

Eduardo Kazumi Yamakawa

**SISTEMA DE CONTROLE NEBULOSO PARA  
BANCOS DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS  
APLICADOS EM ALIMENTADORES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

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

Orientador:

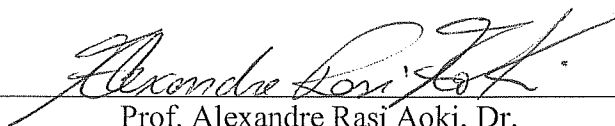
Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

Curitiba, Agosto de 2007.

**Sistema de Controle Nebuloso para Bancos de Capacitores  
Automáticos Aplicados em Alimentadores de Distribuição de Energia  
Elétrica**

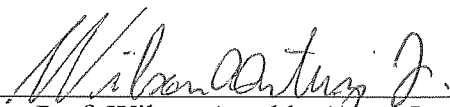
EDUARDO KAZUMI YAMAKAWA

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. Alexandre Rasi Aoki, Dr.

Orientador



Prof. Wilson Arnaldo Artuzi Junior, Ph.D.

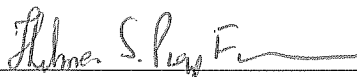
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora**



Prof. Alexandre Rasi Aoki, Dr. (UFPR)

Presidente



Prof.<sup>a</sup> Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr.<sup>a</sup> (UFPR)



Prof. Leandro dos Santos Coelho, Dr. (PUC-PR)

Curitiba, 17 de agosto de 2007.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a minha esposa Ângela e minha filha Camila pela paciência por minha ausência em muitos momentos de convivência e também pelo incondicional apoio que sempre me deram.

Ao meu orientador, Prof. Alexandre Rasi Aoki pela amizade, pelo incentivo, pela ajuda na programação, na elaboração, nas análises e pelos incontáveis finais de semana em que ele se dispôs a me ajudar, pois com certeza sem a sua ajuda este trabalho não teria sido realizado. Também gostaria de agradecer à Milena Aoki por sua amizade, pelo incentivo e pela compreensão pelos muitos finais de semana em que eu estava sendo orientado pelo Prof. Alexandre.

Aos meus pais, pela base que sempre me deram, pelos exemplos de esforço e força de vontade, por tornarem possíveis os meus estudos e por sempre compreenderem minhas ausências e me apoiarem.

Aos meus familiares (sogros, cunhados, tios, tias, avós e sobrinhos) pelo apoio e pela compreensão nos momentos de ausência.

Aos meus colegas, professores e amigos que trouxeram sugestões, explicações e melhorias sugeridas ao trabalho.

À Deus, princípio, razão e justificativa, pelas bênçãos que me deu e por ter iluminado meu caminho.

## SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS .....	ii
LISTA DE FIGURAS.....	v
LISTA DE TABELAS .....	xi
LISTA DE ABREVIATURAS .....	xii
RESUMO.....	xiii
ABSTRACT.....	xiv
CAPÍTULO I INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Introdução .....	1
1.2 Objetivos .....	3
1.3 Estado da arte.....	3
1.4 Estrutura da dissertação.....	5
CAPÍTULO II BANCOS DE CAPACITORES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	7
2.1 Introdução .....	7
2.2 Aplicação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição.....	7
2.2.1 Resolução ANEEL Nº 456, de 29 de novembro de 2000.....	9
2.2.2 Resolução ANEEL Nº 505, de 26 de novembro de 2001.....	9
2.3 Dimensionamento, configuração e operação de bancos de capacitores ..	11
2.3.1 Dimensionamento de bancos de capacitores.....	11
2.3.2 Configuração de bancos de capacitores .....	12
2.3.3 Operação de bancos de capacitores .....	13
2.4 Controle automático de bancos de capacitores .....	14
2.4.1 Sensor de tempo.....	15
2.4.2 Sensor de tensão .....	15
2.4.3 Sensor de corrente.....	18
2.5 Sistemas de Distribuição Analisados .....	19
2.5.1 Sistema de 11 barras .....	19
2.5.2 Sistema de 70 barras .....	21
2.6 Conclusões .....	25
CAPÍTULO III CONTROLE NEBULOSO.....	26
3.1 Introdução .....	26
3.2 Conjuntos clássicos versus nebulosos.....	26
3.2.1 Teoria clássica dos conjuntos.....	26

3.2.2 Teoria dos conjuntos nebulosos .....	28
3.3 Variáveis lingüísticas .....	31
3.4 Controle nebuloso.....	32
3.4.1 Modelo Lingüístico do Tipo Mamdani .....	32
3.5 Conclusões .....	36
CAPÍTULO IV METODOLOGIA DE CONTROLE NEBULOSO PARA BANCOS DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS .....	37
4.1 Introdução .....	37
4.2 Controlador nebuloso para bancos de capacitores automáticos.....	37
4.2.1 Conceitos de implementação .....	38
4.2.2 Estratégias de controle .....	45
4.2.3 Ajustes do controlador nebuloso .....	47
4.3 Conclusões .....	50
CAPÍTULO V TESTES E RESULTADOS .....	51
5.1 Introdução .....	51
5.2 Análise da sensibilidade a alocação de BCs.....	51
5.2.1 Sistema de 11 Barras .....	52
5.2.2 Sistema de 70 Barras .....	66
5.3 Análise da sensibilidade a curvas de carga .....	76
5.3.1 Sistema de 11 Barras .....	77
5.3.2 Sistema de 70 Barras .....	89
5.4 Conclusões .....	102
CAPÍTULO VI CONCLUSÕES .....	103
6.1 Considerações finais .....	103
6.2 Desenvolvimentos futuros .....	105
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	106
ANEXO A FLUXO DE POTÊNCIA.....	111
A.1 Introdução .....	111
A.2 Método de varredura direta / reversa .....	112
ANEXO B CURVAS DE CARGA .....	116
B.1 Introdução .....	116
B.2 Residencial baixa renda .....	116
B.3 Residencial média renda .....	121
B.4 Residencial alta renda .....	126
B.5 Comercial .....	131

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Fluxo de reativos no alimentador com e sem bancos de capacitores.....	12
Figura 2.2 – Esquema de montagem de banco de capacitor em alimentadores de distribuição.....	13
Figura 2.3 – Dispositivo de tempo.....	15
Figura 2.4 – Curvas de operação do sensor tempo-tensão.....	16
Figura 2.5 – Diagrama do sistema de distribuição de 11 barras.....	19
Figura 2.6 – Perfil de tensão do sistema de 11 barras sem bancos de capacitores.....	21
Figura 2.7 – Diagrama do sistema de distribuição de 70 barras.....	22
Figura 2.8 – Perfil de tensão do sistema sem bancos de capacitores.....	24
Figura 3.1 – Representação do conjunto A no universo U.....	28
Figura 3.2 – Representação do conjunto nebuloso P no universo U.....	29
Figura 3.3 – Diagrama H-E do conjunto nebuloso F no universo real U.....	30
Figura 3.4 – Conjunto nebuloso da variável “Temperatura”.....	31
Figura 3.5 – Configuração básica de um controlador nebuloso.....	32
Figura 3.6 – Diagrama típico de um modelo de inferência Mamdani.....	33
Figura 3.7 – Diagrama do processo de nebulização.....	34
Figura 3.8 – Diagrama referente ao método do centro de massa.....	35
Figura 4.1 – Funções de pertinência para a tensão V – Controlador 1.....	38
Figura 4.2 – Funções de pertinência para $\Delta V$ – Controlador 1.....	39
Figura 4.3 – Funções de pertinência para BC – Controlador 1.....	40
Figura 4.4 – Funções de pertinência para a tensão V – Controlador 2.....	42
Figura 4.5 – Funções de pertinência para $\Delta V$ – Controlador 2.....	42
Figura 4.6 – Funções de pertinência para BC – Controlador 2.....	43
Figura 4.7 – Diagrama de blocos do sistema de controle com bloco saturador. .	45
Figura 4.8 – Diagrama de blocos do sistema de controle com bloco acumulador e saturador.....	46
Figura 4.9 – Diagrama do sistema utilizando controlador nebuloso.....	47
Figura 5.1 – Curvas de cargas para o sistema de 11 barras.....	52
Figura 5.2 – Comportamento das variáveis de entrada e saída do controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado.....	53

Figura 5.3 – Perdas e fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 11 barras – do controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado.....	54
Figura 5.4 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 11 barras.....	55
Figura 5.5 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 1 – Sistema 11 barras.....	55
Figura 5.6 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 1 – Sistema 11 barras .....	56
Figura 5.7 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 11 barras .....	57
Figura 5.8 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 1 – Sistema 11 barras .....	57
Figura 5.9 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 1 – Sistema 11 barras.....	58
Figura 5.10 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 2 – Sistema 11 barras. ....	59
Figura 5.11 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 2 – Sistema 11 barras.....	59
Figura 5.12 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 2 – Sistema 11 barras. ....	60
Figura 5.13 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 2 – Sistema 11 barras. ....	60
Figura 5.14 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 2 – Sistema 11 barras. ....	61
Figura 5.15 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 2 – Sistema 11 barras. ....	61
Figura 5.16 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 3 – Sistema 11 barras. ....	62
Figura 5.17 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 3 – Sistema 11 barras.....	63
Figura 5.18 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 3 – Sistema 11 barras. ....	63
Figura 5.19 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 3 – Sistema 11 barras. ....	64

