do

domingo/feriado.

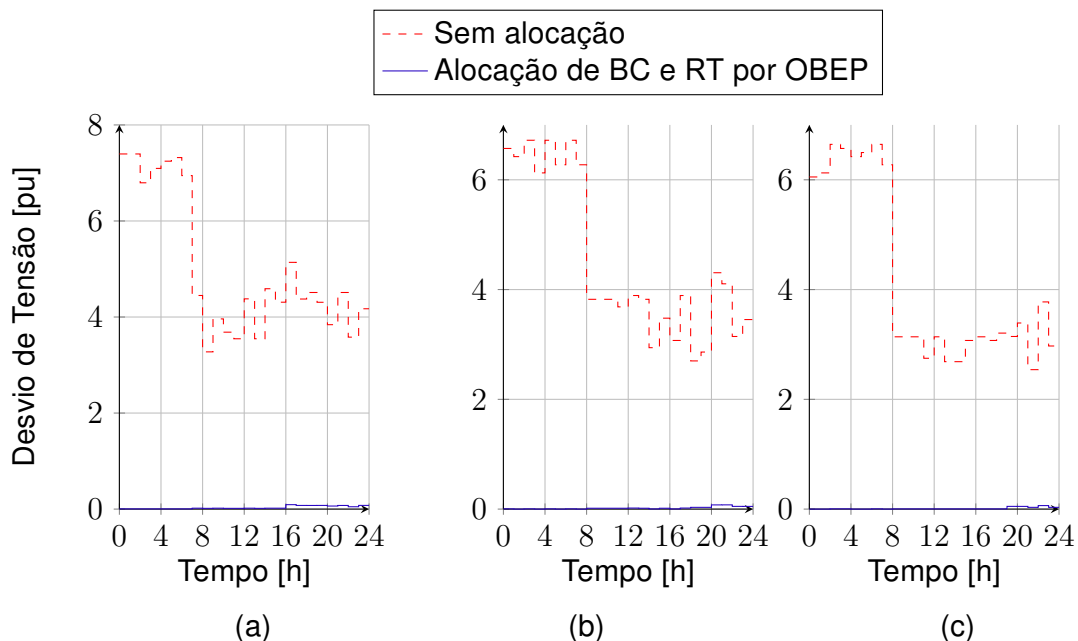


Figura 16 – Desvio de perfil de tensão com alocação simultânea de BC e RT - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Da mesma forma que o desvio de fator de potência, também não houve desvio de desbalanceamento de tensão com a alocação simultânea otimizada para este sistema.

5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo determinaram-se as constantes do OpenDSS e da OBEP, tendo como base os valores encontrados na literatura ou obtidos de maneira empírica. Também apresentaram-se os valores mínimos e máximos necessários para o processo de otimização.

Validou-se o método através de 30 rodadas de cada tipo de alocação, e do cálculo da sua média e desvio padrão.

Analisou-se a sensibilidade do método de otimização em dois níveis. Primeiro em relação ao tipo de configuração e ao modelo de carga. No primeiro nível, executou-se um teste sem alocação, onde observou-se que, tendo em conta as premissas do estudo, a melhor configuração é a representação trifásica com modelos de carga diversos; depois, com alocação, onde observou-se que, fazendo uso do algoritmo proposto, a alocação otimizada dos equipamentos muda ao se adotar representação monofásica ou trifásica. No segundo nível, testou-se cada parcela da FO separadamente, onde notou-se que cada uma delas possui um grau de impacto diferente na otimização.

Então, alocaram-se BCs e RTs nos sistemas de 34 e 123 barras fazendo uso da curva horária. Notou-se que o sistema de 34 barras tem um problema mais grave de queda

de tensão devido ao seu comprimento. Diferente do sistema de 123 barras, que possui um problema mais grave de reativo devido às suas cargas.

Observou-se para ambos os sistemas que a alocação única de BC foi a opção mais barata, tendo como melhores ganhos a minimização das perdas e do desvio de fator de potência. Contudo, notou-se que a compensação de reativo também corroborou com a minimização de desvio de perfil de tensão, não sendo, porém, o seu maior ganho. Entretanto, esta estratégia de alocação aumentou o desbalanceamento de tensão no sistema de 34 barras e o diminuiu minimamente no sistema de 123.

A alocação única de RT focou principalmente na minimização do desvio de perfil e desbalanceamento de tensão, sendo, portanto, preferida caso a estratégia considerasse principalmente a minimização dessas duas parcelas. O impacto nas perdas foi negativo no sistema de 34 barras e mínimamente positivo no sistema de 123. O desvio de fator de potência piorou para ambos sistemas.

A alocação otimizada simultânea de BC e RT demonstrou ser a melhor estratégia tendo em conta todas as metas técnicas, pois todas sofreram minimizações em ambos sistemas em relação ao sistema sem alocação. Também atingiu os menores custos em relação aos sistemas com alocação original.

Para todos os testes, o algoritmo converge mais rápido no caso de alocação única.

Também foi possível observar o comportamento dos equipamentos e seu impacto durante as 24 horas de diferentes tipos de dia (dia útil, sábado e domingo/feriado).

A fim de enriquecer a análise dos resultados, somaram-se mais dois tipos de testes: um fazendo uso de uma penalidade para melhorar o perfil de tensão e outro para testar a metodologia frente a uma situação que exige a alocação de BC automático.

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou um método de otimização de alocação de BCs e RTs considerando um cenário de REIs desbalanceadas a fim de se obter melhores indicadores de QEE com o menor custo possível de equipamentos.

A escolha do cenário deu-se em dois níveis. Primeiro, pela observação do impacto do desbalanceamento e de fatores de relevância da REI na QEE. E também, pela constatação de que os dispositivos de regulação de tensão tem um planejamento mais eficiente quando se prevê uma operação também mais eficiente.

O desequilíbrio de tensão, como os demais indicadores de QEE, tem sua medição, cálculo e faixa de valores toleráveis regulamentado por normas internacionais e nacionais. No Brasil, o órgão regulador é a ANEEL. Neste trabalho, os indicadores adotados para otimização foram: perdas técnicas, fator de potência na SE e perfil e desbalanceamento de tensão nas barras.

Há diferentes formas de se tentar obter bons indicadores de QEE. As concessionárias de energia tem, porém, como opção a instalação de dispositivos de controle na rede para fazê-lo. Aqui, optou-se pelo uso de BCs e RTs, tendo em conta a obtenção de sua melhor alocação e uma operação que se adequasse à variação de carga através dos dados obtidos pelos sensores na rede.

Sendo que o tipo de BC adotado foi o paralelo fixo ou automático. Dos RTs presentes no mercado, o escolhido foi o conjunto em forma de banco de três autotransformadores automáticos, com comutação independente de taps por fase. Ambos dispositivos dotados de controle de comutação através de medição de tensão local.

Observou-se que existem diversas técnicas de otimização determinísticas ou estocásticas que já foram utilizadas no planejamento da alocação de BCs e RTs, normalmente aliadas a um estudo específico do sistema elétrico, seja pelo nível de tensão, representação topológica, modelos de carga ou simplesmente método de resolução de FC. A escolha de qual técnica ou tipo de representação do sistema elétrico usar dependia do cenário abordado e dos objetivos da alocação dos equipamentos.

Sendo assim, o método proposto foi baseado na metaheurística de OBEP e na representação trifásica desbalanceada do sistema elétrico, cujo modelamento e resolução de FC deu-se através do *software* OpenDSS.

A modelagem executada no OpenDSS levou em conta todas as especificidades possíveis encontradas em um SD de MT desbalanceado, dentro de uma realidade de REI. Bem como permitiu a modelagem detalhada dos BCs e RTs adotados.

Os objetos de estudo foram os sistemas teste do IEEE de 34 e 123 barras, tomando curvas de carga diferenciadas. Sendo uma de carga constante, uma curva de 9 patamares e uma curva de carga discretizada que considerou as 24 horas de três tipos de dia (dia útil, sábado e domingo/feriado).

A formulação do algoritmo contou com uma análise prévia dos dados, quantificação da partícula através de um molde e processamento do algoritmo de OBEP.

A análise prévia foi necessária para a definição de barras e linhas candidatas, e a obtenção dos parâmetros mínimos e máximos, para os quais foram utilizados dados dos sistemas de testes e das curvas de carga. O resultado obtido teve serventia na definição do molde da partícula e no cálculo da FO.

O processamento do algoritmo de OBEP deu-se com a atualização iterativa da posição da partícula, para qual fez-se necessária a sua decodificação e cálculo da função de avaliação.

A decodificação também fez uso do molde da partícula, para a qual foram formulados algoritmos específicos de decodificação de dados de BC (barra, tipo e potência nominal) e de RT (linha e tensão nominal).

A função de avaliação contou com a chamada do OpenDSS, que, ao resolver o FC através do método da matriz nodal implícita, também forneceu a melhor comutação dos BCs e dos taps de cada fase dos RTs alocados.

A solução do FC forneceu as grandezas necessárias para o cálculo das perdas técnicas e dos indicadores de QEE avaliados. A partir desses valores juntamente com os custos obtidos através dos dados dos equipamentos, foi possível calcular a FO contendo todos os objetivos de alocação a fim de minimizá-la.

De modo a validar o método, foram executadas 30 rodadas com base no sistema de 34 barras, curva constante, com cada tipo de alocação. Depois, calculou-se a sua média e desvio padrão. Sendo que os tipos de alocação foram definidos como: apenas BC, apenas RT, BC ou RT, BC e RT. A alocação de apenas BC apresentou o menor desvio padrão, entretanto, a alocação simultânea de BC e RT atingiu melhores resultados da FO.

Executaram-se dois conjuntos de testes no sistema de 34 barras com carga constante com o intuito de avaliar a sensibilidade ao tipo de representação. Os testes sem alocação demonstraram quantitativamente o impacto nas metas técnicas ao representar a rede com configuração monofásica ou trifásica, e com modelo de carga apenas PQ ou com modelos de carga diversos. Os testes com alocação demonstraram a diferença de se otimizar a alocação de BCs e RTs em um sistema monofásico ou trifásico. Notou-se que na representação trifásica alocam-se mais equipamentos, portanto a solução é mais cara, os equipamentos tem melhor performance e atinge-se melhores valores das metas técnicas.

Depois, analisou-se também a sensibilidade de cada parcela da função objetivo em relação às metas técnicas, aos custos e à alocação dos equipamentos; para o qual também foi utilizado o sistema de 34 barras, porém com carga de 9 patamares. Notou-se que as parcelas mais sensíveis à minimização das demais foram aquelas referentes ao fator de potência, ao perfil de tensão e ao desbalanceamento de tensão. Sendo que, na alocação com custos, as duas primeiras melhoraram e a última piorou.

Então, alocaram-se BCs e RTs nos sistemas de 34 e 123 barras fazendo uso da curva horária com o intuito de avaliar o comportamento do algoritmo frente a diferentes sistemas com variação de carga. Notou-se que o sistema de 34 barras tem um problema mais grave de queda de tensão devido ao seu comprimento. Diferente do sistema de 123 barras, que possui um problema mais grave de reativo devido às suas cargas.

Observou-se para ambos os sistemas que a alocação única de BC foi a opção mais barata, tendo como melhores ganhos a minimização das perdas e do desvio de fator de potência. Contudo, notou-se que a compensação de reativo também corroborou com a minimização de desvio de perfil de tensão, não sendo, porém, o seu maior ganho. Entretanto, esta estratégia de alocação aumentou o desbalanceamento de tensão no sistema de 34 barras e o diminuiu minimamente no sistema de 123.

A alocação única de RT focou principalmente na minimização do desvio de perfil e desbalanceamento de tensão, sendo, portanto, preferida caso a estratégia considerasse principalmente a minimização dessas duas parcelas. O impacto nas perdas foi negativo no sistema de 34 barras e mínimamente positivo no sistema de 123. O desvio de fator de potência piorou para ambos sistemas.

A alocação otimizada simultânea de BC e RT demonstrou ser a melhor estratégia tendo em conta todas as metas técnicas, pois todas sofreram minimizações em ambos sistemas em relação ao sistema sem alocação. Também atingiu os menores custos em relação aos sistemas com alocação original.

Para todos os testes, o algoritmo convergiu mais rápido no caso da alocação de um único equipamento.

A fim de enriquecer a análise dos resultados, somaram-se mais dois tipos de testes: um fazendo uso de uma penalidade para melhorar o perfil de tensão e outro para testar a metodologia frente a uma situação em que o nível de carga leve é muito mais baixo do que os níveis de carga média e pesada. Notou-se que o algoritmo teve flexibilidade para aceitar ênfases técnicas diferentes se necessário e que forneceu alocações otimizadas de BC automáticos quando preciso.

Em linhas gerais, fazendo uso do método proposto alocando simultaneamente BC e RT, houve minimização de todas as metas técnicas em relação aos sistemas sem alocação. Ao se comparar a alocação otimizada com a original, observou-se que houve minimização

global da FO. A desvantagem observada foi o tempo computacional, não sendo, porém, uma característica grave, tendo em conta que o algoritmo objetiva o planejamento. Também foi possível observar o comportamento dos equipamentos e seu impacto nos indicadores medidos durante as 24 horas de diferentes tipos de dia (dia útil, sábado e domingo/feriado). Observou-se que a variação da carga e de tensão interferem na sua performance.

Do exposto, pode-se concluir a importância de se usar o modelo trifásico na alocação dos dispositivos reguladores de tensão em SDs, pois ele implica numa representação mais detalhada do problema e conseqüentemente na obtenção de uma solução de melhor qualidade, visto que o uso dessa representação forneceu uma solução mais eficiente do que a monofásica, apesar de mais cara; permitiu observar a influência da parcela do desbalanceamento frente às outras parcelas; e corroborou na obtenção de uma solução otimizada melhor do que a alocação original.

Para trabalhos futuros nessa linha de pesquisa, sugere-se:

- Considerar a influência da GLD na alocação de BCs e RTs.
- Considerar veículos elétricos na modelagem da rede.
- Considerar sistemas de armazenamento e GD na modelagem da rede.
- Testar o método proposto considerando o modelo de um sistema real.
- Adotar a alocação de BCs e RTs monofásicos e bifásicos na rede secundária.
- Adotar outros tipos de medições em diferentes pontos da rede para a operação dos BCs e RTs.
- Fazer o estudo de ressonância na alocação de BCs e RTs.
- Modelar a otimização considerando a temporização e alargura de banda dos RTs.
- Modelar a otimização considerando a corrente de *inrush* provocada pela instalação de BCs.
- Considerar a minimização de harmônicos na FO.
- Avaliar outras metaheurísticas frente a OBEP com o intuito de comparar metodologias.
- testar diferentes parametrizações e funções de transferência da OBEP a fim de se otimizar o seu processamento.
- Fazer o tratamento das funções objetivos em separado para gerar fronteira de Pareto.
- Testar o uso de funções de otimização determinísticas na operação dos BCs e RTs para obter melhores comutações.

