

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

GUILHERME STEILEIN

**ANÁLISE DE METODOLOGIAS PARA OPERAÇÃO DE
CAPACITORES AUTOMÁTICOS INSTALADOS EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CURITIBA

2012

GUILHERME STEILEIN

**ANÁLISE DE METODOLOGIAS PARA OPERAÇÃO DE
CAPACITORES AUTOMÁTICOS INSTALADOS EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Thelma Solange Piazza Fernandes

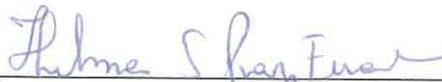
Co-orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

CURITIBA

2012

GUILHERME STEILEIN

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

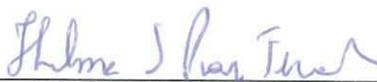


Prof.^a Thelma S. Piazza Fernandes, Dr.^a
Orientadora



Prof. Evelio M. G. Fernandes, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora



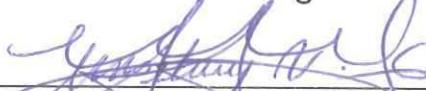
Prof.^a Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr.^a (UFPR)
Orientadora



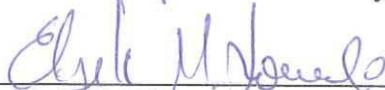
Prof.^o Alexandre Rasi Aoki, Dr. (UFPR-LACTEC)
Co-Orientador



Cresencio Silvio Segura Salas, Dr. (LACTEC)



Prof. Clodomiro Unsihuay Vila, Dr. (UFPR)



Prof.^a Elizete Maria Lourenço, Dr.^a (UFPR)

CURITIBA, 29 DE JUNHO DE 2012.

Aos meus pais Luiz Fernando e Beatriz.

Por todo o amor, por quem sou e

por tudo que alcancei.

AGRADECIMENTOS

Este espaço é dedicado a todos aqueles que deram a sua contribuição para que esta dissertação fosse realizada. A todos eles deixo aqui o meu agradecimento sincero.

Em especial a professora Thelma Solange Piazza Fernandes, por mostrar o verdadeiro significado da palavra orientador, seus conselhos, suas ideias, seu carinho, foram fundamentais para a realização deste trabalho.

Ao professor Alexandre Rasi Aoki, por todos os conselhos dados em classe e no decorrer deste projeto.

À professora Elizete Maria Lourenço pelos seus ensinamentos, principalmente por me ensinar que sempre podemos ir um pouco além.

Aos demais professores da banca, pela paciência de lerem todo o trabalho e dar as suas contribuições.

A todos os meus amigos do PPGEE, pela amizade, companheirismo e pela colaboração na realização deste trabalho.

Bear in mind that the wonderful things you learn in your schools are the work of many generations, produced by enthusiastic effort and infinite labor in every country of the world. All this is put in your hands as your inheritance in order that you may receive it, honor it, add to it, and one day faithfully hand it on to your children.

Albert Einstein

RESUMO

Bancos de Capacitores automáticos são utilizados em redes de distribuição de maneira a compensar a energia reativa demanda pelas cargas de rede de distribuição de energia elétrica, reduzir perdas elétricas, melhorar perfil de tensão e reduzir custos operacionais e de manutenção. Considerando que as cargas estão sujeitas a variações ao longo do dia, a operação destes equipamentos, sem ajustes otimizados, pode não ser suficiente para prover a compensação reativa necessária. Para tanto, existem diversas metodologias propostas na literatura a fim de realizar o controle ótimo da operação dos bancos de capacitores em sistemas de distribuição. Estas metodologias podem ser divididas em três tipos: as que utilizam métodos clássicos de programação inteira-mista; inteligência artificial (IA) e técnicas matemáticas tradicionais ajustadas ao problema. Neste trabalho, o foco principal é implementar, comparar e aprimorar técnicas matemáticas tradicionais, pois elas apresentam bom desempenho computacional, o que é ideal para soluções em redes elétricas inteligentes que operam através de sistemas corretivos e que demandam soluções rápidas. Utilizando um Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado com o objetivo de promover a manutenção nos níveis aceitáveis de tensão, três abordagens diferentes foram avaliadas: inclusão de função penalidade; inclusão de função sigmoidal e ajustes heurísticos. A validação destas metodologias foi realizada comparando-se os resultados obtidos através de uma busca exaustiva num sistema de 70 barras, com curvas de carga parametrizadas. Os resultados obtidos foram bastante consistentes para os vários casos testados e mostram alternativas rápidas e eficientes para o controle de reativo no sistema elétrico.

Palavras-chave: Bancos de Capacitores Automáticos. Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado.

ABSTRACT

Automatic capacitor banks are used in distribution networks in order to compensate the reactive power of the network, contribute to the reduction of electrical losses, improve voltage profile and reduce operating costs and maintenance. Whereas the loads are subject to variation throughout the day, the operation of equipment, without optimized settings, it may not be sufficient to provide the required reactive compensation. For this, there are several methods proposed in the literature in order to achieve optimal control of the operation of capacitor banks in distribution systems. These methodologies can be divided into three types: those using classical methods of mixed-integer programming, artificial intelligence (AI) and traditional mathematical techniques adjusted to the problem. In this work, the main focus is to implement, compare and enhance traditional mathematical techniques, because they provide good computational performance, what is ideal to solutions for intelligent networks that operate through remedial systems and quick solution. Using an Optimal Power Flow Parameterized aiming to promote the maintenance of acceptable levels of voltage, three different approaches were evaluated: the inclusion of penalty function, inclusion of sigmoidal function and heuristic adjustments. The validation of these methods was performed comparing the results with the ones obtained by an exhaustive search using a system of 70 buses with load curves parameterized. The results were fairly consistent for the various cases tested and show rapid and efficient alternative for the control of reactive power system.

Keywords: Banks of Automatic Capacitors. Optimal Load Flow.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 2.1 – MONTAGEM DE CAPACITORES	24
FIGURA 2.2 – MATERIAL INTERNO DO CAPACITOR PRONTO PARA TESTE	25
FIGURA 2.3 – PARTE ATIVA DO CAPACITOR FINALIZADA	26
FIGURA 2.4 – CONTROLADOR INTELLICAP PLUS DA S&C.....	27
FIGURA 2.5 – DISPOSITIVO DE TEMPO.....	31
FIGURA 2.6 – CURVA DE OPERAÇÃO DO SENSOR TEMPO-TENSÃO.....	32
FIGURA 3.1 – PASSOS DA METODOLOGIA <i>ON LINE</i>	46
FIGURA 3.2 – PASSOS DA METODOLOGIA <i>OFF LINE</i>	47
FIGURA 3.3 – FUNÇÃO SIGMOIDAL	55
FIGURA 4.1 – SISTEMA DE 70 BARRAS.....	59
FIGURA 4.2 – CURVAS DE CARGA 1, 2 E 3 RESPECTIVAMENTE	61
FIGURA 4.3 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – DIAS ÚTEIS <i>ON LINE</i> E <i>OFF LINE</i>	63
FIGURA 4.4 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – DIAS ÚTEIS PENALIDADE E SIGMOIDAL	64
FIGURA 4.5 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – DIAS ÚTEIS PENALIDADE E PENALIDADE MODIFICADA.....	66
FIGURA 4.6 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – SÁBADOS <i>ON LINE</i> E PENALIDADE MODIFICADA	67
FIGURA 4.7 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – DOMINGOS <i>ON LINE</i> E PENALIDADE MODIFICADA	68
FIGURA 4.8 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 2 – DIAS ÚTEIS.....	69

FIGURA 4.9 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 2 – SÁBADOS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA	70
FIGURA 4.10 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 2 – DOMINGOS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA	71
FIGURA 4.11 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 2 – DOMINGOS OFF LINE E PENALIDADE MODIFICADA	72
FIGURA 4.12 – RESULTADOS DA CURVA DE CARGA 3 PARA OS DIAS ÚTEIS..	72
FIGURA 4.13 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 3 – SÁBADOS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA	73
FIGURA 4.14 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 3 – DOMINGOS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA	74
FIGURA 4.15 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 3 – DOMINGOS OFF LINE E SIGMOIDAL.....	75
FIGURA 4.16 – PERFIL DE POTÊNCIA GERADA A 75 METROS DE UM DIA DE PRIMAVERA E DE VERÃO	82
FIGURA 4.17 – CHAVEAMENTO NA CURVA DE CARGA 1 COM GERAÇÃO EÓLICA NA BARRA 62.....	85

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – PONTOS DE ENTREGA EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU INFERIOR À 1 KV	28
TABELA 3.1 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DE ENTRADA/SAÍDA DO BC.....	46
TABELA 3.2 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DE ENTRADA/SAÍDA DO CAPACITOR OFF LINE	48
TABELA 3.3 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DOS LIMITES DE TENSÃO.....	56
TABELA 4.1 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 1 – DIAS ÚTEIS	76
TABELA 4.2 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 1 – SÁBADOS .	76
TABELA 4.3 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 1 – DOMINGOS	77
TABELA 4.4 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 2 – DIAS ÚTEIS	77
TABELA 4.5 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 2 – SÁBADOS .	78
TABELA 4.6 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 2 – DOMINGOS	78
TABELA 4.7 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 3 – DIAS ÚTEIS	79
TABELA 4.8 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 3 – SÁBADOS .	79
TABELA 4.9 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 3 – DOMINGOS	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT –	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANSI	– American National Standards Institute
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
BCs	– Bancos de Capacitores
COPEL	– Companhia Paranaense de Energia Elétrica
DRC	– Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	– Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DRCM	– Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica
DRPM	– Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária
FO	– Função Objetivo
FPO	– Fluxo de Potência Ótimo
IEEE	– Institute of Electrical and Electronics Engineers
KKT	– Karush-Kuhn-Tucker
LTC	– Transformadores com Mudança de Tap Sob Carga
PNL	– Programação não Linear
TA	– Tensão de Atendimento
TC	– Transformador de Corrente
TCO	– Tensão Contratada
TL	– Tensão de Leitura
TN	– Tensão Nominal
TP	– Transformador de Potencial
SE	– Subestação

SUMÁRIO

RESUMO	6
ABSTRACT	7
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	8
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	11
1.1 INTRODUÇÃO.....	15
1.2 MOTIVAÇÃO.....	17
1.3 CONTEXTUALIZAÇÃO.....	18
1.4 OBJETIVOS	22
1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	22
2 BANCOS DE CAPACITORES	23
2.1 INTRODUÇÃO	23
2.2 CARACTERÍSTICAS DOS BCS EMPREGADOS EM DISTRIBUIÇÃO	29
2.2.1 Tipos	29
2.2.2 Conexão.....	29
2.2.3 Operação	30
2.3 CONTROLE	30
2.3.1 Sensor de Tempo.....	31
2.3.2 Sensor de Tensão.....	31
2.3.3 Elevação de Tensão Causada pela Instalação dos BCS.....	33
2.3.4 Ajuste da Tensão	33
2.3.5 Sensor de Corrente.....	34
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	35

3 TÉCNICAS PARA AJUSTES DE CHAVEAMENTOS DE BANCOS DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS.....	36
3.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	36
3.1.1 Restrições de Igualdade.....	38
3.1.2 Restrições de Desigualdade	39
3.1.3 Função Objetivo	39
3.1.4 Método dos pontos Interiores versão Primal-Dual	41
3.1.5 Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado – Solução Continuada.....	42
3.2 HEURÍSTICAS PARA AJUSTE DE BANCO DE CAPACITORES.....	45
3.2.1 Análise de curtíssimo prazo – ON LINE.....	45
3.2.2 Análise de planejamento – OFF LINE.....	47
3.3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM FUNÇÃO PENALIDADE	48
3.4 FUNÇÃO PENALIDADE MODIFICADA.....	51
3.5 FLUXO DE POTÊNCIA COM FUNÇÃO SIGMOIDAL.....	52
3.6 VALIDAÇÃO.....	55
3.6.1 Perdas de Potência Ativa.....	56
3.6.2 Violações dos Limites de Tensão: soma de todos os desvios de magnitudes tensão em relação aos limites mínimos e máximos ao longo de um período.	56
3.6.3 Violações das Quedas de Tensão: soma de todas as quedas de tensão acima de 4% a partir da subestação ao longo de um período.	57
3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	58
4 RESULTADOS.....	59
4.1 SISTEMA DE 70 BARRAS	59
4.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	86
5 CONCLUSÕES	87

5.1 CONCLUSÕES	87
5.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	88
REFERÊNCIAS.....	89
ANEXO A - MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES.....	94
ANEXO B – SISTEMA DE 70 BARRAS (BARAN E WU, 1989)	105

1 INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

O homem não deixou a idade da pedra porque acabaram-se as pedras, assim como, a era do combustível fóssil não irá acabar pela falta do petróleo, e sim pela necessidade natural de evolução ditadas pelos impactos ambientais e avanços tecnológicos.

Atualmente, alternativas mais ecológicas como geração eólica ou fotovoltaica são uma nova realidade do setor elétrico nacional. Estas alternativas são uma resposta a questionamentos, levantados sempre que se anuncia uma nova usina hidrelétrica, tais como: inundação de área verde, impacto ambiental e outros.

No entanto, como para todo bônus tem um ônus, a inserção de parques geradores eólicos na rede elétrica, por exemplo, exige cuidados especiais quanto aos impactos na rede, confiabilidade, suporte de reativo e outros. Assim, conhecer, analisar e integrar qualquer que seja a nova tecnologia em um rede elétrica é fundamental e chave para um futuro sustentável.

Nesta linha de raciocínio, salientam-se como quesitos imprescindíveis de estudo, a qualidade sistêmica da energia fornecida por estas novas fontes alternativas instaladas e também pela grande quantidade de equipamentos eletrônicos, que podem apresentar mau comportamento, por exemplo, *drives* de motores controlados pela passagem pelo zero, e até mesmo queima em situações adversas.

Agentes do setor elétrico, como a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, fornecem diretrizes básicas acerca dos limites de qualidade pré-estabelecidos. Para que as distribuidores de energia elétrica operem o sistema de distribuição satisfazendo requisitos de qualidade, continuidade e segurança são necessários estudos prévios que levem em consideração os padrões exigidos pelas resoluções cabíveis, como por exemplo, manutenção dos níveis de tensão dentro de

limites pré-especificados.

Para tanto, as ações usuais executadas pelas concessionárias para que se promova esse controle dos níveis de tensão, da potência reativa do sistema e do fator de potência são (GONEN, 2008):

- Uso de geradores distribuídos para regulação da tensão;
- Instalação de transformadores com mudança de *tap* sob carga;
- Equilíbrio de carga nos alimentadores de média tensão;
- Incremento na bitola dos condutores do alimentador;
- Incremento do número de fases e divisão da carga, quando se tratar de alimentadores monofásicos ou bifásicos;
- Transferência de carga para novos alimentadores;
- Instalação de novas subestações e alimentadores;
- Incremento no nível de tensão primária dos alimentadores;
- Instalação de reguladores de tensão nos alimentadores;
- Instalação de banco de capacitores paralelos nos alimentadores.

Este trabalho, concentra-se apenas na operação de banco de capacitores paralelos automáticos (BCs), visto que fornecem uma das soluções mais baratas com bons resultados, baixo custo de manutenção, provimento de potência reativa diretamente na carga (ou seja, provimento local de reativo), e caso haja alteração da topologia do sistema, podem ser facilmente realocados para outros alimentadores.

Os bancos tem como objetivo proporcionar correção do fator de potência, minimização das perdas elétricas e melhoria do perfil de tensão dentro de limites aceitáveis. Estes benefícios dependem da forma com que os BCs são inseridos na rede, ou seja, dependem da localização, tamanho e ajustes dos mesmos (SUNDHARARAJAN E PAHWA, 1994).

Como essas escolhas e ajustes são tarefas complexas, pois os sistemas de distribuição de energia elétrica são extensos, desenvolveram-se desde a década de 50 muitas metodologias para este fim, que estão divididas basicamente em dois subproblemas:

- Planejamento, no qual se busca determinar o melhor local de instalação e

dimensionamento dos BCs, levando em consideração os diversos critérios de desempenho;

- Operação, o qual trata da coordenação da atuação destes dispositivos após a sua alocação.

Este trabalho está focado no subproblema de operação dos BCs, tendo como objetivo geral a implementação e análise de algumas das mais importantes metodologias de controle dos mesmos.

1.2 MOTIVAÇÃO

O sistema elétrico brasileiro sempre teve como orientação o seguinte fluxo verticalizado: geração, transmissão, distribuição e consumidor final, onde cada papel era desempenhado por um agente específico, como usinas hidrelétricas, linhas de transmissão e subestações, ramais de alimentação e novamente o consumidor final. Entretanto, com o grande apelo ecológico pela sustentabilidade, a utilização de geração distribuída, como energia fotovoltaica ou eólica, está se tornando cada vez mais comum no sistema elétrico, porém, conectadas aos ramais de distribuição, o que provoca desvios e flutuações de tensão.

Além disto, com o advento das redes elétricas inteligentes (*Smart Grid*) que promovem uma mudança de paradigma com relação a controles e planejamentos de processos, vislumbram-se aplicações dos métodos que realizam ajustes em tempo real de dispositivos reguladores de tensão pois estes sistemas requerem uma forte concepção corretiva de operação.

Desta forma, análises em tempo real para chaveamento de capacitores podem ser úteis em redes mais flexíveis, com novos recursos intermitentes, resposta a demanda, ou seja, úteis para operar sistemas dinâmicos e inesperados.

1.3 CONTEXTUALIZAÇÃO

Há um antigo *slogan* comercial que diz “potência sem controle não é nada”, e não poderia ter definição melhor do que esta para o problema aqui enfrentado. Como a solicitação de potência reativa é variável ao longo do dia devido ao ritmo da sociedade, é preciso controlar a entrada e saída dos BCs. Por exemplo, o chaveamento de um BC em período de carga leve, pode causar elevação na tensão além da admissível.

Este processo de ligar e desligar é inviável de ser feito manualmente pois os bancos estão distribuídos por diversos tipos de alimentadores, urbanos ou rurais há quilômetros de distância um do outro, necessitando de várias equipes apenas para executar essa função e ainda assim, com uma grande demora. Então, os BCs são acoplados a controladores automáticos, que acompanham as operações de ligar e desligar dos mesmos.

Como a obtenção ótima desse automatismo é uma tarefa complexa e normalmente não é realizado de forma suficiente, é importante desenvolver ferramentas para melhorar o desempenho da operação dos bancos de capacitores automáticos instalados nos alimentadores de distribuição.

Assim, supondo que já se tenha estabelecido o tipo, tamanho e localização dos bancos de capacitores automáticos, em uma etapa prévia de estudo, ainda é preciso resolver o problema de como operá-los conforme as variações de carga de modo a satisfazer quesitos de segurança, correção do fator de potência, minimização das perdas elétricas e melhoria do perfil de tensão.

Os métodos existentes na literatura para este tipo de problema podem ser divididos em três tipos: os que utilizam métodos clássicos de programação inteira-mista; de inteligência artificial (IA) e técnicas matemáticas tradicionais ajustadas ao problema.

Soluções obtidas via métodos de programação não-linear inteira mista (do original *Mixed Integer Nonlinear Programming* - MINLP), tais como: método *Branch and Bound* (“ramificar e limitar”) que executa uma árvore de enumeração das soluções possíveis (no pior caso, todas as soluções são exploradas) e decomposição de Benders que baseia-se no particionamento do problema original em dois

problemas mais simples, chamados de problema mestre e de subproblema (BENDERS, 1962), são inapropriadas para aplicação em sistemas reais de distribuição pelo tempo impeditivo de simulação, principalmente em aplicações em tempo real (SOLER, 2011).

O trabalho de Bakirtzis e Meliopoulos (1987) corroboram esta ideia pois pela utilização de técnicas de *branch-and-bound* (penalidade de Driebeek) desenvolveram um algoritmo para chaveamento de banco de capacitores, onde foi tomado como premissa que encontrar uma solução factível em menor tempo é mais importante que encontrar uma solução ideal.

Na abordagem via técnicas de Inteligência Artificial, os quais também se mostram com altos tempos computacionais, citam-se os seguintes trabalhos:

- Santoso e Tan (1990) e Gu e Rizy (1996) que apresentaram sistemas de controle de bancos de capacitores baseado em redes neurais;

- Hsu e Lu (1998) que realizaram uma abordagem híbrida com redes neurais e programação dinâmica nebulosa para o controle de potência reativa e tensão em sistemas de distribuição. O sistema de controle foi desenvolvido para atuar no *tap* do transformador da subestação de distribuição e nos bancos de capacitores instalados no barramento de saída da subestação;

- González (2003) que utilizou programação dinâmica em conjunto com sistemas classificadores tanto para o controle ótimo dos bancos de capacitores automáticos quanto para alocação e dimensionamento ótimos dos mesmos;

- Zhu e Tomsovic (2006) que utilizaram algoritmos gulosos (*greedy*) para resolver o problema de despacho econômico ótimo visando a entrada de geração distribuída no sistema.

- Park, Sohn e Park (2009) que minimizaram o número de operações dos BCs automáticos, definindo um plano ideal de operação, possibilitando assim, a extensão da vida útil dos mesmos através dos Algoritmos Genéticos;

- Yamakawa (2007) que utilizou técnicas de controle nebuloso com o objetivo de controlar os BCs automáticos, reduzir as perdas, melhorar o perfil de tensão e fator de potência nos alimentadores do sistema de distribuição;

- . Elmitwally, Abdelmageid e Tawfeik (2008) que também utilizaram a técnica de conjuntos nebulosos para o tratamento das imperfeições lingüísticas associadas ao funcionamento operacional de transformadores de *taps* variáveis, condensadores

síncronos e bancos de capacitores chaveáveis permitindo a otimização da operação destes equipamentos;

- Zhang (2008) que apresentou um Algoritmo Genético Adaptativo Melhorado para solução do problema de chaveamento ótimo dos BCs automáticos e reconfiguração da rede visando a redução das perdas de energia e o controle do perfil da tensão; e,

- Jiang (2008) que realizou o ajuste da mudança de *taps* de transformadores e do chaveamento de BCs através do algoritmo adaptativo Colônia de Formigas;

É possível perceber na literatura, que técnicas de IA já foram amplamente utilizadas para a resolução do problema, tendo como carro-chefe a técnica de Algoritmos Genéticos, que é uma técnica de busca inspirada na evolução dos organismos. Neste processo evolutivo, um novo conjunto de indivíduos é gerado por indivíduos mais velhos que se adaptaram melhor ao ambiente. Entretanto, técnicas como Busca Tabu, Lógica Nebulosa, Enxame de Partículas, também têm sido utilizadas para validar resultados.