Figura 5.20 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 3 – Sistema 11 barras. ....	65
Figura 5.21 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 3 – Sistema 11 barras. ....	65
Figura 5.22 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 70 barras. ....	67
Figura 5.23 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 1 – Sistema 70 barras. ....	67
Figura 5.24 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 1 – Sistema 70 barras. ....	68
Figura 5.25 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 70 barras. ....	69
Figura 5.26 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 1 – Sistema 70 barras. ....	69
Figura 5.27 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 1 – Sistema 70 barras. ....	70
Figura 5.28 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 2 – Sistema 70 barras. ....	71
Figura 5.29 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 2 – Sistema 70 barras. ....	71
Figura 5.30 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 2 – Sistema 70 barras. ....	72
Figura 5.31 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 2 – Sistema 70 barras. ....	73
Figura 5.32 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 2 – Sistema 70 barras. ....	73
Figura 5.33 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 2 – Sistema 70 barras. ....	74
Figura 5.34 – Curva de carga 1. ....	76
Figura 5.35 – Curva de carga 2. ....	77
Figura 5.36 – Curva de carga 3. ....	77
Figura 5.37 – Perdas para curva de carga 1 em dias úteis – Sistema 11 barras. ....	78
Figura 5.38 – Perdas para curva de carga 1 em sábados – Sistema 11 barras. .	79



Figura 5.39 – Perdas para curva de carga 1 em domingos e feriados – Sistema 11 barras. ....	79
Figura 5.40 – Fator de Potência para curva de carga 1 em dias úteis – Sistema 11 barras. ....	80
Figura 5.41 – Fator de Potência para curva de carga 1 em sábados – Sistema 11 barras. ....	80
Figura 5.42 – Fator de Potência para curva de carga 1 em domingos e feriados – Sistema 11 barras. ....	81
Figura 5.43 – Perdas para curva de carga 2 em dias úteis – Sistema 11 barras. ....	82
Figura 5.44 – Perdas para curva de carga 2 em sábados – Sistema 11 barras. .	82
Figura 5.45 – Perdas para curva de carga 2 em domingos e feriados – Sistema 11 barras. ....	83
Figura 5.46 – Fator de potência para curva de carga 2 em dias úteis – Sistema 11 barras. ....	84
Figura 5.47 – Fator de potência para curva de carga 2 em sábados – Sistema 11 barras ....	84
Figura 5.48 – Fator de potência para curva de carga 2 em domingos e feriados – Sistema 11 barras. ....	85
Figura 5.49 – Perdas para curva de carga 3 em dias úteis – Sistema 11 barras. ....	86
Figura 5.50 – Perdas para curva de carga 3 em sábados – Sistema 11 barras ..	86
Figura 5.51 – Perdas para curva de carga 3 em domingos e feriados – Sistema 11 barras. ....	87
Figura 5.52 – Fator de potência para curva de carga 3 em dias úteis – Sistema 11 barras. ....	88
Figura 5.53 – Fator de potência para curva de carga 3 em sábados – Sistema 11 barras. ....	88
Figura 5.54 – Fator de potência para curva de carga 3 em domingos e feriados – Sistema 11 barras. ....	89
Figura 5.55 – Perdas para curva de carga 1 em dias úteis – Sistema 70 barras. ....	90
Figura 5.56 – Perdas para curva de carga 1 em sábados – Sistema 70 barras. .	91
Figura 5.57 – Perdas para curva de carga 1 em domingos e feriados – Sistema 70 barras. ....	91

Figura 5.58 – Fator de Potência para curva de carga 1 em dias úteis – Sistema 70 barras. ....	92
Figura 5.59 – Fator de Potência para curva de carga 1 em sábados – Sistema 70 barras. ....	92
Figura 5.60 – Fator de Potência para curva de carga 1 em domingos e feriados – Sistema 70 barras. ....	93
Figura 5.61 – Perdas para curva de carga 2 em dias úteis – Sistema 70 barras. ....	94
Figura 5.62 – Perdas para curva de carga 2 em sábados – Sistema 70 barras. .	94
Figura 5.63 – Perdas para curva de carga 2 em domingos e feriados – Sistema 70 barras. ....	95
Figura 5.64 – Fator de Potência para curva de carga 2 em dias úteis – Sistema 70 barras. ....	95
Figura 5.65 – Fator de Potência para curva de carga 2 em sábados – Sistema 70 barras. ....	96
Figura 5.66 – Fator de Potência para curva de carga 2 em domingos e feriados – Sistema 70 barras. ....	96
Figura 5.67 – Perdas para curva de carga 3 em dias úteis – Sistema 70 barras. ....	97
Figura 5.68 – Perdas para curva de carga 3 em sábados – Sistema 70 barras. .	98
Figura 5.69 – Perdas para curva de carga 3 em domingos e feriados – Sistema 70 barras. ....	98
Figura 5.70 – Fator de potência para curva de carga 3 em dias úteis – Sistema 70 barras. ....	99
Figura 5.71 – Fator de potência para curva de carga 3 em sábados – Sistema 70 barras. ....	99
Figura 5.72 – Fator de potência para curva de carga 3 em domingos e feriados – Sistema 70 barras. ....	100
Figura A.1 – Camadas de um sistema radial. ....	113
Figura A.2 – Algoritmo para solução de fluxo de potência em redes radiais. ....	114
Figura B.1 – Curva de carga – Dias úteis – Residencial baixa renda. ....	120
Figura B.2 – Curva de carga – Sábados – Residencial baixa renda. ....	120
Figura B.3 – Curva de carga – Domingos / Feriados – Residencial baixa renda. ....	121
Figura B.4 – Curva de carga – Dias úteis – Residencial média renda. ....	125

Figura B.5 – Curva de carga – Sábados – Residencial média renda.....	125
Figura B.6 – Curva de carga – Domingos / Feriados – Residencial média renda.....	126
Figura B.7 – Curva de carga – Dias úteis – Residencial alta renda.....	130
Figura B.8 – Curva de carga – Sábados – Residencial alta renda.....	130
Figura B.9 – Curva de carga – Domingos / Feriados – Residencial alta renda. ..	131
Figura B.10 – Curva de carga – Dias úteis – Comercial.....	135
Figura B.11 – Curva de carga – Sábados – Comercial.....	135
Figura B.12 – Curva de carga – Domingos / Feriados – Comercial.....	136

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tensões nominais padronizadas superior a 1 kV e inferior a 69kV.....	10
Tabela 2.2 – Potências ativas e reativas por barra do sistema 11 barras.....	20
Tabela 2.3 – Dados referentes aos cabos do sistema de distribuição de 11 barras.....	20
Tabela 2.4 – Potências ativas e reativas por barra do sistema 70 barras.....	22
Tabela 2.5 – Dados referentes aos cabos do sistema de distribuição.....	23
Tabela 4.1 – Regras desenvolvidas para o controlador 1.....	41
Tabela 4.2 – Regras desenvolvidas para o controlador 2.....	44
Tabela 4.3 – Ajustes realizados no controlador nebuloso .....	50
Tabela 5.1 – Perdas de energia por ano com diversas configurações de controle dos BCs – Sistema 11 barras.....	53
Tabela 5.2 – Perdas de energia com diversas configurações de BCs – Sistema 70 barras .....	66
Tabela 5.3 – Perdas de energia com diversas curvas de carga – Sistema 11 barras.....	75
Tabela 5.4 – Perdas de energia com diversas curvas de carga – Sistema 70 barras.....	75
Tabela 5.5 – Perdas de energia com diversas curvas de carga – Sistema 11 barras.....	78
Tabela 5.6 – Perdas de energia com diversas curvas de carga – Sistema 70 barras.....	90
Tabela 5.7 – Duração relativa da transgressão de tensão precária para o sistema de 70 barras – Curva de Carga 1 .....	101
Tabela 5.8 – Duração relativa da transgressão de tensão precária para o sistema de 70 barras – Curva de Carga 2 .....	101
Tabela 5.9 – Duração relativa da transgressão de tensão precária para o sistema de 70 barras – Curva de Carga 3 .....	101
Tabela B.1 – Dados da curva de carga – Residencial baixa renda .....	116
Tabela B.2 – Dados da curva de carga – Residencial média renda .....	121
Tabela B.3 – Dados da curva de carga – Residencial alta renda.....	126
Tabela B.4 – Dados da curva de carga – Comercial .....	131

## LISTA DE ABREVIATURAS

B	Banda (diferença entre as tensões de referência para desligar e ligar o banco de capacitores, referida a baixa tensão)
BC	Banco de Capacitores
DRC	Duração relativa da transgressão de tensão crítica são nulos
DRP	Duração relativa da transgressão de tensão precária
$\Delta V_{cap}$	Elevação de Tensão Provocada pela Entrada em Operação do Banco de Capacitores
FSB	<i>Forward Sweep Backward</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
$I_{on}$	Corrente que Liga o BC Referida ao Secundário do Transformador de Corrente
$I_{off}$	Corrente que Desliga o BC Referida ao Secundário do Transformador de Corrente
$I_{max}$	Corrente de Carga Máxima
$I_{min}$	Corrente de Carga Mínima
$Q_c$	Potência Total do Banco de Capacitores [kvar]
RTP	Relação de Transformação do TP que Alimenta o Controle
SE	Subestação
TA	Tensão de Atendimento
TC	Tensão Contratada
TL	Tensão de Leitura
TP	Transformador de Potencial
$V_{off}$	Tensão de Referência para Desligar o Banco de Capacitores
$V_{on}$	Tensão de Referência para Ligar o Banco de Capacitores
$V_n$	Tensão Nominal do Circuito [kV]
X	Reatância Total entre o BC e a SE Fonte [ $\Omega$ ]
GP	Subconjunto Nebuloso Grande Positivo
MP	Subconjunto Nebuloso Médio Positivo
PP	Subconjunto Nebuloso Pequeno Positivo
ZE	Subconjunto Nebuloso Zero
PN	Subconjunto Nebuloso Pequeno Negativo
MN	Subconjunto Nebuloso Médio Negativo
GN	Subconjunto Nebuloso Grande Negativo