REFERÊNCIAS

- AFAGHZADEH, H. et al. Loss reduction and voltage improvement of meshkinshahr distribution network with optimal capacitor placement using bps algorithm. In: IEEE. *Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 2012 Proceedings of 17th Conference on*. [S.l.], 2012. p. 1–6.
- AFAGHZADEH, H. et al. Optimal capacitor placement with consideration of voltage source harmonic distortion effect on radial distribution networks using binary particle swarm optimization (bps). In: IEEE. *Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 2011 16th Conference on*. [S.l.], 2011. p. 1–6.
- AHMADI, A.; ALINEJAD-BEROMI, Y.; MORADI, M. Optimal pmu placement for power system observability using binary particle swarm optimization and considering measurement redundancy. *Expert Systems with Applications*, Elsevier, v. 38, n. 6, p. 7263–7269, 2011.
- ALBERTSON, V. D. et al. Geomagnetic disturbance effects on power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 3, p. 1206–1216, July 1993. ISSN 0885-8977.
- ALRASHIDI, M. R.; EL-HAWARY, M. E. A survey of particle swarm optimization applications in electric power systems. *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 13, n. 4, p. 913–918, 2009.
- ALSAC, O. et al. Further developments in lp-based optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 5, n. 3, p. 697–711, 1990.
- ALVES, H.; SOUZA, B.; FERREIRA, H. Algoritmos microgenéticos e lógica fuzzy aplicados ao controle de bancos de capacitores em redes de distribuição. In: *14th Congresso Brasileiro de Automática*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 855–860.
- ALVES, R. P. *Alocação Ótima de reguladores de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais usando uma formulação linear inteira mista*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2012.
- AMAN, M. et al. Optimum shunt capacitor placement in distribution system—a review and comparative study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 30, p. 429–439, 2014.
- AMIN, S. M. Smart grid: overview, issues and opportunities. advances and challenges in sensing, modeling, simulation, optimization and control. *European Journal of Control*, Elsevier, v. 17, n. 5, p. 547–567, 2011.
- AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 2005.
- ANEEL. *Resolução normativa nº 115*. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004115.pdf>>.
- ANEEL. *Resolução normativa nº 270*. 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007270.pdf>>.

ANEEL. *Resolução normativa nº 345*. 2008. Disponível em: <http://www.abricem2.com.br/web3/index.php?option=com_content&view=article&id=79%3Aeh...>

ANEEL. *Resolução normativa nº 395*. 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009395.pdf>>.

ANEEL. *Resolução normativa nº 512*. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012512.pdf>>.

ANEEL. *Resolução normativa nº 583*. 2013. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/legislacao/setoreletrico/2013/Resolucao_Normativa_583_22102013.pdf>.

ANEEL. *Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL - Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição – do PRODIST*. [S.l.], 2014.

ANEEL. *Resolução normativa nº 641*. 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_6_Retifica%C3%A7%C3%A3o_1.pdf>.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica)*. 2015.

BARAN JR., A. R. *Fluxo de potência ótimo trifásico*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2013.

BAZARAA, M. S.; SHERALI, H. D.; SHETTY, C. M. *Nonlinear programming: theory and algorithms*. 3. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2013.

BEÊ, R. T. *Alocação de bancos de capacitores em sistema de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmos genéticos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2007.

BERTSIMAS, D.; TSITSIKLIS, J. N. *Introduction to linear optimization*. Belmont: Athena Scientific Belmont, MA, 1997.

BLUM, C.; ROLI, A. Metaheuristics in combinatorial optimization: overview and conceptual comparison. *ACM Computing Surveys (CSUR)*, ACM, v. 35, n. 3, p. 268–308, 2003.

BOLLEN, M. Definitions of voltage unbalance. *IEEE Power Engineering Review*, v. 22, n. 11, p. 49–50, 2002.

BOLLEN, M. H.; GU, I. *Signal processing of power quality disturbances*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2006.

BOLLEN, M. H. J. What is power quality? *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 66, n. 1, p. 5–14, 2003.

BOLLEN, M. H. J. et al. Power quality aspects of smart grids. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. [S.l.: s.n.], 2010.

BREMERMANN, L. E. *Controle fuzzy volt-var em sistemas de distribuição*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008.

BROADWATER, R. et al. Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 14, n. 1, p. 23–33, 1988.

- BRONZINI, M. et al. Coordination of active and reactive distributed resources in a smart grid. In: *IEEE Trondheim PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7.
- BROWN, R. E. Impact of smart grid on distribution system design. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. [S.l.], 2008. p. 1–4.
- BRUNO, S. et al. Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, v. 58, n. 10, p. 4504–4513, 2011.
- CAPARÓ, J. L. C. *Modelagem de transformadores de distribuição para aplicação em algoritmos de fluxo de potência trifásico*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", 2005.
- CARPENTIER, J. Contribution to the economic dispatch problem. *Bulletin de la Societe Francoise des Electriciens, Societe Francaise Des Electriciens*, v. 3, n. 8, p. 431–447, 1962.
- CARPENTIER, J. Differential injections method: a general method for secure and optima power flow. In: *Anais do PICA Conference*. [S.l.: s.n.], 1973.
- CARPINELLI, G. et al. Voltage regulators and capacitor placement in three-phase distribution systems with non-linear and unbalanced loads. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, v. 7, n. 4, 2006.
- CHAKRABARTI, S.; VENAYAGAMOORTHY, G. K.; KYRIAKIDES, E. Pmu placement for power system observability using binary particle swarm optimization. In: IEEE. *Power Engineering Conference, 2008. AUPEC'08. Australasian Universities*. [S.l.], 2008. p. 1–5.
- CHEN, T.-H. et al. Distribution system power flow analysis-a rigid approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 3, p. 1146–1152, Jul 1991.
- CHIANG, H.-D. et al. Optimal capacitor placements in distribution systems. i: A new formulation and the overall problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 5, n. 2, p. 634–642, 1990.
- CHIANG, H.-D. et al. Optimal capacitor placements in distribution systems. ii: Solution algorithms and numerical results. *IEEE transactions on power delivery*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, v. 5, n. 2, p. 643–649, 1990.
- CHIN, H.-C. Optimal shunt capacitor allocation by fuzzy dynamic programming. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 35, n. 2, p. 133–139, 1995.
- CHIOU, J.-P.; CHANG, C.-F.; SU, C.-T. Ant direction hybrid differential evolution for solving large capacitor placement problems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 19, n. 4, p. 1794–1800, 2004.
- CIGRE. A new simple and effective approximate formulation for the determination of three-phase unbalances by voltmeter method. *Belgique, CIGRE*, 1986.
- DEB, K. *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2001.
- DELFANTI, M. et al. Optimal capacitor placement using deterministic and genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 3, p. 1041–1046, 2000.

- DIANICH, B. Smart grid communications: layers and players. In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D), 2012 IEEE PES*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–5.
- DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. Optimal power flow solutions. *power apparatus and systems, IEEE transactions on*, IEEE, n. 10, p. 1866–1876, 1968.
- DUGAN, R.; MCDERMOTT, T. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7.
- DUGAN, R. et al. *Electrical power systems quality, Second edition*. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2004.
- DUGAN, R. C. *Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. [S.l.], 2013.
- EL-FERGANY, A. A.; ABDELAZIZ, A. Y. Capacitor placement for net saving maximization and system stability enhancement in distribution networks using artificial bee colony-based approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 54, p. 235–243, 2014.
- ESMIN, A. A.; LAMBERT-TORRES, G. Application of particle swarm optimization to optimal power systems. *International Journal of Innovative Computing, Information and Control*, v. 8, p. 1705–1716, 2012.
- EUSUFF, M. M.; LANSEY, K. E. Optimization of water distribution network design using the shuffled frog leaping algorithm. *Journal of Water Resources Planning and Management*, American Society of Civil Engineers, v. 129, n. 3, p. 210–225, 2003.
- FERREIRA, L. R. et al. Load shedding through optimal power flow to support self-healing actions in distribution feeders. In: IEEE. *Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), 2014 IEEE PES*. [S.l.], 2014. p. 1–6.
- FRANCO, J. F. et al. A mixed-integer lp model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 48, p. 123–130, 2013.
- GAING, Z.-L. Discrete particle swarm optimization algorithm for unit commitment. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*. [S.l.], 2003. v. 1.
- GENDREAU, M.; POTVIN, J.-Y. *Handbook of metaheuristics*. [S.l.]: Springer, 2010.
- GHOSE, T.; GOSWAMI, S.; BASU, S. Energy loss reduction in distribution system by capacitor placement through combined ga-sa technique. In: IEEE. *TENCON'98. 1998 IEEE Region 10 International Conference on Global Connectivity in Energy, Computer, Communication and Control*. [S.l.], 1998. v. 2, p. 502–505.
- GONZÁLEZ, J. F. V.; LYRA, C.; USBERTI, F. L. A pseudo-polynomial algorithm for optimal capacitor placement on electric power distribution networks. *European Journal of Operational Research*, Elsevier, v. 222, n. 1, p. 149–156, 2012.
- GONZÁLEZ, J. F. V. *Estratégias para redução de perdas técnicas e melhoria nas condições de operação de redes de distribuição de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade de Campinas, 2011.

- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. *Power system analysis*. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 1994.
- GRANVILLE, S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 9, n. 1, p. 136–146, 1994.
- HAJIAN, M. et al. Optimal placement of pmus to maintain network observability using a modified bps algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 33, n. 1, p. 28–34, 2011.
- HOLTZ, G. C. d. C. *Traçado automático de envoltórias de esforços em estruturas planas utilizando um algoritmo evolucionário*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.
- HSIAO, Y.-T.; CHEN, C.-H.; CHIEN, C.-C. Optimal capacitor placement in distribution systems using a combination fuzzy-ga method. *International journal of electrical power & energy systems*, Elsevier, v. 26, n. 7, p. 501–508, 2004.
- HUTSON, C.; VENAYAGAMOORTHY, G. K.; CORZINE, K. A. Intelligent scheduling of hybrid and electric vehicle storage capacity in a parking lot for profit maximization in grid power transactions. In: IEEE. *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE*. [S.l.], 2008. p. 1–8.
- IEC 61000-2-1. *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2: Environment - Section 1: Description of the environment - Electromagnetic environment for low-frequency conducted disturbances and signalling in public power supply systems*. 1990.
- IEC 61000-4-15. *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications*. 2010.
- IEC 61000-4-30. *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*. 2008.
- IEEE 100. *Standard dictionary of electrical and electronics terms*. 1996.
- IEEE 112. *Standard test procedure for polyphase induction motors and generators*. 1991.
- IEEE-1159. *Recommended practice on monitoring electric power*. 1995.
- IEEE Standards Association and others. Ieee guide for smart grid interoperability of energy technology and information technology operation with the electric power system (eps), end-use applications, and loads. *IEEE Std 2030*, v. 2011, p. 1–126, 2011.
- INJETI, S. K.; THUNUGUNTLA, V. K.; SHAREEF, M. Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 69, p. 441–455, 2015.
- JEONG, Y.-W. et al. A new quantum-inspired binary pso: application to unit commitment problems for power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1486–1495, 2010.
- JIN, X. et al. Distribution network reconfiguration for load balancing using binary particle swarm optimization. In: IEEE. *Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on*. [S.l.], 2004. v. 1, p. 507–510.

JONES, D. F.; MIRRAZAVI, S. K.; TAMIZ, M. Multi-objective meta-heuristics: an overview of the current state-of-the-art. *European journal of operational research*, Elsevier, v. 137, n. 1, p. 1–9, 2002.

JOUANNE, A. V.; BANERJEE, B. Assessment of voltage unbalance. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 16, n. 4, p. 782–790, 2001.

JUNIOR, B. P.; COSSI, A.; MANTOVANI, J. Alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo evolutivo multi-objetivo. In: *XVI Congresso Brasileiro de Automática*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–6.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. *Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica*. [S.l.]: Editora Blucher, 2009.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: IEEE. *International Conference on Neural Networks*. [S.l.], 1995.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. C. A discrete binary version of the particle swarm algorithm. In: IEEE. *Systems, Man, and Cybernetics, IEEE International Conference on*. [S.l.], 1997. v. 5, p. 4104–4108.

KERSTING, W. H. *Distribution system modeling and analysis*. [S.l.]: CRC press, 2012.

LEE, C.-Y. Effects of unbalanced voltage on the operation performance of a three-phase induction motor. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 14, n. 2, p. 202–208, 1999.

LUCIC, P.; TEODOROVIC, D. Bee system: modeling combinatorial optimization transportation engineering problems by swarm intelligence. In: *Preprints of the TRISTAN IV triennial symposium on transportation analysis*. [S.l.: s.n.], 2001. p. 441–445.

LUENBERGER, D. G. *Introduction to linear and nonlinear programming*. Reading: Addison-Wesley Reading, MA, 1973.

LUKE, S. *Essentials of metaheuristics*. second. [S.l.]: Lulu, 2013.

MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N. Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multi-objective variables in smart grid distribution system. In: *9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.

MANDELMAN, M. *Análise crítica da matriz energética brasileira e a implementação de smart grids*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Taubaté, 2011.

MANTWAY, A.; AL-MUHAINI, M. M. Multi-objective bps algorithm for distribution system expansion planning including distributed generation. In: IEEE. *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T&D; D. IEEE/PES*. [S.l.], 2008. p. 1–8.

MENDES, A. S. et al. Instalação de capacitores para redução de perdas em redes de distribuição de energia elétrica. In: *14th Congresso Brasileiro de Automática*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 867–873.

MENDOZA, J. E. et al. Multiobjective location of automatic voltage regulators in a radial distribution network using a micro genetic algorithm. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 22, n. 1, p. 404–412, 2007.

- MILLONAS, M. M. Swarms, phase transitions, and collective intelligence. In: ADDISON-WESLEY PUBLISHING CO. *Proceeding of the Santa Fe Institute Studies in the Sciences of Complexity*. [S.l.], 1994. v. 17, p. 417–417.
- Ministério de Minas e Energia. *Relatório smart grid - Grupo de trabalho de redes elétricas inteligentes*. [S.l.], 2011.
- MIRANDA, V.; OO, N. W.; FIDALGO, J. Experimenting in the optimal capacitor placement and control problem with hybrid mathematical-genetic algorithm. In: *Proceedings of the international symposium of intelligent systems applications in power systems, Budapest*. [S.l.: s.n.], 2001.
- MIRJALILI, S.; LEWIS, A. S-shaped versus v-shaped transfer functions for binary particle swarm optimization. *Swarm and Evolutionary Computation*, Elsevier, v. 9, p. 1–14, 2012.
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983.
- NBR 10671. *Guia para instalação, operação e manutenção de capacitores de potência em derivação*. 1989.
- NBR 11809. *Reguladores de tensão*. 1991.
- NBR 5282. *Capacitores de potência em derivação para sistema de tensão nominal acima de 1000 V - Especificação*. 1998.
- NEMA MG1. *Motors and generators*. 1993.
- NG, H. N.; SALAMA, M. M. A.; CHIKHANI, A. Y. Classification of capacitor allocation techniques. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2000.
- NIKNAM, T.; NARIMANI, M. R.; AZIZIPANAH-ABARGHOOEE, R. A multi-objective fuzzy adaptive pso algorithm for location of automatic voltage regulators in radial distribution networks. *International Journal of Control, Automation and Systems*, Springer, v. 10, n. 4, p. 772–777, 2012.
- ONS. *Procedimentos de rede - Submódulo 2.8 (Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes)*. 2009.
- ONS. *Procedimentos de rede - Submódulo 3.6 (requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica)*. 2009.
- ONS. *Procedimentos de rede - Submódulo 25.6 (indicadores de Qualidade de Energia elétrica - frequência e Tensão)*. 2010.
- PADILHA, L. N. *Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2010.
- PASSINO, K. M. Biomimicry of bacterial foraging for distributed optimization and control. *Control Systems, IEEE*, IEEE, v. 22, n. 3, p. 52–67, 2002.
- PAUDYAL, S.; CANIZARES, C.; BHATTACHARYA, K. Optimal operation of distribution feeders in smart grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 10, p. 4495–4503, 2011.

PEDRASA, M. A. A.; SPOONER, T. D.; MACGILL, I. F. Scheduling of demand side resources using binary particle swarm optimization. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 24, n. 3, p. 1173–1181, 2009.

PEREIRA, C.; CASTRO, C. Optimal placement of voltage regulators in distribution systems. In: IEEE. *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. [S.l.], 2009. p. 1–5.

PEREIRA, C. A. N. *Alocação ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2009.

PICHER, P. et al. Study of the acceptable dc current limit in core-form power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 1, p. 257–265, Jan 1997. ISSN 0885-8977.