Já quando a abordagem deste problema de chaveamento é feita utilizando-se técnicas matemáticas tradicionais, normalmente, calculam-se valores ótimos de susceptâncias capacitivas contínuas, que através das mais diferentes heurísticas discretizam estes valores. Isto é necessário, pois para o problema de chaveamentos de banco de capacitores, só existe a opção de se ligar ou desligar. Dentro desta classe de solução do problema, salientam-se:

- Liu, Papalexopoulos e Tinney (1992) que realizaram a discretização dos capacitores durante o processo iterativo de solução de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) resolvido pelo Método de Newton; e Liu e Tso (2002) que também o fizeram pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual;

- Mingbo, Tso e Ying (2002) que apresentaram uma função penalidade para discretizar os valores contínuos resultantes do FPO para valores dos *taps* de transformadores e de bancos de capacitores.

- Lin, Ho e Lin (2004) que inseriram uma relação de sensibilidade obtida pela expansão em Série de Taylor até a primeira ordem da função objetivo e das restrições de desigualdade de um FPO ao processo iterativo realizado ao longo da busca da solução ótimo do problema.

- Wang *et al.* (2006) que propuseram uma metodologia desacoplada para

minimizar chaveamento de banco de capacitores e *taps* de transformadores. Como a inserção de bancos de capacitores tem pouco impacto na regulação de tensão comparado com os *taps* de transformadores, primeiramente, os *taps* foram fixados e em seguida o valor ótimo do capacitor foi encontrado. Com os valores de capacitâncias ajustadas, os *taps* foram ajustados para regular a tensão do sistema;

- Silva *et al.* (2008) que incorporaram uma função sigmoïdal ao FPO para tratar a natureza discreta do problema de alocação e chaveamento de BCs.;

- Capitanescu e Wehenkel (2010) que utilizaram uma análise de sensibilidade para selecionar um conjunto de barras para alocação de capacitores. A fim de avaliar a operação dos mesmo, realizaram uma busca exaustiva onde todas as combinações de chaveamento foram realizadas;

-Oliveira *et al.* (2010) que modelaram chaves para abertura de linhas e acionamento de capacitores através da função sigmoïdal em um FPO que minimiza perdas.

- Wu e Zhang (2010) que determinaram a operação dos capacitores ao longo de um dia, utilizando matrizes de incidências e relações de sensibilidades;

- Dalhke (2010) que propôs heurísticas com a finalidade de se decidir pelos instantes ao longo de um dia que se devem realizar os chaveamentos dos capacitores utilizando-se de um Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado via Método dos Pontos Interiores.

- Soler e Costa (2010) e Soler (2011) que apresentaram um método para tratar variáveis discretas modelando uma função que penaliza a função objetivo quando as variáveis discretas assumem valores não discretos. Esta função penalidade foi usada; para ajustar *taps* de transformadores e chaveamento de capacitores;

A fim de avaliar a eficiência das diversas técnicas tradicionais citadas, que se distinguem das técnicas de MINLP e IA pelo bom desempenho computacional, o presente trabalho pretende implementar num FPO Parametrizado com os ajustes heurísticos propostos em Dalhke (2010) a função objetivo de Soler (2011) e a função sigmoïdal de Oliveira *et al.* (2010) num problema de distribuição, a fim de analisar e aprimorar seus desempenhos em termos de perdas e perfil de tensão. A validação destas metodologias será feita comparando-se os resultados com os obtidos por uma busca exaustiva.

1.4 OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é, a partir da parametrização da carga ao longo de um dia padrão, como dias úteis; sábados; e domingos e feriados, formular um FPO continuado que possa tratar as singularidades fornecidas por equipamentos reguladores, tais como os bancos de capacitores. Tal FPO continuado deve estabelecer os chaveamentos adequados levando em consideração níveis de tensão, quedas de tensão e violação de tensão ao longo do dia, utilizando-se de técnicas heurísticas específicas para discretização de variáveis contínuas propostas na literatura a fim de analisá-las e validá-las.

Para se alcançar este objetivo geral, deve-se alcançar os seguintes objetivos específicos:

- implementar um FPO Parametrizado (FPOP);
- modelar a função penalidade no FPOP;
- modelar a função sigmoidal no FPOP;
- implementar algoritmo de busca exaustiva para obtenção de ajustes ótimo de BCs;
- analisar e aprimorar metodologias implementadas.

1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos, sendo o Capítulo 1 introdutório. O Capítulo 2 apresenta uma descrição sobre o controle de capacitores; o Capítulo 3 detalha as metodologias utilizadas; o Capítulo 4 mostra os resultados obtidos para o sistema de 70 barras de Baran e Wu (1989) e, finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido.

2 BANCOS DE CAPACITORES

2.1 INTRODUÇÃO

A maioria das cargas do sistema elétrico, seja residencial ou industrial são compostas de cargas indutivas, principalmente motores, lâmpadas fluorescentes, fornos, etc., o que afeta diretamente o fator de potência e ocasiona quedas de tensão. Para balancear este tipo de carga, um dos métodos mais eficientes é a instalação de bancos de capacitores (carga concentrada puramente capacitiva).

Os capacitores modernos são fabricados com eletrodos compostos por filmes de alumínio de alta pureza, dielétrico com dois ou três filmes de polipropileno, sendo que os pacotes bobinados são envoltos em papel *Kraft* e depois o conjunto é impregnado em óleo isolante e encapsulado em latas de aço galvanizado com a opção de uma ou duas buchas de alta tensão.

A Figura 2.1 ilustra a confecção dos “pacotes capacitivos” através de uma bobinadeira, onde duas folhas de alumínio são embrulhadas com filmes isolantes de polipropileno.



FIGURA 2.1 – MONTAGEM DE CAPACITORES

FONTE: O autor (2009)

Apesar dos fabricantes em geral terem capacidade para produzir capacitores com tensão de 20 kV e potência de 800 kvar, para sistemas de distribuição de média tensão, o mais usual é utilizar capacitores entre 100 e 200 kvar com tensões de 7,97 e 8,67 kV, para sistemas com tensão de linha 13,8 e 15 kV respectivamente.

A Figura 2.2 mostra o material interno do capacitor já enrolado, pronto para receber 4 kV de teste. As extremidades são soldadas e ligadas em série ou paralelo com outros conjuntos para formar o capacitor.



FIGURA 2.2 – MATERIAL INTERNO DO CAPACITOR PRONTO PARA TESTE
FONTE: O autor (2009).

Usualmente, utiliza-se um capacitor especificado para 8,67 kV para aumentar a vida útil, visto que há menos *stress* dielétrico num sistema de 7,97 kV. Entretanto, a potência líquida gerada pelo capacitor com uma tensão abaixo da nominal, é menor que na tensão nominal.

A Figura 2.3 mostra a parte ativa do capacitor finalizada, após todas as ligações em série e paralelo, o material é envolto em papel *kraft* para aumentar a resistência dielétrica frente a impulsos atmosféricos ou de manobra.



FIGURA 2.3 – PARTE ATIVA DO CAPACITOR FINALIZADA
FONTE: O autor (2009).

Bancos de capacitores para sistemas de distribuição geralmente são ligados em estrela isolada independente da conexão da rede, pela facilidade de instalação, manutenção e por utilizar pouco material. A potência total do banco varia entre 300 e 1.200 kvar, podendo ser fixos ou automáticos. No caso dos bancos automáticos, existe um controlador eletrônico que pode operar por tempo (calendário), por tensão, por corrente e mais recentemente os controladores têm incorporado sistemas de comunicação remota, utilizando protocolos já conhecidos como o DNP3. Por fim, além dos sensores de tensão e corrente (TP's e TC's), existe uma chave, à óleo ou à vácuo, para ligar e desligar os bancos. A expectativa de vida útil de uma chave à óleo é de 10 mil operações, já chaves à vácuo podem chegar até 50 mil operações

segundo catálogos, obviamente isto se reflete diretamente no custo, sendo as chaves à vácuo mais caras, evidenciando ainda mais a necessidade de otimizar a operação.

A Figura 2.4 mostra um exemplo dos novos modelos de controladores, com capacidade para operar em todos os modos acima citados, inclusive com comunicação de dados via rede celular para controle remoto.



FIGURA 2.4 – CONTROLADOR INTELICAP PLUS DA S&C
FONTE: Catálogo S&C (2012).

A quantidade de compensação reativa fornecida está relacionada ao tamanho, quantidade e tipo de capacitores instalados no sistema (SUNDHARARAJAN & PAHWA, 1994).

Já o tipo de compensação se divide basicamente em bancos fixos para aplicações em condições de carga leve e automáticos para cargas média e pesada do sistema (NATARAJAN, 2005).

Com o aumento da demanda dos sistemas de distribuição, o gerenciamento da potência reativa tem se tornado cada vez mais importante para as empresas distribuidoras que necessitam manter as tensões dentro dos limites preestabelecidos e minimizar as perdas no sistema, garantindo bons níveis de qualidade e

confiabilidade para o consumidor.

Atualmente, os bancos de capacitores além de prover esse controle dos reativos existentes e diminuir as perdas, têm importante papel na regulação da tensão de distribuição ao longo dos alimentadores. No tocante destes valores de tensão em regime permanente, estes devem atender aos requisitos que constam no módulo 8 da Prodist, revisão 4, de 01 de fevereiro de 2012.

A título de ilustração, a Tabela 2.1 indica os valores permitidos para as variações de tensão em regime permanente. Tais faixas de tensão de atendimento, seja adequado, precário ou crítico, dependendo da leitura obtida no ponto de medição.

TABELA 2.1 – PONTOS DE ENTREGA EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU INFERIOR À 1 KV

TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS				
Tensão Nominal (TN)		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (volts)	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (volts)	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (volts)
Ligação	Volts			
Trifásico	(220)	$(201 \leq TL \leq 231)$	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$	$(TL < 189$ ou $TL > 233)$
	(127)	$(116 \leq TL \leq 133)$	$(109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$	$(TL < 109$ ou $TL > 140)$
Monofásico	(127)	$(116 \leq TL \leq 132)$	$(109 \leq TL < 116$ ou $132 < TL \leq 140)$	$(TL < 109$ ou $TL > 140)$

FONTE: ANEEL (2012).

Assim, o chaveamento dos capacitores deve ser realizado de modo a manter esses níveis estabelecidos de tensão.

2.2 CARACTERÍSTICAS DOS BCS EMPREGADOS EM DISTRIBUIÇÃO

2.2.1 Tipos

Os BCS disponíveis no mercado podem ser encontrados nos seguintes tipos:

- a) BCS Automáticos – dotados de um controlador eletrônico, geralmente microprocessado, que insere ou retira os capacitores do sistema de acordo com a variação do fator de potência, da tensão, e mais recentemente através de comando remoto via protocolos de comunicação, como o DNP3. É esperado que no futuro estejam rodando sobre o protocolo 61850, no sistema *smart grid*.
- b) BCS Semi-automáticos – controlados por timer ou pelo valor da demanda de corrente do sistema. Proporciona um controle menos preciso que o banco automático.
- c) BCS Fixos – não possuem nenhum tipo de controle permanecendo ligados ao sistema indefinidamente e independente das condições da carga.

Os bancos mais usuais são os fixos e os automáticos. Neste trabalho, serão abordados apenas os bancos automáticos, visto que num futuro breve, com a quebra do paradigma do atual sistema elétrico (geração distribuída) e com a integração do *smart grid*, onde uma unidade ora pode ser consumidora e ora pode ser fornecedora de energia, deve-se ter um controle mais eficaz sobre a potência reativa fornecida.

2.2.2 Conexão

Os BCS empregados em alimentadores de distribuição são geralmente montados em estrela isolada. A principal vantagem deste tipo de conexão deve-se a simplificação de montagem em postes, uma vez que não são necessários condutores para o fechamento da conexão delta dos bancos, facilitando também o trabalho operacional de manutenção (NATARAJAN 2005).

2.2.3 Operação

Normalmente, os BCs são projetados para suportar 10% de sobretensão e 30% de sobrecorrente recorrendo ao uso dos BCs automáticos para que seja possível ajustar a quantidade de capacitores necessária para atender às necessidades de potência reativa do sistema de acordo com o seu perfil de carga diário. Algumas precauções devem ser tomadas para se operar BCs (PABLA, 2005):

- a) Para evitar transientes de sobretensão perigosos no caso de interrupções do fornecimento de energia, os BCs devem ser desligados antes da energia ser restabelecida;
- b) Transformadores de potência nas subestações e BCs não devem ser carregados simultaneamente quando o sistema está sendo restabelecido após uma falta de energia. BCs devem ser colocados em serviço um a um de acordo com a necessidade momentânea do sistema, devido ao problema da ressonância;
- c) Se a tensão na barra em que o BC está conectado atingir 1,1 vezes ou mais a tensão nominal, o banco deve ser desligado.

2.3 CONTROLE

Devido à inviabilidade de colocação e retirada dos BCs por operação manual diariamente, estes equipamentos são acoplados a controles automáticos, que comandam as operações de ligar e desligar dos bancos, conforme o dispositivo sensor do controle. Dentre estes dispositivos, o mais utilizado é o sensor de tempo e tensão, ou seja, o qual opera em função do nível de tensão e das horas do dia, existem, porém outros, como o sensor apenas de tensão e o sensor de corrente.

Assim, conforme a variabilidade da solicitação de potência reativa do sistema ao longo do dia, estes BCs são ajustados de modo a entrar em operação nos momentos de maior necessidade em que a carga é pesada e média, sendo retirados

nos períodos de carga leve evitando tensões demasiadamente altas nos alimentadores.

2.3.1 Sensor de Tempo

O dispositivo de tempo é composto por um relógio que marca as horas do dia e os dias da semana. Ajusta-se então um intervalo durante determinados dias da semana em que este dispositivo deve atuar. A sua atuação consiste na abertura de uma chave, que normalmente “*by-passa*” um reostato, conforme apresentado na Figura 2.5. Desta forma, quando a chave é aberta o reostato é inserido no circuito do sensor de tensão, simulando então uma queda de tensão. Deve-se então ajustar as horas e os dias da semana em que se pretende inserir o reostato e o valor de queda de tensão adicional desejado.

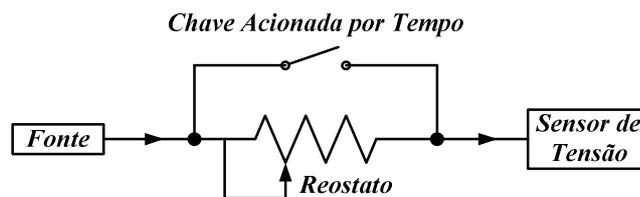


FIGURA 2.5 – DISPOSITIVO DE TEMPO

2.3.2 Sensor de Tensão

Este controle é alimentado em baixa tensão por um Transformador de Potencial – TP com relação de 120:1 o que significa que quando a tensão de distribuição primária for 13,8 kV, a tensão secundária deste TP será de 115 V.

Possui então um sensor de tensão que compara a tensão secundária deste TP com as tensões ajustadas para comandar as operações de inserir ou retirar o BC do sistema. Além do dispositivo de tensão, possui ainda um dispositivo de tempo, que modifica o valor da tensão secundária do TP, simulando uma queda de tensão através de um resistor em horários programados, forçando a entrada do banco em operação.

O ajuste das tensões pode ser efetuado de duas maneiras, dependendo do tipo de equipamento. Em alguns, ajusta-se uma tensão associada a uma banda (B), o

que determina uma faixa. Em outros, ajusta-se uma tensão para ligar (V_{on}) e outra para desligar (V_{off}) o BC, bem como um valor de compensação da tensão (V_c) para o horário de funcionamento do dispositivo de tempo, conforme mostrado na Figura 2.6.

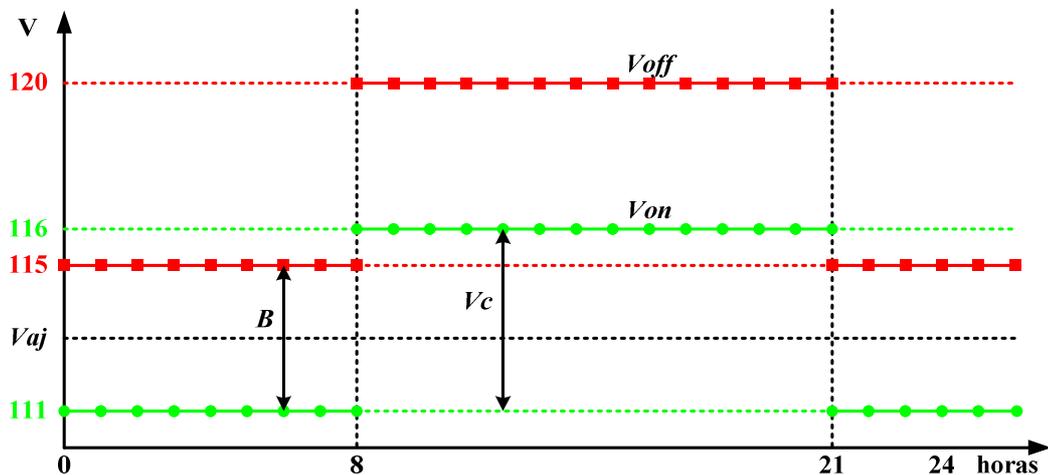


FIGURA 2.6 – CURVA DE OPERAÇÃO DO SENSOR TEMPO-TENSÃO

Onde:

B : banda (faixa de tensão);

V_c : valor de compensação de tensão, em V;

V_{aj} : tensão ajustada para operação do BC, em V;

V_{off} : tensão de referência para desligar o BC, em V;

V_{on} : tensão de referência para ligar o BC, em V;

RTP : relação de transformação do TP que alimenta o controle (normalmente igual a 120).

A tensão de ajuste, em V, é definida como o valor resultante da equação abaixo (COPEL, 1996):

$$V_{aj} = \frac{V_{on} + V_{off}}{2 \cdot RTP} \quad (2.1)$$

Existe ainda um ajuste de retardo baseado em um temporizador cuja finalidade é evitar um número excessivo de operações devido a flutuações de tensão e para coordenação com outros equipamentos.

2.3.3 Elevação de Tensão Causada pela Instalação dos BCs

Para o cálculo dos ajustes é necessário primeiramente verificar se o BC não causará tensão elevada no circuito. Para tanto é necessário calcular:

- a) queda de tensão máxima (ΔVM) e mínima (ΔVm) entre a SE fonte e o ponto de instalação do BC;
- b) elevação de tensão provocada pela inserção do BC ($\Delta Vcap$).

A elevação de tensão, em V, provocada pelo BC é proporcional a sua potência e a reatância indutiva total entre a SE fonte do circuito e o ponto onde está localizado o BC. O valor deste acréscimo de tensão pode ser calculado pela seguinte equação (COPEL, 1996):

$$\Delta Vcap = \frac{Qc \cdot Xt}{Vn} \quad (2.2)$$

onde

Qc : potência total do BC, em kvar;

Xt : reatância total entre o BC e a SE fonte, em Ω ;

Vn : tensão nominal do circuito, em kV.

2.3.4 Ajuste da Tensão

Para definir $Voff$ deve-se observar que a tensão não ultrapasse o máximo valor admissível para os consumidores (100% da tensão nominal). Já para definir Von deve-se observar que a tensão provocada pela entrada em operação do BC não ultrapasse o valor de $Voff$ (caso contrário, o banco será desligado logo em seguida).

Em alguns controles existe um ajuste para $Voff$ e outro para Von . Em outros, existe um ajuste Vaj e outro para ajustar a banda (B).

A banda (B) é a diferença entre as tensões de referência $Voff$ e Von do BC, referida à baixa tensão. Deve ser definida de modo que a elevação de tensão provocada pela entrada em operação do banco ($\Delta Vcap$) não ultrapasse o valor máximo de tensão ajustado e conseqüentemente provoque a saída do banco de operação novamente, ou seja, $B > \Delta Vcap$. O cálculo da banda é feito pela seguinte

equação (COPEL, 1996):

$$B = \frac{V_{off} - V_{on}}{RTP}. \quad (2.3)$$

Nos BCs com sensor de tempo, deve ser ajustado o reostato que é inserido no circuito sensor de tensão para simular uma queda adicional de tensão, modificando então o valor da tensão em determinados horários programados.

O cálculo deste ajuste considera os valores da tensão nos horários em que se deseja que o banco entre em operação e nos que permaneça fora de operação.

A rigor existem então dois ajustes, sendo um normal, e outro acrescido de uma constante (V_c). O dispositivo de tempo comanda então a abertura e o fechamento da chave que realimenta o reostato. Deve-se ajustar o reostato de forma que quando for inserido, o nível de tensão ajustado para ligar o BC fique acima da tensão simulada no momento, o que levará o controle a comandar a entrada em operação do banco e, quando a chave estiver na posição de *by-pass* do reostato, o nível de tensão ajustado para desligar o banco fique abaixo da tensão no momento, o que levará o controle a comandar a saída de operação do banco.

2.3.5 Sensor de Corrente

Este controle é alimentado por um Transformador de Corrente – TC e comanda a entrada ou retirada do BC de operação em função da corrente de carga. Deve ser utilizado quando o controle por tempo/tensão não tem operação adequada, devido às condições de carga e tensão do local.

Devem ser definidos os valores de corrente I_{on} e I_{off} para inserir ou retirar o BC. Pode-se adotar, de uma maneira simplificada, que o BC deve ligar com 60% da corrente máxima e desligar com 40%, ou seja (COPEL, 1996):

$$I_{on} = \frac{I_{max}}{RTC} \cdot 0,6 \quad (2.4)$$

$$I_{off} = \frac{I_{max}}{RTC} \cdot 0,4 \quad (2.5)$$

onde

I_{on} : corrente que liga o BC referida ao secundário do TC, em A;

I_{off} : corrente que desliga o BC referida ao secundário do TC, em A;

I_{max} : corrente de carga máxima, em A;

RTC : relação de transformação do TC que alimenta o controle.

A corrente que desliga deve ainda ser superior a corrente de carga mínima, ou seja, $I_{off} > I_{min}$.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Foram descritos neste capítulo o porquê da instalação de banco de capacitores em redes de distribuição, regras vigentes sobre controle de tensão, tipo de BCs, conexão, operação e controle dos mesmos.

A seguir, será apresentada a metodologia para obtenção da filosofia de controle de BCs através de diversas técnicas que se utilizam de um FPO.

3 TÉCNICAS PARA AJUSTES DE CHAVEAMENTOS DE BANCOS DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS

O presente capítulo tem como objetivo apresentar as diversas técnicas para ajustes de banco de capacitores automáticos propostos na literatura.