## RESUMO

A falta de um controle do fluxo de energia reativa que circula nas redes de distribuição faz com que exista um aumento das perdas elétricas e um comprometimento no perfil de tensão. Dessa forma, procura-se compensar estes reativos otimizando os custos operacionais através de investimentos na instalação de bancos de capacitores nos alimentadores de distribuição. A aplicação otimizada de bancos de capacitores implica em um primeiro momento no problema de alocação de bancos de capacitores, o qual está em determinar o tipo do banco de capacitores, o tamanho do banco e a localização no alimentador de distribuição. Porém, a solução completa para o problema dos bancos de capacitores envolve além da alocação dos bancos, a questão da determinação do tipo de controle do banco e dos ajustes deste controle. Considerando que as cargas em sistemas de distribuição reais estão sujeitas a variações não-simultâneas nos barramentos dos alimentadores de distribuição, a operação do equipamento, com os ajustes fixados do dispositivo de controle, ao longo de um horizonte de tempo, pode não ser suficiente para prover a compensação reativa necessária. Portanto, o objetivo principal desse trabalho é o desenvolvimento de um sistema de controle nebuloso inteligente para bancos de capacitores automáticos aplicados a alimentadores de distribuição de energia elétrica, o qual foi pautado na melhoria do desempenho do equipamento proporcionando a maior correção dos reativos do sistema e minimizando o número de chaveamentos do banco de capacitores, sem provocar flutuações nos níveis de tensão do alimentador. Outro aspecto importante é a implementação de uma estratégia de controle independente da alocação do banco no sistema e da curva de carga do ponto de instalação, uma vez que os dispositivos de controle atuais exigem medições e análise para configuração dos seus parâmetros de controle. Foram analisados dois sistemas, um de 11 barras e um de 70 barras, nos estudos desenvolvidos com os controladores para bancos de capacitores automáticos. Os principais resultados mostraram que o controlador nebuloso não é afetado pela posição de instalação do banco de capacitores no alimentador de distribuição, nem apresenta diferença de desempenho devido ao tamanho do banco em kvar, bem como o controlador nebuloso não precisa de novos ajustes caso haja alterações na curva de carga do sistema, operando com bons resultados para diversas curvas de carga diferentes.

## ABSTRACT

The lack of reactive energy flow control in distribution networks causes an increase of electrical losses and problems with voltage profile. So, it is possible to try the compensation of this reactive power by optimizing the operational costs through some investments on capacitors bank installation at the distribution feeders. The optimized application of capacitors bank needs, in a first moment, a study of the best installation position of the equipment. Basically, the capacitors bank allocation problem is to define the kind of capacitors bank, the size and the location at the distribution feeders, but the complete solution of capacitors bank problem regards not only the bank allocation but also to define the bank control system and its control tuning. The loads in real distribution systems have non-simultaneous variations on the distribution feeders' buses. Therefore, the equipment operation with control system adjusts set during a time period can not be enough to provide the necessary reactive compensation. So, the main purpose of this work is to develop an intelligent control system for automatic capacitors bank applied to power distribution feeders to improve the equipment performance allowing better reactive power compensation and minimizing the number of switching operations not causing problems with distribution feeder voltage levels. Another important feature is the implementation of a control strategy that is not dependent on the bank allocation and load profile of the system, since the current control devices need measurements and analysis to configure their control parameters. It was analyzed two different systems, one that has 11 buses and another system has 70 buses, at the developed studies with the controllers for the automatic capacitor banks. The main results showed that the fuzzy controller is neither affected by the installation position of the capacitor banks at the distribution feeders nor by the capacitor bank in kvar, and also the fuzzy controller does not need any new adjust in the case of changes at the system's load profile, operating with good results for different load profiles.

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO

---

### 1.1 Introdução

As empresas de distribuição de energia elétrica estão submetidas à regulação por comparação de desempenho, a qual estimula a melhoria da qualidade dos serviços prestados aos seus clientes, bem como a busca pela redução dos seus custos com o objetivo de aumentar a sua competitividade (ANEEL, 2006).

Neste sentido, a falta de um controle do fluxo de energia reativa que circula nas redes de distribuição faz com que exista um aumento das perdas elétricas e um comprometimento no perfil de tensão. Dessa forma, procura-se compensar estes reativos otimizando os custos operacionais através de investimentos na instalação de bancos de capacitores nos alimentadores de distribuição de energia elétrica.

Estes bancos podem ser fixos (que operam de forma ininterrupta) ou automáticos, os quais possuem características que permitem sua entrada/saída em operação em função de parâmetros, tais como: tempo, tensão ou corrente.

Devido à complexidade da rede e dos alimentadores, o ponto ótimo de operação normalmente não é alcançado e a compensação fica subutilizada. Dessa forma, torna-se importante desenvolver ferramentas para o suporte à tomada de decisões do planejador para que ele possa fazer uma melhor aplicação dos recursos destinados à expansão do sistema de distribuição (BEÊ, 2007).

A aplicação otimizada dos bancos de capacitores implica em um primeiro momento no estudo da melhor posição de instalação do equipamento. Basicamente, o problema da alocação de bancos de capacitores está em determinar, o tipo do banco de capacitores (fixo ou automático), o tamanho do banco (em kvar) e a localização do banco. Este é um problema de difícil solução, pois o número de



pontos mínimos locais e o número de opções a serem analisadas aumentam com o aumento do número de barras (BEÊ, 2007).

Porém, a solução completa para o problema dos bancos de capacitores envolve além da alocação dos bancos, a questão da determinação do tipo de controle do banco e dos ajustes deste controle. Sendo que, neste trabalho focou-se no desenvolvimento de um sistema de controle inteligente assumindo que a localização do banco automático e o tamanho deste são conhecidos.

As cargas em sistemas de distribuição reais estão sujeitas a variações não-simultâneas nos barramentos dos alimentadores de distribuição. Sendo assim, a operação do equipamento, com os ajustes fixados do dispositivo de controle, ao longo de um certo horizonte de tempo, pode não ser suficiente para prover a compensação reativa necessária.

Outro aspecto importante é a questão da melhoria no perfil de tensão que pode ser obtida com a aplicação deste equipamento, a qual é oriunda da redução das perdas no sistema. Na verdade, além da compensação reativa, a melhoria no perfil de tensão torna-se um dos atrativos para implementação desse equipamento nos alimentadores de distribuição, uma vez que há legislação específica no Brasil sobre os níveis de tensão admitidos e penalidades pelo não atendimento dos mesmos (ANEEL, 2001).

Não obstante a importância dos fatores mencionados, vale ressaltar que o sistema de controle deve minimizar o número de chaveamentos diários de forma a preservar a vida útil dos componentes de chaveamento do sistema, os quais têm sua vida útil estimada em número de operações.

Frente a este cenário apresentado e as necessidades de melhor desempenho dos bancos de capacitores aplicados a sistemas de distribuição serão apresentados a seguir os objetivos desse trabalho.

## 1.2 Objetivos

O objetivo principal desse trabalho é o desenvolvimento de um sistema de controle inteligente para bancos de capacitores automáticos aplicados a sistemas de distribuição de energia elétrica.

O desenvolvimento desse sistema de controle inteligente visa a melhoria do desempenho do equipamento operando em alimentadores de distribuição, proporcionando a correção dos reativos do sistema e minimizando o número de chaveamentos do banco de capacitores, sem provocar problemas nos níveis de tensão do alimentador.

Outra característica importante que foi buscada no desenvolvimento do sistema de controle inteligente foi a implementação de uma estratégia de controle independente da alocação do banco no sistema e da curva de carga do ponto de instalação, uma vez que os dispositivos de controle atuais exigem medições e análise para configuração dos seus parâmetros de controle. Isso contribui para a diminuição do custo de instalação do equipamento evitando-se medições e estudos.

## 1.3 Estado da arte

O foco de pesquisa acerca de bancos de capacitores para sistemas de distribuição está concentrado no problema de alocação ótima dos equipamentos nos alimentadores de distribuição.

O problema de alocação de bancos de capacitores foi estudado através da utilização de diversas técnicas, como: *simulated annealing* (CHIANG *et al.*, 1990a) e (CHIANG *et al.*, 1990b), algoritmos genéticos (SUNDHARARAJAN & PAHWA, 1994), programação dinâmica nebulosa (CHIN, 1995), sistemas nebulosos (SU & TSAI, 1996), abordagens mais direcionadas para a solução do problema através de cálculos elétricos e métodos numéricos, como por exemplo, em WANG *et al.* (1997 e 1997b), algoritmos genéticos-*simulated annealing* (GHOSE, GOSWANI & BASU, 1998), algoritmos genéticos considerando distorção harmônica de tensão (CHUNG &

LEUNG, 1999), algoritmos genéticos considerando uma abordagem para sistemas de distribuição completos (KALYUZHNY *et al.*, 2000), busca tabu (GALLEGO, MONTICELLI & ROMERO, 2001), modelos híbridos algoritmos genéticos-modelos matemáticos (MIRANDA, OO & FIDALGO, 2001) e sistema nebuloso com algoritmos genéticos (SU, LII & TSAI, 2001).