PILLAY, P.; MANYAGE, M. Definitions of voltage unbalance. *IEEE Power Engineering Review*, v. 21, n. 5, p. 50–51, 2001.

PRAKASH, K.; SYDULU, M. Particle swarm optimization based capacitor placement on radial distribution systems. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*. [S.l.], 2007. p. 1–5.

RAMADAN, H. A. et al. A fuzzy-based approach for optimal allocation and sizing of capacitor banks. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 106, p. 232–240, 2014.

RESENER, M.; SALIM, R. H.; BRETAS, A. S. Alocação e ajuste ótimo de reguladores de tensão em sistemas de distribuição. In: *3th Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7.

RUSSELL, S. J.; NORVIG, P. *Artificial intelligence - A modern approach*. New Jersey: Prentice-Hall, 1995.

SAFIGIANNI, A. S.; SALIS, G. J. Optimum voltage regulator placement in a radial power distribution network. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 15, n. 2, p. 879–886, 2000.

SALOMON, C. P. et al. A hybrid particle swarm optimization approach for load-flow computation. *International Journal of Innovative Computing, Information and Control*, ICIC, v. 9, n. 11, 2013.

SANDRINI, F. T. *Otimização de banco de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica usando algoritmos genéticos e nuvem de partículas*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Paraná, 2005.

SCHRIJVER, A. *Theory of linear and integer programming*. Chichester: John Wiley & Sons, 1998.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.

SIEBERT, L. C. *Sistema de otimização de resposta à demanda para redes elétricas inteligentes*. 2013.

SINGH, A. K.; SINGH, G.; MITRA, R. Some observations on definitions of voltage unbalance. In: IEEE. *Power Symposium, 2007. NAPS'07. 39th North American*. [S.l.], 2007. p. 473–479.

SINGH, S. P.; RAO, A. R. Optimal allocation of capacitors in distribution systems using particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 43, n. 1, p. 1267–1275, 2012.

SODHI, R.; SRIVASTAVA, S.; SINGH, S. Optimal pmu placement method for complete topological and numerical observability of power system. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 80, n. 9, p. 1154–1159, 2010.

SOUZA, B. A.; ALMEIDA, A. M. F. Multiobjective optimization and fuzzy logic applied to planning of the volt/var problem in distributions systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1274–1281, 2010.

SU, C.-T.; TSAI, C.-C. A new fuzzy-reasoning approach to optimum capacitor allocation for primary distribution systems. In: IEEE. *Industrial Technology, 1996.(ICIT'96), Proceedings of The IEEE International Conference on*. [S.l.], 1996. p. 237–241.

SUN, D. I. et al. Optimal power flow by newton approach. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 10, p. 2864–2880, 1984.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 3, p. 1499–1507, 1994.

SZUVOVIVSKI, I. *Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genético e fluxo de potência ótimo*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2008.

SZUVOVIVSKI, I.; FERNANDES, T.; AOKI, A. Simultaneous allocation of capacitors and voltage regulators at distribution networks using genetic algorithms and optimal power flow. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 40, n. 1, p. 62 – 69, 2012.

TING, T.; RAO, M.; LOO, C. A novel approach for unit commitment problem via an effective hybrid particle swarm optimization. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 21, n. 1, p. 411–418, 2006.

VALLE, Y. del et al. Particle swarm optimization: basic concepts, variants and applications in power systems. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 2008.

VALLE, Y. del et al. Particle swarm optimization: basic concepts, variants and applications in power systems. *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 12, n. 2, p. 171–195, 2008.

WALLING, R.; KHAN, A. Characteristics of transformer exciting-current during geomagnetic disturbances. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 4, p. 1707–1714, Oct 1991. ISSN 0885-8977.

WANG, J.-C. et al. Capacitor placement and real time control in large-scale unbalanced distribution systems: Numerical studies. In: IEEE. *Transmission and Distribution Conference, 1996. Proceedings., 1996 IEEE*. [S.l.], 1996. p. 242–247.

WANG, J.-C. et al. Capacitor placement and real time control in large-scale unbalanced distribution systems: loss reduction formula, problem formulation, solution methodology and mathematical justification. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 12, n. 2, p. 953–958, 1997.

WERBOS, P. J. Computational intelligence for the smart grid-history, challenges, and opportunities. *Computational Intelligence Magazine, IEEE*, 2011.

YAMAKAWA, E. K. *Sistema de controle nebuloso para bancos de capacitores automáticos aplicados em alimentadores de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, 2007.

YING-YI, H.; FU-MING, W. Development of three-phase newton optimal power flow for studying imbalance/security in transmission systems. *Electric Power Systems Research*, v. 55, n. 1, p. 39 – 48, 2000.

APÊNDICES

APÊNDICE A – ANÁLISE DA ALOCAÇÃO ÚNICA DOS EQUIPAMENTOS NO SISTEMA DE 34 BARRAS COM A CURVA HORÁRIA

A.1 ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE BANCO DE CAPACITORES - 34 BARRAS

A localização, tipo e potência nominal do BC alocado que a metodologia de alocação com OBEP forneceu constam na Tabela 37.

Tabela 37 – Dimensionamento de alocação otimizada de apenas BC no sistema de 34 barras

FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	BC
Barra	844
Tipo	Fixo
Potência [kvar]	300

Mostra-se na Figura 17 o comportamento das perdas com alocação única de BC por OBEP ao longo de um dia útil, sábado e domingo/feriado, em comparação com as perdas sem alocação.

Observou-se que houve decréscimo das perdas em relação ao sistema sem alocação em todas as horas de todos os tipos de dia, totalizando 10,18% no dia útil, 10,39% no sábado e 10,50% no domingo/feriado.

Em termos de pu, a hora com maior redução obteve-se entre às 16h e 17h do dia útil; a menor, entre 0h e 1h de domingo/feriado. Em termos percentuais a maior e a menor redução foram opostos, entre 16h e 17h do dia útil, 9,54%; entre 0h e 1h de domingo/feriado, 10,77%.

O indicador de desvio de fator de potência utilizado, como demonstra-se na subseção 4.2.4.1, baseia-se no excedente de potência reativa em relação ao fator de potência ideal de 0,92. A alocação otimizada de BC anulou todo excedente exceto entre às 16h e 17h do dia útil, sendo que o decréscimo neste período representa 98,85%.

Segundo os dados da Figura 18, houve minimização do desvio de perfil de tensão em todas as horas de todos os tipos de dia. Sendo que totalizou 9,40% nos dias úteis, 9,76% nos sábados e 10,02% nos domingos/feriados. A menor redução tanto em pu quanto em percentual, foi no dia útil entre às 0h e 2h, com 8,66%. A maior redução em pu foi no dia útil entre às 16h e 17h; em percentual, no domingo/feriado entre às 13h e 15h, com 10,90%.

Apresenta-se na Figura 19 o comportamento do desvio de desbalanceamento de tensão ao longo das 24 horas dos três tipos de dia, lembrando que a grandeza é adimensional por se tratar de V_2/V_1 .

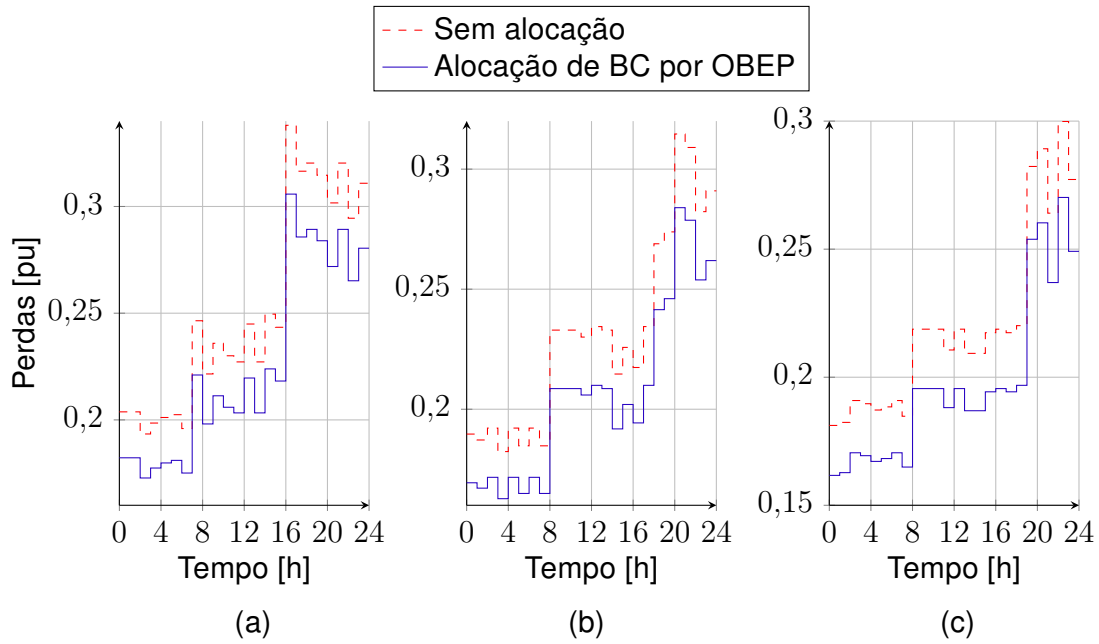


Figura 17 – Perdas com alocação de BC - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

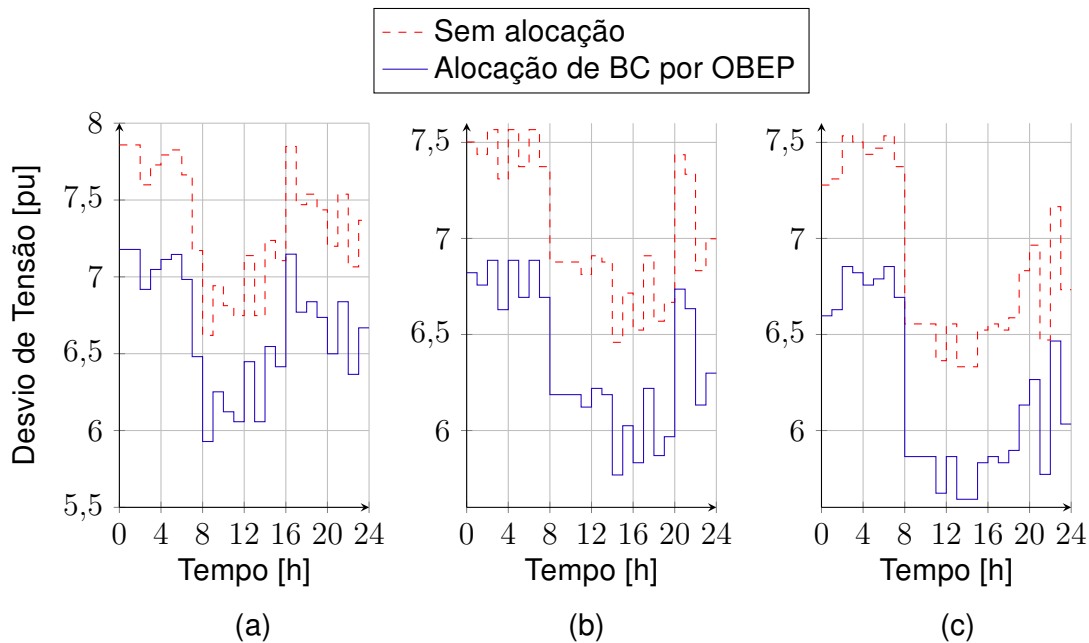


Figura 18 – Desvio de perfil de Tensão com alocação de BC - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Em todos os casos houve performance positiva enquanto as curvas de carga representassem menos que 60% da demanda total; totalizando 1,48%, 2,51% e 2,69% em cada tipo de dia. O intervalo de redução foi de 0,22% (entre às 11h e 12h de domingos/feriados), até 3,42% (entre às 0h e 1h de domingos/feriados).

Porém, houve performance negativa a partir de 60% de demanda; totalizando

-26,26%, -32,36% e -26,74% respectivamente. Com -9,15% (entre às 14h e 15h do sábado), no caso mais brando, até -56,39% (entre 9h e 10h do dia útil), no caso mais grave.

O saldo total contando com as 24 horas de cada dia ficou negativo, com total percentual de -24,31%, -27,73% e -21,68%.

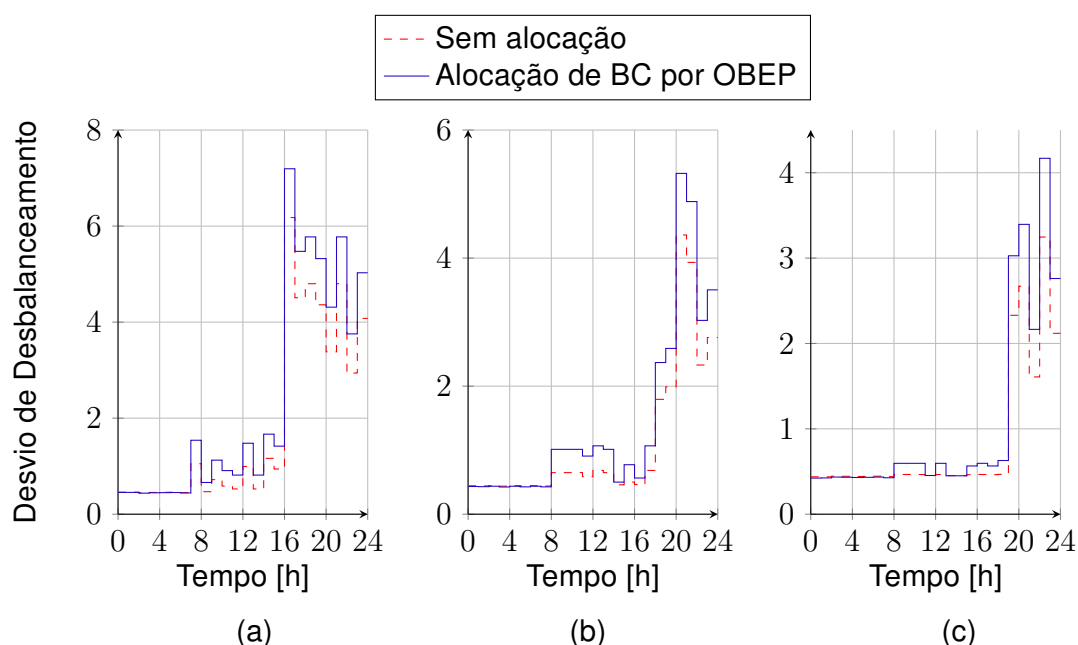


Figura 19 – Desvio de desbalanceamento de Tensão com alocação de BC - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

A.2 ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE REGULADOR DE TENSÃO - 34 BARRAS

Na Tabela 38, apresentam-se a localização e a tensão nominal que o método de alocação com OBEP forneceu na alocação de apenas RT no sistema de 34 barras.

Tabela 38 – Dimensionamento de alocação otimizada de apenas RT no sistema de 34 barras
 FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	RT
Linha	I5 (808-812)
Tensão [pu]	1,0375

Demonstra-se com a Figura 20 o comportamento dos taps de cada fase do RT ao longo de um dia útil, sábado e domingo/feriado.

Houve diferença de comutação de taps entre as fases, enquanto o tap da fase A permaneceu com ganho máximo para quase todas as horas de todos os dias, os taps das fases B e C começaram no máximo e decaíram no decorrer dos dias, sendo que a diferença entre as fases b e c são mais notáveis no dia útil do que no sábado e no domingo/feriado.