O propósito de uma função de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é preparar o controle do sistema elétrico de forma a otimizar uma função objetivo enquanto satisfaz um conjunto de restrições não-lineares. A formulação do FPO foi introduzida há mais de quarenta anos atrás. Desde então, várias classes de algoritmos de soluções têm sido propostas para superar as limitações do FPO em termos de confiabilidade, flexibilidade e desempenho na vida real. No entanto, estes algoritmos não modelam os controles discretos satisfatoriamente. Por outro lado, o controle discreto é largamente utilizados pela indústria. Como por exemplo, transformadores são usados para controle de tensão, capacitores e reatores são ligados ou desligados a fim de corrigir o perfil de tensão e reduzir as perdas de transmissão de potência ativa, e transformadores de fase são usados para regular os fluxos de MW nas linhas de transmissão. Um procedimento de discretização eficiente e eficaz é necessário para ajudar operadores para obter um ajuste ideal ou próximo do ideal. Assim, serão descritas metodologias propostas na literatura que introduzem heurísticas no processo do FPO de modo a tratar a questão de discretizar variáveis contínuas.

3.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) consiste em otimizar um determinado índice de desempenho, retratado através de uma função objetivo, satisfazendo as restrições físicas e operacionais de uma determinada rede elétrica. Uma referência clássica para este tipo de problema é o trabalho de Carpentier (1962), onde foi apresentado um problema de minimização do custo de produção de energia,

considerando as equações de balanço de potência ativa e reativa como restrições de igualdade e as limitações físicas dos equipamentos como restrições de desigualdade. Esta formulação serviu como ponto de partida para os estudos posteriores, estabelecendo o FPO como um problema que envolve basicamente três elementos: as variáveis, as restrições e a função objetivo.

Esta ferramenta, proposta inicialmente por Carpentier (1962) como uma extensão do problema de despacho econômico (DE), tem sido largamente resolvida por inúmeras técnicas de otimização, que diferem entre si basicamente pelas direções de busca ao ponto ótimo, ou quase-ótimo, visto que é difícil afirmar com precisão que se chegou ao valor ótimo.

Dentre elas, salientam-se as metodologias desenvolvidas na solução do problema de FPO que utilizam funções não lineares, que apresentam maior fidelidade para representação do sistema elétrico de potência. Alguns dos métodos de Programação Não linear (PNL) serão listados a seguir: Métodos Baseados no Gradiente (DOMMEL E TINNEY, 1968); Método de Newton, conhecido como método do gradiente modificado, que se baseia na aproximação da Função Lagrangeana por uma função quadrática, tratando as restrições de desigualdade através de funções de penalidade (MARIA e FINDLAY, 1987); Programação Quadrática Seqüencial (FLETCHER (1987), MOMOH (1999)); e Método de Pontos Interiores *que* tem permanecido em evidência desde a década de 90.

O Método Primal-Dual de Pontos Interiores (MPI) utilizado por Granville (1994) no problema de despacho ótimo de reativos juntamente com o Preditor-Corretor para minimização de custo de geração e perdas demonstraram robustez numérica quando aplicado a sistemas de grande porte e redes mal-acondicionadas. A partir daí a aplicação do MPI para a solução do FPO passou a ser intensiva e formulada tanto na versão linear quanto não linear.

Este histórico positivo motivou o uso do MPI na solução do FPO utilizado neste trabalho.

Caracterizado como um problema de programação não-linear com restrições, o problema de FPO pode ser formulado genericamente como:

$$\min f(\mathbf{u}) \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$g(\mathbf{u}) = 0 \quad (3.2)$$

$$h^{\min} \leq h(\mathbf{u}) \leq h^{\max} \quad (3.3)$$

onde

\mathbf{u} : vetor de variáveis do sistema;

$f(\mathbf{u})$: função objetivo a ser otimizada;

$g(\mathbf{u})$: vetor de restrições de igualdade;

$h(\mathbf{u})$: vetor de restrições de desigualdade.

3.1.1 Restrições de Igualdade

As restrições de igualdade correspondem à modelagem da rede, ou seja, às equações de balanço de potência ativa e reativa; enquanto que as restrições de desigualdade representam os limites das variáveis do sistema, ou seja, as restrições funcionais dos equipamentos e operacionais do sistema.

As restrições de igualdade básicas do FPO correspondem às equações de um fluxo de carga com nb barras, ou seja:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \text{real} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (3.4)$$

$$(\mathbf{Qg} + \text{diag}(|\dot{\mathbf{V}}|^2 \cdot \mathbf{b}) - \mathbf{Qd} = \text{imag} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (3.5)$$

onde

\mathbf{Pg} : vetor com geração de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$;

\mathbf{Pd} : vetor de demanda de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$;

\mathbf{Qg} : vetor com geração de potência reativa com dimensão $(nb \times 1)$;

\mathbf{Qd} : vetor de demanda de potência reativa com dimensão $(nb \times 1)$;

$\dot{\mathbf{V}}$: vetor com tensão fasorial com dimensão $(nb \times 1)$;

$\dot{\mathbf{Y}}$: matriz de admitância de barra com dimensão $(nb \times nb)$;

\mathbf{b} : vetor de susceptâncias capacitivas dos banco de capacitores.

3.1.2 Restrições de Desigualdade

As restrições de desigualdade correspondem às restrições de canalização nas variáveis e refletem limites de operação dos equipamentos ou alguma política operativa específica. Desta forma, as principais restrições de desigualdades utilizadas em problemas de FPO são apresentadas a seguir em sua forma geral:

$$\mathbf{Pg}^{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}^{\max} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{Qg}^{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}^{\max} \quad (3.7)$$

$$|\dot{\mathbf{V}}|^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq |\dot{\mathbf{V}}|^{\max} \quad (3.8)$$

$$0 \leq \mathbf{b} \leq \mathbf{b}^{\max} \quad (3.9)$$

onde

- $\mathbf{Pg}^{\min}, \mathbf{Pg}^{\max}$: limites mínimo e máximo de geração de potência ativa;
 $\mathbf{Qg}^{\min}, \mathbf{Qg}^{\max}$: limites mínimo e máximo de geração de potência reativa;
 $\mathbf{V}^{\min}, \mathbf{V}^{\max}$: limites mínimo e máximo de tensão;
 $|\dot{\mathbf{V}}|$: magnitude de tensão ($nb \times 1$);
 \mathbf{b}^{\max} : limite máximo de susceptância capacitiva.

3.1.3 Função Objetivo

Neste trabalho, a função objetivo engloba a minimização das perdas elétricas (*Perdas*) e manutenção do perfil plano de tensão nas barras do sistema (*Desvio_Tensão*) conforme a seguinte equação:

$$f(\mathbf{u}) = w_p \cdot \text{Perdas} + w_t \cdot (\text{Desvio_Tensão}) \quad (3.10)$$

onde

- w_p : peso indicador de minimização de perdas;
 w_t : peso indicador de minimização de desvio plano de tensão.

(i) *Perdas de Potência Ativa (Perdas)*

Embora existam várias maneiras de se representar a minimização das perdas elétricas em um problema de FPO, como por exemplo, pela soma das perdas elétricas ao longo de todas as linhas da rede, optou-se pela mais simples e rápida (apesar de não ser a mais eficiente), que é a minimização da soma de toda geração de potência ativa:

$$Perdas = w_p \cdot \sum_{i=1}^{nb} Pg_i \quad (3.11)$$

onde

nb : número de barras;

Pg_i : geração de potência ativa na barra i .

(ii) *Desvio de Tensão (DT)*

Normalmente, consideram-se limites máximos e mínimos nas magnitudes de tensão em todas as barras. No entanto, ao simular situações de carga pesada, pode-se resultar em não convergência do processo iterativo por impossibilidade de se satisfazer as restrições de limites mínimos nas magnitudes de tensão. E, como esse FPO faz parte de um processo paramétrico que é resolvido inúmeras vezes, como discutido na seção 3.1.5, deve-se garantir convergência no mesmo. Assim, os limites mínimos de tensão foram relaxados e a fim de garantir que a solução busque valores acima desses limites mínimos, utilizou-se uma função objetivo que procura fazer com que as magnitudes de tensão em todas as barras fiquem o mais próximo possível da tensão nominal (1pu). Ou seja, utilizou-se a função objetivo DT que minimiza o Desvio de Tensão Plano, especificado como 1 pu:

$$DT = w_t \cdot \sum_{i=1}^{nb} (|\dot{V}_i| - 1)^2 \quad (3.12)$$

onde

$|\dot{V}_i|$: magnitude de tensão na barra i .

Assim o problema de otimização completo é:

$$\min w_p \cdot \sum_{i=1}^{nb} Pg_i + w_t \cdot \sum_{i=1}^{nb} (|\dot{V}_i| - 1)^2$$

s.a

$$\begin{aligned} \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} &= \text{real} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \\ (\mathbf{Qg} + \text{diag}(|\dot{\mathbf{V}}|^2 \cdot \mathbf{b}) - \mathbf{Qd} &= \text{imag} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \end{aligned} \quad (3.13)$$

$$\mathbf{Pg}^{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}^{\max}$$

$$\mathbf{Qg}^{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}^{\max}$$

$$|\dot{\mathbf{V}}_i|^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}_i| \leq |\dot{\mathbf{V}}_i|^{\max}$$

$$0 \leq \mathbf{b} \leq \mathbf{b}^{\max}.$$

3.1.4 Método dos pontos Interiores versão Primal-Dual

Para solução do FPO representado pela equação (3.13) utiliza-se o Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (MPI). Este método se baseia nos seguintes tópicos fundamentais:

- ii. Formulação da Função Lagrangeana para a manipulação das restrições de igualdade;
- iii. Transformação de todas as restrições de desigualdade em restrições de igualdade, através das variáveis de folga;
- iv. Relaxação no processo iterativo da equação de complementaridade estrita, por um parâmetro barreira logarítmica $\mu > 0$;
- v. Utilização do Método de Newton para a solução de um conjunto de equações não lineares.

Devido à utilização desta metodologia neste trabalho a base teórica da versão do Método de Pontos Interiores versão Primal-Dual está apresentada no ANEXO A.

3.1.5 Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado – Solução Continuada

De maneira geral, a parametrização de um problema é baseada na obtenção de uma solução a partir de pontos representados como função de um parâmetro, permitindo assim, a análise do comportamento das variáveis indexadas a este parâmetro.

A abordagem paramétrica quando aplicada a um problema de otimização, por exemplo, relaxa o problema original de modo que um ponto qualquer possa servir de inicialização do processo de otimização, além de permitir a identificação gradual do conjunto de restrições de desigualdades ativas na solução ótima.

Assim, parametrizar um problema de FPO consiste em relaxar o **FPO original** com a introdução de parâmetros na função objetivo e nas restrições de igualdade e desigualdade do problema, originando um **FPO relaxado**. Conforme a variação do parâmetro, um conjunto de soluções do FPO é estabelecido e suas soluções formam um caminho entre as soluções ótimas do problema relaxado (cuja solução é conhecida) e o problema original (solução procurada). Esta abordagem tem sido aplicada na solução do FPO para prevenir a divergência no processo iterativo e para estudos de máximo carregamento.

Esse procedimento de solução com o auxílio da parametrização é chamado também de Método da Continuação e o parâmetro introduzido é chamado de parâmetro de continuação (ε).

Para exemplificar, considere o problema de resolver um sistema de equações não lineares:

$$F(\mathbf{x}) = 0 \quad (3.14)$$

onde $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ e $F: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n, F \in \mathbb{R}^n$. Associado ao problema (3.14), seja o problema relaxado (3.15), para qual a solução \mathbf{x}^0 é conhecida e arbitrária:

$$E(\mathbf{x}) = 0 \quad (3.15)$$

onde $E: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$ e $E(\mathbf{x}^0) = 0$. Fazendo uma combinação linear convexa dos sistemas (3.14) e (3.15) através da introdução de um parâmetro, ε , $0 \leq \varepsilon \leq 1$, é obtido o seguinte sistema paramétrico:

$$H(\mathbf{x}, \varepsilon) = \varepsilon \cdot F(\mathbf{x}, \varepsilon) + (1 - \varepsilon) \cdot E(\mathbf{x}) = 0 \quad (3.16)$$

onde $H : R^{n+1} \rightarrow R^n$ é chamado de função Homotopia.

O Método da Continuação resolve o sistema de equações não lineares partindo de um problema relaxado ($\varepsilon=0$, $H(\mathbf{x},0)=E(\mathbf{x})=0$), cuja solução \mathbf{x}^0 é conhecida, e indo até o problema original ($\varepsilon=1$, $H(\mathbf{x},1)=F(\mathbf{x})=0$), cuja solução \mathbf{x}^* é procurada. Os valores intermediários do parâmetro de continuação formam uma família de problemas paramétricos cujas soluções formam um caminho.

Como já descrito, o FPO é um problema de programação não-linear formado por uma função objetivo, que pode representar diferentes critérios de performance, restrições de igualdade, que representam equações de balanço de potência por barra, e as restrições de desigualdades que determinam os limites operacionais dos equipamentos.

Este problema de FPO, representado de forma genérica em (3.1) a (3.3), apresenta dificuldade na sua resolução devido a não linearidade entre as variáveis elétricas, ou seja, na determinação de quais restrições são ativas.

O problema da continuação é uma metodologia que contorna essa dificuldade encontrada na determinação do conjunto ativo, pois define uma família de problemas parametrizadas em ε , que levam à solução do problema original.

Assim, o problema de Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado (FPOP) pode ser representado de forma genérica como:

$$\min_{\mathbf{x}} f(\mathbf{u}, \varepsilon) \quad (0.17)$$

s. a.

$$g(\mathbf{u}, \varepsilon) = 0 \quad (0.18)$$

$$h(\mathbf{u}, \varepsilon) \leq 0 \quad (0.19)$$

onde,

\mathbf{u} : vetor de variáveis do sistema;

$f(\mathbf{u}, \varepsilon)$: função objetivo a ser otimizada;

$g(\mathbf{u}, \varepsilon)$: vetor de restrições de igualdade;

$h(\mathbf{u}, \varepsilon)$: vetor de restrições de desigualdade.

Como o trabalho em questão pretende ajustar os bancos de capacitores cuja atuação se estende ao longo de diferentes carregamentos, pretende-se a partir da parametrização desses carregamentos ao longo de uma semana, utilizar essa técnica do FPO-Parametrizado a fim de se estabelecer os adequados chaveamentos ao longo dos dias da semana.

Assim, o problema (3.13) é solucionado inúmeras vezes de modo a possibilitar o acompanhamento da carga ao longo de dias típicos pela seguinte parametrização da carga:

$$\mathbf{Pd}^k = \mathbf{Pd}^{k-1} + \Delta\mathbf{Pd} \quad (3.20)$$

$$\mathbf{Qd}^k = \mathbf{Qd}^{k-1} + \Delta\mathbf{Qd} \quad (3.21)$$

onde

$\Delta\mathbf{Pd}$: variações de carga ativa de uma hora para outra;

$\Delta\mathbf{Qd}$: variações de carga reativa de uma hora para outra.

As soluções do primeiro instante do dia possuem os valores iniciais \mathbf{Pd}^0 e \mathbf{Qd}^0 , até os instantes finais \mathbf{Pd}^h e \mathbf{Qd}^h .

As soluções obtidas por este problema apresenta valores contínuos de susceptância capacitivo que equivaleria aos valores ideais, caso houvesse possibilidade de fazer este tipo de ajuste.

Como os capacitores só podem assumir valores discreto seguem alguns trabalhos que visam contornar estas questão de se trabalhar na otimização de variáveis discretas .

Estas metodologias a serem descritas têm como objetivo principal contribuir com a melhoria do controle e ajuste do plano de operação dos BCs previamente alocados no sistema de distribuição. Elas envolvem um conjunto de funções balizadas pela programação diária ou horária e pelo conjunto de informações monitoradas em tempo real no sistema possibilitando definir a decisão de entrada/saída do capacitor em tempo real.

Neste trabalho, foi utilizado como modelo para carregamento horário da carga incluindo diferentes dias da semana e perfis e consumo, o plano de medição fornecido em Yamakawa (2007).

3.2 HEURÍSTICAS PARA AJUSTE DE BANCO DE CAPACITORES

Esta técnica emprega a formulação do FPO anteriormente apresentada em conjunto com algoritmos de decisão de entrada/saída do BC de modo que em uma primeira etapa se obtém o valor ótimo contínuo de susceptância capacitiva para o patamar de carga simulado e em uma segunda etapa decide-se pela entrada/saída do BC.

A metodologia proposta está dividida basicamente em duas categorias principais:

- a) Análise de curtíssimo prazo (*ON LINE*) – envolve um conjunto de funções balizadas pela programação diária e horária e pelo conjunto de informações monitoradas em tempo real no sistema possibilitando definir a decisão de entrada/saída do capacitor em tempo real.
- b) Análise de pré-operação (*OFF LINE*) – fase onde são determinados os planos de operação dos BCs em médio e curto prazo, isto é, os planejamentos que envolvem a programação mensal, semanal e diária.

3.2.1 Análise de curtíssimo prazo – ON LINE

Para esta análise empregou-se a formulação do FPO relaxado anteriormente apresentada em conjunto com um algoritmo de decisão de entrada/saída do BC no sistema de modo que em uma primeira etapa se obtenha o valor de susceptância capacitiva necessária para o patamar simulado e em uma segunda etapa, baseada em heurística, seja decidida a *entrada/saída* do BC.

Na próxima etapa, assume-se o valor decidido de entrada/saída do BC, representado pelo valor total da susceptância capacitiva (capacitor ligado) ou por zero, a função objetivo de chaveamento é novamente utilizado para levantar as condições do sistema com a operação do BC. Com essa estratégia de atualização o

FPO busca reduzir o chaveamento conforme a variação de demanda no decorrer do dia, considerando apenas os valores de operação do BC (ligado ou desligado).

A decisão de entrada/saída do BC é realizada comparando-se o valor médio da susceptância capacitiva no decorrer do dia. Caso o valor acumulado seja maior que o valor médio decide-se pela entrada do equipamento no sistema e caso contrário opta-se pelo desligamento do BC.

A Figura 3.1 resume os passos principais da metodologia *ON LINE* na qual calcula-se o valor otimizado da susceptância capacitiva, realiza-se o ajuste atualizando a susceptância b e por fim se obtém as susceptâncias para o próximo patamar de carga corrigindo-se os valores para as condições anteriormente simuladas.

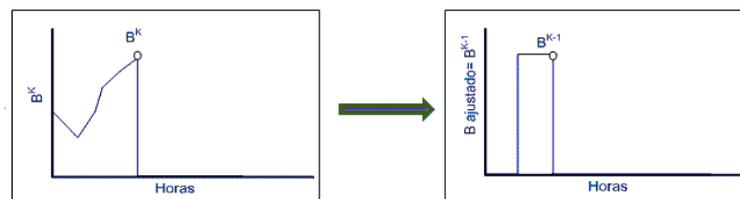


FIGURA 3.1 – PASSOS DA METODOLOGIA *ON LINE*

FONTE: DALHKE (2010)

Algoritmo de Solução do FPOP *ON LINE*:

O algoritmo desta metodologia é o seguinte:

Passo 1: Simule o FPO para $\varepsilon^0 = 0$, e obtenha b_i^0 para cada BC instalado.

Passo 2: Faça $k=k+1$. Para cada capacitor i , ajuste sua entrada/saída conforme as regras apresentadas na Tabela 3.1.

TABELA 3.1 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DE ENTRADA/SAÍDA DO BC

Se	Então
$b_i^k < (b_i^{\text{médio}})^k$	$b_i^k = 0$
$b_i^k \geq (b_i^{\text{médio}})^k$	$b_i^k = b_i^{\text{max}}$

onde $b_i^{\text{médio}} = b_{\text{max}} / 2$, é igual à metade do valor máximo da susceptância capacitiva

do BC instalado na barra i .

Passo 3: Recalcule o FPO, fixando os novos valores ajustados de susceptância capacitiva.

Passo 4: Se $\epsilon^k = 1$, pare, senão vá ao Passo 2.

3.2.2 Análise de planejamento – *OFF LINE*

Nesta análise também foi utilizada a metodologia do FPO parametrizado já mencionado para se obter os valores das susceptâncias capacitivas nos diversos patamares de carga ao longo do dia. Porém, primeiramente são levantadas as susceptâncias capacitivas para todos os patamares do dia através do FPO e posteriormente é que é realizada a decisão de entrada/saída dos BC utilizando os valores acumulados e médios das susceptâncias capacitivas para decisão de entrada/saída do BC.

A Figura 3.2 resume os passos principais da metodologia *OFF LINE* na qual calcula-se o primeiramente o valor otimizado da susceptância capacitiva para todos os patamares e após esta otimização decide-se a respeito da entrada/saída dos BCs no sistema.

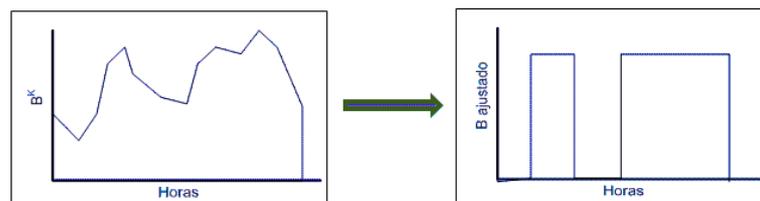


FIGURA 3.2 – PASSOS DA METODOLOGIA *OFF LINE*

FONTE: DALHKE (2010)

Algoritmo de Solução do FPOP *OFF LINE*:

Passo 1: Faça $k=0$, $\varepsilon^k = 0$, obtenha a solução ótima para o problema via Método dos Pontos Interiores.

Passo 2: Faça $\varepsilon^{k+1} = \varepsilon^k + \Delta\varepsilon^k$, com $\Delta\varepsilon^k$ pré-especificado, obtenha o ponto ótimo e vá ao Passo 3.

Passo 3: Se $\varepsilon < 1$, faça $k=k+1$. Para cada k , ajuste a entrada/saída dos BC conforme a seguinte lógica:

TABELA 3.2 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DE ENTRADA/SAÍDA DO CAPACITOR OFF LINE

Se	Então
$b_i^k < (b_i^{acumulado})^k$	$b_i^k = 0$
$b_i^{k+1} \geq (b_i^{acumulado})^k$	$b_i^k = b_i^{max}$

onde $(b_i^{acumulado})^k$ é o valor da susceptância capacitiva obtida pela soma das susceptâncias calculadas no decorrer do processo $[(b_i^{acumulado})^k = (b_i^{acumulado})^{k-1} + b_i^{k-1}]$.

]. Retorne ao Passo 2. Se $\varepsilon = 1$, FIM.

3.3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM FUNÇÃO PENALIDADE

O modelo matemático para resolução do problema de FPO é de difícil solução, pois é um problema de programação não linear, com funções não convexas, e com variáveis discretas e contínuas. Para resolver esta questão Soler e da Costa (2011) apresentaram um método de solução para ajustar otimamente as variáveis contínuas e discretas do problema de FPO.