Pode-se citar ainda, trabalhos recentes focados no problema de alocação de bancos de capacitores, tal como HSIAO, CHEN & CHIEN (2004) empregando um método combinando sistemas nebulosos e algoritmos genéticos e YU, XIONG & WU (2004) utilizando a técnica de otimização por enxame de partículas considerando distorções harmônicas.

Já em ALCÂNTARA & SILVA (2005) é utilizada a técnica de algoritmos genéticos considerando diferentes modelos de cargas. SANDRINI (2005) emprega algoritmos genéticos e enxame de partículas e CHIOU, CHANG & SU (2006) utiliza evolução diferencial com programação inteira para sistemas de distribuição de larga escala.

Em BEÊ (2007) é empregada a técnica de algoritmos genéticos para determinação da alocação ótima dos bancos de capacitores em alimentadores de distribuição considerando quedas de tensão, violações de limites de tensão e problemas com correntes de *inrush*.

Tem-se também o trabalho de CHANG *et al.* (2007) que é uma evolução do trabalho de CHIOU, CHANG & SU (2006) hibridizando um algoritmo de busca robusta no algoritmo de evolução diferencial para alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de larga escala.

Já no quesito de pesquisas acerca dos dispositivos de controle, a maioria dos trabalhos concentra-se nos controles empregados nos bancos de capacitores instalados nas subestações de distribuição, os quais são chaveados em estágios. Em RIZY *et al.* (1989) apresentado um estudo para automação e controle de bancos de capacitores e reguladores de tensão utilizando sistemas de aquisição de dados de alta velocidade.

Em SANTOSO & TAN (1990) é apresentado um sistema de controle de bancos de capacitores baseado em redes neurais que empregam como sinais de entrada os fluxos de potência ativa e reativa, tensões e os ajustes dos capacitores nas barras. Os bancos de capacitores estudados são empregados nos alimentadores, porém possuem estágios de ativação.

O uso de redes neurais para o desenvolvimento de sistemas de controle de bancos de capacitores e reguladores de tensão foi novamente abordado em GU & RIZY (1996).

HSU & LU (1998) exploram o uso de 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. Já em LIANG & WANG (2003) essa técnica é empregada para um sistema de controle desenvolvido para atuar no *tap* do transformador da subestação de distribuição e nos bancos de capacitores instalados ao longo do alimentador.

## 1.4 Estrutura da dissertação

Esta dissertação está organizada de acordo com a estrutura apresentada a seguir.

No Capítulo II são apresentados detalhes de bancos de capacitores utilizados em sistemas de distribuição, dando especial enfoque aos dispositivos de controle e suas configurações. São apresentados ainda os dois sistemas de distribuição utilizados nos testes realizados, os quais são analisados em condições nominais de operação.

O Capítulo III contém um breve relato sobre os fundamentos de Controle Nebuloso, que vem a ser a técnica utilizada para o desenvolvimento do sistema de controle inteligente utilizada nesse trabalho.

O desenvolvimento do sistema de controle inteligente, passando pelas várias estratégias e fases de refinamento, é detalhado no Capítulo IV, o qual contempla ainda a apresentação do método de fluxo de potência utilizado para análise do comportamento do banco de capacitores nos sistemas de distribuição utilizados.

O Capítulo V apresenta os testes e resultados de todas as estratégias de controle desenvolvidas, incluindo análise de sensibilidade a diferentes curvas de carga e diferentes pontos de instalação do banco de capacitores nos sistemas de distribuição utilizados.

Por fim, o Capítulo VI traz as considerações finais acerca do desenvolvimento proposto neste trabalho e indicações de trabalhos futuros.

# CAPÍTULO II

## BANCOS DE CAPACITORES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

---

### 2.1 Introdução

Os bancos de capacitores são utilizados em sistemas de distribuição para compensação de reativos, contribuindo para a minimização das perdas de potência e energia e melhoria do perfil de tensão dentro de limites aceitáveis. A quantidade de compensação fornecida está relacionada à localização dos capacitores no sistema de distribuição, tamanho, quantidade e tipo de capacitores a serem instalados no sistema (SUNDHARARAJAN & PAHWA, 1994).

Os capacitores aplicados em sistemas de distribuição estão geralmente localizados nos alimentadores de distribuição ou nas subestações. A sua utilização está focada na correção do fator de potência local, destacando que os bancos podem ser fixos ou automáticos dependendo das condições da carga. Basicamente, se aplicam bancos fixos para condições de carga leve e automáticos para cargas média e pesada do sistema (NATARAJAN, 2005).

### 2.2 Aplicação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição

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 pré-estabelecidos e minimizar as perdas no sistema, garantindo assim bons níveis de qualidade e confiabilidade para o consumidor.

Certas alterações no sistema podem resultar em variações de tensão nos barramentos, e assim comprometer a qualidade da energia elétrica fornecida. As causas destas variações indesejadas de tensão são:

- Aumento das cargas;
- Distância das unidades geradoras;
- Linhas de transmissão longas e operando em carga leve;
- Crescimento dos sistemas de transmissão e subtransmissão com a adição de mais linhas.

Por outro lado, o alto nível de potência reativa indutiva demandada nos sistemas de distribuição causa o aumento das perdas e da queda de tensão no próprio sistema de distribuição, como problemas no sistema de transmissão, dificultando o controle da tensão. A instalação de Bancos de Capacitores (BCs) visa não só a redução das perdas e melhoria nos perfis de tensão, mas também algumas outras vantagens, tais como:

- Controle do fluxo de potência;
- Melhoria da estabilidade do sistema;
- Correção do fator de potência;
- Compensação da energia reativa produzida por cargas indutivas e pelas reatâncias das linhas.

Para minimizar os problemas decorrentes do alto nível de potência reativa indutiva são instalados, no sistema de distribuição, bancos de capacitores nos alimentadores (tensão de distribuição primária) e nas subestações, os quais passam então a suprir parte da potência reativa indutiva solicitada pelas cargas. Normalmente, são utilizadas unidades capacitivas monofásicas padronizadas de 100 e 200 kvar, 7960 V, formando bancos trifásicos ligados em estrela isolada de 300, 600, 900 e 1200 kvar.

A aplicação de bancos de capacitores nos alimentadores de distribuição deve respeitar as normas técnicas das concessionárias e estar em consonância com o estabelecido nas resoluções ANEEL Nº 456/2000 e 505/2001.

### 2.2.1 Resolução ANEEL Nº 456, de 29 de novembro de 2000

Considerando o fato de que a potência reativa não produz trabalho útil, porém deva ser transportada desde a geração até a unidade consumidora, sem que as empresas concessionárias transformem esta energia em receita, a Resolução ANEEL Nº 456 (ANEEL, 2000), estabeleceu em 0,92 o valor mínimo para o fator de potência de referência, indutivo ou capacitivo, das instalações elétricas das unidades consumidoras. Os princípios fundamentais da legislação são os seguintes:

- Necessidade de liberação da capacidade do sistema elétrico nacional;
- Promoção do uso racional de energia;
- Redução do consumo de energia reativa indutiva que provoca sobrecarga no sistema das empresas fornecedoras e concessionárias de energia elétrica, principalmente nos períodos em que é mais solicitado;
- Redução no consumo de energia reativa capacitiva nos períodos de carga leve que provoca elevação da tensão no sistema de suprimento, havendo necessidade de investimento na aplicação de equipamentos corretivos e realização de procedimentos operacionais nem sempre de fácil execução; e
- Criação de condições para que os custos de expansão do sistema elétrico nacional sejam distribuídos para a sociedade de forma justa.

De acordo com a legislação, tanto o excesso de energia reativa indutiva como o de energia capacitiva será medido e faturado para os consumidores do Grupo A (tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 kV). A cobrança por baixo fator de potência, de acordo com os limites da legislação, será realizada através do faturamento do excedente de energia reativa da unidade consumidora faturada na estrutura tarifária horo-sazonal ou na estrutura tarifária convencional com medição apropriada.

### 2.2.2 Resolução ANEEL Nº 505, de 26 de novembro de 2001

Os valores de tensão de atendimento em regime permanente devem atender aos requisitos que constam na Resolução ANEEL Nº 505. Os valores permitidos nos



alimentadores de tensão para as variações de tensão em regime permanente são mostrados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Tensões nominais padronizadas superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV.

Classificação da tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão contratada (TC)
Adequada	$0,93 \times TC \leq TL \leq 1,05 \times TC$
Precária	$0,90 \times TC \leq TL < 0,93 \times TC$
Crítica	$TL < 0,90 \times TC$ ou $TL > 1,05 \times TC$

A tensão contratada da unidade consumidora (em tensão superior a 1 kV) deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de entrega.

A concessionária deverá apurar, quando de medições oriundas por reclamação e/ou amostrais, os seguintes indicadores individuais:

- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP), utilizando a seguinte fórmula:

$$DRP = \frac{n/p}{1008} \times 100 \text{ [%]} \quad (2.1)$$

- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DRC = \frac{n/c}{1008} \times 100 \text{ [%]} \quad (2.2)$$

onde:  $n/p$  = número de leituras situadas nas faixas precárias;

$n/c$  = número de leituras situadas nas faixas críticas; e

1.008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação.