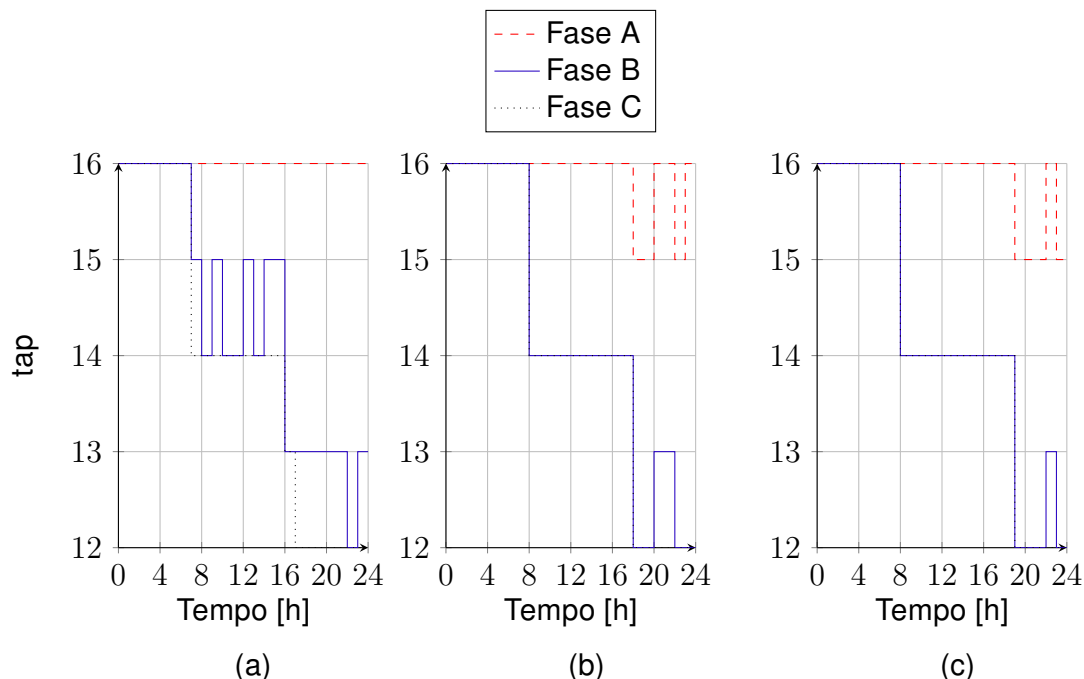


Figura 20 – Comutação dos taps com alocação de RT - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Observa-se na Figura 21 que há queda de performance na minimização de perdas em todos os tipos de dias com alocação única de RT em comparação com o sistema sem alocação; representando, respectivamente, -4,31%, -5,24% e -5,75%.

O caso mais brando ficou entre 16h e 17h do dia útil, com -1,39%; o caso mais grave, entre 0h e 1h de domingo/feriado, com -8,28%.

Da mesma forma que as perdas, os dados na Figura 22 demonstram que há queda de performance na minimização de desvio de fator de potência (excedente de potência reativa) em todos os tipos de dias, com alocação única de RT em comparação com o sistema sem alocação; totalizando -6,46%, -7,24% e -7,71% respectivamente.

O caso mais brando ficou entre 16h e 17h do dia útil com -4,17%; o mais grave entre 0h e 1h de domingo/feriado, com -10,74%.

A partir da Figura 23, observa-se que houve melhora no perfil de tensão com esse tipo de alocação em todos os tipos de dia. Representando, para cada tipo de dia, 73,35%, 74,99% e 76,19%.

O menor decréscimo em pu aconteceu entre 21h e 22h do domingo/feriado; o maior, entre 0h e 2h do dia útil. O menor decréscimo percentual, entre 16h e 17h do dia útil, com 67,87%; o maior, entre 13h e 15h do domingo/feriado, com 79,66%.

Na Figura 24-a, apresenta-se uma perda de performance de desvio de desbalanceamento de tensão entre às 0h e 2h (-12,64%), depois entre às 4h e 5h (-5,04%) e entre 5h e 6h (-8,97%) do dia útil. Isso representa uma piora de -9,83% para as 4 horas especificadas,

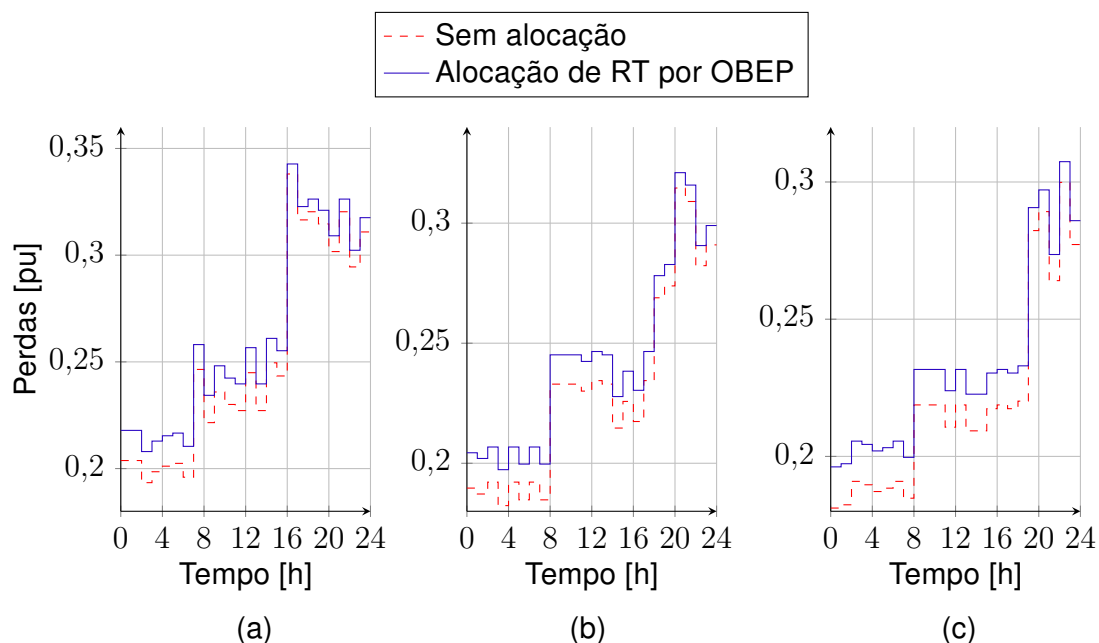


Figura 21 – Perdas com alocação de RT - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

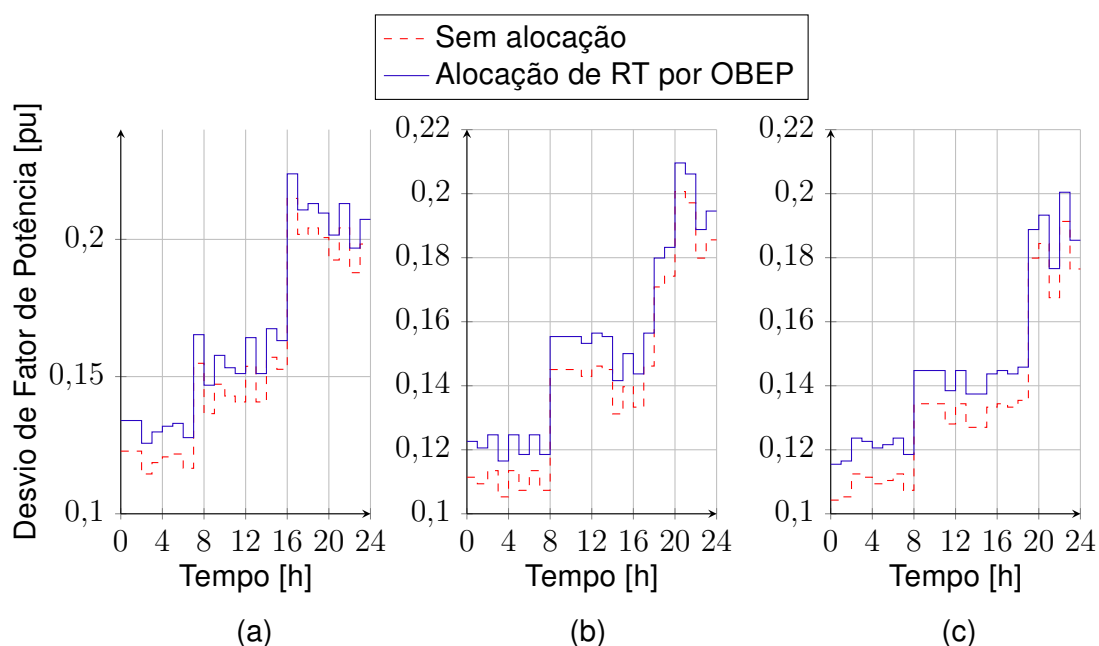


Figura 22 – Desvio de FP com alocação de RT - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

contra uma melhora total de 79,97% para o restante do período, o que totaliza uma melhora de 76,34% para todo o dia.

Ao contrário, os dados na Figura 24-b e na Figura 24-c demonstram que houve melhora no desvio de perfil de tensão (70,42% no sábado e 61,71% no domingo).

A menor redução percentual ficou entre às 6h e 7h do dia útil, com 1,33%; a maior

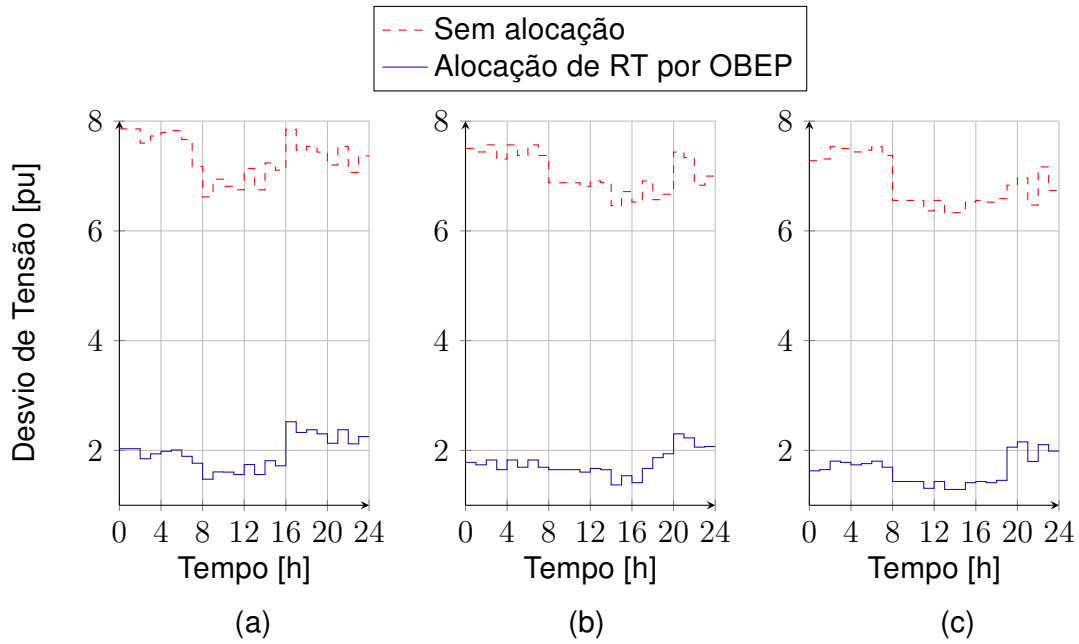


Figura 23 – Desvio de perfil de tensão com alocação de RT - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

entre às 16h e 17h do mesmo tipo de dia, com 96,00%.

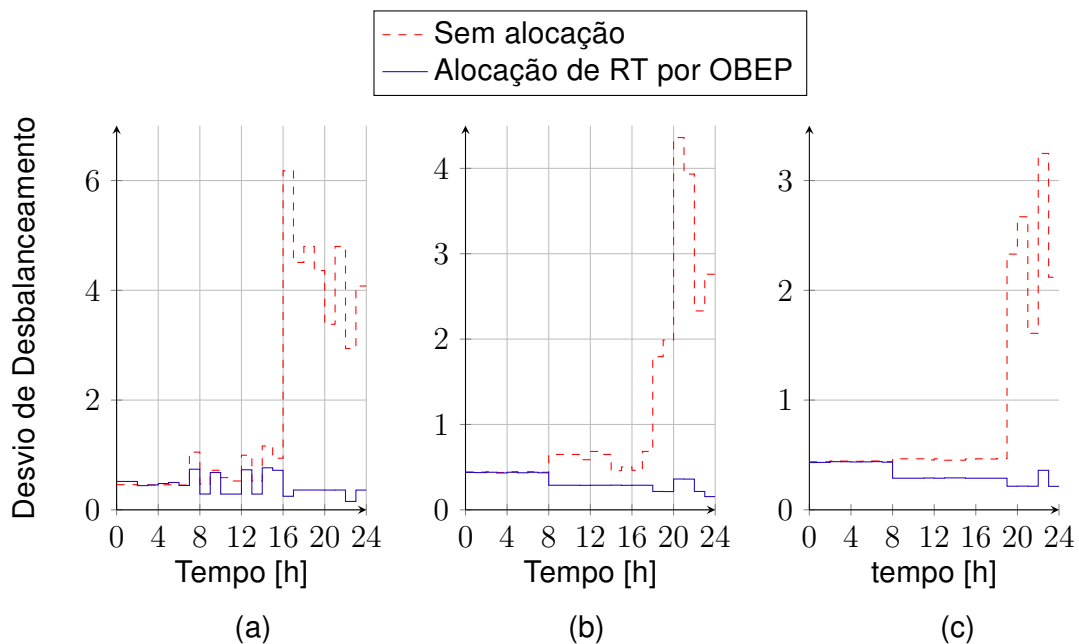


Figura 24 – Desvio de desbalanceamento de tensão com alocação de RT - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

APÊNDICE B – IMPACTO SISTEMÁTICO DA ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA NO PERFIL DE TENSÃO - 34 BARRAS

Consta na Figura 25 a melhora no perfil de tensão por barra na primeira hora do dia útil. A Tabela 39 contém a equivalência dos nomes das barras.

Observa-se o desbalanceamento entre as fases e que não houve violação do limite superior de tensão de 1,05 pu tanto para o sistema sem alocação quanto com.

Nota-se que, sem alocação, a fase A apresenta valores acima de 0,93 pu apenas nas barras 800, 802 e 806; a fase B, nas barras 800, 802, 806, 808 e 810; a fase C, nas barras 800, 802, 806 e 808. Em todas as outras barras há violação do limite inferior de tensão.

Após a alocação, 17 barras na fase A ainda apresentaram valores abaixo de 0,93 pu e 13 acima; na fase B, 3 abaixo e 27 acima; na fase C, 3 abaixo e 23 acima.