Soler e da Costa (2011) propuseram um método que consiste em resolver um Problema de Programação Não Linear (PPNL) com variáveis somente contínuas cuja solução é equivalente a solução do problema inicial, ou seja, do Problema de Programação Não Linear com Variáveis Discretas e Contínuas (PPNLDC). Para que

isso ocorra, foi introduzida uma função penalidade na função objetivo que penaliza a função objetivo toda vez que uma variável discreta assume um valor contínuo, assim, as variáveis discretas podem ser tratadas como contínuas.

$$\gamma \sum_{i=1}^{n_y} \left[\text{sen} \left(\frac{y_i}{s_i^u - s_i^l} \pi + \alpha \right) \right]^{2\beta} \quad (3.22)$$

onde

$\gamma > 0$: amplitude da penalidade;

β : número inteiro positivo;

s_j^l : valor discreto mais próximo inferiormente de y_j ;

s_j^u : valor discreto mais próximo superiormente de y_j ;

α : constante tal que $0 \leq \alpha \leq 2\pi$ escolhida de modo que a função $p(y)$ se anule somente nos valores discretos de y .

De (3.22) segue que:

Se $p(y_i) = 0$, y é discreto;

Se $p(y_i) = \delta > 0$, caso contrário;

ou seja, $p(y)$ assume valores positivos somente se y_j não assumir valores discretos.

Para valores de Y grandes, a função objetivo aumentada perde características da função objetivo original, neste caso a solução pode não ser equivalente a solução inicial. Para valores de Y muito pequenos a solução pode não assumir valores discretos para as variáveis y e conseqüentemente a solução não será equivalente a solução inicial.

Para resolver este problema, Soler (2011) utilizou o MPI e o Método de Newton para obter direções de busca para atualização das variáveis. Em cada iteração do Método de Newton as variáveis, o parâmetro de barreira e os multiplicadores de Lagrange são atualizados. Os passos primal e dual para atualização das variáveis primais e duais, respectivamente, são calculados com base na estratégia usada por Granville (1994) entre outros. Os multiplicadores de Lagrange são atualizados pela Regra de Polyak (1992), e o parâmetro de barreira é atualizado pela regra de Melman

e Polyak (1996). As iterações do Método de Newton prosseguem até que as restrições do problema sejam satisfeitas e a atualização das variáveis não altere o valor da função objetivo.

Soler (2011) utilizou esta função penalidade para discretizar *taps* de transformadores e chaveamento de banco de capacitores. Baseado no sucesso dessa aplicação, esta função penalidade foi implementada a fim de realizar o chaveamento de banco de capacitores automáticos em um alimentador de distribuição de modo a manter os níveis permissíveis de tensão ao longo da evolução horária da carga do mesmo.

Para incorporação da função penalidade de Soler (2011) no FPO Parametrizado, a função objetivo que engloba a minimização das perdas elétricas (*Perdas*) e manutenção do perfil plano de tensão nas barras do sistema (DT) passa a ser:

$$f(\mathbf{u}) = w_p \cdot \text{Perdas} + w_t \cdot (DT) + w_b \cdot p(\mathbf{b}) \quad (3.23)$$

onde

w_b : peso indicador da minimização da função penalidade;

$p(\mathbf{b})$: função penalidade que discretiza o valor da susceptância capacitiva do banco de capacitores:

$$p(\mathbf{b}) = \gamma \cdot \sum_{i=1}^l \left[\text{sen} \left(\frac{b_i}{b_i^{\max} - b_i^{\min}} \cdot \pi + \alpha \right) \right]^{2\beta} \quad (3.24)$$

onde

b_i^{\max} : máxima susceptância capacitiva do BC situado na barra i ;

b_i^{\min} : mínima susceptância capacitiva do BC, situado na barra i .

γ : amplitude da penalidade foi assumido com valor 1 (SOLER, 2011);

β : número inteiro positivo assumido como 1 (SOLER, 2001)

b_i^{\max} : limite máximo de susceptância capacitiva do banco de capacitor, b_i , situado na barra i ;

b_i^{\min} : limite mínimo de susceptância capacitiva do banco de capacitor, b_i , situado na barra i ;

α : constante tal que $0 \leq \alpha \leq 2\pi$ escolhida com valor 0 (SOLER, 2011).

O Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado com função penalidade completo é:

$$\min w_p \cdot \sum_{i=1}^{nb} Pg_i + w_v \cdot \sum_{i=1}^{nb} (|\dot{V}_i| - 1)^2 + w_b \cdot \sum_{i=1}^{nc} \left[\text{sen} \left(\frac{b_i}{b_i^{\max}} \cdot \pi \right)^2 \right]$$

s.a

$$\begin{aligned} \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} &= \text{real} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \\ (\mathbf{Qg} + \text{diag}(|\dot{\mathbf{V}}|^2 \cdot \mathbf{b}) - \mathbf{Qd} &= \text{imag} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \end{aligned} \quad (3.25)$$

$$\mathbf{Pg}^{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}^{\max}$$

$$\mathbf{Qg}^{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}^{\max}$$

$$|\dot{\mathbf{V}}|^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq |\dot{\mathbf{V}}|^{\max}$$

$$0 \leq \mathbf{b} \leq \mathbf{b}^{\max}.$$

O problema (3.25) é solucionado inúmeras vezes de modo a possibilitar o acompanhamento da carga ao longo de dias típicos pela seguinte parametrização da carga:

$$\mathbf{Pd}^k = \mathbf{Pd}^{k-1} + \Delta \mathbf{Pd} \quad (3.26)$$

$$\mathbf{Qd}^k = \mathbf{Qd}^{k-1} + \Delta \mathbf{Qd} \quad (3.27)$$

onde

$\Delta \mathbf{Pd}$: variações de carga ativa de um instante para outro;

$\Delta \mathbf{Qd}$: variações de carga reativa de um instante para outro.

Deste modo, o problema modelado em (3.28)-(3.30) procura otimizar os chaveamentos dos capacitores ao mesmo tempo que se pretende satisfazer os limites de tensão para cada intervalo de tempo do dia (acompanhando uma curva de carga segmentada por hora) e conectando cada solução através da função objetiva, que minimiza as perdas, mantém perfil de tensão plano e discretiza as variáveis capacitivas.

3.4 FUNÇÃO PENALIDADE MODIFICADA

Após os primeiros resultados, foi verificado que a função penalidade não foi capaz de realizar a discretização completa dos valores de susceptância capacitiva,

pois estas susceptâncias, em muitos casos, ainda assumiram valores contínuos, apenas indicando a tendência de qual seria a melhor decisão quanto a ligar ou desligar o capacitor. Ou seja, elas se aproximaram mais dos valores “*ótimos discretos*” de susceptâncias do que os valores “*ótimos contínuos*” obtidos pelo FPO tradicional (sem inclusão da função penalidade). Esta observação levou à formulação de uma nova metodologia modificada, formulada como sendo aplicação da metodologia heurística aos valores obtidos pelos da Penalidade.

Assim, propõe-se a formulação de uma nova técnica que seja capaz de definir o melhor estado do capacitor, que seria a utilização da função penalidade aliada ao método heurístico de decisão de Dalhke (2010) - Método ON LINE.

O novo algoritmo Função Penalidade Modificado é:

Passo 1: Simule o Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado com função penalidade (eq. 3.19) para $\varepsilon^0 = 0$, e obtenha b_i^0 para cada BC instalado.

Passo 2: Faça $k=k+1$. Para cada capacitor i , ajuste sua entrada/saída conforme as regras apresentadas na Tabela 3.3.

TABELA 3.3 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DE ENTRADA/SAÍDA DO BC - PENALIDADE MODIFICADA

Se	Então
$b_i^k < (b_i^{\text{médio}})^k$	$b_i^k = 0$
$b_i^k \geq (b_i^{\text{médio}})^k$	$b_i^k = b_i^{\text{max}}$

onde $b_i^{\text{médio}} = b_{\text{max}} / 2$, é igual à metade do valor máximo da susceptância capacitiva do BC instalado na barra i .

Passo 3: Recalcule o FPO, fixando os novos valores ajustados de susceptância capacitiva.

Passo 4: Se $\varepsilon^k = 1$, pare, senão vá ao Passo 2.

3.5 FLUXO DE POTÊNCIA COM FUNÇÃO SIGMOIDAL

Silva Jr. *et al* (2008) abordam o uso de um algoritmo heurístico para resolver o problema de alocação de banco de capacitores através da representação de uma função degrau unitário. Para tanto, foi utilizado a função sigmoidal para modelar o chaveamento do banco de capacitores, sendo esta função diferenciável e com um comportamento similar ao da curva característica do degrau unitário.

A função sigmóide (Figura 3.3) proposta é introduzida na formulação do FPO através do produto entre o valor do banco de capacitor a ser instalado na barra e o valor da chave de conexão do capacitor na barra:

$$CH(x) = \frac{e^x - 1}{e^x + 1} \quad p/ x \geq 0. \quad (3.28)$$

O algoritmo proposto em Silva Jr. *et al* (2008) foi resolvido em três etapas distintas: contínua; heurística e discreta.

O primeiro passo foi resolver o FPO considerando todas as variáveis contínuas para estudar o comportamento do sistema, em seguida, foi introduzido a equação (3.28), com x variando de $0 \leq x \leq 20$ de forma a sensibilizar a função sigmoidal. A etapa heurística definiu quais são os bancos que devem ser inseridos no sistema, esta decisão é baseada na sensibilidade fornecida pela função sigmoidal. Com o banco escolhido, a terceira etapa foi simular novamente o FPO com o capacitor escolhido que serve como condição inicial para a próxima etapa contínua até que se obtenha o ótimo, ou seja, enquanto o custo total do sistema puder ser reduzido com a inserção dos bancos de capacitores, o processo continua, caso contrário, o processo termina.

Oliveira *et al.* (2008) também utilizaram com sucesso a função sigmoidal para representar a abertura e fechamento de chaves quando da reconfiguração de sistemas radiais e alocação de capacitores com o intuito de diminuir o total de perdas. O algoritmo proposto para reconfiguração transforma uma rede inicial em malha num sistema ótimo radial através de uma série de aberturas de chaves.

A ideia apresentada no trabalho de Silva Jr. *et al.* (2008) de se representar a decisão de se alocar ou não capacitor em uma barra através da função sigmoidal foi

utilizada nesta dissertação para se chavear os BCs ao longo de um dia de operação de um alimentador de distribuição.

Para incorporação da função penalidade de Oliveira et al. (2008) no Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado, o problema de otimização passa a ser:

$$\min w_p \cdot \sum_{i=1}^{nb} Pg_i + w_t \cdot \sum_{i=1}^{nb} (|\dot{V}_i| - 1)^2$$

s.a

$$\begin{aligned} \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} &= \mathit{real} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \\ (\mathbf{Qg} + \mathit{diag} (|\dot{\mathbf{V}}|^2)) \cdot \{\mathit{diag} [CH(\mathbf{x})] \cdot \mathbf{b}\} - \mathbf{Qd} &= \mathit{imag} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \end{aligned} \quad (3.29)$$

$$\mathbf{Pg}^{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}^{\max}$$

$$\mathbf{Qg}^{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}^{\max}$$

$$|\dot{\mathbf{V}}|^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq |\dot{\mathbf{V}}|^{\max}$$

$$\mathbf{b} \leq \mathbf{b}^{\max}$$

$$0 \leq \mathbf{x} \leq 60.$$

O problema (3.29) é solucionado inúmeras vezes de modo a possibilitar o acompanhamento da carga ao longo de dias típicos pela seguinte parametrização da carga:

$$\mathbf{Pd}^k = \mathbf{Pd}^{k-1} + \Delta \mathbf{Pd} \quad (3.30)$$

$$\mathbf{Qd}^k = \mathbf{Qd}^{k-1} + \Delta \mathbf{Qd}. \quad (3.31)$$

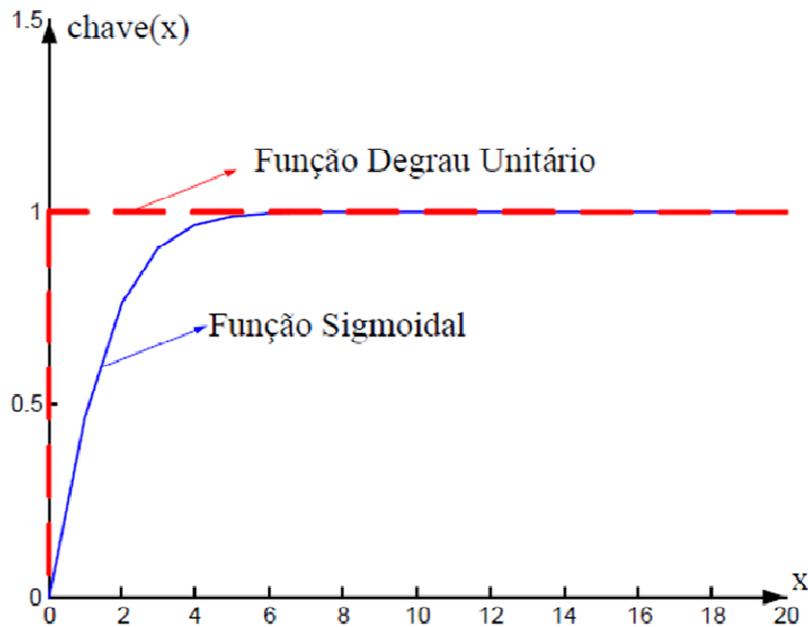


FIGURA 3.3 – FUNÇÃO SIGMOIDAL

FONTE: OLIVEIRA (2008)

3.6 VALIDAÇÃO

A fim de se avaliar o desempenho das metodologias descritas propõe-se um algoritmo que exaustivamente testa todas as combinações possíveis de chaveamento dos bancos de capacitores. Esta solução é chamada de Validada.

Além disto, uma função de avaliação (FA) é utilizada para se analisar as soluções obtidas por cada metodologia. Ela considera perdas elétricas e manutenção de perfil de tensão oriundas de curvas de cargas horárias referentes a dias úteis, sábados e domingos:

$$FA = Perda_{total} + Violação + Queda. \quad (3.32)$$

As parcelas que compõem a função avaliação são:

3.6.1 Perdas de Potência Ativa

As perdas de potência ativa são calculadas para cada hora do dia (dia útil, feriado, domingo) através dos valores de tensão obtidos pelo algoritmo de FPO. Uma vez obtidos os valores das perdas totais de potência ativa para cada hora do dia simulado, calcula-se o valor da energia total consumida pelas perdas durante o período estipulado através da seguinte equação:

$$Perda_{total} = \sum_{k=1}^{ni} \sum_{j=1}^3 Perdas_{kj} \cdot Dias_j \quad (3.33)$$

onde

ni : número de intervalo de discretização;

k : corresponde ao período discretizado;

j : corresponde ao número de Dias Úteis, Sábados e Domingos e Feriados;

$Perdas_{kj}$: perda de potência ativa correspondente à condição de carga na hora k no dia j ;

$Dias_j$: número de dias j no período.

3.6.2 Violações dos Limites de Tensão: soma de todos os desvios de magnitudes tensão em relação aos limites mínimos e máximos ao longo de um período.

Verificam-se as barras cujas magnitudes estão fora dos limites estabelecidos pela Resolução vigente, conforme as regras da Tabela 3.3.

TABELA 3.3 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DOS LIMITES DE TENSÃO

Se	Então
$V_{\text{mínimo}} \leq V_{\text{barra}} \leq V_{\text{máximo}}$	$Violação_{\text{barra}} = 0$
$V_{\text{barra}} < V_{\text{mínimo}}$	$Violação_{\text{barra}} = V_{\text{mínimo}} - V_{\text{barra}}$
$V_{\text{barra}} > V_{\text{máximo}}$	$Violação_{\text{barra}} = V_{\text{barra}} - V_{\text{máximo}}$

FONTE: BÊE (2007)

Onde:

$$V_{\text{mínimo}} = 0,93 \text{ pu};$$

$$V_{\text{máximo}} = 1,05 \text{ pu}.$$

Uma vez obtido os valores das violações de tensão para cada patamar de carga, ou seja, o somatório das violações de tensão de todas as barras para cada condição, pode-se obter o valor de violação de tensão total do sistema durante todo um período através da seguinte equação:

$$Violação = \sum_{i=1}^{ni} \sum_{j=1}^3 Violação_{ij} \cdot Dias_j \quad (3.34)$$

onde

$Violação_{ij}$: violação de tensão de todas as barras para a carga na hora i no dia j .

3.6.3 Violações das Quedas de Tensão: soma de todas as quedas de tensão acima de 4% a partir da subestação ao longo de um período.

Conforme recomendações da (COPEL, 1996), existe um custo adicional quando existem quedas de tensão entre as barras da rede de distribuição e a barra inicial do alimentador maiores que 4%. Assim, quando essas diferenças de tensão entre as diversas barras e a barra inicial do alimentador excedem 4% em relação à barra inicial deve-se aplicar um custo adicional na FO relativo a esses desvios.

Desta forma, para cada patamar de carga, Pesada, Média e Leve, nos Dias Úteis, Sábados e Domingos/Feriados, buscam-se as barras que apresentam uma queda de tensão maior que 4% e aplica-se para essas barras a equação mostrada a seguir, somando os valores encontrados para as nove condições de carga:

$$Queda = \sum_{i=1}^{ni} \sum_{j=1}^3 \{Dias_j \cdot \sum_{b \in \Phi} [(QT_{bij} - 4)^{1,45}]\} \quad (3.35)$$

onde

b : barra com queda de tensão superior a 4%;

Φ : conjunto de barras com queda de tensão superior a 4%;

QT_{bij} : tensão na barra b referente ao patamar de carga i e dia da semana j .

A fim de equalizar a ordem de grandeza de cada parcela, tornando todos os critérios com a mesma importância, cada uma delas foi normalizada. A normalização foi feita dividindo as parcelas pelas suas respectivas piores situações, tais como: perda elétrica e perfil de tensão antes da aplicação dos BCs. Deste modo, elas passaram a assumir valores entre 0 e 1.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Foram descritas neste capítulo as metodologias utilizadas para ajustes de BCs automáticos instalados em redes radiais de distribuição ao longo de dias típicos. A determinação dos ajustes foi feita com base no acompanhamento da carga horária utilizando como base matemática o FPO. Foram descritas 5 metodologias: 3 Heurísticas, Penalidade, e Sigmoidal, cujos critérios básicos de otimização buscam a redução de perdas e manutenção do perfil de tensão.

4 RESULTADOS

As metodologias descritas no Capítulo 3 serão testadas através de um sistema típico de distribuição que contém 70 barras (BARAN e WU, 1989).

Primeiramente, serão apresentados os parâmetros do sistema simulado, as curvas de carga utilizadas nas simulações, e posteriormente serão apresentadas as soluções obtidas para as diversas configurações utilizadas nas simulações.

4.1 SISTEMA DE 70 BARRAS

A Figura 4.1 apresenta o sistema de 70 barras usado nas simulações.

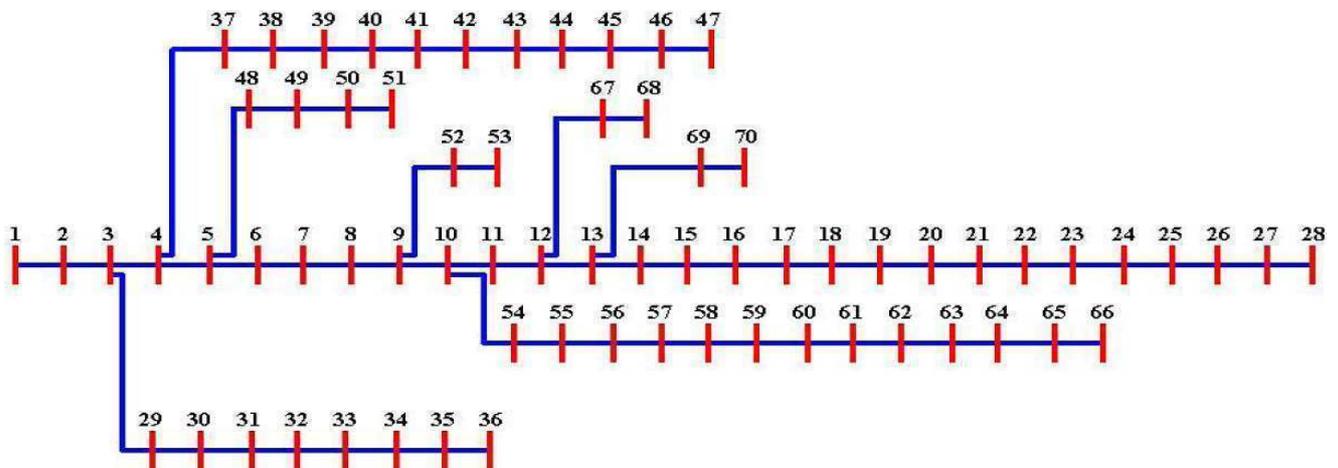


FIGURA 4.1 – SISTEMA DE 70 BARRAS

FONTE: BARAN e WU (1989)

Os dados referentes às impedância das linhas são apresentados no ANEXO B deste trabalho.

Nas simulações realizadas foram utilizadas três curvas de cargas obtidas de Yamakawa (2007) que consideraram as seguintes parcelas de consumidores:

a. Curva 1:

- 25% de consumidores residenciais baixa renda;
- 40% de consumidores residenciais média renda;
- 5% de consumidores residenciais alta renda;
- 30% de consumidores comércio e serviços.

b. Curva 2:

- 5% de consumidores residenciais baixa renda;
- 35% de consumidores residenciais média renda;
- 5% de consumidores residenciais alta renda;
- 55% de consumidores comércio e serviços.

c. Curva 3:

- 55% de consumidores residenciais baixa renda;
- 25% de consumidores residenciais média renda;
- 0% de consumidores residenciais alta renda;
- 20% de consumidores comércio e serviços.

As curvas de carga 1, 2 e 3 utilizadas neste trabalho estão apresentadas na FIGURA 4.2.