## 2.3 Dimensionamento, configuração e operação de bancos de capacitores

### 2.3.1 Dimensionamento de bancos de capacitores

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

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

Usualmente os bancos de capacitores são instalados nos locais onde o fator de potência está abaixo do valor de 0,92 especificado pela Resolução ANEEL Nº 456, sendo que este valor é obtido através da medição da tensão, corrente, potência ativa, reativa e aparente no alimentador para definir as condições de carga máxima e mínima. Os picos e vales em uma curva de demanda de potência reativa fazem com que seja difícil apenas um simples banco de capacitores corrigir o fator de potência para um valor desejado. Se o fator de potência desejado é obtido durante o horário de pico de carga, durante a condição fora de pico pode resultar em uma condição de excesso de reativos no sistema. Este excesso de reativos pode causar perdas no sistema similares à condição onde o fator de potência é baixo. Outro problema que pode ser causado é a sobretensão do sistema. Para evitar que isto ocorra deve-se utilizar, sempre que possível, bancos de capacitores chaveados ao invés de bancos fixos.

Os bancos devem localizar-se ao longo do alimentador de forma a reduzir o fluxo de reativo ao longo do sistema. Isto pode ser alcançado empregando a seguinte regra. Uma vez conhecido o perfil de fluxo de reativo do alimentador e a potência dos bancos a serem utilizados, a sua localização é feita do fim para o início

do alimentador e nos pontos onde a potência reativa é aproximadamente metade da potência do banco de capacitores a ser instalado, levando-se em conta a compensação dos bancos já localizados, conforme o ilustrado na Figura 2.1.

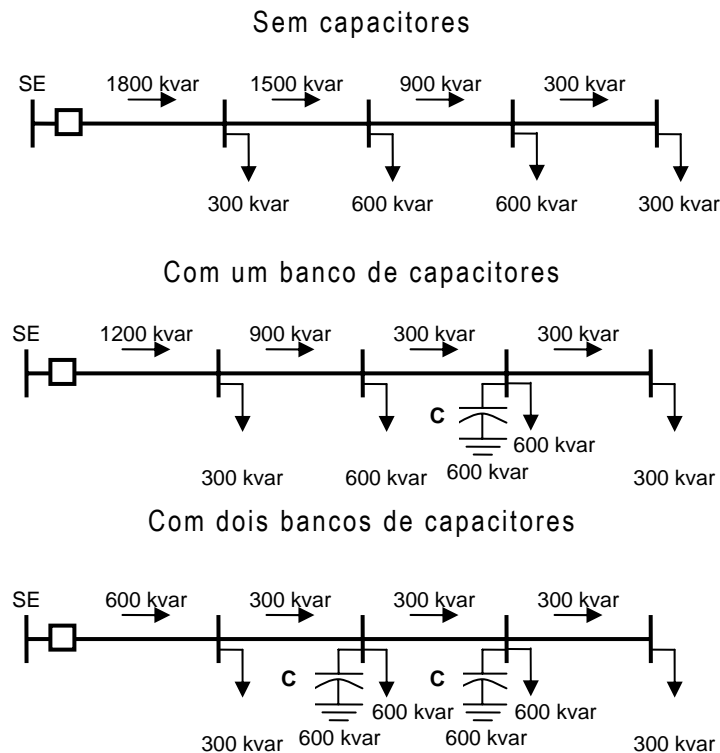


Figura 2.1 – Fluxo de reativos no alimentador com e sem bancos de capacitores.

onde: SE: Subestação

C: Banco de Capacitores

### 2.3.2 Configuração de bancos de capacitores

Os bancos de capacitores empregados em alimentadores de distribuição são montados geralmente em estrela ou estrela aterrada, pois acarreta em facilidade 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, conforme apresentado na Figura 2.2.

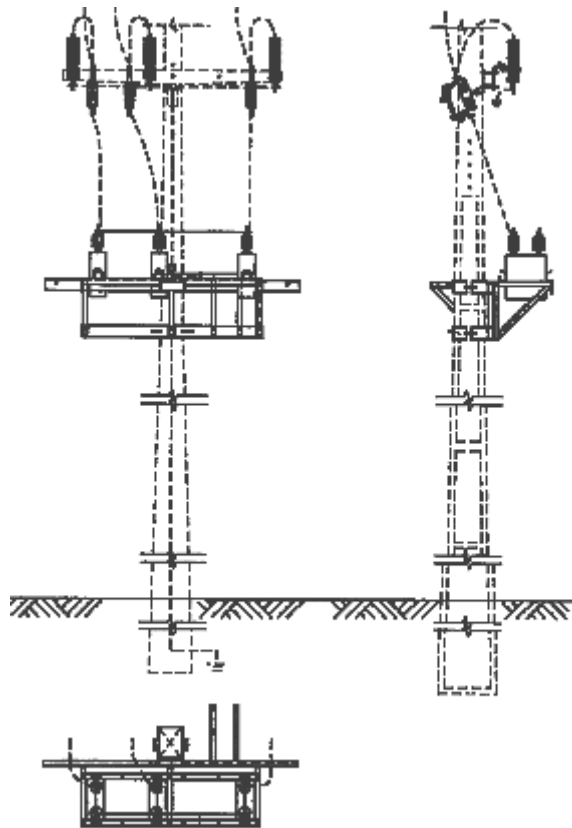


Figura 2.2 – Esquema de montagem de banco de capacitor em alimentadores de distribuição.

Segundo NATARAJAN (2005), as desvantagens da configuração em estrela aterrada comparada com estrela sem aterramento são relacionadas as altas correntes de *inrush* e de terra.

### 2.3.3 Operação de bancos de capacitores

Normalmente, os capacitores são projetados para 10% de sobretensão e 30% de sobrecorrente. Alguns capacitores podem operar de maneira fixa para situações em que o sistema está sem carga ou com carga mínima. A outra opção é se utilizar bancos e capacitores chaveados 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 bancos de capacitores (PABLA, 2005):

- Para evitar transientes de sobretensão perigosos no caso de interrupções do fornecimento de energia, os bancos de capacitores devem ser desligados antes da energia ser reestabelecida.
- Transformadores de potência nas subestações e bancos de capacitores não devem ser carregados simultaneamente quando o sistema está sendo reestabelecido após uma falta de energia. Os bancos de capacitores devem ser colocados em serviço um a um de acordo com a necessidade momentânea do sistema.
- Se a tensão na barra em que o banco de capacitores está conectado atingir 1,1 vezes ou mais a tensão nominal, os bancos de capacitores devem ser desligados.
- Para operação dos bancos de capacitores são utilizados chaves a óleo, as quais possuem vida útil de 10.000 chaveamentos.

## 2.4 Controle automático de bancos de capacitores

A solicitação de potência reativa é variável ao longo do dia e a entrada de capacitores em operação causa elevação na tensão que pode ser demasiada, principalmente em períodos de carga leve. Como também é inviável a colocação e retirada do equipamento por operação manual diariamente, os bancos de capacitores podem empregar controles automáticos, que comandam as operações de ligar e desligar os bancos, conforme o dispositivo sensor do controle utilizado.

Dentre estes dispositivos, o mais utilizado é o sensor de tempo e tensão, ou seja, opera em função do nível de tensão e das horas do dia. Existem, porém, outros tipos de sensores, como o sensor apenas de tensão e o sensor de corrente.

A função do controle se restringe basicamente a colocação e a retirada do banco de capacitores em operação. Para tanto o banco de capacitores possui um dispositivo sensor (corrente, tensão ou tempo/tensão) ajustável, para comandar chaves a óleo automáticas que ligam ou desligam o banco.

Normalmente há necessidade maior da compensação reativa no sistema em horários de carga pesada e média. Os sensores são então, usualmente, ajustados

para que coloquem em operação os capacitores nestes períodos de carga e os mantenham fora de operação nos outros períodos como nos períodos de carga leve, onde os bancos comumente utilizados são os bancos fixos.

### 2.4.1 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 horário 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 (Figura 2.3). 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.

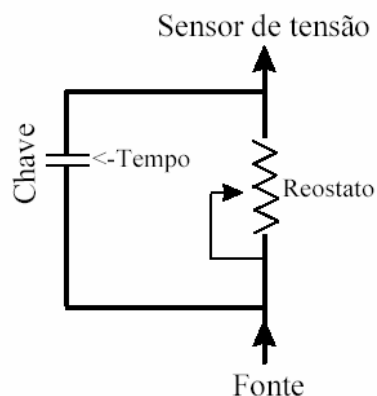


Figura 2.3 – Dispositivo de tempo.

### 2.4.2 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 colocar ou retirar do sistema o banco de capacitores. 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 banco, bem como um valor de compensação da tensão ( $V_c$ ) para o horário de funcionamento do dispositivo de tempo (Figura 2.4).