Tabela 39 – Equivalência dos nomes das barras
FONTE: O Autor (2015)

Equivalência	Original	Equivalência	Original
1	800	18	832
2	802	19	858
3	806	20	834
4	808	21	860
5	810	22	842
6	812	23	836
7	814	24	840
8	850	25	862
9	816	26	844
10	818	27	846
11	824	28	848
12	820	29	852
13	822	30	888
14	826	31	856
15	828	32	864
16	830	33	838
17	854	34	890

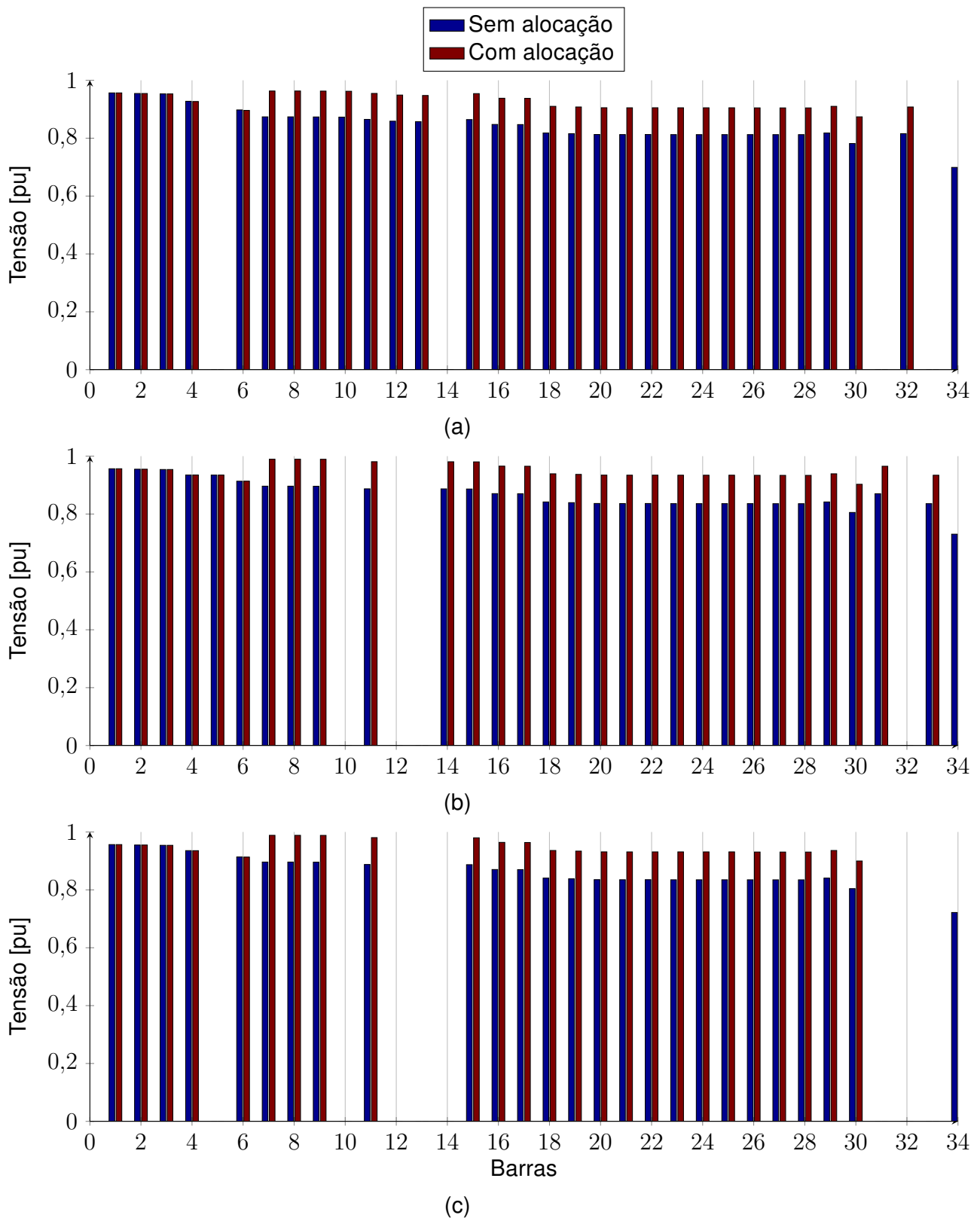


Figura 25 – Perfil de tensão por barra com alocação simultânea de BC e RT - 34 barras: (a) fase A, (b) fase B, (c) fase C
 FONTE: O Autor (2015)

APÊNDICE C – ANÁLISE DA MINIMIZAÇÃO DE F_3 NO SISTEMA DE 34 BARRAS

Uma vez que não houve maior minimização de desvio de perfil de tensão em nenhuma das alocações otimizadas em relação à alocação original, executou-se um teste extra considerando a penalidade de que a parcela F_3 da alocação otimizada de BC e RT deve ser menor que a mesma parcela alcançada pela alocação original.

Quanto as características escolhidas para este teste, optou-se pela alocação simultânea porque esta alcançou o melhor resultado global considerando as metas técnicas e o valor total da FO. E adotou-se o valor mínimo da penalidade em relação à alocação original porque ao se penalizar $F_3 = 0$, o algoritmo apresenta problemas de convergência.

Consta na Tabela 40 o resumo da comparação dos valores obtidos entre os resultados do sistema sem alocação, da alocação original, do teste de alocação simultânea anterior e o teste com a nova penalidade.

A formulação com a nova penalidade forneceu resultados globalmente melhores do que a alocação original e do que a formulação anterior. Em relação a esta última, houve 1,29% de redução nas perdas técnicas, o desvio de fator de potência continuou o mesmo (zero), o desvio de perfil de tensão diminuiu 79,71% e o desvio de desbalanceamento de tensão 74,43%. Porém, para obter esses resultados de metas técnicas, o algoritmo alocou um RT a mais, o que dobrou o seu custo.

Tabela 40 – Resumo dos resultados dos objetivos de minimização para o teste de alocação com a nova penalidade no sistema de 34 barras com curva horária
FONTE: O Autor (2015)

Minimização	Sem Alocação	Tipos de Alocação		
		Original	BC e RT	OBEP BC, RT e F_3
Perdas [pu]	16,8615	17,9309	16,2141	16,0054
Desvio do FP [pu]	10,4066	0,0000	0,0000	0,0000
Desvio de Tensão [pu]	510,7267	26,6251	111,8592	22,6910
Desvio de Desb.	92,4760	419,0420	35,2650	9,0180
Custo BC [R\$]	0,00	12800,00	6000,00	6000,00
Custo RT [R\$]	0,00	226800,00	114000,00	228000,00

Observa-se na Tabela 41 que, com a diminuição das metas técnicas e o aumento do custo de equipamentos da formulação sem penalidade para a formulação com penalidade, as parcelas de F_1 a F_4 que representavam 33,74% passaram a representar 18,43% da FO total. Ao contrário, as parcelas referentes aos custos, F_5 e F_6 passaram de 66,25% para 81,57%.

Tais diferenças representaram um aumento de 12,03% na FO. Contudo, a FO

com a nova penalidade ainda possui valor menor do que a FO obtida com o sistema sem alocação e com alocação original.

Tabela 41 – Parcelas e total da FO para o teste de alocação com a nova penalidade no sistema de 34 barras com curva horária

FONTE: O Autor (2015)

FO	Tipos de Alocação			
	Sem	Original	BC e RT	OBEP BC, RT e F_3
F_1	0,2869	0,3576	0,2441	0,2303
F_2	0,5954	0,0000	0,0000	0,0000
F_3	0,7325	0,0382	0,1604	0,0325
F_4	0,1129	0,5116	0,0431	0,0110
F_5	0,0000	1,1636	0,5455	0,5455
F_6	0,0000	0,6632	0,3333	0,6667
Total	1,7277	2,7342	1,3264	1,4860

Segundo a Tabela 42 o desempenho do algoritmo sem a nova penalidade é melhor do que com ela.

Foram necessárias 466 iterações (18,32%) e 07h39min30s (24,00%) a mais para chegar ao resultado ótimo. O tempo total sofreu menos incremento do que o tempo ótimo, 04h34min a mais, o equivalente a 12,44%.

Tabela 42 – Desempenho do algoritmo quanto a convergência com a nova penalidade

FONTE: O Autor (2015)

Convergência	BC e RT	BC, RT e F_3
Melhor Iteração	2544	3010
Melhor Tempo	31h54min30s	39h34min00s
Tempo Total	36h42min01s	41h16min03s

Apresenta-se na Tabela 43 o dimensionamento do BC alocado pelo otimizador com a nova restrição. O dimensionamento deste BC em relação ao anterior manteve-se o mesmo quanto ao tipo e potência nominal, a mudança ocorreu na barra, que mudou de 862 para 860.

Tabela 43 – Dimensionamento do BC com a nova penalidade no sistema de 34 barras

FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	BC
Barra	860
Tipo	Fixo
Potência [kvar]	300

Apresenta-se na Tabela 44 o dimensionamento dos RTs com a nova penalidade. A única semelhança entre a nova alocação de RT com a anterior é uma das linhas na qual um dos RTs foi alocado, I6 (812-814).

Tabela 44 – Dimensionamento dos RTs com a nova penalidade no sistema de 34 barras
 FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	RT_1	RT_2
Linha	I1 (800-802)	I6 (812-814)
Tensão [pu]	1,04375	1,0375

Mostra-se na Figura 26 o comportamento dos taps do primeiro RT para os três tipos de dia. A comutação da fase A diferiu pouco das outras em qualquer dia, de um a dois degraus; porém, as fases B e C comutaram de forma idêntica, exceto entre 21h e 22h de domingo/feriado, quando elas diferiram de um degrau.

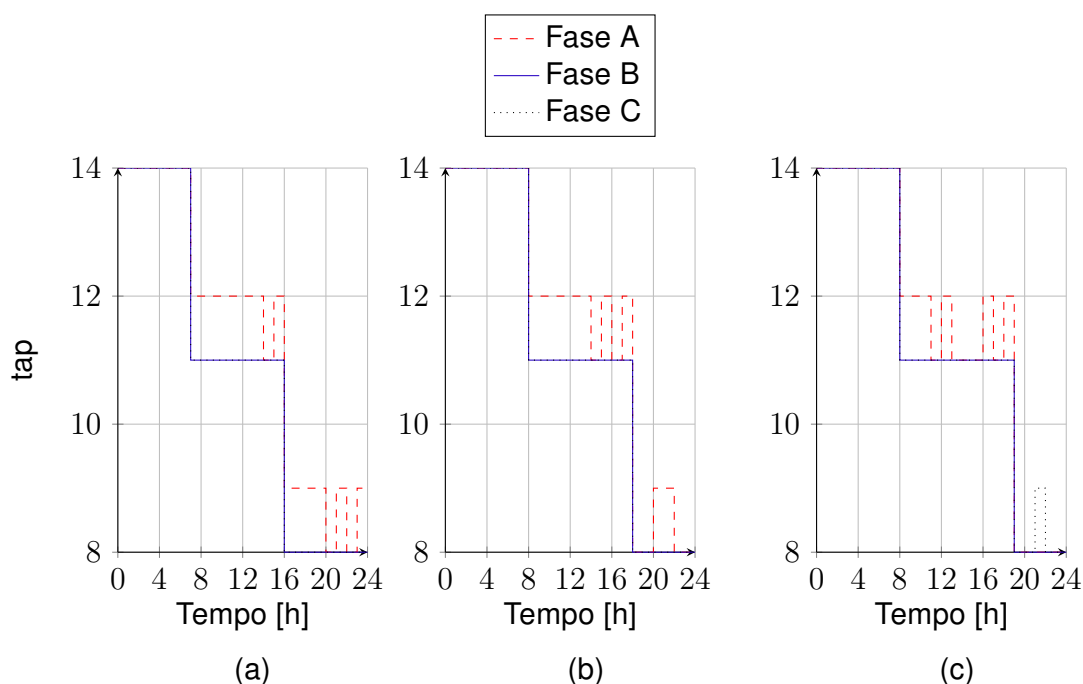


Figura 26 – Comutação dos taps do primeiro RT com a penalidade - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Demonstra-se o comportamento dos taps do segundo RT na Figura 27. Diferente do que ocorreu no primeiro RT, a comutação das fases foi tanto mais distinta quanto o ajuste foi mais baixo. A comutação da fase A foi a mais alta e se distanciou das outras de 2 a 6 degraus; as comutações da fase B e C foram idênticas a maior parte do tempo e se distanciaram no máximo em um degrau.

Analisa-se nos gráficos a seguir o desempenho do algoritmo modificado em relação ao anterior mostrando o impacto em cada meta técnica ao longo de cada tipo de dia.

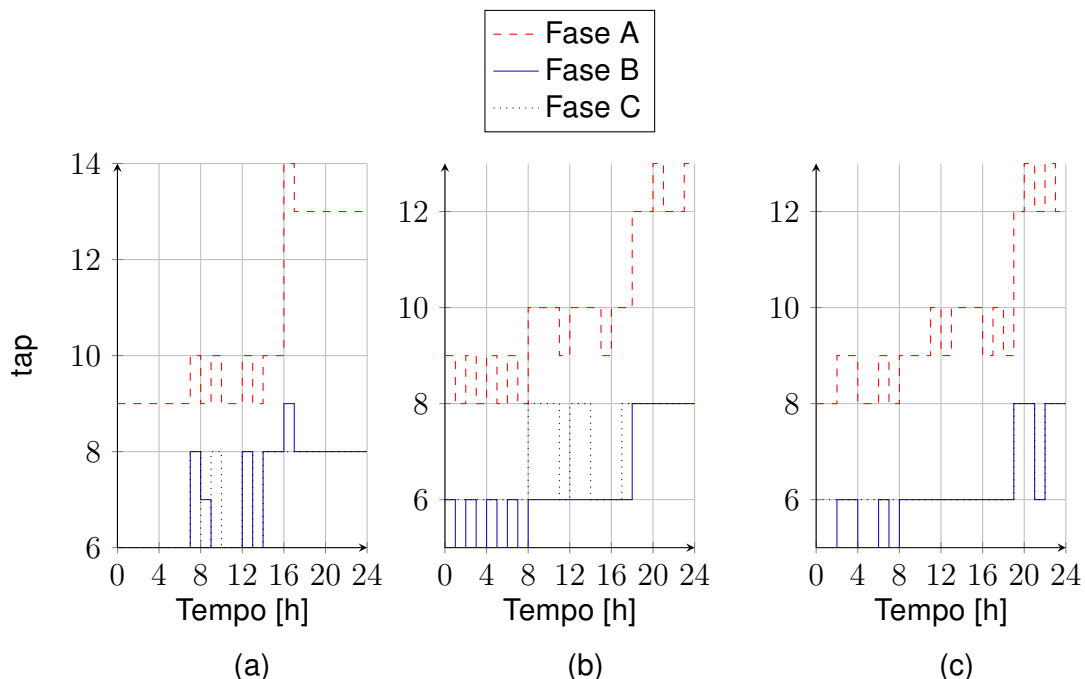


Figura 27 – Comutação dos taps do segundo RT com a penalidade - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Segundo a Figura 28, houve decréscimo nas perdas em todos os dias. Sendo que totalizaram 1,52% no dia útil, 1,25% no sábado e 1,06% no domingo/feriado.

A menor redução tanto em pu quanto em percentual ocorreu entre às 0h e 1h do sábado com 0,65%; a maior, entre às 16h e 17h do dia útil com 2,17%.

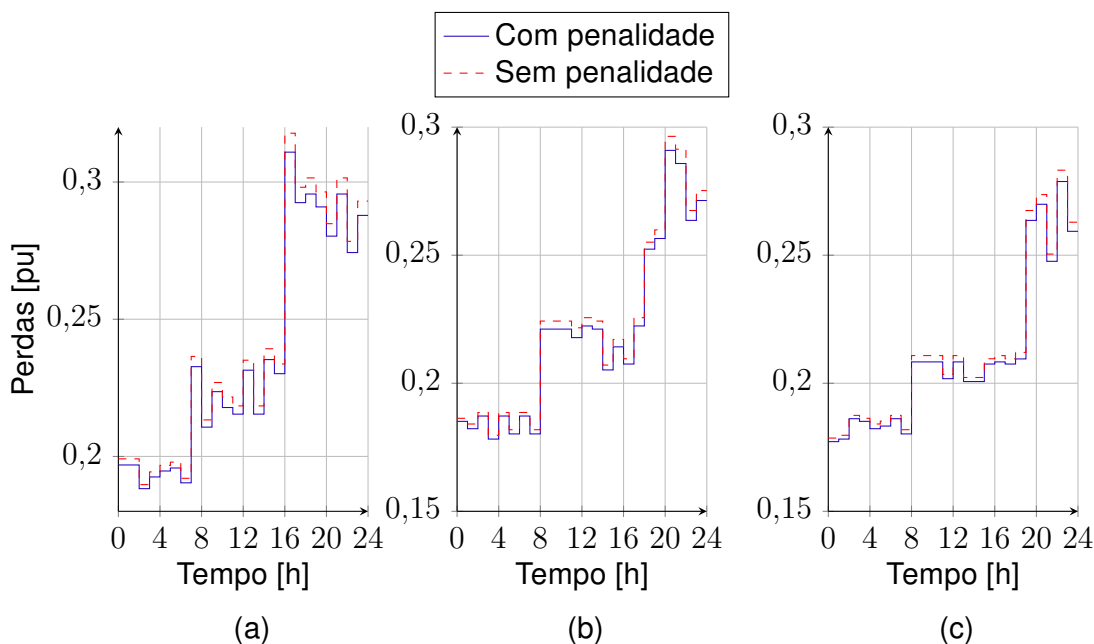


Figura 28 – Perdas com penalidade - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

O desvio de fator de potência manteve-se em zero da mesma forma que o resultado

obtido com a formulação anterior.