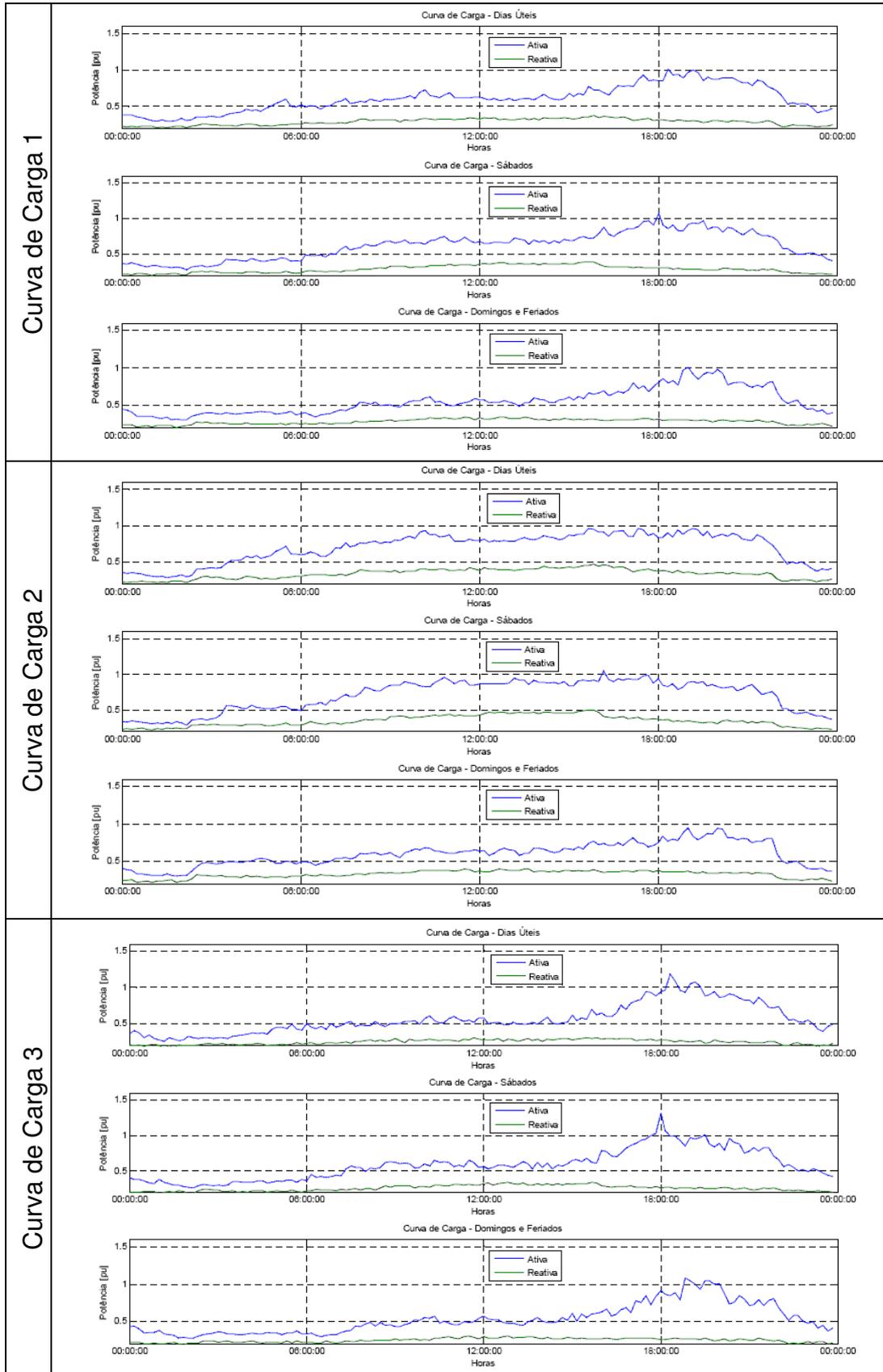


FIGURA 4.2 – CURVAS DE CARGA 1, 2 E 3 RESPECTIVAMENTE

Para estas curvas de carga, serão testados dois casos:

- Caso 1: sistema radial de 70 barras;
- Caso 2: sistema radial de 70 barras com geração eólica na barra 62.

Caso 1: Sistema radial de 70 barras sem geração eólica

Os resultados são apresentados em forma de gráficos. No eixo x, são mostradas as horas ao longo do dia, enquanto no eixo y, são mostrados os valores de susceptância capacitiva em pu de um capacitor automático instalado na Barra 13, que é o objeto de estudo deste trabalho. O valor da susceptância capacitiva varia de zero até 0,6 pu ou 600 kvar. A localização, tipo e tamanho deste capacitor foi selecionado segundo metodologia para alocação de BC conforme proposta em (BÊE, 2007).

Para cada gráfico será mostrado uma legenda com os resultados obtidos em cada método, sendo:

- *Contínuo*: valor contínuo da susceptância capacitiva fornecida pelo FPO relaxado, caso o capacitor pudesse assumir valores contínuos, o que seria o resultado quase-ótimo.
- *Validado*: é o que se pode chamar de solução ideal discreta, pois é o valor discreto do capacitor encontrado através de uma busca exaustiva cujo objetivo é minimizar a função de avaliação.
- *ON LINE*: valor do capacitor ajustado através do método ON LINE de decisão.
- *OFF LINE*: valor do capacitor ajustado através do método OFF LINE de decisão.
- *Penalidade*: Valor do capacitor ajustado através do método da função penalidade.
- *Penalidade Modificada*: valor do capacitor ajustado através do método da função penalidade modificada.
- *Sigmoidal*: valor do capacitor ajustado através do método Sigmoidal.

Segundo a Figura 4.3, é possível observar os valores de susceptâncias capacitivas obtidos para a curva de carga 1, ao longo de 24 horas de dias úteis, segundo os métodos de chaveamento *ON LINE* e *OFF LINE*, segundo os ajustes contínuos obtidos do FPO Parametrizado (que seria a solução ideal, caso este ajuste fosse possível) e segundo o valor ótimo de chaveamento obtido pelo Validado (busca exaustiva). O chaveamento *ON LINE* manteve o capacitor ligado por mais tempo, com um único chaveamento. O chaveamento pelo método *OFF LINE* seguiu mais próximo ao Validado, entretanto, demorou para chavear o capacitor e o retirou de operação antes do tempo necessário.

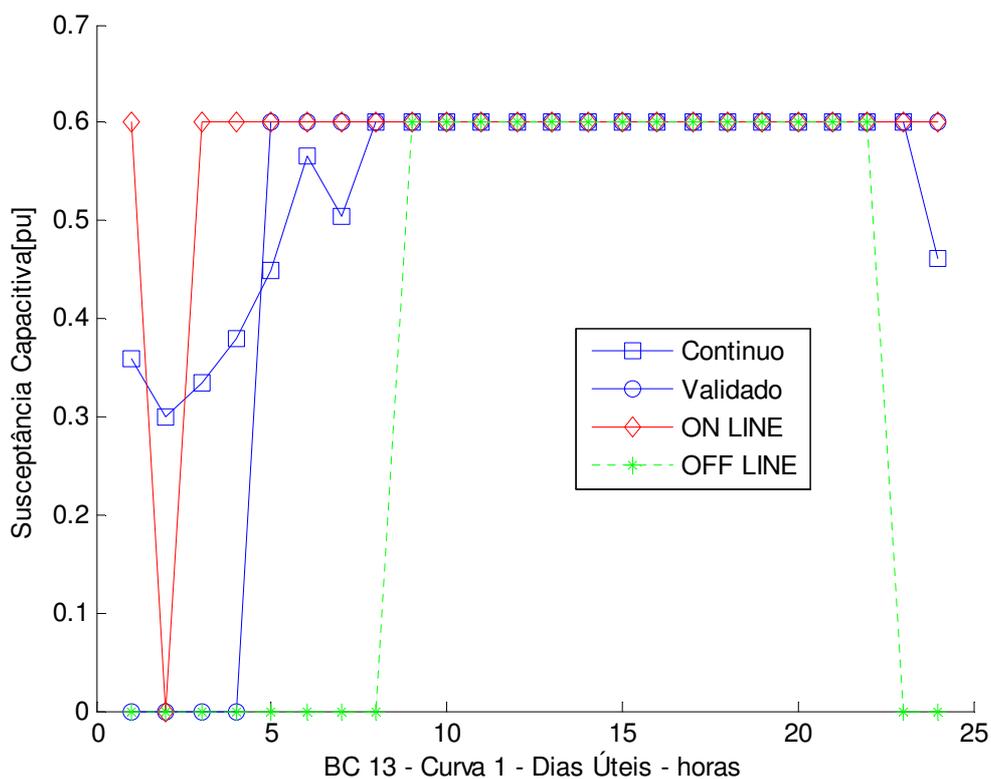


FIGURA 4.3 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – DIAS ÚTEIS ON LINE E OFF LINE

Na Figura 4.4, que mantém a mesma Curva de Carga 1, são mostrados os resultados dos métodos Penalidade e Sigmoidal, enquanto que os valores Contínuo e Validado servem como referência. A função penalidade reforça bastante a característica do valor Contínuo, entretanto, foi incapaz de discretizar o valor continuado apresentando valores intermediários de susceptância. A função Sigmoidal não apresentou resposta satisfatória alocando sempre o capacitor, este comportamento se repetiu em todas as demais simulações, portanto, os valores para a função Sigmoidal não serão mais apresentados daqui em diante, pois não correspondem com a realidade.

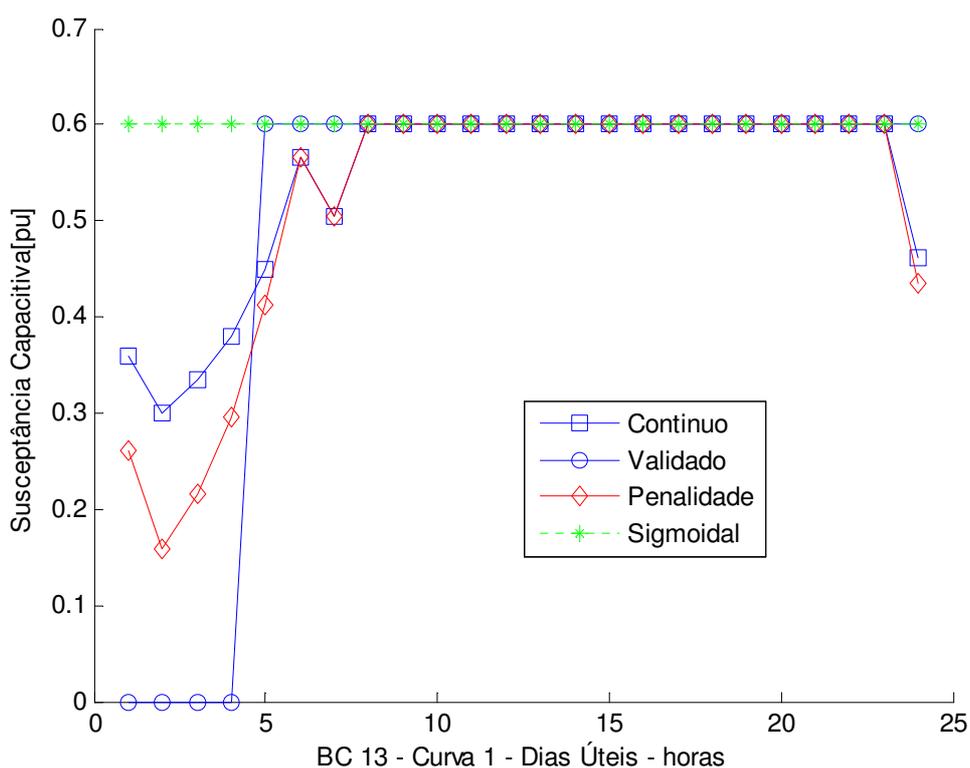


FIGURA 4.4 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – DIAS ÚTEIS PENALIDADE E SIGMOIDAL

Segundo a Figura 4.4, observa-se que os chaveamentos obtidos pelas metodologias descritas durante as 4 primeiras horas, carga leve, não coincidem com o valor Validado, considerado como padrão. Observa-se ainda, que os resultados obtidos pela metodologia Penalidade não obtiveram valores discretos, apesar dos vários ajustes dos parâmetros associados. No entanto, os mesmos se aproximam mais dos valores padrão do que os valores contínuos. Esta observação leva à formulação de uma nova metodologia modificada, formulada como sendo aplicação da metodologia heurística aos valores obtidos pela da Penalidade. Os resultados desta metodologia nomeada de Penalidade Modificada estão apresentados na Figura 4.5.

A Figura 4.5 mantém a mesma Curva de Carga das figuras anteriores, porém, apresenta a Função Penalidade Modificada, que é a somatória da Função Penalidade com a Heurística do método ON LINE ou seja, enquanto a Função Penalidade dá a direção do valor de Susceptância, a Heurística ON LINE força o capacitor a assumir valores discretos, e como pode ser observado neste resultado, a resposta dada pela Função Penalidade Modificada foi igual ao resultado ótimo dado pelo valor Validado.

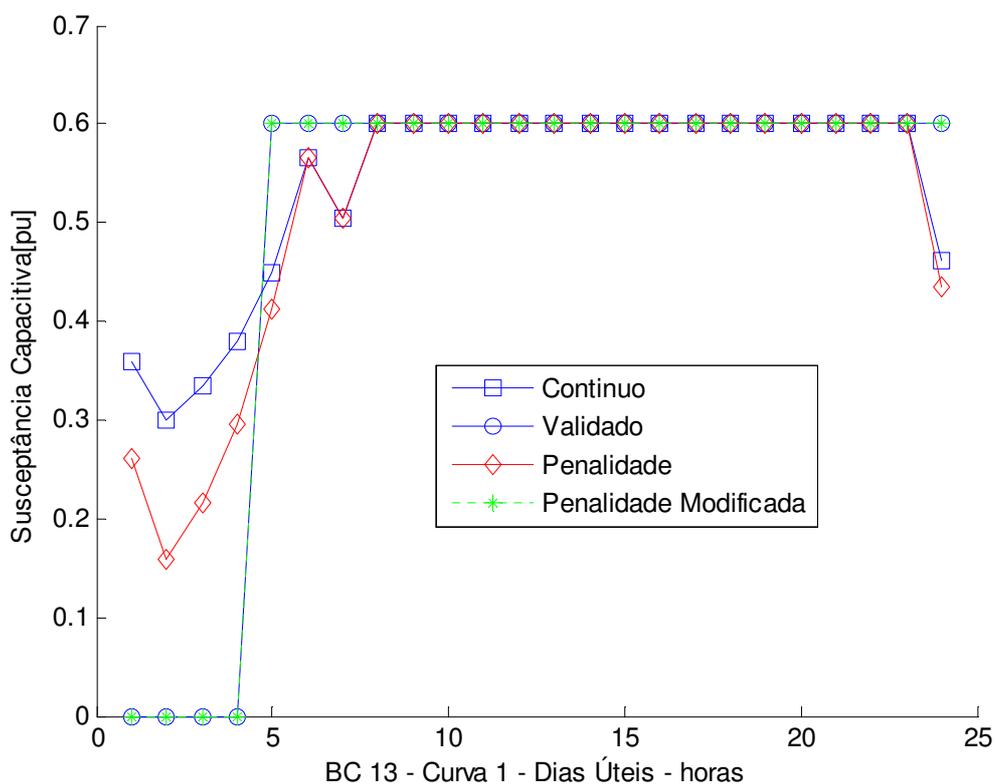


FIGURA 4.5 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – DIAS ÚTEIS
PENALIDADE E PENALIDADE MODIFICADA

Os resultados para as demais Curvas de Carga e dias da semana, contarão com: valores Contínuos e Validados para referência, valores do método ON LINE pela sua simplicidade que o faz ser utilizado em grande parte das concessionárias e pela Função Penalidade Modificada que se mostrou o método mais eficaz na operação dos capacitores.

Pela Figura 4.6 que apresenta a Curva de Carga número 1, para o dia de Sábado, é possível observar pelo valor Contínuo que os ajustes *ON LINE* para as primeiras horas só ocorreu porque houve necessidade de reativo foi maior que 50 % do valor do capacitor (0,3 pu), fazendo com que o capacitor permanecesse ligado indefinidamente. Entretanto, observando o valor Validado verificamos que isto está incorreto e que nas primeiras horas do dia o capacitor deve permanecer desligado. Novamente o valor da Função Penalidade Modificada correspondeu com o valor ideal.

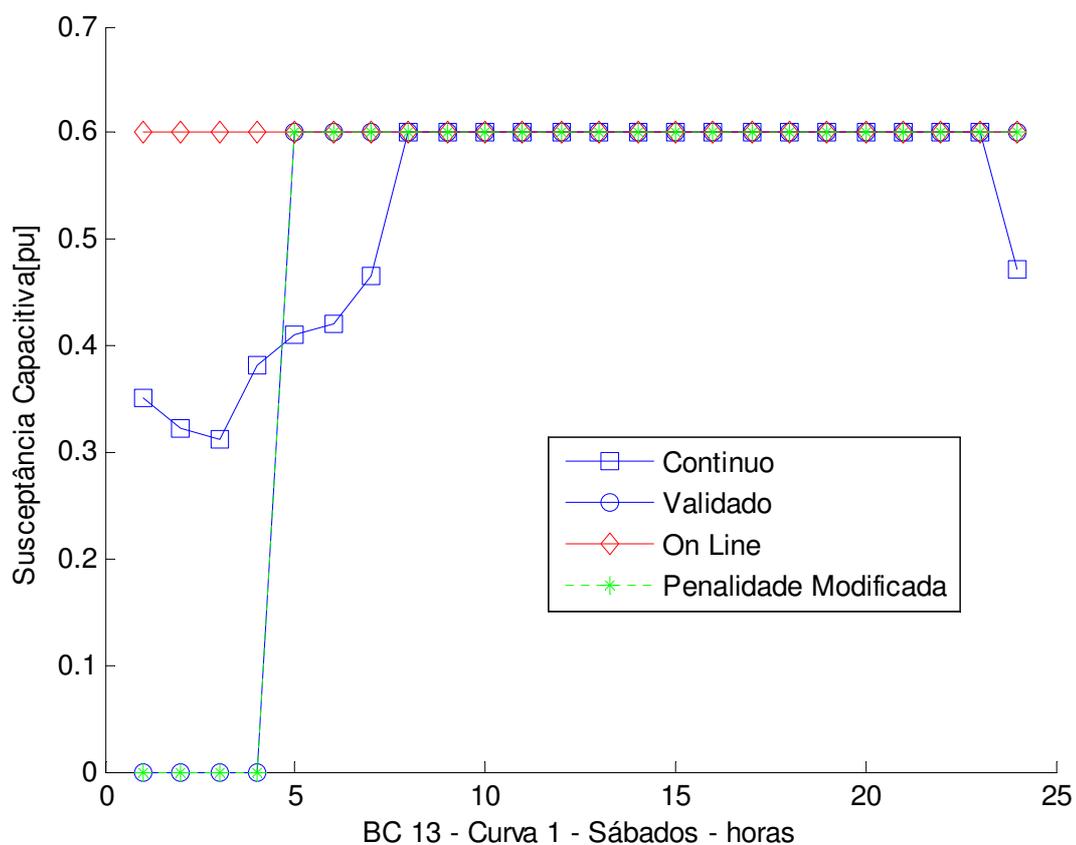


FIGURA 4.6 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – SÁBADOS *ON LINE* E PENALIDADE MODIFICADA

A Figura 4.7 apresenta a Curva de Carga 1, para Domingos e Feriados, assim como a Figura 4.6, observando-se apenas os valores *Contínuos*, se é levado a crer que a resposta da Heurística *ON LINE* estaria correta, entretanto, fazendo uma análise mais detalhada verifica-se a necessidade de dois chaveamentos no período. Novamente, o valor da Função Penalidade Modificada se mostrou igual ao valor Validado.

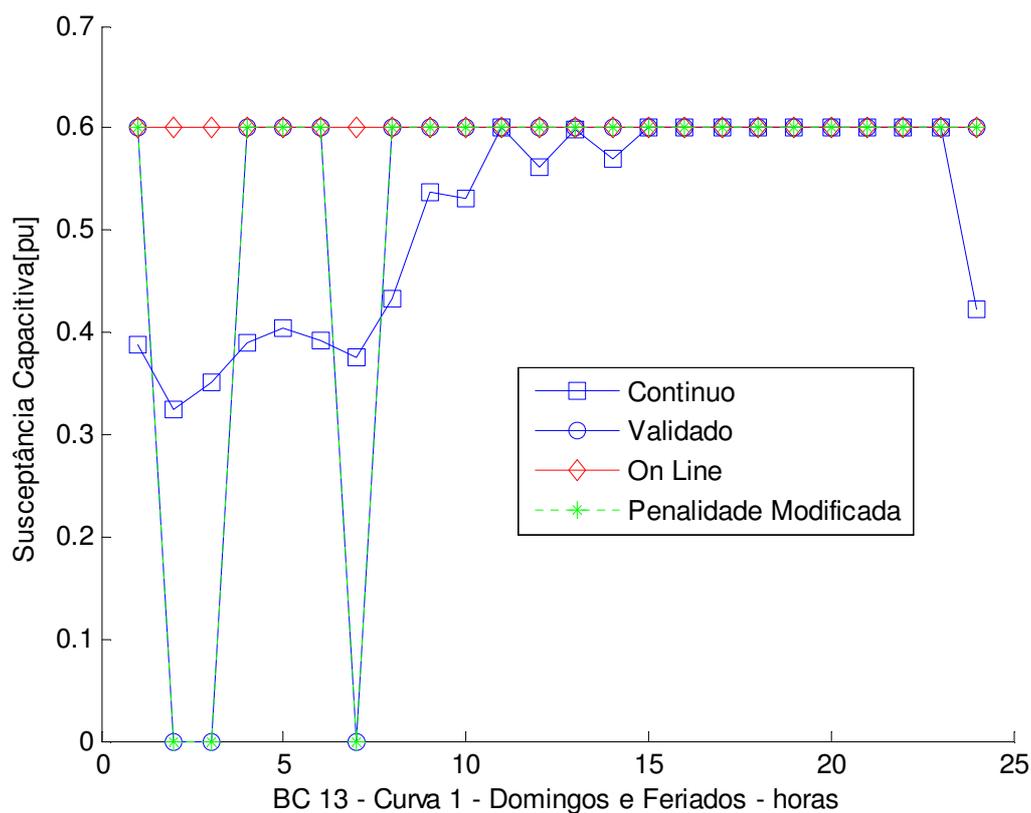


FIGURA 4.7 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 1 – DOMINGOS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA

A Figura 4.8 apresenta a Curva de Carga 2, para os Dias Úteis, porém, os comentários são semelhantes aos das Figuras 4.6 e 4.7. O valor ON LINE acompanha a carga, porém não mostra um resultado ideal, assim como, o valor da Penalidade Modificada segue exatamente o mesmo comportamento apontado como ideal pelo método Validado. Os testes com a Função Penalidade apresentaram as mesmas características da Figura 4.4, apontam a tendência de chaveamento, porém, assumem valores não-discretos.