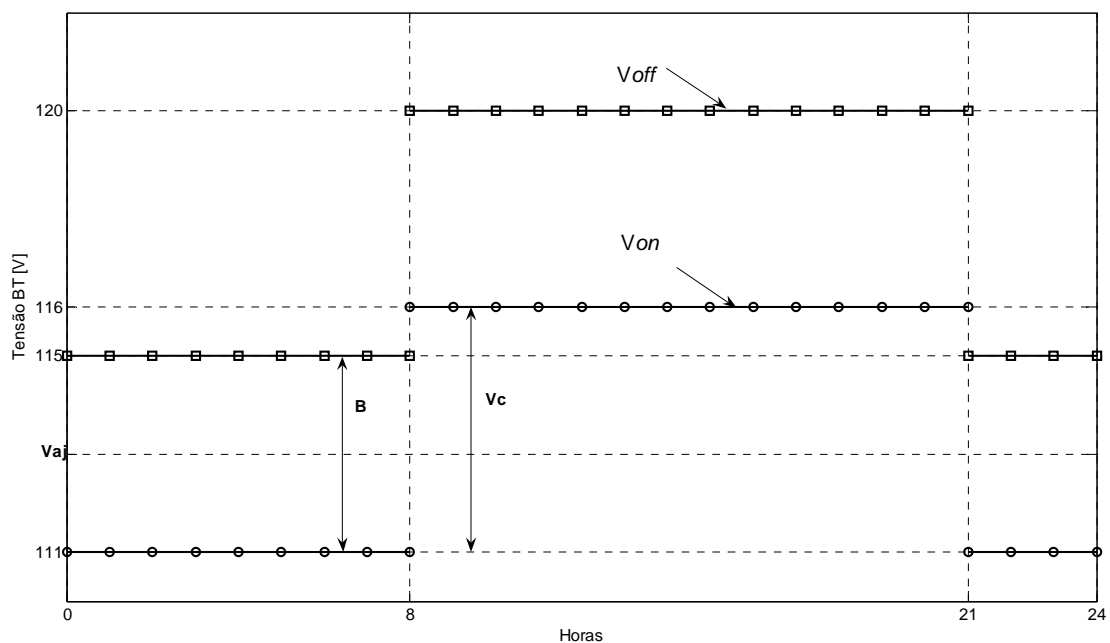


Figura 2.4 – Curvas de operação do sensor tempo-tensão.

A tensão de ajuste é definida como o valor resultante da equação abaixo:

$$V_{aj} = \frac{V_{on} + V_{off}}{2 \times RTP} \quad (2.3)$$

onde:  $V_{off}$  é a tensão de referência para desligar o banco de capacitores [V];

$V_{on}$  é a tensão de referência para ligar o banco de capacitores [V];

$RTP$  é a Relação de transformação do TP que alimenta o controle (normalmente igual a 120);

Para definir  $V_{off}$  deve-se observar que a tensão não ultrapasse o máximo valor admissível para os consumidores (100% da tensão nominal). No entanto para definir  $V_{on}$  deve-se observar que a tensão provocada pela entrada em operação do banco de capacitores não ultrapasse o valor de  $V_{off}$  (caso contrário, o banco será desligado logo em seguida).

Em alguns controles existe um botão para ajustar  $V_{off}$  e outro para ajustar  $V_{on}$ . Em outros, existe um botão para ajustar  $V_{aj}$  e outro para ajustar a banda ( $B$ ).

A banda é a diferença entre as tensões de referência para desligar e ligar o banco de capacitores, referida a baixa tensão. Deve ser definida de modo que a elevação de tensão provocada pela entrada em operação do banco de capacitores ( $\Delta V_{cap}$ ) não ultrapasse o valor máximo de tensão ajustado e conseqüentemente provoque a saída do banco de operação novamente, ou:  $B > \Delta V_{cap}$ .

O cálculo da banda é feito pela seguinte equação:

$$B = \frac{V_{off} - V_{on}}{RTP} \quad (2.4)$$

A elevação de tensão provocada pelo banco de capacitores é proporcional a sua potência e a reatância indutiva total entre a subestação fonte do circuito e o ponto onde está localizado o banco de capacitores. O valor deste acréscimo de tensão pode ser calculado pela seguinte equação:

$$\Delta V_{cap} = \frac{Q_c \times V_n}{X} \quad (2.5)$$

onde:  $Q_c$  é a potência total do banco de capacitores [kvar];

$X$  é a reatância total entre o BC e a SE fonte [ $\Omega$ ];

$V_n$  é a tensão nominal do circuito [kV].

Nos bancos 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 deve levar em consideração então, 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 “by-passa” o reostato. Deve-se ajustar o reostato de forma que quando da sua inserção, o nível de tensão ajustado para ligar o banco de capacitores fique acima da tensão simulada no momento, o que levará o controle a comandar a entrada em operação do banco, e quando “by-passa” o 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.

Como exemplo, a Copel adota o ajuste de  $B = 4$  [V] (480 [V] referente ao primário do TP) ou  $\pm 2$  V baseado em resultados práticos. A tensão que liga o banco ( $V_{on}$ ) é a tensão medida no ponto de instalação às 08:00 horas em dia útil (COPEL, 1996).

### 2.4.3 Sensor de corrente

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

Devem ser definidos os valores de corrente que ligam e desligam o banco de capacitores. Pode-se adotar de uma maneira simplificada, que o banco deve ligar com 60% da corrente máxima e desligar com 40%, ou:

$$I_{on} = \frac{I_{max}}{RTC} \times 0,6 \quad \text{e} \quad I_{off} = \frac{I_{max}}{RTC} \times 0,4 \quad (2.6)$$

onde:  $I_{on}$  é a corrente que liga o BC referida ao secundário do TC [A];

$I_{off}$  é a corrente que desliga o BC referida ao secundário do TC [A];

$I_{max}$  é a corrente de carga máxima [A].

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

## 2.5 Sistemas de Distribuição Analisados

Nas simulações desenvolvidas nesta dissertação foram utilizados dois sistemas de distribuição para análise descritos a seguir.

### 2.5.1 Sistema de 11 barras

O sistema de distribuição de 11 barras (BEÊ, 2007) é mostrado na Figura 2.5, onde se pode verificar as 10 barras de carga do sistema, as distâncias e as bitolas dos cabos e a barra da subestação (SE). Foram realizados estudos do comportamento do sistema em condições nominais e sem bancos de capacitores.

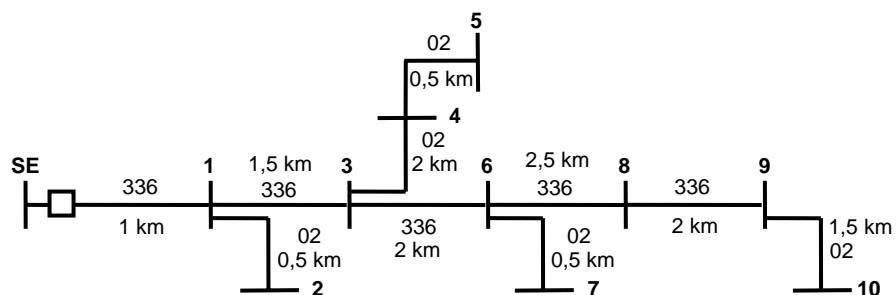


Figura 2.5 – Diagrama do sistema de distribuição de 11 barras.

Na Tabela 2.2 são visualizadas as potências ativas e reativas para cada barra de carga.

Tabela 2.2 – Potências ativas e reativas por barra do sistema 11 barras.

Barra	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kvar]
1	500	218
2	800	349
3	600	262
4	100	44
5	400	174
6	1000	436
7	500	218
8	1200	523
9	600	262
10	300	131
TOTAL	6000	2615

Na Tabela 2.3 podem-se verificar os dados referentes aos cabos do sistema de distribuição.

Tabela 2.3 – Dados referentes aos cabos do sistema de distribuição de 11 barras

Material	Descrição	Resistência [ $\Omega$ ]/km a 25°C	Reatância [ $\Omega$ ]/km a 25°C
Alumínio	Cabo Alumínio 02 AWG	0,8700	0,3566
Alumínio	Cabo Alumínio 336,4 MCM	0,1730	0,2913

Para os cálculos de fluxo de potência considerou-se a tensão de base de 13,8 [kV] e a potência de base de 100 [kVA].

O perfil de tensão do sistema em estudo sem a utilização de bancos de capacitores pode ser visualizado na Figura 2.6.

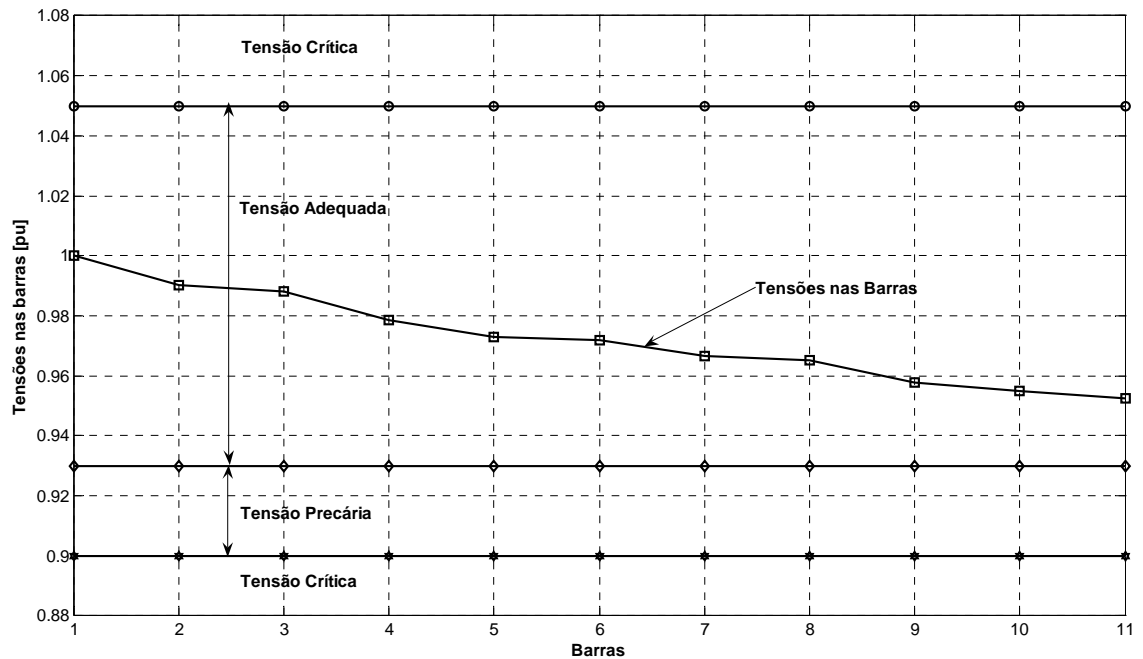


Figura 2.6 – Perfil de tensão do sistema de 11 barras sem bancos de capacitores.