Demonstra-se com os gráficos de desvio de perfil e desbalanceamento de tensão o maior ganho em se adotar a penalidade de F_3 .

O comportamento do desvio de perfil de tensão no dia útil, sábado e domingo /feriado consta na Figura 29. Os ganhos de performance em cada tipo de dia foram, respectivamente, 81,07%, 79,23% e 78,56%.

A menor redução tanto em pu quanto em percentual ocorreu entre às 13h e 15h do domingo/feriado com 74,32%. A maior redução em pu ocorreu entre às 16h e 17h do dia útil; em percentual, entre às 0h e 2h do mesmo dia com 83,85%.

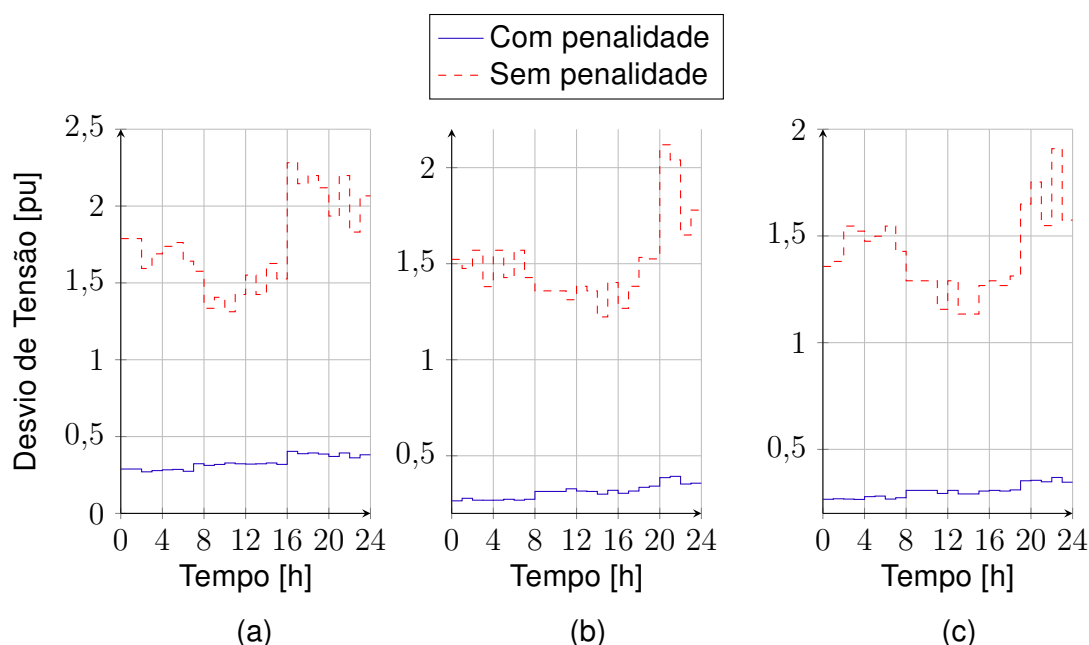


Figura 29 – Desvio de perfil de tensão com penalidade - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Apresenta-se na Figura 30 reduções de 74,28%, 80,20% e 68,32%, respectivamente. Sendo que a menor redução tanto do desvio da da relação V_2/V_1 quanto percentual foi entre às 21h e 22h do domingo/feriado com 8,80%.

Alcançou-se a maior compensação de desvio de desbalanceamento entre às 0h e 2h do dia útil, mas obteve-se o maior decréscimo percentual ao zerar o desvio, isso ocorreu uma vez no dia útil entre às 9h e 10h, e depois no sábado entre às 8h e 11h, entre 12h e 14h e também entre às 17h e 18h.

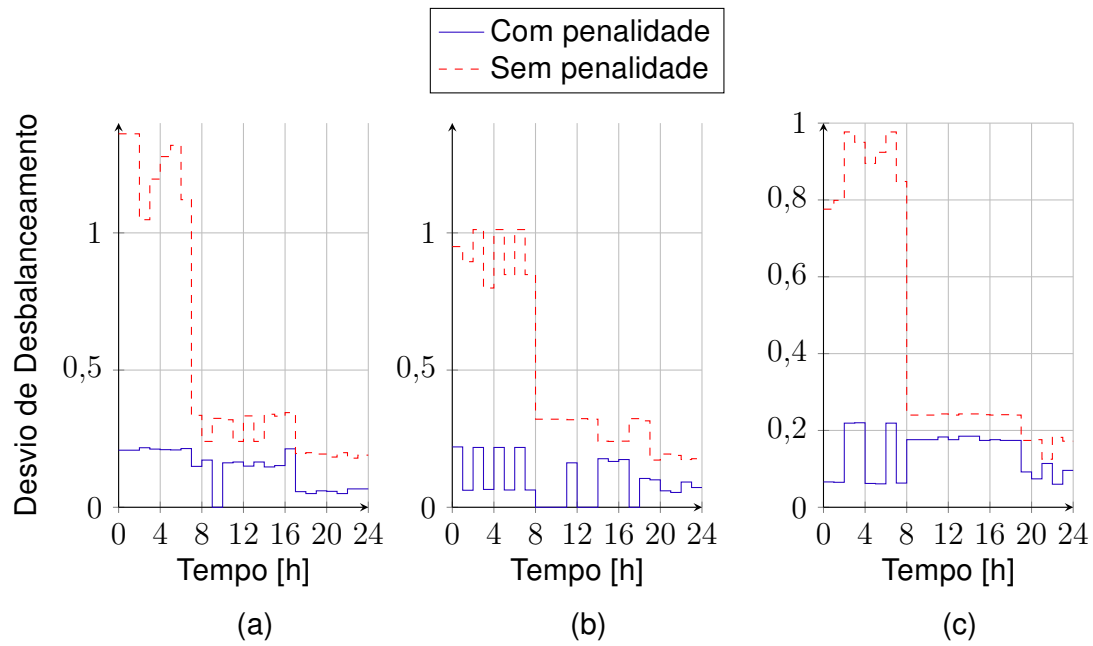


Figura 30 – Desvio de desbalanceamento de tensão com penalidade - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
FONTE: O Autor (2015)

APÊNDICE D – ANÁLISE DA ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO NO SISTEMA DE 34 BARRAS

O sistema de 34 barras sob a curva de carga utilizada não forneceu as características necessárias para a alocação de BCs automáticos, porque eles são requisitados em sistemas cujo patamar de carga leve é muito mais baixo do que os patamares médio e pesado. Sendo assim, não houve a oportunidade de se testar e validar a formulação proposta para esse tipo de equipamento.

Desta forma, efetuaram-se alterações de modo a se confrontar a formulação com um conjunto de sistema/curva que exigisse a alocação de BCs automáticos.

A primeira alteração deu-se diretamente na curva de carga, incrementando-a em 50% em patamares médio e pesado de modo a aumentar a suscetibilidade do sistema ao equipamento em questão. Porém, as cargas não PQ se auto regulavam a ponto da FO não se sensibilizar o bastante para requisitá-lo. Então, optou-se por tornar todas as cargas PQ e desta forma adequar o conjunto de testes para a nova avaliação.

Executaram-se simulações apenas para a curva horária com alocação simultânea de BC e RT por OBEP. Os resultados foram confrontados com o sistema sem alocação e com alocação original sob as mesmas condições de incremento de 50% na curva de carga em patamares médio e alto e com apenas cargas PQ.

Houve a necessidade de alterar os limites do OpenDSS para 0,7 pu e 1,1 pu no caso da alocação original, a fim de garantir a convergência.

A Tabela 45 resume os resultados obtidos para todas as metas técnicas e custos.

Houve redução do desvio de todas as metas técnicas com OBEP em relação ao sistema sem alocação; representando, respectivamente, 31,77%, 97,44%, 95,73% e 94,83%.

Porém, apesar da OBEP ter demonstrado melhora na minimização de perdas (6,57%), desvio de perfil e desbalanceamento de tensão (52,04% e 95,94%), houve piora no desvio do fator de potência, que deixou de ser zero.

Quanto aos custos, a alocação otimizada apresentou uma solução 28,96% mais cara.

Segundo os dados da Tabela 46, houve minimização da FO de 49,28% em relação ao sistema sem alocação e 43,74% em relação ao sistema com alocação original. Sendo que as metas técnicas representaram 30,70%; os custos dos BCs, 43,51%; e os custos dos RTs, 25,78%.

Tabela 45 – Resumo dos resultados dos objetivos de minimização para o teste de alocação no sistema de 34 barras com incremento de carga
 FONTE: O Autor (2015)

Minimização	Tipos de Alocação		
	Sem Alocação	Original	OBEP
Perdas [pu]	32,5071	23,7382	22,1793
Desvio do FP [pu]	20,1332	0,0000	0,5157
Desvio de Tensão [pu]	772,4983	68,7238	32,9629
Desvio de Desb.	1241,6360	1579,3720	64,1900
Custo BC [R\$]	0,00	12800,00	81000,00
Custo RT [R\$]	0,00	226800,00	228000,00

Tabela 46 – Parcelas e total da FO para o teste de alocação no sistema de 34 barras com incremento de carga
 FONTE: O Autor (2015)

FO	Tipos de Alocação		
	Sem Alocação	Original	OBEP
F_1	1,3217	0,7417	0,6386
F_2	1,1519	0,0000	0,0295
F_3	1,1080	0,0986	0,0473
F_4	1,5159	1,9282	0,0784
F_5	0,0000	1,1636	1,1250
F_6	0,0000	0,6632	0,6667
Total	5,0974	4,5953	2,5854

A convergência fornecida por este teste consta na Tabela 47. Apesar do algoritmo ter convergido em um número de iterações próximo aos outros testes, esta demonstrou ser a simulação mais demorada tanto em relação ao tempo para encontrar o ótimo quanto em relação ao tempo total, isso ocorreu devido ao esforço computacional do OpenDSS ser maior para a resolução do sistema com as modificações.

Tabela 47 – Desempenho do algoritmo quanto a convergência com incremento de carga
 FONTE: O Autor (2015)

Convergência	Incremento de Carga
Melhor Iteração	3117
Melhor Tempo	44h17min07s
Tempo Total	50h13min16s

A Tabela 48 contém o dimensionamento dos BCs alocados, ambos automáticos.

Apresenta-se na Figura 31 a comutação do BC_1 no dia útil. Ele permaneceu desligado das 0h até às 16h e também entre às 22 e 23h. Ele foi requisitado apenas entre às 20h e 22h no sábado, por isso não há gráfico para este dia. Da mesma forma para a comutação no domingo/feriado, pois ele ficou desligado durante o dia todo.

Tabela 48 – Dimensionamento dos BCs com incremento de carga no sistema de 34 barras
 FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	BC_1	BC_2
Barra	816	842
Tipo	Auto.	Auto.
Potência [kvar]	600	750

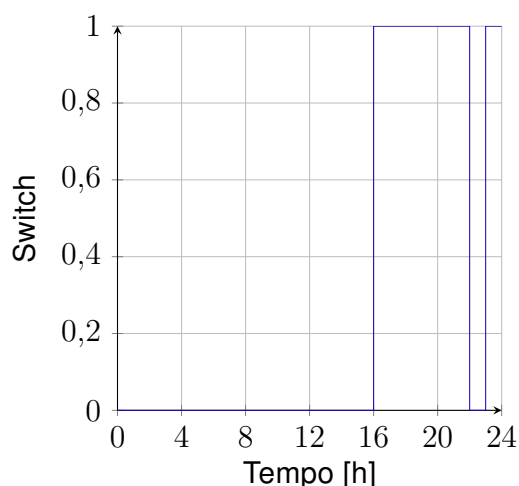


Figura 31 – Comutação do primeiro BC com incremento de carga ao longo do dia útil - 34 barras

FONTE: O Autor (2015)

Devido ao BC_2 ter se mantido ligado durante todo o dia útil, não há gráfico para a sua comutação neste dia. Também não há para o sábado e domingo/feriado, quando ocorreu algo parecido; no primeiro, ele comutou para desligado apenas entre às 3h e 4h; no segundo, ele desligou apenas entre às 0h e 2h.

A Tabela 49 contém o dimensionamento dos RTs alocados.

Tabela 49 – Dimensionamento dos RTs com incremento de carga no sistema de 34 barras
 FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	RT_1	RT_2
Linha	l6 (812-814)	l7 (814-850)
Tensão [pu]	1,0375	1,04375

Observa-se na Figura 32 o comportamento dos taps do RT_1 no dia útil e sábado (não houve produção de gráfico para os taps no domingo/feriado porque todas as fases se mantiveram em 16). A fase A permaneceu comutada no máximo para todas as horas de todos os dias. A comutação das fases B e C se distanciaram tanto da fase A quanto entre si em até apenas um degrau.

Demonstra-se o comportamento dos taps do RT_2 no dia útil, sábado e domingo/feriado na Figura 33. A comutação da fase A foi a maior, diferenciando-se das outras de 4 à 11

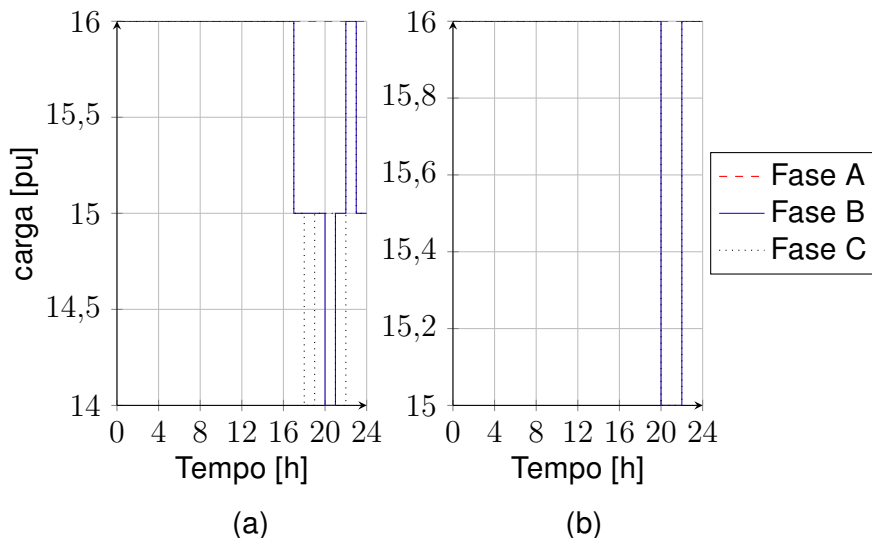


Figura 32 – Comutação dos taps do primeiro RT com o incremento de carga - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

degraus, enquanto que a comutação das fases B e C diferenciaram-se no máximo de dois.