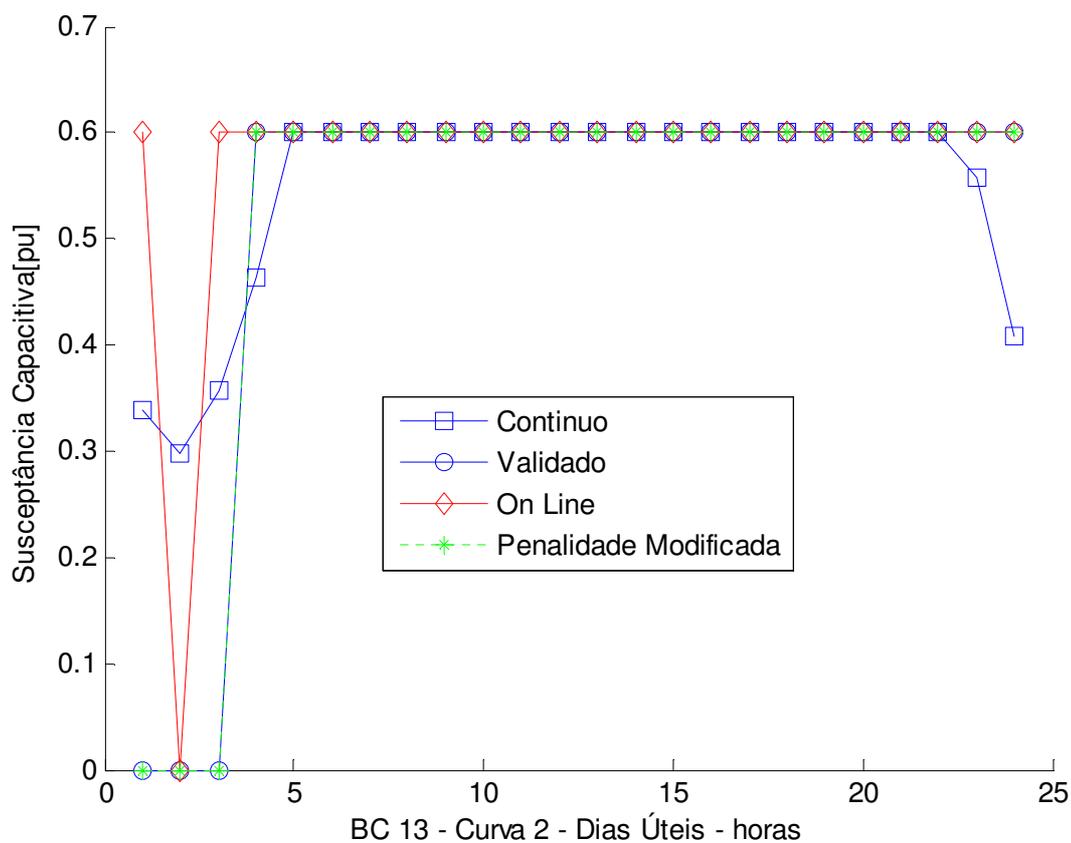


FIGURA 4.8 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 2 – DIAS ÚTEIS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA

A Figura 4.9 apresenta o chaveamento aos Sábados para a Curva de Carga 2, e como nos outros resultados apresentados, o da Heurística ON LINE mantém o capacitor ligado em período integral. A se observar o valor Continuo, a princípio, parece uma boa solução, mas como dito no Capítulo 1, tal decisão pode trazer sérios riscos, como uma solução não factível, ou seja, que viola restrições de tensão. O valor da Função Penalidade Modificada seguiu novamente o valor Validado mostrando a eficácia da técnica.

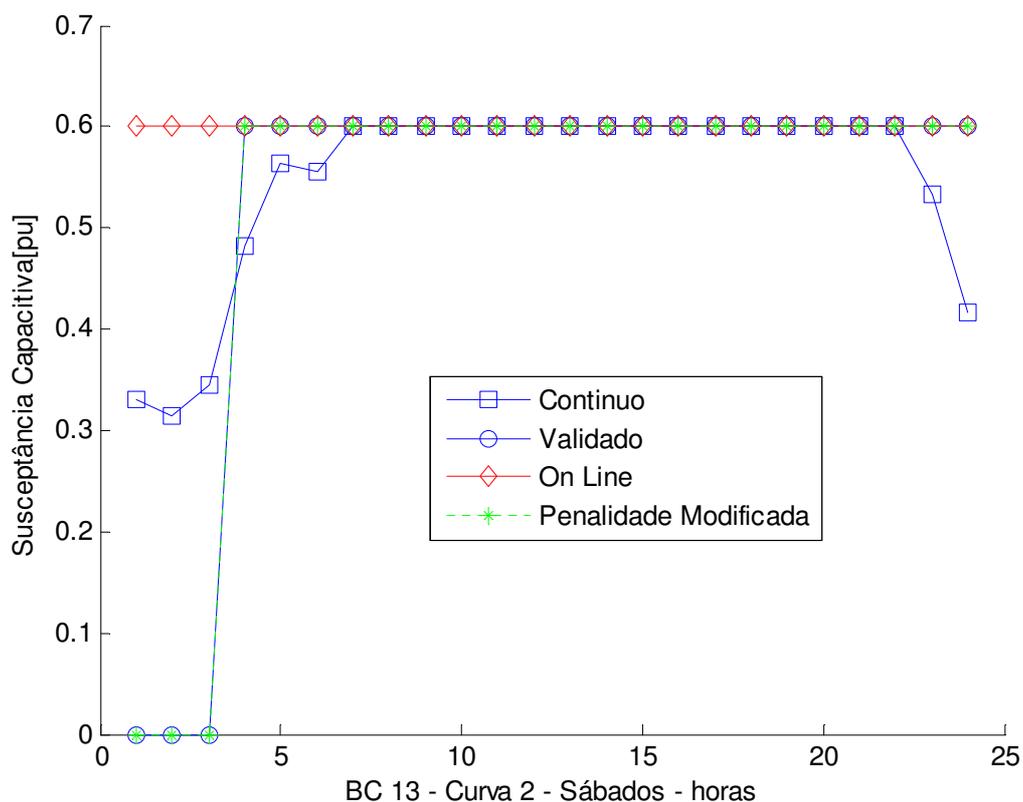


FIGURA 4.9 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 2 – SÁBADOS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA

A Figura 4.10 apresenta o chaveamento na Barra 13 para Domingos e Feriados dos consumidores da Curva de Carga 2, e como era esperado, o método ON LINE manteve o capacitor ligado o tempo todo, enquanto o método da Função Penalidade Modificada junto com o método Validado chavearam o capacitor no começo do dia.

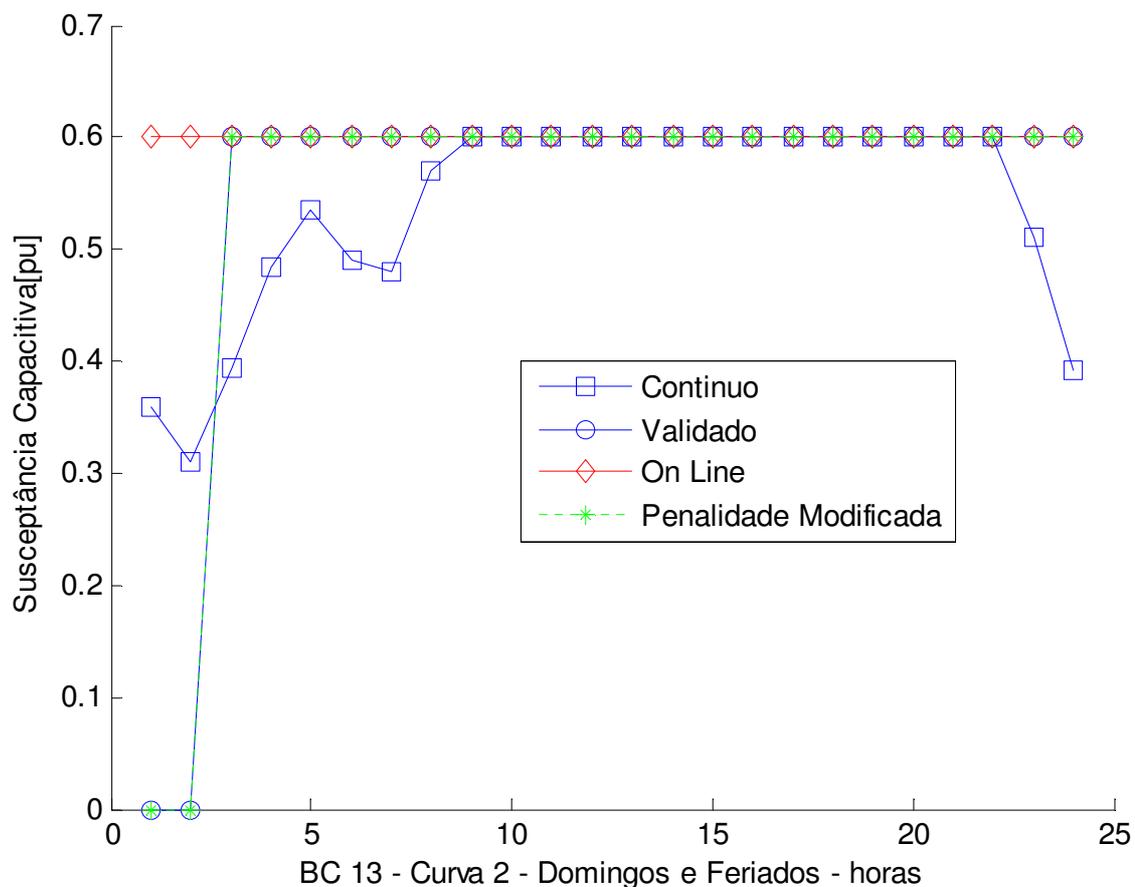


FIGURA 4.10 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 2 – DOMINGOS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA

A Figura 4.11 apresenta a Curva de Carga 2, a diferença fica por conta do método OFF LINE. Neste caso, é possível observar uma grande diferença entre os métodos. O método OFF LINE retardou por mais de seis horas a entrada do capacitor em operação em comparação com o valor Validado, enquanto no método ON LINE o capacitor esteve sempre ligado, assim como, é o único a retirar o capacitor ao fim do dia.

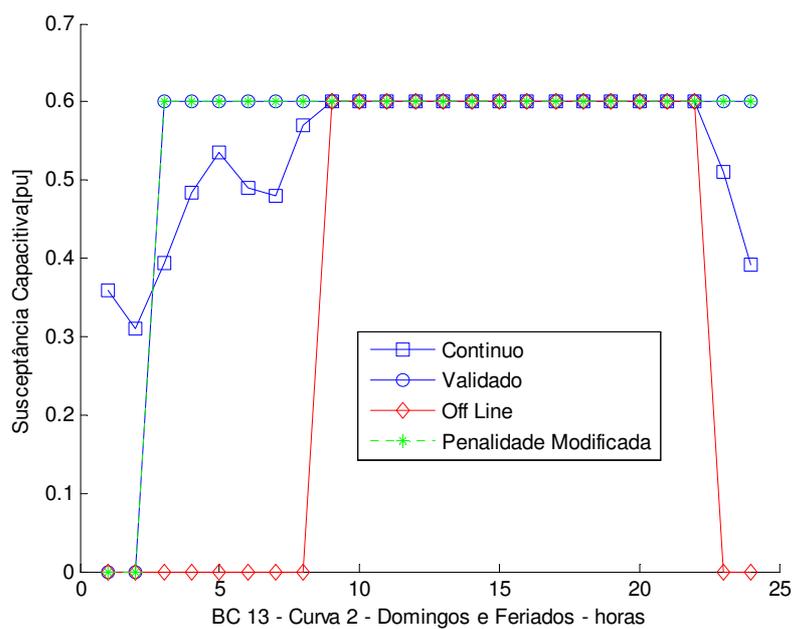


FIGURA 4.11 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 2 – DOMINGOS OFF LINE E PENALIDADE MODIFICADA

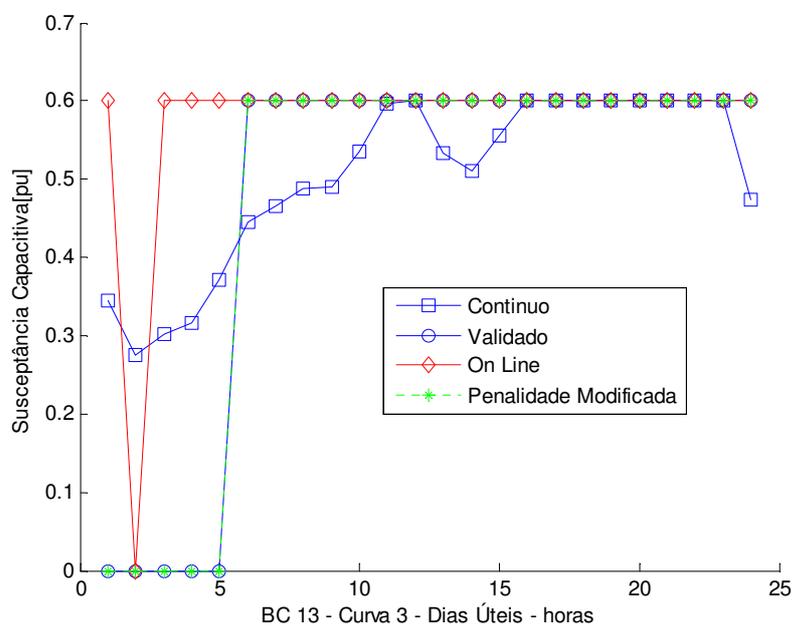


FIGURA 4.12 – RESULTADOS DA CURVA DE CARGA 3 PARA OS DIAS ÚTEIS.

Apesar da mudança da Curva de Carga, os resultados se mostram os mesmos, o valor *Contínuo* varia bastante ao longo do dia, o valor *ON LINE* manda desligar o capacitor na segunda hora do dia, enquanto que os valores *Validado* e *Penalidade Modificada* só ligam os capacitor após as cinco horas da manhã.

A Figura 4.13 mostra a Curva de Carga 3 para os Sábados, e reforça ainda mais os resultados até aqui obtidos, mostrando que a *Função Penalidade Modificada* obtém os resultados ideais sem o esforço computacional do *Validado*, enquanto que o valor *ON LINE* é fortemente influenciado pelo valor da susceptância capacitiva.

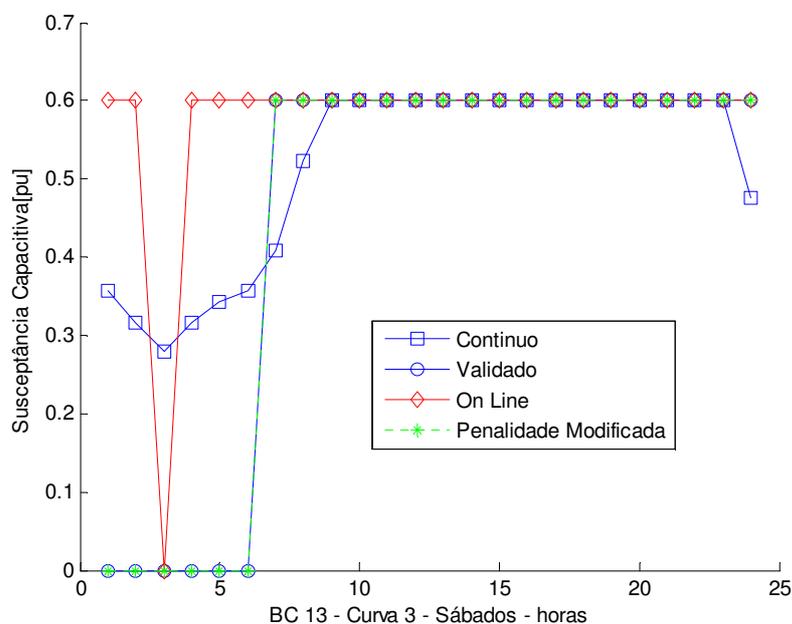


FIGURA 4.13 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 3 – SÁBADOS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA

A Figura 4.14 mostra o resultado da última Curva de Carga 3 para Domingos e Feriados. Neste gráfico é possível observar bem as diferenças do método, o valor da susceptância fica flutuando pouco acima dos 0,3 pu, isto faz com que o valor *ON LINE* fique constantemente ligado, entretanto, o valor

Validado mostra que o capacitor deveria estar desligado. E consolidando o resultado, o valor da *Função Penalidade Modificada* se mostrou mais uma vez idêntica ao valor *Validado*. Para comparação, serão mostrados os valores OFF LINE e Sigmoidal desta mesma curva de carga na Figura 4.15.

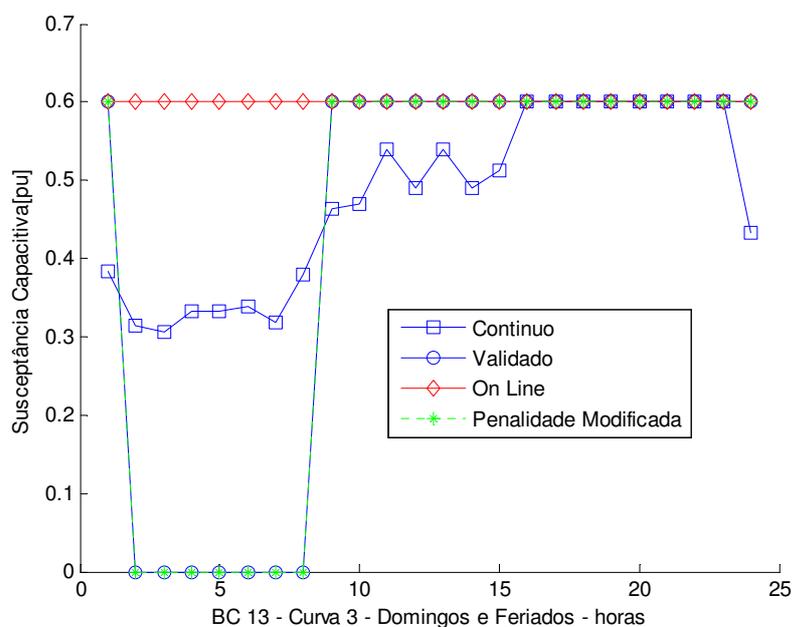


FIGURA 4.14 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 3 – DOMINGOS ON LINE E PENALIDADE MODIFICADA

A Figura 4.15 repete a Curva de Carga 3 (Domingos), mostrando os resultados do método *OFF LINE* e *Sigmoidal*. Como já comentado, a função Sigmoidal crava todos os seus resultados no valor máximo da susceptância capacitiva. Já o resultado da função *OFF LINE* como esperado, teve praticamente o mesmo comportamento da função Validade, isto mostra como uma heurística um pouco mais elaborada pode trazer resultados satisfatórios.

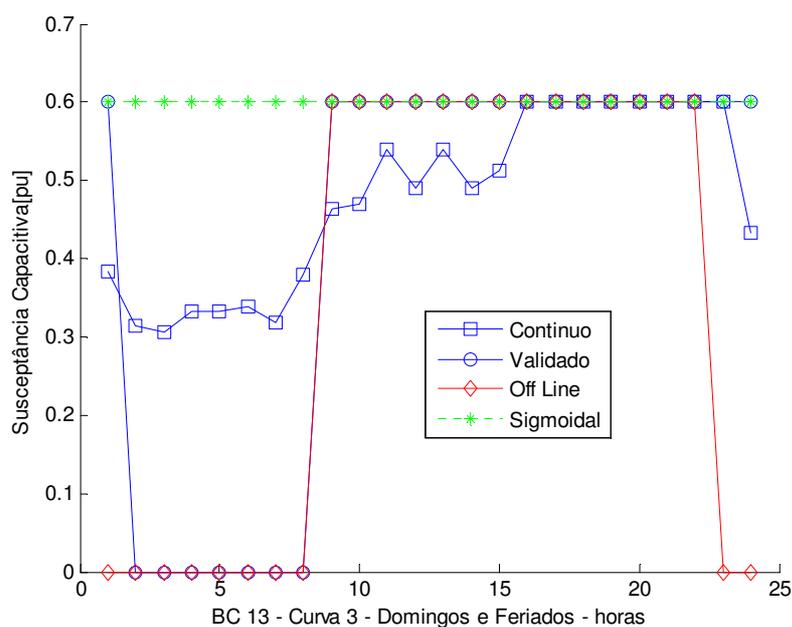


FIGURA 4.15 – AJUSTE DE BC NA BARRA 13 – CURVA 3 – DOMINGOS
OFF LINE E SIGMOIDAL

Para ajudar na comparação e análise das metodologias, as Tabelas abaixo apresentam um comparativo dos valores de perdas, violação e queda de tensão (todos em pu) para todos os casos.