Em condições nominais, tem-se 132,08 kW de perdas ativas e o fator de potência do alimentador em 0,908 em atraso. Verifica-se que em condições nominais nenhuma barra do sistema apresenta problemas de tensão e o alimentador apresenta fator de potência global (visto pela barra da SE) abaixo do limite estabelecido na Resolução ANEEL Nº 456 / 2000.

## 2.5.2 Sistema de 70 barras

O sistema de distribuição considerado é mostrado na Figura 2.7, onde se podem verificar as 69 barras de carga do sistema (BARAN & WU, 1989), bem como a barra da subestação (SE). Foram realizados estudos do comportamento do sistema em condições nominais e sem bancos de capacitores.

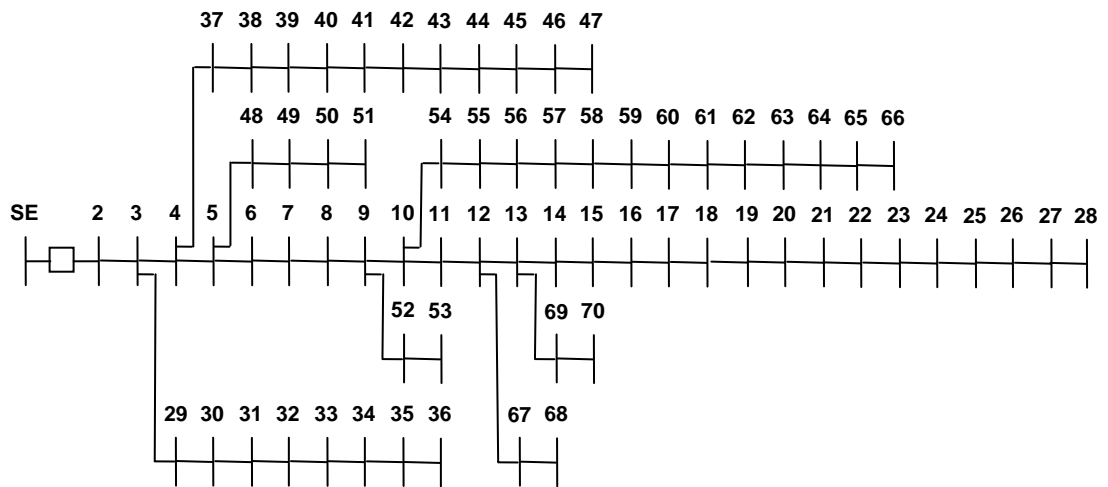


Figura 2.7 – Diagrama do sistema de distribuição de 70 barras.

Na Tabela 2.4 são visualizadas as potências ativas e reativas para cada barra de carga.

Tabela 2.4 – Potências ativas e reativas por barra do sistema 70 barras.

Barra	$P$ [kW]	$Q$ [kvar]	Barra	$P$ [kW]	$Q$ [kvar]	Barra	$P$ [kW]	$Q$ [kvar]
2	0,00	0,00	25	28,00	20,00	48	0,00	0,00
3	0,00	0,00	26	0,00	0,00	49	79,00	56,40
4	0,00	0,00	27	14,00	10,00	50	384,70	274,50
5	0,00	0,00	28	14,00	10,00	51	384,70	274,50
6	0,00	0,00	29	26,00	18,60	52	40,50	28,30
7	2,60	2,20	30	26,00	18,60	53	3,60	7,20
8	40,40	30,00	31	0,00	0,00	54	4,35	3,50
9	75,00	54,00	32	0,00	0,00	55	26,40	19,00
10	30,00	22,00	33	0,00	0,00	56	24,00	17,20
11	28,00	19,00	34	14,00	10,00	57	0,00	0,00
12	145,00	104,00	35	19,50	14,00	58	0,00	0,00
13	145,00	104,00	36	6,00	4,00	59	0,00	0,00
14	8,00	5,50	37	26,00	18,55	60	100,00	72,00
15	8,00	5,50	38	26,00	18,55	61	0,00	0,00
16	0,00	0,00	39	0,00	0,00	62	1244,00	888,00
17	45,50	30,00	40	24,00	17,00	63	32,00	23,00
18	60,00	35,00	41	24,00	17,00	64	0,00	0,00

Barra	$P$ [kW]	$Q$ [kvar]	Barra	$P$ [kW]	$Q$ [kvar]	Barra	$P$ [kW]	$Q$ [kvar]
19	60,00	35,00	42	1,20	1,00	65	227,00	162,00
20	0,00	0,00	43	0,00	0,00	66	59,00	42,00
21	1,00	0,60	44	6,00	4,30	67	18,00	13,00
22	114,00	81,00	45	0,00	0,00	68	18,00	13,00
23	5,30	3,50	46	39,22	26,30	69	28,00	20,00
24	0,00	0,00	47	39,22	26,30	70	28,00	20,00
TOTAL							3802,19	2694,60

Na Tabela 2.5 podem-se verificar os dados referentes aos cabos do sistema de distribuição.

Tabela 2.5 – Dados referentes aos cabos do sistema de distribuição.

De	Para	$R$ [ $\Omega$ ]	$X$ [ $\Omega$ ]	De	Para	$R$ [ $\Omega$ ]	$X$ [ $\Omega$ ]
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	$1 \times 10^{-10}$	$1 \times 10^{-10}$	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

De	Para	$R$ [ $\Omega$ ]	$X$ [ $\Omega$ ]	De	Para	$R$ [ $\Omega$ ]	$X$ [ $\Omega$ ]
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				

Para os cálculos de fluxo de potência considerou-se a tensão de base de 12,66 [kV] e a potência de base de 10 [kVA].

O perfil de tensão do sistema em estudo sem a utilização de bancos de capacitores pode ser visualizado na Figura 2.8.

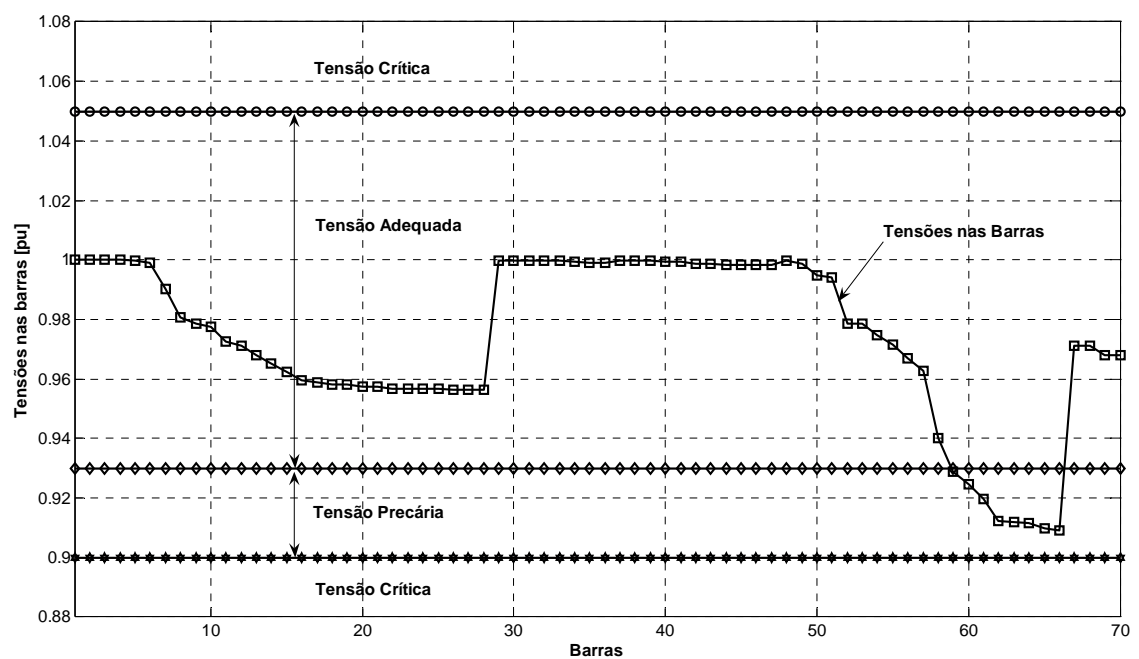


Figura 2.8 – Perfil de tensão do sistema sem bancos de capacitores.

Em condições nominais, tem-se 225,11 kW de perdas ativas e o fator de potência do alimentador em 0,821 em atraso. Verifica-se que em condições nominais as barras de 59 a 66 apresentam níveis de tensão precários de acordo com a Resolução ANEEL Nº 505/2001 e o alimentador apresenta fator de potência global (visto pela barra da SE) abaixo do limite estabelecido na Resolução ANEEL Nº 456 / 2000.

## 2.6 Conclusões do capítulo

Neste capítulo apresentaram-se vários detalhes acerca de bancos de capacitores aplicados em sistemas de distribuição, destacando os dispositivos de controle e como configurá-los.

Atualmente, as concessionárias de distribuição que aplicam bancos de capacitores automáticos optam pelo controle tempo-tensão, uma vez que o controle por corrente encarece o produto por necessitar de Transformadores de Corrente (TCs).