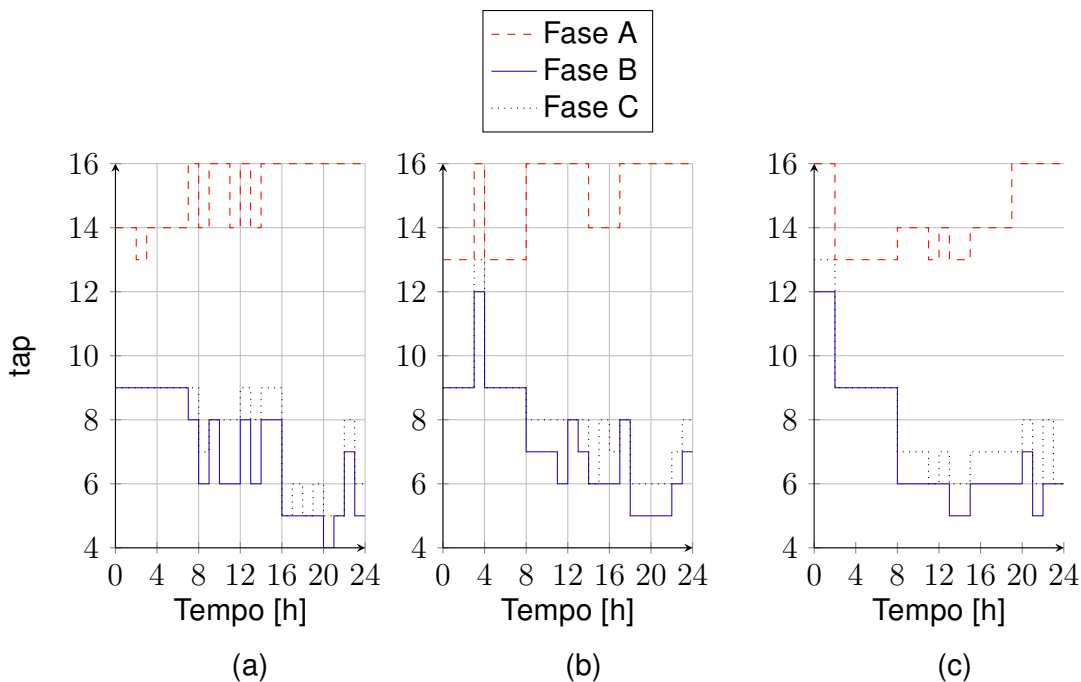


Figura 33 – Comutação dos taps do segundo RT com o incremento de carga - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Apresenta-se na Figura 34 a minimização das perdas para todos os tipos de dia. Sendo que houve, respectivamente, 32,47%, 31,74% e 30,97% de melhoria.

A menor redução em pu e em percentual ocorreu entre às 3h e 4h do sábado com 10,71%. A maior redução em pu, entre às 16h e 17h do dia útil, em percentual, entre às 20h e 21h do mesmo dia com 34,56%.

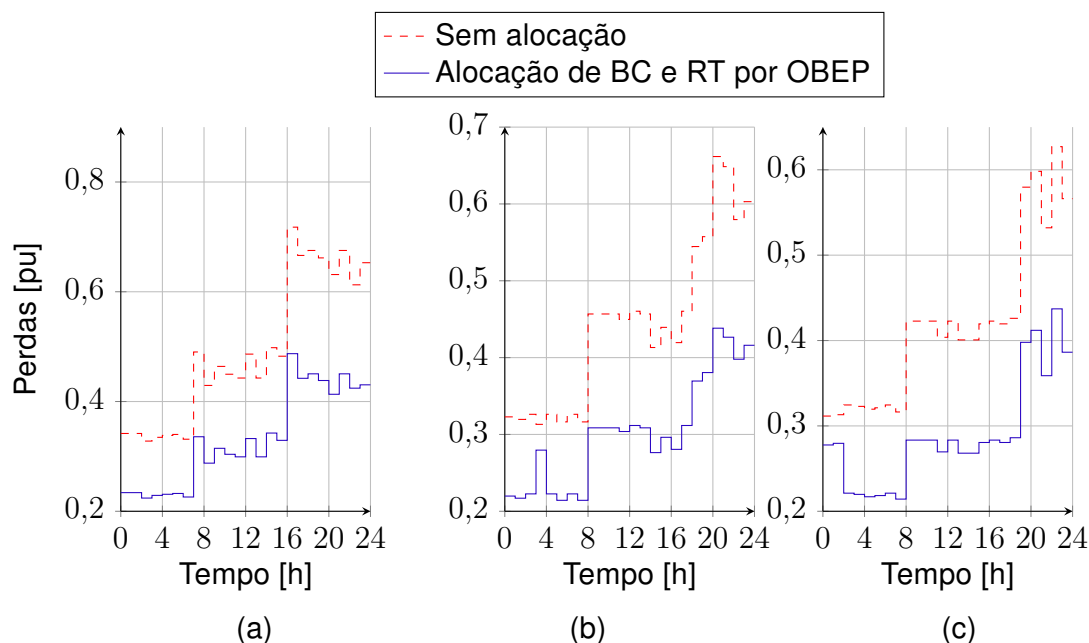


Figura 34 – Perdas com incremento de carga - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Quanto ao desvio de fator de potência/excedente reativo, a alocação sugerida não conseguiu zerá-lo apenas em duas situações; no sábado entre às 3h e 4h (0,1724 pu) e no domingo entre às 0h e 2h (0,3433 pu).

A correção do desvio de perfil de tensão em todos os tipos de dia constam na Figura 35, representando para cada um 95,71%, 95,82% e 95,67%.

A menor redução em pu foi entre às 0h e 1h do domingo/feriado. A maior redução em pu ocorreu na mesma hora do menor percentual, no dia útil entre às 16h e 17h, com 93,62%. A maior em termos percentuais aconteceu entre às 14h e 15h do domingo/feriado com 96,29%.

A minimização do desvio de desbalanceamento de tensão alcançou 94,67% no dia útil, 94,87% no sábado e 95,01% no domingo/feriado, como apresentado na Figura 36.

A menor redução de desvio desbalanceamento aconteceu entre às 0h e 1h do domingo/feriado; o maior, entre às 21h e 22h do dia útil. Atingiu-se o menor percentual no dia útil entre às 16h e 17h com 3,18%; o melhor, no domingo/feriado entre às 14h e 15h com 97,52%.

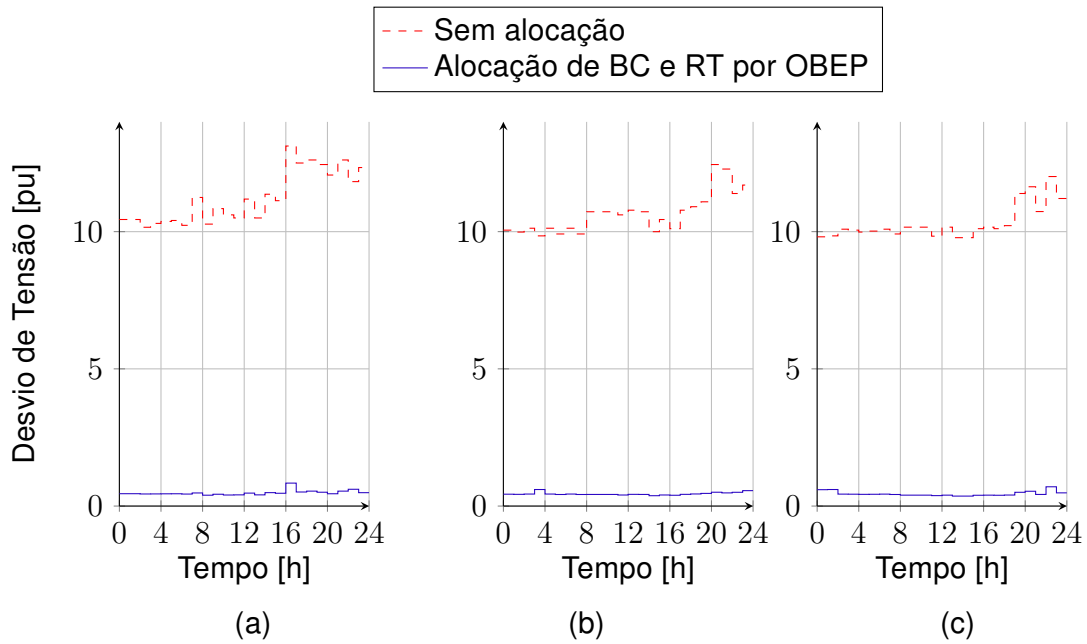


Figura 35 – Desvio de perfil de tensão com incremento de carga - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

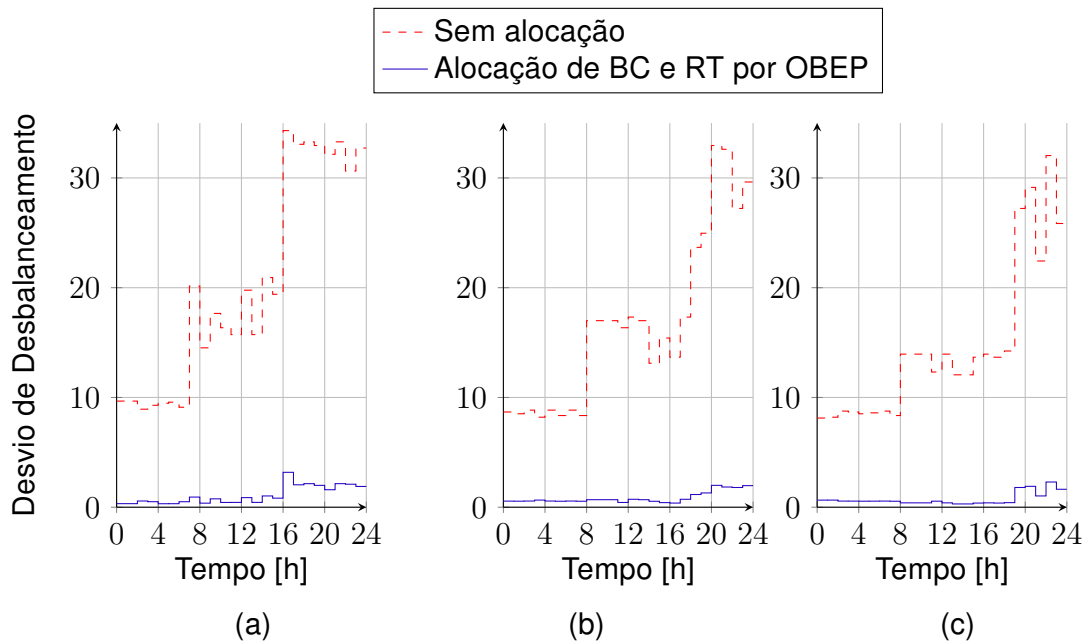


Figura 36 – Desvio de desbalanceamento de tensão com incremento de carga - 34 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

APÊNDICE E – ANÁLISE DA ALOCAÇÃO ÚNICA DOS EQUIPAMENTOS NO SISTEMA DE 123 BARRAS COM A CURVA HORÁRIA

E.1 ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE BANCO DE CAPACITORES - 123 BARRAS

Apresenta-se na Tabela 50 a localização, tipo e potência nominal do BC alocado pelo algoritmo de otimização.

Tabela 50 – Dimensionamento de alocação otimizada de apenas BC no sistema de 123 barras

FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	BC
Barra	76
Tipo	Fixo
Potência [kvar]	1200

Consta na Figura 37 o comportamento das perdas com alocação única de BC em comparação com o sistema sem alocação para todos os tipos de dia.

Houve minimização das perdas em todas horas de todos os dias; sendo respectivamente 17,76%, 16,68% e 15,95%.

A menor redução em pu deu-se entre 0h e 1h do domingo/feriado, com 11,42%; a maior, entre às 16h e 17h do dia útil, com 19,40%.

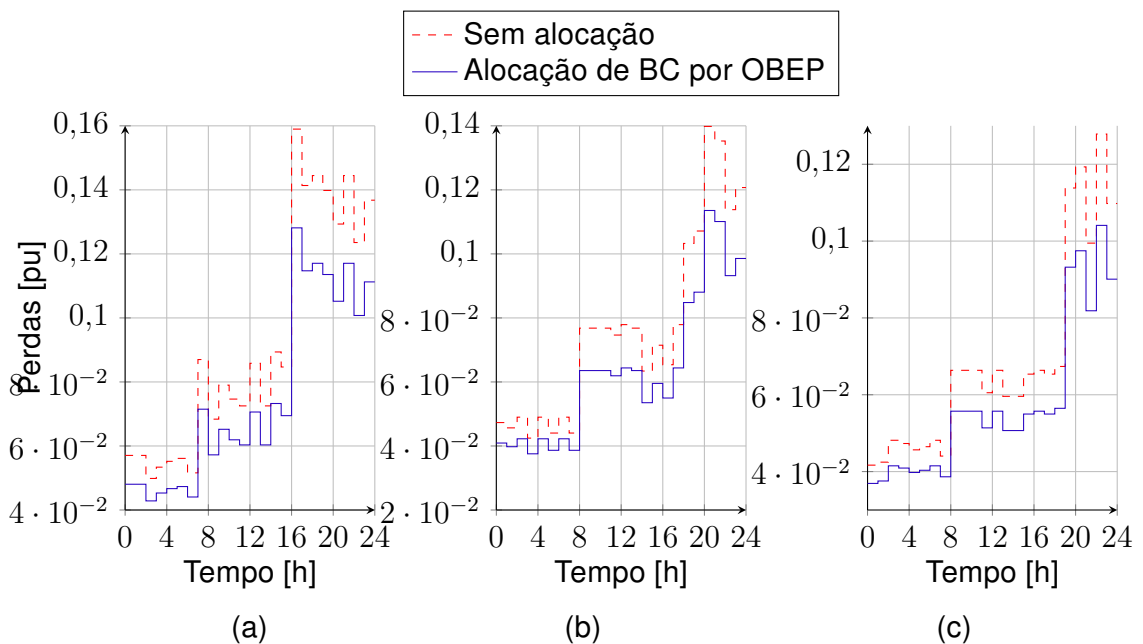


Figura 37 – Perdas com alocação de BC - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado

FONTE: O Autor (2015)

O desvio de fator de potência em termos de pu foi zerado para esta alocação.

Demonstra-se o desvio de perfil de tensão de todos os dias na Figura 38. Apesar desses desvios não terem sido zerados, houve minimização em todos os dias de, respectivamente, 70,62%, 73,94% e 75,54%.

A menor redução em pu foi entre às 21h e 22h do domingo/feriado; a maior entre às 0h e 2h do dia útil. Em termos percentuais ocorreu o contrário, com 62,59% entre às 0h e 2h do dia útil; e 87,57% entre às 21h e 22h do domingo/feriado.

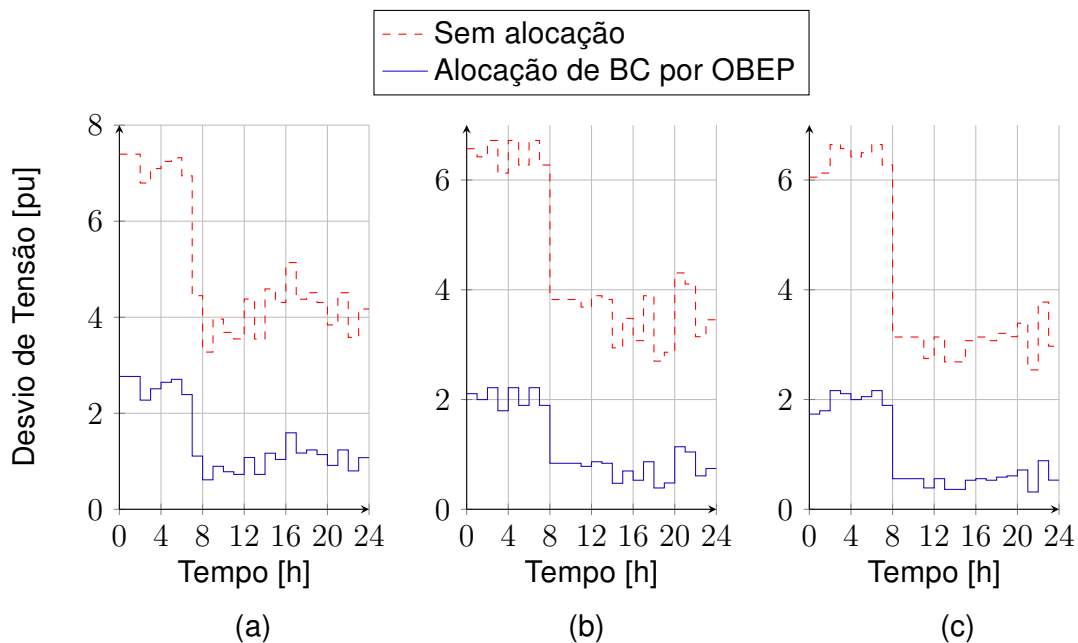


Figura 38 – Desvio de perfil de tensão com alocação de BC - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Na Figura 39, mostra-se a minimização do desvio de desbalanceamento de tensão. Não houve desvio desse indicador em todas as horas de todos os dias na situação sem alocação. Em todos os casos em que houve desvio, a alocação de apenas BC atuou positivamente, com minimização de 46,94% no dia útil, 55,63% no sábado e 62,02% no domingo/feriado.