TABELA 4.1 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 1 – DIAS ÚTEIS

MÉTODO DE AJUSTE	PERDA TOTAL (x10 ⁵)	QUEDA (x10 ⁴)	VIOLAÇÃO	F.A.
SEM CAPACITOR	3,6476	13,301	1.304,1	-
CONTINUADO	2,8209	6,4161	54,5586	1,2976
VALIDADO	2,8529	6,4161	54,5596	1,3064
ON LINE	2,8785	6,4161	54,5596	1,3134
OFF LINE	2,8711	6,4161	54,5596	1,3113
SIGMOIDAL	2,8930	6,4160	54,5584	1,3173
PENALIDADE	2,8485	6,4161	54,558	1,3052
PENALIDADE MOD.	2,8529	6,4161	54,5596	1,3064

TABELA 4.2 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 1 – SÁBADOS

MÉTODO DE AJUSTE	PERDA TOTAL (x10 ⁵)	QUEDA (x10 ⁴)	VIOLAÇÃO	F.A.
SEM CAPACITOR	7,4642	2,8430	2.571,1	-
CONTINUADO	5,7583	1,3793	74,3820	1,2855
VALIDADO	5,8380	1,3793	74,3796	1,2962
ON LINE	5,9005	1,3793	74,3796	1,3046
OFF LINE	5,8610	1,3793	74,3796	1,2993
SIGMOIDAL	5,9150	1,3793	74,3817	1,3065
PENALIDADE	5,8187	1,3793	74,3819	1,2936
PENALIDADE MOD.	5,8380	1,3793	74,3796	1,2962

TABELA 4.3 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 1 – DOMINGOS

MÉTODO DE AJUSTE	PERDA TOTAL (x10 ⁵)	QUEDA (x10 ⁴)	VIOLAÇÃO	F.A.
SEM CAPACITOR	10,467	3,7344	3.295,7	-
CONTINUADO	8,1020	1,8083	106,3590	1,2906
VALIDADO	8,2596	1,8083	106,3675	1,3056
ON LINE	8,3459	1,8083	106,3675	1,3139
OFF LINE	8,2929	1,8083	106,3675	1,3088
SIGMOIDAL	8,3604	1,8083	106,3585	1,3153
PENALIDADE	8,2001	1,8083	106,3588	1,2999
PENALIDADE MOD.	8,2596	1,8083	106,3675	1,3056

TABELA 4.4 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 2 – DIAS ÚTEIS

MÉTODO DE AJUSTE	PERDA TOTAL (x10 ⁵)	QUEDA (x10 ⁴)	VIOLAÇÃO	F.A.
SEM CAPACITOR	1,5383	6,2482	5.755,5	-
CONTINUADO	1,1866	3,1944	127,0545	1,3047
VALIDADO	1,2060	3,1944	127,0635	1,3173
ON LINE	1,2162	3,1944	127,0635	1,3240
OFF LINE	1,2101	3,1944	127,0635	1,3200
SIGMOIDAL	1,2186	3,1944	127,0538	1,3255
PENALIDADE	1,1989	3,1944	127,0543	1,3127
PENALIDADE MOD.	1,2060	3,1944	127,0635	1,3173

TABELA 4.5 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 2 – SÁBADOS

MÉTODO DE AJUSTE	PERDA TOTAL (x10 ⁵)	QUEDA (x10 ⁴)	VIOLAÇÃO	F.A.
SEM CAPACITOR	2,0400	8,9454	9.184,5	-
CONTINUADO	1,5718	4,7583	285,1820	1,3335
VALIDADO	1,5949	4,7583	285,1894	1,3448
ON LINE	1,6077	4,7583	285,1894	1,3511
OFF LINE	1,6000	4,7584	285,1894	1,3473
SIGMOIDAL	1,6100	4,7583	285,1809	1,3522
PENALIDADE	1,5865	4,7583	285,1816	1,3407
PENALIDADE MOD.	1,5949	4,7583	285,1894	1,3448

TABELA 4.6 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 2 – DOMINGOS

MÉTODO DE AJUSTE	PERDA TOTAL (x10 ⁵)	QUEDA (x10 ⁴)	VIOLAÇÃO	F.A.
SEM CAPACITOR	2,3850	10,000	9.548,0	-
CONTINUADO	1,8384	5,1887	285,1820	1,3196
VALIDADO	1,8661	5,1887	285,1894	1,3312
ON LINE	1,8808	5,1887	285,1894	1,3373
OFF LINE	1,8723	5,1889	285,1894	1,3338
SIGMOIDAL	1,8831	5,1887	285,1809	1,3383
PENALIDADE	1,8553	5,1887	285,1816	1,326
PENALIDADE MOD.	1,8661	5,1887	285,1894	1,3312

TABELA 4.7 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 3 – DIAS ÚTEIS

MÉTODO DE AJUSTE	PERDA TOTAL (x10 ⁵)	QUEDA (x10 ⁴)	VIOLAÇÃO	F.A.
SEM CAPACITOR	2,7122	11,265	11.641,0	-
CONTINUADO	2,0945	5,9227	862,0946	1,3721
VALIDADO	2,1282	5,9227	862,0856	1,3845
ON LINE	2,1466	5,9227	862,0856	1,3913
OFF LINE	2,1352	5,9230	862,0856	1,3871
SIGMOIDAL	2,1501	5,9227	862,0931	1,3926
PENALIDADE	2,1154	5,9227	862,0940	1,3798
PENALIDADE MOD.	2,1282	5,9227	862,0856	1,3845

TABELA 4.8 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 3 – SÁBADOS

MÉTODO DE AJUSTE	PERDA TOTAL (x10 ⁵)	QUEDA (x10 ⁴)	VIOLAÇÃO (x10 ³)	F.A.
SEM CAPACITOR	3,0618	12,704	13,850	-
CONTINUADO	2,3663	6,7217	1,4154	1,4041
VALIDADO	2,4051	6,7217	1,4154	1,4168
ON LINE	2,4285	6,7217	1,4154	1,4244
OFF LINE	2,4131	6,7219	1,4154	1,4195
SIGMOIDAL	2,4330	6,7217	1,4154	1,4259
PENALIDADE	2,3917	6,7217	1,4154	1,4124
PENALIDADE MOD.	2,4051	6,7217	1,4154	1,4168

TABELA 4.9 – COMPARATIVO DAS METODOLOGIAS – CURVA 3 – DOMINGOS

MÉTODO DE AJUSTE	PERDA TOTAL ($\times 10^5$)	QUEDA ($\times 10^4$)	VIOLAÇÃO ($\times 10^3$)	F.A.
SEM CAPACITOR	3,3483	13,686	15,194	-
CONTINUADO	2,5906	7,2658	1,7572	1,4202
VALIDADO	2,6376	7,2658	1,7572	1,4343
ON LINE	2,6674	7,2658	1,7572	1,4432
OFF LINE	2,6472	7,2660	1,7572	1,4372
SIGMOIDAL	2,6720	7,2658	1,7572	1,4445
PENALIDADE	2,6216	7,2658	1,7572	1,4295
PENALIDADE MOD.	2,6376	7,2658	1,7572	1,4343

Segundo as Tabelas 4.1 até 4.9, observa-se que a melhor solução em termos de solução discreta (*Avaliação*) é a fornecida pelo Validado (ótimo) e que é coincidente com o Penalidade Ajustado, seguida das Heurística OFF LINE, ON LINE e Sigmoidal.

Desta análise, recomenda-se a aplicação da metodologia Penalidade Ajustado que alia o arredondamento (método intuitivo) a resultados que por si só já buscam a discretização da solução.

A Tabela 4.10 apresenta os tempos computacionais despendidos por cada método de ajuste. Com exceção do VALIDADO, todos os tempos são semelhantes.

TABELA 4.10 – COMPARATIVO DE ESFORÇO COMPUTACIONAL –
CURVA 1 – DIAS ÚTEIS - SÁBADOS -DOMINGOS

MÉTODO DE AJUSTE	Tempo Computacional [s]
SEM CAPACITOR	5,9124
CONTINUADO	6,8172
VALIDADO	52,2447
ON LINE	6,8720
OFF LINE	7,5192
SIGMOIDAL	6,4428
PENALIDADE	6,1776
PENALIDADE MOD.	7,1292

Caso 2: Sistema radial de 70 barras com geração eólica na barra 69

Para se avaliar o efeito dos métodos frente as situações mais severas de compensação e reativo, foi inserido um gerador de indução eólico de 200 kW na barra 62.

O aerogerador acompanha o perfil de potência ativa gerada a 75 metros de um dia típico de verão da cidade de Apucarana (dados fornecidos pelo SIMEPAR- PR), conforme Figura 4.16 (FERNANDES, ANGELONI e LANGNER, 2011).

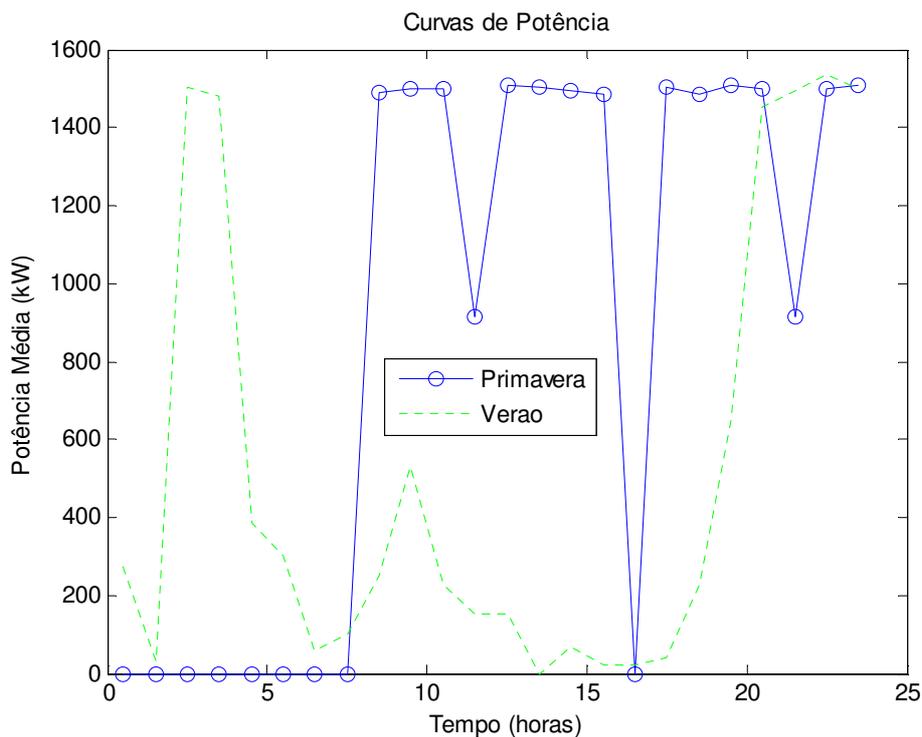


FIGURA 4.16 – PERFIL DE POTÊNCIA GERADA A 75 METROS DE UM DIA DE PRIMAVERA E DE VERÃO

Nos geradores de indução, a potência reativa (Qg^{aerog}) gerada ou absorvida é uma variável dependente do valor de potência ativa gerada (Pg^{aerog}), da tensão terminal (V^{aerog}) e do deslizamento do rotor (s). Segundo Qiao, Min e Lu (2006), a Figura 4.17 apresenta um circuito equivalente típico de um gerador de indução, sendo que x_1 é a reatância do estator, x_2 é a reatância do rotor, r_2 é a resistência do rotor, x_m é a reatância de excitação, s é o deslizamento do rotor e V a tensão terminal.

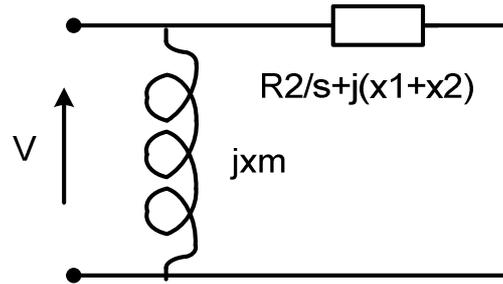


FIGURA 4.17: Equivalente simplificado de um gerador de indução

De acordo com o circuito da Figura 4.17, a potência ativa de saída é :

$$Pg^{aerog} = \frac{-V^2 \cdot r_2 / s}{(r_2 / s)^2 + (x_1 + x_2)^2} \quad (4.1)$$

O deslizamento do rotor s é:

$$s = \frac{(V^{aerog})^2 \cdot r_2 - \sqrt{(V^{aerog})^4 \cdot r_2^2 - 4(Pg^{aerog})^2 \cdot x_k^2 \cdot r_2^2}}{2 \cdot Pg^{aerog} \cdot x_k^2} \quad (4.2)$$

E, a potência reativa gerada é:

$$Qg^{aerog} = \frac{r_2^2 + x_k \cdot (x_k + x_m) \cdot s^2}{r_2 \cdot x_m \cdot s} \quad (4.3)$$

Pode-se calcular a potência reativa Qg^{aerog} a partir da potência Pg^{aerog} (que depende da velocidade dos ventos e da tensão terminal V^{aerog}). Como a obtenção da ótima tensão, V^{aerog} , implica em muito esforço computacional para solução das equações 4.2 e 4.3, aplicou-se o proposto em Qiao, Min e Lu (2006) que trata a barra com geração eólica como barra PQ e tensão constante.

A Tabela 4.11 apresenta os valores de potência ativa, reativa injetadas pelo aerogerador situado na barra 62 (calculadas conforme 4.3), bem como seu perfil de tensão ao longo de 24 horas (obtidos de um dia sem a inserção do aerogerador na rede). Este perfil de tensão foi o utilizado para cada ponto de operação e a partir do mesmo e da potência ativa (dependente dos ventos), calcularam-se os valores de potência reativa requerida pelo aerogerador).

TABELA 4.11 – INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA PELO AEROGERADOR

Hora	Magnitude de tensão [pu]	Pg [pu]	Qg [pu]
1	0,9704	0,3	-0,8828
2	0,9753	0	0
3	0,9725	1,4913	-0,8688
4	0,9687	1,4900	-0,8569
5	0,9630	0,4	-0,8576
6	0,9554	0,4	-0,8591
7	0,9585	0,1	-0,8689
8	0,9536	0,1	-0,8795
9	0,9514	0,2	-0,8809
10	0,9485	0,5	-0,8936
11	0,9438	0,4	-0,8949
12	0,9467	0,2	-0,8938
13	0,9496	0,2	-0,8881
14	0,9497	0,2	-0,8707
15	0,9479	0,1	-0,8901
16	0,9412	0	0
17	0,9379	0	0
18	0,9272	0	0
19	0,9209	0,2	-0,8693
20	0,9195	0,6	-0,8713
21	0,9246	1,4996	-0,8629
22	0,9309	1,4900	-0,8677
23	0,9513	1,4989	-0,8766
24	0,9619	1,5079	-0,9005

A adição do gerador eólico modificou a composição e a resposta do sistema, pois os geradores eólicos (geradores de indução) são máquinas que fornecem apenas energia ativa enquanto consomem energia reativa, teoricamente aumentando ainda mais a necessidade de energia reativa no sistema. Na atual

configuração, essa característica do aerogerador de fornecer energia ativa e requisitar energia reativa causou a não convergência em diversas situações.

De modo geral, o intuito da análise é mostrar a mudança no comportamento do chaveamento dos bancos de capacitores existentes com a adição de geração eólica, simulando um futuro caso de GD na rede, sem alocar mais capacitores ou modificar o local de suas instalações.

A Figura 4.17, apresente a Curva de Carga 1 com geração eólica e a Figura 4.18 sem aerogerador. Como era esperado, o resultado apresentado é diferente da curva sem aerogerador. Comparando os resultados do Validado, observa-se que quando o aerogerador não está operando o capacitor foi menos solicitado, sendo conectado ao sistema duas horas mais tarde em relação à situação com aerogerador.

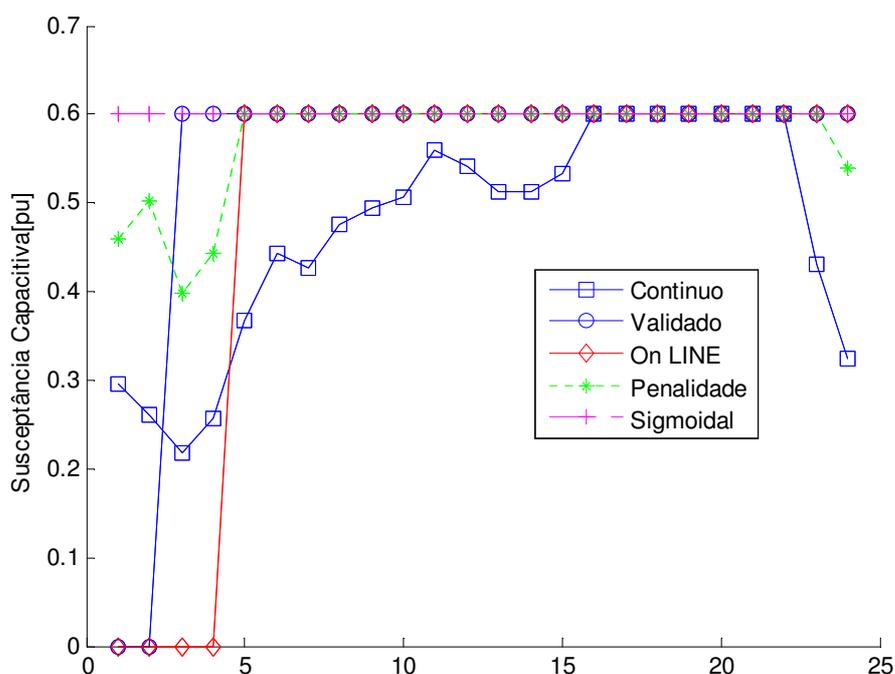


FIGURA 4.18 – CHAVEAMENTO NA CURVA DE CARGA 1 COM GERAÇÃO EÓLICA NA BARRA 62.

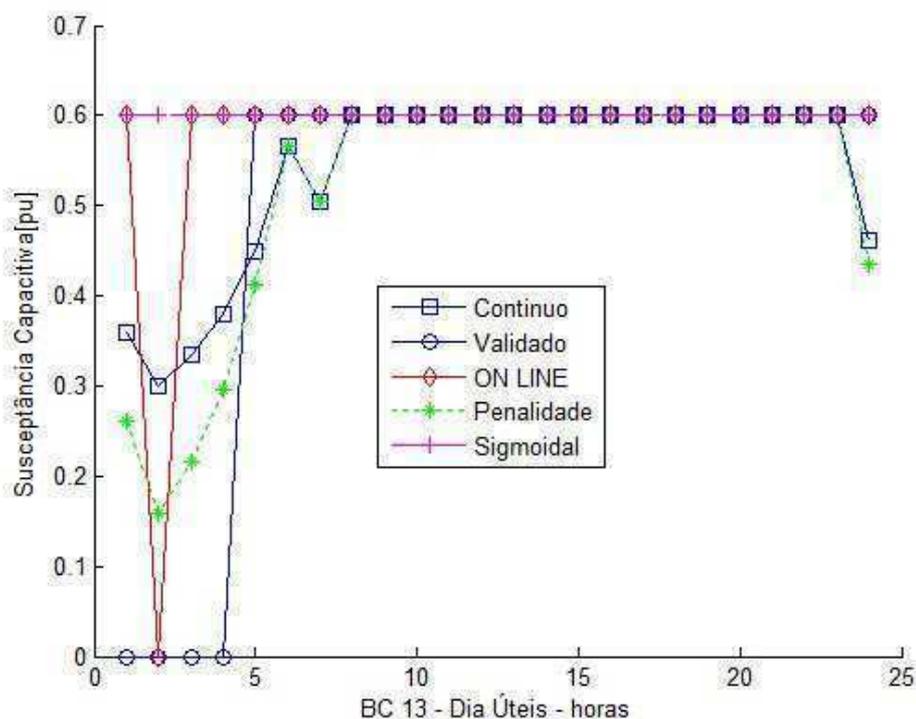


FIGURA 4.18 – BC 13 SEM GERAÇÃO EÓLICA – DIAS UTEIS.

4.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste Capítulo foram apresentados os resultados dos métodos desenvolvidos ao longo do trabalho, para três grupos diferentes de consumidores e em diferentes dias da semana, com isso foi possível observar e avaliar o desempenho dos métodos em nove realidades diferentes. Ademais, como conceito, foi inserido um aerogerador na barra 62 para analisar as consequências que a conexão de geração distribuída vai causar no sistema.

5 CONCLUSÕES

5.1 CONCLUSÕES

Após analisar todos os resultados no Capítulo 4, importantes conclusões podem ser tiradas. Foi possível observar que o valor contínuo da susceptância capacitiva variou em todos os casos analisados, mostrando a necessidade do chaveamento e do seu controle.

O chaveamento pela heurística ON LINE que nada mais é que o chaveamento quando o valor está acima ou abaixo de 50%, e que devido a sua simplicidade é bastante utilizado pelas concessionárias obteve resultados regulares, deixando o capacitor conectado no sistema por mais tempo que o necessário, podendo causar mais malefícios que benefícios.

O método OFF LINE mostrado em algumas ocasiões apresentou uma Heurística mais elaborada que a versão ON LINE e conseqüentemente melhores resultados. O Valor Sigmoidal apresentou resultados não satisfatórios ligando o banco de capacitores em todas as oportunidades. A Função Penalidade apresentou resultados bastante promissores, mostrando a tendência do chaveamento ótimo, mas não foi capaz de discretizar os valores. A Função Penalidade Modificada introduzindo um pouco da heurística ON LINE foi suficiente para que os resultados fossem ótimos, sempre igualando os valores Validados em um tempo muito inferior, mostrando que é possível ter técnicas de chaveamento ótimo com tempo computacional reduzido.

No final do trabalho foram realizadas experiências inserindo geração eólica no sistema, pois se está na iminência da conexão em massa de geração distribuída na rede. Como era de se esperar, a conexão do aerogerador mudou bastante a curva de carga e o chaveamento. Em verdade, a potência reativa requisitada foi tanta, que houve diversos problemas de convergência, mostrando um problema a ser melhor estudado.

5.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão de trabalho futuro, pode-se citar:

- a) Explorar os efeitos da GD na rede;
- b) Ajustes nas Funções Penalidade e Sigmoidal;
- c) Uso de técnicas apropriadas para melhorar convergência do FPO, como por exemplo;
- d) Utilizar redes desbalanceadas;
- e) Utilização das técnicas analisadas em outros problemas de discretização e outros sistemas testes.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, K. C. **A General Parametric Optimal Power Flow**. Montreal, Canada. Thesis (PhD). McGill University, Department of Electrical Engineering, October, 1994.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica**, Resolução ANEEL N° 414. Brasília, DF, 2010.

BAKIRTZIS, A.G.; MELIOPOULOS, A.P. **Incorporation of Switching Operations in Power System Corrective Control Computations**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No 3, pp. 669-676, August 1987.

BEE, Rafael; 2007. **Alocação ótima de banco de capacitores em redes de Distribuição**. Curitiba. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná

BENDERS, J. **Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems**. Numerisch Mathematik , 4, 238-252, 1962.

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

CAPITANESCU, F., WEHENKEL L. A New Heuristic Approach to Deal with Discrete Variables in Optimal Power Flow Computations. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 25, No. 4, p. 1780-1789, 2010.

CARPENTIER, J. Contribution à L'étude du Dispatching Économique. **Bulletin de la Société Française des Electriciens**, Ser. 8, Vol. 3, p. 431-447, 1962.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL. **Banco de Capacitores – Manual de Instruções Técnicas** 161301, 16 de Novembro de 1996.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. Optimal Power Flow Solutions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. 87, 1968.

DALHKE, D. **Ajuste de capacitores automáticos via fluxo de potência ótimo parametrizado**. Curitiba, PR. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, 2010.

ELMITWALLY, A.; ABDELMAGEID, A.; TAWFEIK, I. Fuzzy-Sets Voltage Control for Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2008.

FLETCHER R. **Practical Methods of Optimization** Chichester, second ed. 1987.

FERNANDES, T. S. P.; ANGELONI, J.; LANGNER, A. **Análise de Sistemas de Distribuição conectados a Aerogeradores**, XXI SNPTTE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering**. CRC Press. Second Edition. 2008.

GONZÁLEZ, J. F. V. **Redução de Perdas Em Redes Primárias de Distribuição de Energia Elétrica Por Instalação e Controle de Capacitores**. Campinas, SP, 2003.

GRANVILLE, S. **Optimal Reactive Dispatch Though Interior Point Method**. *IEEE/PES*, No. 93, 1993.

GU, Z.; RIZY, D.T. Neural Networks for Combined Control of Capacitor Banks and Voltage Regulators in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 4, 1996. p. 1921-1928.

HSU, W. L., LU, W. F. On clone assembly algorithms - an error tolerant test for interval graph recognition, Proc. **IEEE International Joint Symposia on Intelligence and Systems**, (1998), 118-125.

JIANG , H.; JIA, M.; LIN, L. Adaptive Ant Colony Algorithm based Global Optimization Control of Voltage/Reactive Power in the Substation. **Fourth International Conference on Natural Computation of IEEE Computer Society**, p.466-470, 2008.

LUENBERGER, D. G. **Linear and Nonlinear Programming**. Stanford University: Addison-Wesley Publishing Company, 2. ed., 1989.

LIN, S.Y. , HO, Y.C., LIN, C.H. An Ordinal Optimization Theory-Based Algorithm for Solving the optimal Power Flow Problem with Discrete Control Variables. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2004, Vol. 19, No. 1, p. 276-286.

LIU, W. H; PAPALEXOPOULOS, A.D.; TINNEY, W.F. Discrete Shunt Controls in a Newton Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1992, Vol. 7, No. 4, p. 1509-1518.

LIU, M.; TSO, S.K. An Extended Nonlinear Primal-Dual Interior-Point Algorithm for Reactive Power Optimization of Large-Scale Power Systems with Discrete Control Variables. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2002, Vol. 17, No. 4, p. 982-991.

MARIA, G. A., FINDLAY, J. A. A Newton Optimal Power Flow For Ontario Hydro EMS, **IEEE Transactions on Power Systems**, v.2, n.3, , Aug., pp.576-584, 1987.

MELMANN, A., POLYAK, R. A. **The Newton Modified Barrier Method for QP Problems**, Annal of Operation Research, v.54, pp.465-519, 1996.

MINGBO, L.; TSO, S.K.; YING, C. **An extended nonlinear primal-dual interior-point algorithm for reactive-power optimization of large-scale power systems with discrete control variables** , IEEE Transactions on Power Systems Vol. 17, n. 4, p.982-991, 2002.

MOMOH, A. J.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R. A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993, Part II: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 14, No. 1, Fevereiro, p. 105-111, 1999.

NATARAJAN, R. **Power System Capacitors**. Boca Raton, CA, USA: CRC Press, 552 p., 2005.

OLIVEIRA, L.W.; CARNEIRO Jr, S; OLIVERIA, E. M.; PEREIRA, J. L. R.; SILVA Jr, I. C.; COSTA, J. S. **Optimal Reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy losses minimization**. Electric Power Systems Research, 32.840-848, 2010.

PABLA, A.S. **Power Capacitors**. In: **Electric Power Distribution**. United States of America: McGraw-Hill, 2005. p. 646-684.

PARK, J-Y.; SOHN, J-M.; PARK, J-K. Optimal Capacitor Allocation in a Distribution System Considering Operation Costs. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 24, n. 1, p.462-468, 2009.

POLYAK, R. A. **Modified Barrier Functions**, Mathematical Programmins, Vol..54, n. 2, pp. 177-222, 1992.

Qiao, J., MIN, Y., LU, Z. **Optimal Reactive Power Flow in Wind Generation Integrated Power System**. International Conference on Power System Technology, pp. 1-5, 2006.

SANTOSO, N.I.; TAN, O.T. Neural-Net Based Real-Time Control of Capacitors Installed on Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 5, No. 1, 1990. p. 266-272.

SILVA Jr, I. C.; OLIVERIA, E. M.; CARNEIRO JR, S.; PEREIRA, J. L. **Metodologia Heurística Construtiva para Alocação de Banco de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Revista Controle&Automação, Vol. 19, No 1, p. 72-82, 2008.

SOLER, E.; COSTA. G. **Ajuste ótimo discreto dos taps dos transformadores no problema de fluxo de potência ótimo**, XVIII Congresso Brasileiro de Automática, p. 584-591, 2010.

SOLER, E. **Resolução de Fluxo de Potência Ótimo com Variáveis de Controle discretas**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – Universidade de São Carlos, 2011.

SILVA Jr, I. C.; OLIVEIRA, E. J.; CARNEIRO J. R., S.; PEREIRA, J. L. R. **Metodologia Heurística Construtiva para Alocação de Banco de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**, Revista Controle&Automação. Vol.19, No. 1, p. 72-82, 2008.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems** Vol. 9, n. 3, p.1499-1507, 1994.

YAMAKAWA, E. K. **Sistema de Controle Nebuloso para Bancos de Capacitores Automáticos Aplicados em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica**. Curitiba, PR. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, 2007.

ZHANG, D.; FU, Z.; ZHANG, L. **Joint Optimization For Power Loss Reduction in Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, n. 1, p.161-169, 2008.

ZHU, Y; TOMSOVIC, K., **Optimal distribution power flow for systems with distributed energy resources**, Electrical Power and Energy Systems 29 (2007) 260–267.

WU, W. C., ZHANG, K. L. L. **Capacitors Dispatch for Quasi Minimum Energy Loss in Distribution Systems Using a Loop-Analysis Based Method**. Electric Power Systems Research, 32, p. 543-550, 2010.

WANG, L.Y.; ZHANG, B. H., WANG, K.Q., GUO, Z., ZHANG, G.C., LUO, S. B., XIE, H., YU, G. I., XUE, J. **An Aproximate solution to lower tap changing or capacitors regulator times in reactive power control in distributiom systems**. Electrical Power and Energy Systems 28, p. 491-495, 2006.

ANEXO A - MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES

A.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O MPDPI pertence a uma classe de algoritmos de otimização originalmente designados para problemas de programação linear. Entretanto, devido ao seu alto grau de desempenho, tal método foi estendido para problemas de programação quadrática, convexa e problemas gerais de otimização diferenciáveis.

Para utilizar o MPDPI no problema formulado anteriormente, faz-se a transformação das restrições de desigualdade para restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga estritamente positivas.

No MPDPI as variáveis de folga são incorporadas à função-objetivo por meio de uma função de penalização, denominada barreira logarítmica. Assim, o problema original é transformado em uma seqüência de problemas parametrizados pelo parâmetro barreira.

Ao incorporar a barreira logarítmica, o MPDPI busca resolver o problema de otimização para cada valor do parâmetro barreira, fazendo com que o parâmetro barreira tenda a zero. Assim, para cada valor do parâmetro barreira executa-se uma iteração do Método de Newton-Raphson no sistema de equações não-lineares definidos pelas condições de otimalidade de primeira ordem.

Uma vez obtido os pontos estacionários da função Lagrangeana estabelece-se critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência completando assim uma iteração do FPO via MPDPI.

A formulação matemática do FPO via MPDPI está apresentada a seguir.

O problema de FPO pode ser representado de forma genérica como:

$$\min f(u) \quad (\text{A.1})$$

sujeito a,

$$g(u) = 0 \quad (\text{A.2})$$

$$h^{\min} \leq h(u) \leq h^{\max} \quad (\text{A.3})$$

Onde:

u : vetor de variáveis do sistema;

$f(u)$:função objetivo a ser otimizada;

$g(u)$:vetor de restrições de igualdade;

$h(u)$:vetor de restrições de desigualdade.

Para utilizar os métodos de Pontos Interiores aplicam-se ao problema (A.1) à(A.3) os seguintes procedimentos:

Transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga.

Desta forma, as restrições passam a ser representadas da seguinte maneira:

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.4})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{A.5})$$

onde,

s^{\min} : vetor de variáveis de folga mínimas estritamente positivas;

s^{\max} : vetor de variáveis de folga máximas estritamente positivas.

Introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo.

A fim de se representar as restrições de não negatividade das variáveis de folga, o problema é modificado com a introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo. A função barreira penaliza as estimativas de solução que se encontram próximas aos limites das desigualdades, ou ainda, associadas às variáveis de folga próximas de zero.

O problema modificado passa a ser assim representado:

$$\min f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] \quad (\text{A.6})$$

sujeito a,

$$g(u) = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.8})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{A.9})$$

Onde:

$ndes$: número de restrições de desigualdade;

μ : parâmetro barreira ($\mu \geq 0$).

Logo, a função Lagrangeana associada a este problema é:

$$\begin{aligned} L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) = & f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] + \lambda^T \cdot g(u) + \\ & + (\pi^{\min})^T \cdot [h(u) + h^{\min} - s^{\min}] + (\pi^{\max})^T \cdot [h(u) - h^{\max} + s^{\max}] \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

Onde:

λ : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade com dimensão (nig x 1) ;

π^{\min} : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos com dimensão (ndes x 1) ;

π^{\max} : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos com dimensão (ndes x 1) ;
 nig : número de restrições de igualdade.

Portanto, o novo problema de otimização passa a ser:

$$\min L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) \quad (\text{A.11})$$

sujeito a,

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (\text{A.12})$$

Sendo as restrições (A.12) impostas para que a equivalência com o problema (A.1) a (A.3) seja mantida.

A.2 CONDIÇÕES DE OTIMALIDADE

Um ponto $z = [u^T \lambda^T (\pi^{\min})^T (\pi^{\max})^T (s^{\min})^T (s^{\max})^T]^T$ é solução do problema (A.11) e (A.12) somente se (LUENBERGER, 1989):

Satisfaz as condições necessárias de otimalidade de primeira ordem, ou condições de Karush-Kuhn-Tucker – KKT.

Para que as expressões matemáticas presentes nas condições de KKT e nos algoritmos descritos sejam compactas foi usado o operador ∇ para representar derivadas parciais de funções, desta forma tem-se:

$$\nabla_u z = 0 \Rightarrow \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \cdot \lambda + [\nabla_u h(u)]^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) = 0 \quad (\text{A.13})$$

$$\nabla_u L(z) = 0 \Rightarrow g(u) = 0 \quad (\text{A.14})$$

$$\nabla_{\pi^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.15})$$

$$\nabla_{\pi^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\max} - s^{\max} = 0 \quad (\text{A.16})$$

$$\nabla_{s^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} = 0 \quad (\text{A.17})$$

$$\nabla_{s^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} = 0 \quad (\text{A.18})$$

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (\text{A.19})$$

sendo,

$e = [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1]^T$, com dimensão ($ndes \times 1$);

S^{\min} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\min} ;

S^{\max} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\max} .

Se a Hessiana do Lagrangeano L' :

$$L'(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}) = f(u) + \lambda^T \cdot g(u) + \pi_A^T \cdot h_A(u) \quad (\text{A.20})$$

Onde:

$h_A(u)$: vetor das restrições de desigualdade ativas;

π_A^T : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade ativas;

S^{\min} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\min} ;

S^{\max} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\max} .

O Método de Pontos Interiores se concentra em obter um ponto estacionário, isto é, que satisfaça as condições necessárias de otimalidade do item (a). Para se garantir que o ponto obtido seja um mínimo de global de (B.1) a (B.3) as condições suficientes do item (b) devem ser testadas após a convergência do método.

No procedimento usado, entretanto, considera-se como ótimo o ponto solução das condições de KKT.

A.3 ALGORITMOS PRIMAL DUAL DE PONTOS INTERIORES

Após a transformação das restrições de desigualdade em igualdades, por meio da introdução de variáveis de folga e adição da função barreira logarítmica à função objetivo como forma de garantir a não negatividade dessas variáveis. Os passos seguintes consistem em se obter os pontos estacionários da função Lagrangeana, utilizando-se o Método de Newton, e estabelecer critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência.

A.4 OBTENÇÃO DOS PONTOS ESTACIONÁRIOS

O primeiro passo na obtenção dos pontos que satisfazem a função Lagrangeana consiste em se fazer uma estimativa desta solução pela linearização das Equações (A.13) a (A.18) utilizando-se o Método de Newton. Os incrementos obtidos em cada iteração deste método não podem ser usados diretamente no vetor z , pois os mesmos podem violar as restrições de desigualdade. Assim, esses incrementos devem ser testados e, se necessário, modificados a fim de sempre se manter o vetor z dentro da região de factibilidade do problema.

As etapas que devem ser seguidas a fim de se obter os pontos estacionários são as seguintes:

Inicialização das Variáveis

A fim de se começar o processo de otimização, é necessário a obtenção de uma estimativa inicial para as variáveis do problema. A escolha é feita de tal modo que as variáveis sejam estritamente internas aos limites impostos pelas restrições de desigualdade do problema. Para tanto, as variáveis u são inicializadas pela metade da soma de seus valores máximos e mínimos; posteriormente, as variáveis de folga são calculadas a partir das Equações (A.15)

e (A.16) e, arbitrando um valor inicial para o parâmetro barreira μ , os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade são calculados a partir das Equações (A.17) e (A.18). Para os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade estimam-se valores quaisquer, como por exemplo, o vetor unitário.

Método de Newton

O sistema de Equações (A.13) a (A.18) pode ser representado de forma como:

$$\rho(z) = 0 \quad (\text{A.21})$$

Tomando uma aproximação linear do sistema (A.21) no ponto z^\bullet tem-se:

$$\rho(z^\bullet + \Delta z) \approx \rho(z^\bullet) + \nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^\bullet} \Delta z \quad (\text{A.22})$$

Como Δz deve ser tal que $\rho(z^\bullet + \Delta z) = 0$, da Equação (A.22) tem-se que:

$$\nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^\bullet} \Delta z = -\rho(z^\bullet) \quad (\text{A.23})$$

Em termos das variáveis do problema: u , λ , π^{\min} , π^{\max} , s^{\min} e s^{\max} a Equação (A.23) pode ser escrita como:

$$W \cdot \begin{bmatrix} \Delta u \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi^{\min} \\ \Delta \pi^{\max} \\ \Delta s^{\min} \\ \Delta s^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \cdot \lambda + [\nabla_u h(u)]^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) \\ g(u) \\ h(u) - h^{\min} - s^{\min} \\ h(u) - h^{\max} - s^{\max} \\ -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} \\ -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u L \\ \nabla_\lambda L \\ \nabla_{\pi^{\min}} L \\ \nabla_{\pi^{\max}} L \\ \nabla_{s^{\min}} L \\ \nabla_{s^{\max}} L \end{bmatrix} \quad (\text{A.24})$$

Onde:

W : matriz Hessiana de dimensão ($nz \times nz$);

nz : número total de variáveis em z .

ou seja,

$$W = \begin{bmatrix} L_{uu} & L_{u\lambda} & L_{u\pi^{\min}} & L_{u\pi^{\max}} & 0 & 0 \\ [L_{u\lambda}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ [L_{u\pi^{\min}}]^T & 0 & 0 & 0 & -I & 0 \\ [L_{u\pi^{\max}}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & -S^{\min} & 0 & -\Pi^{\min} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & S^{\max} & 0 & \Pi^{\max} \end{bmatrix} \quad (\text{A.25})$$

sendo,

$$L_{uu} = \nabla_{uu}^2 L = \nabla_{uu}^2 f(u) + \sum_{i=1}^{nig} \lambda_i \cdot \nabla_{uu}^2 g_i(u) + \sum_{j=1}^{ndes} (\pi_j^{\max} + \pi_j^{\min}) \cdot \nabla_{uu}^2 h_j(u) \quad (\text{A.26})$$

$$L_{u\lambda} = [L_{\lambda u}]^T = \nabla_{u\lambda}^2 L = [\nabla_u g(u)]^T \quad (\text{A.27})$$

$$L_{u\pi^{\min}} = [L_{\pi^{\min} u}]^T = \nabla_{u\pi^{\min}}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (\text{A.28})$$

$$L_{u\pi^{\max}} = [L_{\pi^{\max} u}]^T = \nabla_{u\pi^{\max}}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (\text{A.29})$$

$$L_{s^{\min} \pi^{\min}} = \nabla_{s^{\min} \pi^{\min}}^2 L = -S^{\min} \quad (\text{A.30})$$

$$L_{s^{\max} \pi^{\max}} = \nabla_{s^{\max} \pi^{\max}}^2 L = S^{\max} \quad (\text{A.31})$$

$$L_{s^{\min} s^{\min}} = \nabla_{s^{\min} s^{\min}}^2 L = -\Pi^{\min} \quad (\text{A.32})$$

$$L_{s^{\max} s^{\max}} = \nabla_{s^{\max} s^{\max}}^2 L = \Pi^{\max} \quad (\text{B.33})$$

Onde:

Π^{\min} : matriz diagonal composta pelos elementos de π^{\min} ;

Π^{\max} : matriz diagonal composta pelos elementos de π^{\max} ;

I : matriz identidade.

Atualização das Variáveis Primais e Duais

A determinação do ponto ótimo se faz através de um processo iterativo. A cada iteração, o sistema linear representado em (A.24) é resolvido, e, logo após, é determinado o comprimento do passo nos espaços primal (α_p) e dual (α_d), de modo que as variáveis de folga sejam todas positivas e os multiplicadores de Lagrange sejam tais que: $\pi_{\min} \leq 0$ e $\pi_{\max} \geq 0$. Desta forma, α_p e α_d são expressos como:

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s_i^{\max} < 0} \frac{-s_i^{\max}}{\Delta s_i^{\max}}, \min_{\Delta s_i^{\min} < 0} \frac{-s_i^{\min}}{\Delta s_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{A.34})$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi_i^{\max} < 0} \frac{-\pi_i^{\max}}{\Delta \pi_i^{\max}}, \min_{\Delta \pi_i^{\min} < 0} \frac{-\pi_i^{\min}}{\Delta \pi_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{A.35})$$

Após o cálculo dos passos primal e dual, a nova aproximação para a solução ótima pode ser obtida pela seguinte atualização:

$$u^{i+1} = u^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta u \quad (\text{A.36})$$

$$(s^{\min})^{i+1} = (s^{\min})^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\min} \quad (\text{A.37})$$

$$(s^{\max})^{i+1} = (s^{\max})^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\max} \quad (\text{A.38})$$

$$\lambda^{i+1} = \lambda^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \lambda \quad (\text{A.39})$$

$$(\pi^{\min})^{i+1} = (\pi^{\min})^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\min} \quad (\text{a.40})$$

$$(\pi^{\max})^{i+1} = (\pi^{\max})^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\max} \quad (\text{a.41})$$

Onde:

σ : constante para garantir a interioridade da nova estimativa de solução, sendo fixada em 0,9995.

Atualização do Parâmetro Barreira

O último passo dentro de cada iteração é recalculer o valor do parâmetro barreira μ . Com os valores de π^{\min} , π^{\max} , s^{\min} e s^{\max} , o cálculo do parâmetro μ é baseado no decréscimo do gap de dualidade:

$$\mu = \frac{(s^{\max})^T \cdot \pi^{\max} - (s^{\min})^T \cdot \pi^{\min}}{2 \cdot n \cdot \beta} \quad (\text{A.42})$$

Onde:

n :- número total de variáveis primais e duais;

β : fator de aceleração ($\beta > 1$).

Crítérios de Convergência

A solução do problema é encontrada quando as equações que representam as condições de otimalidade (A.13) a (A.18) são satisfeitas e o gap de dualidade ou parâmetro de barreira é nulo (menor ou igual a uma tolerância especificada). Portanto, os critérios de convergência são:

$$\mu \leq \varepsilon_{\mu} \quad (\text{A.43})$$

$$\max \|\nabla L\|_{\infty} \leq \varepsilon_L \quad (\text{A.44})$$

Onde:

$\|\nabla L\|_{\infty}$: norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

ε_L : tolerância da norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

ε_{μ} : tolerância do parâmetro barreira.

A metodologia do fluxo de potência ótimo continuado é utilizada conforme as conforme a operação atual requer, além deste balanço baseado em aspectos

técnicos, a necessidade de um balanço que contemple os aspectos das regras de mercado e regulação:

Para tanto, nesta metodologia, além da otimização das susceptâncias capacitivas ao longo do dia tendo em vista o controle dos níveis de tensão e a redução de perdas do sistema, está incluído na função objetivo do fluxo de potencia ótimo a formulação para minimização do chaveamento dos BCs, como apresentado no Capítulo 5.

Em geral, os trabalhos realizados na literatura concentram-se na resolução do problema de alocação ótima de bancos de capacitores que consiste na determinação do número, localização, capacidade e tipo de BC. Já este trabalho tem foco no controle dos bancos de capacitores automáticos de modo a maximizar a economia de recursos e reduzir o número de operações, promovendo assim, uma sobrevida do equipamento.

ANEXO B – SISTEMA DE 70 BARRAS (BARAN E WU, 1989)

TABELA 1 – DADOS DAS LINHAS PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

De	Para	R [Ω]	X [Ω]	De	Para	R [Ω]	X [Ω]
1	2	0,0005	0,0012	4	37	0,0044	0,0108
2	3	0,0005	0,0012	37	38	0,0640	0,1565
3	4	$1e^{-10}$	$1e^{-10}$	38	39	0,1053	0,1230
4	5	0,0015	0,0036	39	40	0,0304	0,0355
5	6	0,0251	0,0294	40	41	0,0018	0,0021
6	7	0,3660	0,1864	41	42	0,7283	0,8509
7	8	0,3811	0,1941	42	43	0,3100	0,3623
8	9	0,0922	0,0470	43	44	0,0410	0,0478
9	10	0,0493	0,0251	44	45	0,0092	0,0116
10	11	0,8190	0,2707	45	46	0,1089	0,1373
11	12	0,1872	0,0619	46	47	0,0009	0,0012
12	13	0,7114	0,2351	5	48	0,0034	0,0084
13	14	1,0300	0,3400	48	49	0,0851	0,2083
14	15	1,0440	0,3450	49	50	0,2898	0,7091
15	16	1,0580	0,3496	50	51	0,0822	0,2011
16	17	0,1966	0,0650	9	52	0,0928	0,0473
17	18	0,3744	0,1238	52	53	0,3319	0,1114
18	19	0,0047	0,0016	10	54	0,1740	0,0886
19	20	0,3276	0,1083	54	55	0,2030	0,1034
20	21	0,2106	0,0696	55	56	0,2842	0,1447
21	22	0,3416	0,1129	56	57	0,2813	0,1433
22	23	0,0140	0,0046	57	58	1,5900	0,5337
23	24	0,1591	0,0526	58	59	0,7837	0,2630
24	25	0,3463	0,1145	59	60	0,3042	0,1006
25	26	0,7488	0,2475	60	61	0,3861	0,1172
26	27	0,3089	0,1021	61	62	0,5075	0,2585
27	28	0,1732	0,0572	62	63	0,0974	0,0496
3	29	0,0044	0,0108	63	64	0,1450	0,0738
29	30	0,0640	0,1565	64	65	0,7105	0,3619
30	31	0,3978	0,1315	65	66	1,0410	0,5302
31	32	0,0702	0,0232	12	67	0,2012	0,0611
32	33	0,3510	0,1160	67	68	0,0047	0,0014
33	34	0,8390	0,2816	13	69	0,7394	0,2444
34	35	1,7080	0,5646	69	70	0,0047	0,0016
35	36	1,4740	0,4873				