Anulou-se o desvio no dia útil entre às 7h e 8h, 9h e 10h, 12h e 13h, e 15h e 16h; apesar da minimização de 100%, nesses momentos houve a menor redução em termos absolutos. Porém, neste mesmo dia ocorreu a maior redução em termos absolutos entre às 16h e 17h com 42,21%.

E.2 ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE REGULADOR DE TENSÃO - 123 BARRAS

Apresenta-se na Tabela 51 a localização e a tensão nominal otimizadas pelo algoritmo com alocação única de RT.

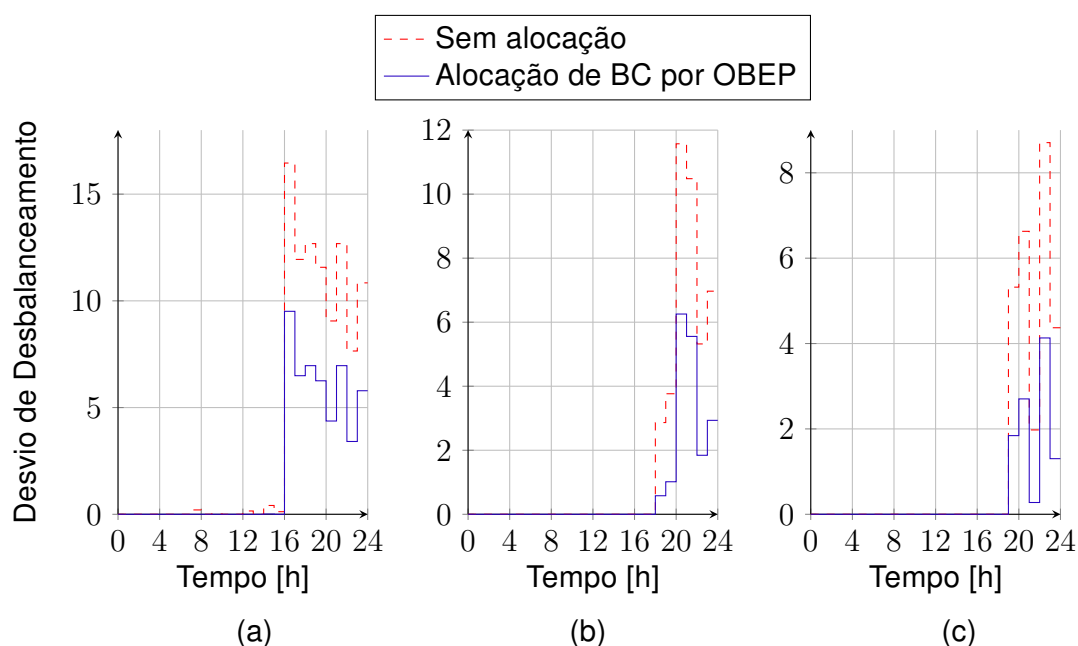


Figura 39 – Desvio de desbalanceamento de tensão com alocação de BC - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Tabela 51 – Dimensionamento de alocação otimizada de apenas RT no sistema de 123 barras
 FONTE: O Autor (2015)

Dimensionamento	RT
Linha	l115 (149-1)
Tensão [pu]	1,01875

Segundo os dados da Figura 40, o comportamento do tap da fase A foi diferente dos taps das fases A e B em todas as horas de todos os dias em pelo menos um degrau, a diferença máxima chegou a três degraus do tap da fase B e a dois da fase C. Os taps da fase B e C foram iguais em parte do tempo de todos os dias e a diferença máxima entre eles chegou a um degrau.

Através da Figura 41, demonstra-se que houve queda de performance na minimização das perdas com alocação única de RT. representando, respectivamente, totais de 3,80%, 2,62% e 1,92%.

O menor decréscimo tanto em pu quanto em percentual ocorreu entre às 6h e 7h do dia útil com 0,25%; o maior, entre às 16h e 17h do mesmo dia com 6,29%.

Porém, no dia útil houve uma piora das perdas entre às 2h e 3h; no sábado e no domingo/feriado, entre às 0h e 8h; resultando para cada dia um total de -0,05%, -5,77% e -7,07%. O caso mais grave foi entre às 0h e 1h do domingo/feriado (-1,68%); o mais brando entre às 2h e 3h do dia útil (-0,05%). Em todos esses momentos a curva de carga representava valores menores ou iguais à 41% da demanda.

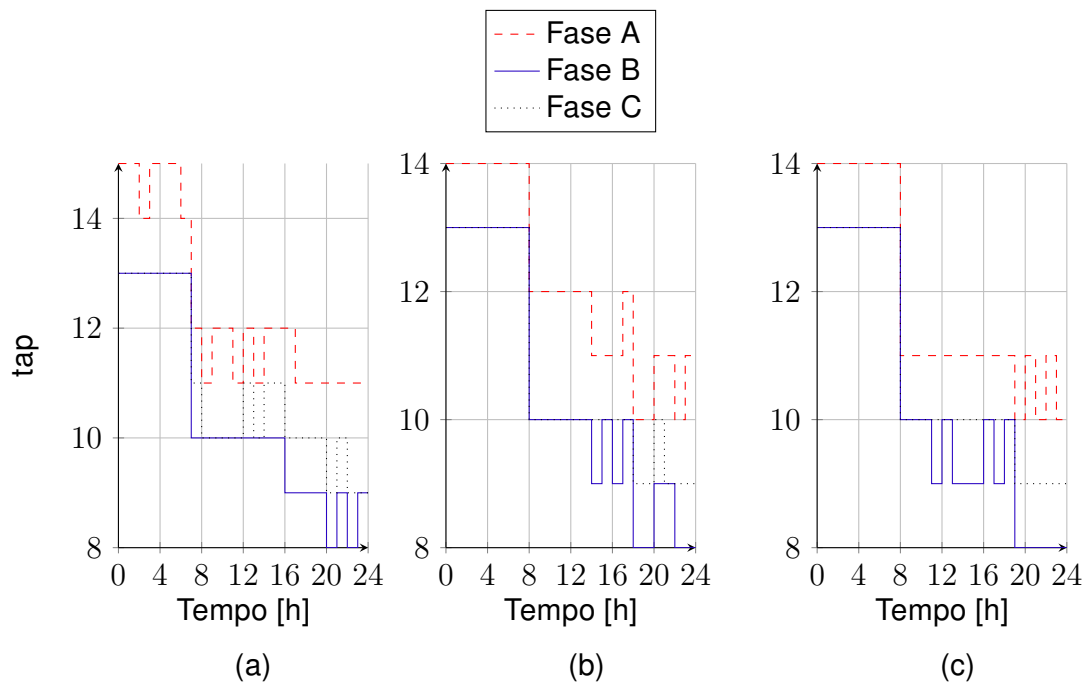


Figura 40 – Comutação dos taps com alocação de RT - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

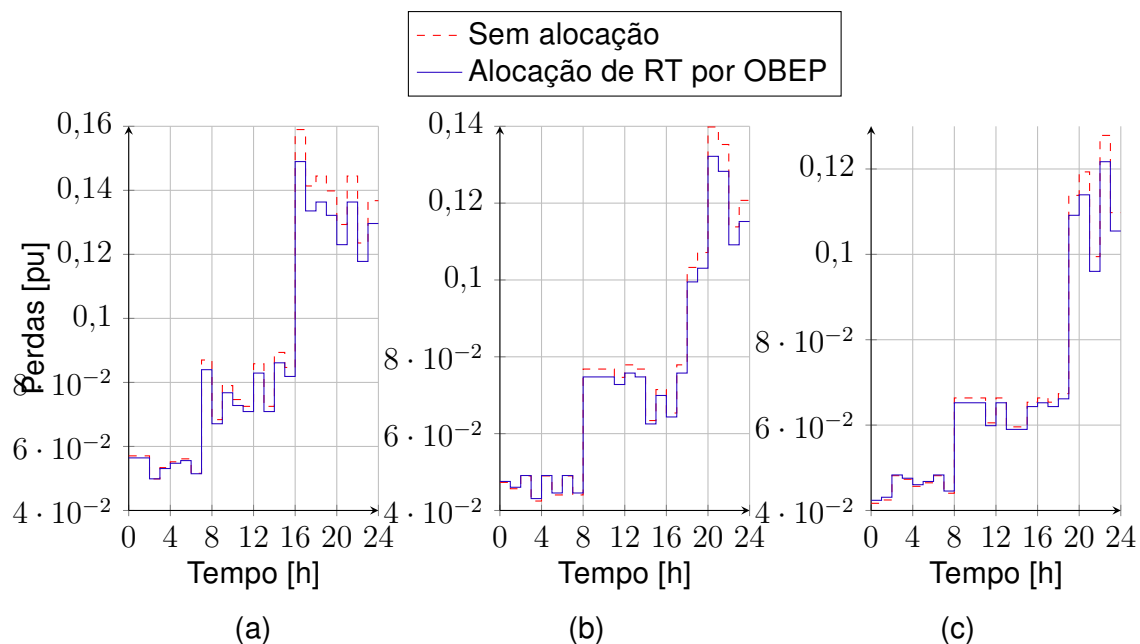


Figura 41 – Perdas com alocação de RT - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

De acordo com os dados da Figura 42, houve piora do desvio de fator de potência de -4,27% no dia útil, -5,11% no sábado e -5,52% no domingo/feriado.

Em pu, o caso mais grave ocorreu entre às 0h e 1h do domingo/feriado, com -9,19%; o mais brando, entre às 16h e 17h do dia útil, com -1,50%.

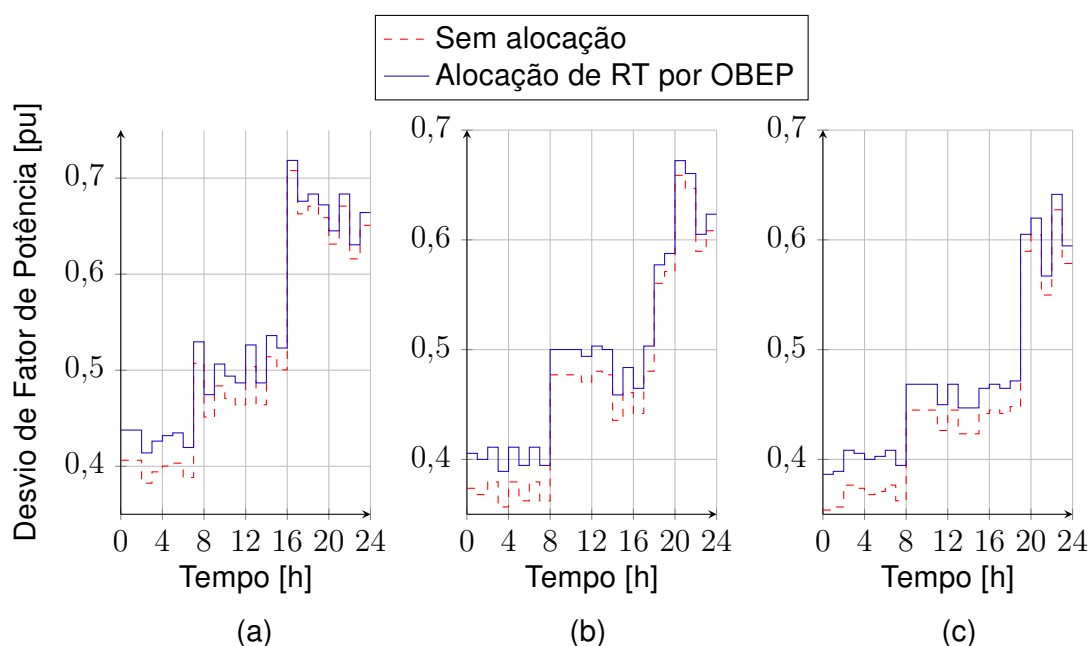


Figura 42 – Desvio de FP com alocação de RT - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Observa-se na Figura 43 que houve minimização de quase 100% do desvio de perfil de tensão em todos os dias, sendo respectivamente 99,89%, 99,94% e 99,96%.

A menor melhora em pu foi no domingo/feriado entre às 21h e 22h; a maior, no dia útil entre às 0h e 2h. Em termos percentuais, a menor, foi no dia útil entre às 16 e 17h. As maiores chegaram a 100%, quando o algoritmo foi capaz de zerar o desvio.

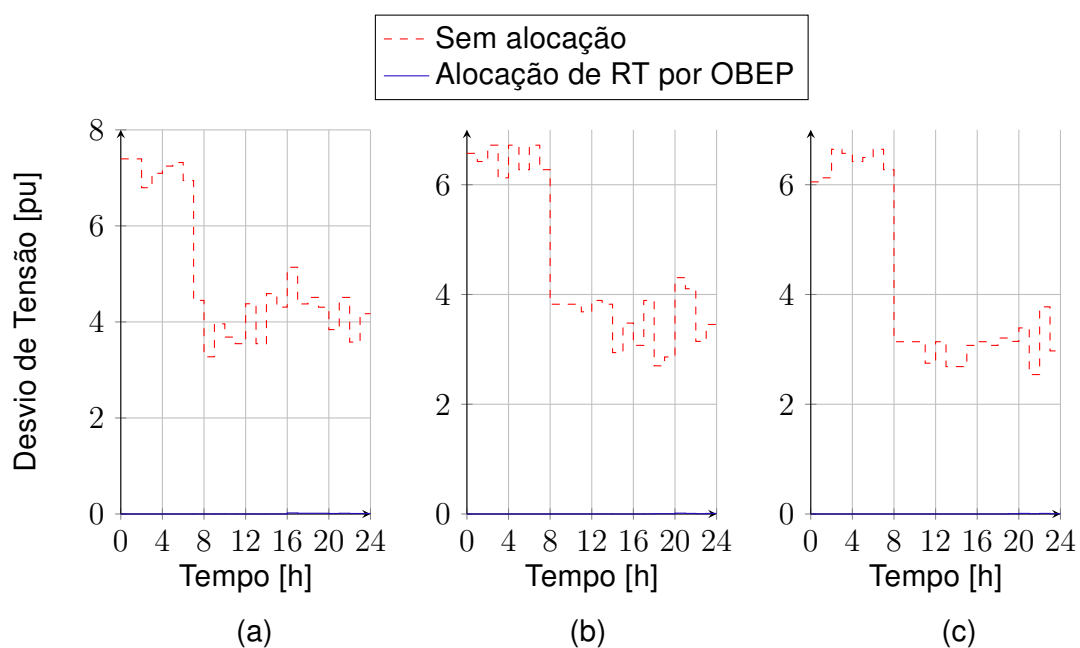


Figura 43 – Desvio de perfil de tensão com alocação de RT - 123 barras: (a) dia útil, (b) sábado, (c) domingo/feriado
 FONTE: O Autor (2015)

Anulou-se o desvio de desbalanceamento de tensão em quase todos os momentos. Ele não foi zerado apenas no dia útil entre às 17h e 22h e no sábado entre às 20h e 21h, sendo que as minimizações apresentadas ficaram por volta de 99%.