Foram analisados os dois circuitos que serão utilizados para os estudos desenvolvidos com os controladores do banco de capacitores, verificando seu comportamento em condições nominais à luz das resoluções vigentes atualmente.



# CAPÍTULO III

## CONTROLE NEBULOSO

---

### 3.1 Introdução

A teoria dos sistemas nebulosos constitui uma metodologia particularmente adequada ao controle de sistemas, principalmente em situações com grau de complexidade elevada, onde a presença de não linearidades e de fatores de incerteza seja significativa. De fato, os problemas enunciados enquadram-se no conjunto das limitações marcantes das técnicas clássicas de controle e modelagem, pelo que os sistemas nebulosos se apresentam como um complemento importante das metodologias convencionais.

### 3.2 Conjuntos clássicos versus nebulosos

#### 3.2.1 Teoria clássica dos conjuntos

REZENDE (2003) apresenta a teoria clássica de conjuntos, a qual permite o tratamento de classes de objetos e suas inter-relações em um universo definido. Este universo de discurso pode ser discreto ou contínuo, dependendo da natureza dos objetos que o compõem. Por exemplo, pode-se definir um universo  $U$  discreto que reúne todos os números entre 10 e -10 do conjunto  $Z$  dos números inteiros. Algebricamente, esta definição pode ser expressa por:

$$U : \{x \in Z \mid \text{módulo}(x) \leq 10\} \quad (3.1)$$

Os objetos de uma mesma classe ou que possuem características semelhantes são agrupados em conjuntos. Neste contexto, um conjunto consiste de uma coleção de objetos ou elementos do universo de discurso. Existem três formas

de se definir um conjunto na teoria clássica de conjuntos (CAUSEY, 2006). Por exemplo, pode-se definir um conjunto  $A$ , que reúne os elementos inteiros  $u \in \mathbb{Z}$  de  $U$  positivos, pela enumeração de todos os seus elementos:

$$A: \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10\} \quad (3.2)$$

A segunda forma de definir um conjunto baseia-se no fato que todos os objetos de uma mesma classe possuem características semelhantes e são agrupados em conjuntos que refletem estas características. Assim, um conjunto consiste de uma coleção de objetos ou elementos do universo de discurso que possuem uma relação bem definida entre si. O conjunto  $A$  pode então ser definido como:

$$A: \{x \in U \mid x > 0\} \quad (3.3)$$

O teorema da separação relaciona a teoria clássica de conjuntos e a lógica clássica booleana através da expressão (3.3) em que um conjunto é definido por um predicado da lógica clássica que caracteriza os elementos que pertencem ao conjunto. Desta maneira, se um elemento  $x$  do universo de discurso  $U$  pertence a um dado conjunto, então este elemento satisfaz um predicado associado a este conjunto. Pode-se definir este conjunto por meio de uma função dita característica  $\chi_A: U \rightarrow \{0, 1\}$  que associa a cada elemento do universo de discurso  $U$  um valor binário. Esta função é expressa por:

$$\chi_A(u) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \notin A \\ 1, & \text{se } x \in A \end{cases} \quad (3.4)$$

A terceira forma de representação de um conjunto é a expressão de sua função característica. A representação dessa função no plano cartesiano, como mostrado na Figura 3.1 é uma forma usual de visualização deste tipo de representação. Nesse caso, o eixo  $x$  representa o universo de discurso e o eixo  $y$  representa os valores da função característica  $\chi_A$  para os elementos desse universo.

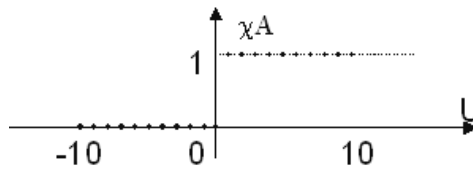


Figura 3.1 – Representação do conjunto  $A$  no universo  $U$ .

### 3.2.2 Teoria dos conjuntos nebulosos

Na natureza parte das propriedades são vagas, incertas ou imprecisas e, portanto, não são possíveis de serem caracterizadas por predicados da lógica clássica bivalente. A teoria dos conjuntos nebulosos pode ser vista como uma extensão da teoria clássica de conjuntos, e foi criada para tratar graus de pertinência intermediários entre a pertinência total e a não pertinência de elementos de um universo de discurso com relação a um dado conjunto. Assim, um conjunto nebuloso é uma generalização da noção clássica de um conjunto deste universo.

A definição de função de pertinência de um conjunto nebuloso depende do significado lingüístico definido para este conjunto e de sua interpretação no contexto do universo de discurso utilizado. Assim, na lógica nebulosa, o grau de pertinência de um elemento em relação a um conjunto é definido por uma função característica real, que assume como valor qualquer número pertencente ao intervalo real fechado  $[0,1]$ . Algebricamente, é mapeada por  $\mu_y(x): U \rightarrow [0,1]$ .

No universo definido na expressão (3.1), pode-se ter um conjunto nebuloso chamado "conjunto dos números pequenos", denotado por  $P$ , no qual o grau de pertinência dos elementos de  $U$  em  $P$  é definido por

$$\mu_p(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } \text{módulo}(x) > 5 \\ \frac{5 - \text{módulo}(x)}{5}, & \text{se } \text{módulo}(x) \leq 5 \end{cases} \quad (3.5)$$

Pode-se verificar que não existe mais um limite abrupto que define os elementos que pertencem ou não ao conjunto  $P$ , como no caso do conjunto clássico  $A$ . Por outro lado, os graus de pertinência dos elementos de  $U$  no conjunto  $P$  possuem variações suaves no intervalo real  $[0,1]$ , como mostrado na Figura 3.2.

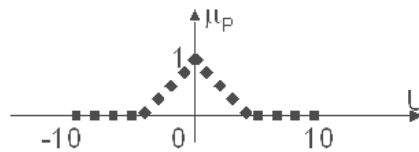


Figura 3.2 – Representação do conjunto nebuloso  $P$  no universo  $U$ .

Então, um conjunto nebuloso  $F$  de um universo de discurso  $U$  é caracterizado por uma função característica real, comumente denominada função de pertinência, mapeada por  $\mu_F(x): U \rightarrow [0, 1]$ , que associa a cada  $x \in U$  um número real  $\mu_F(x)$  no intervalo  $[0, 1]$ , representando o grau de pertinência de  $x$  em  $F$ . O suporte de  $F$  é o subconjunto de pontos de  $U$  para o qual  $\mu_F(x)$  é positivo.

A representação de conjuntos nebulosos depende basicamente da natureza e da dimensão do universo de discurso definido. Quando o universo é discreto e composto de um número pequeno de elementos, a maneira mais usual adotada é a representação analítica, como mostrado na expressão (3.6) para o caso do conjunto  $P$ , onde.

$$P: \{0|-10, 0|-9, 0|-8, 0|-7, 0|-6, 0|-5, 0,2|-4, 0,4|-3, 0,6|-2, 0,8|-1, 1|0, 0,8|1, 0,6|2, 0,4|3, 0,2|4, 0|5, 0|6, 0|7, 0|8, 0|9, 0|10\}. \quad (3.6)$$

Na expressão (3.6) são representados todos os elementos do universo de discurso separados por vírgulas. Cada elemento deste universo é representado na forma " $\mu_P(x_i)|x_i$ ", onde o primeiro termo representa o grau de pertinência de  $x_i$  no conjunto  $P$  e o segundo termo identifica o próprio elemento  $x_i$ .

Porém, quando o universo de discurso é contínuo ou possui uma quantidade grande de elementos discretos, uma forma simples de representação é o gráfico de sua função de pertinência, chamado de diagrama de Hassi-Euler (H-E). Um conjunto  $F$  denominado "conjunto dos números pequenos", definido no universo dos números reais entre  $-10$  e  $10$ , e possuindo uma função de pertinência similar à mostrada na expressão (3.5), seria representado pelo diagrama de H-E mostrado na Figura 3.3.

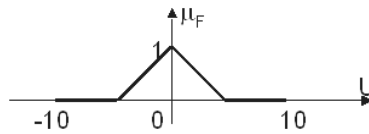


Figura 3.3 – Diagrama H-E do conjunto nebuloso  $F$  no universo real  $U$ .

ZADEH (1965) sugere a construção de modelos ou controladores de sistemas com recurso a um conjunto de regras, expressas em linguagem natural, capazes de descrever qualitativamente a dinâmica de um dado sistema. Esse conjunto de regras constitui um algoritmo nebuloso (BROWN & HARRIS, 1994). A natureza desta representação tem subjacente o conceito de lógica, na medida em que o algoritmo nebuloso consistirá num mecanismo de inferência que, com base num conjunto de premissas, permitirá obter conclusões que se esperam válidas.

Uma questão natural é: uma vez que o modelamento e controle de sistemas lidam com grandezas quantitativas e que os algoritmos nebulosos se caracterizam pela sua natureza qualitativa, como relacionar estas duas realidades? No mundo real a classificação de objetos é por essência vaga e imprecisa. Deste modo, classificar um valor medido de temperatura de maneira binária (baixo ou alto) constitui um procedimento inadequado. ZADEH (1965) definiu o conceito de conjunto nebuloso como forma de superar a classificação dicotômica presente na teoria clássica dos conjuntos. Consequentemente, como resultado da aplicação dos conjuntos nebulosos aos mecanismos de inferência, o mesmo autor propôs vários algoritmos de processamento nebuloso para problemas específicos (ZADEH, 1973).

Do mesmo modo que os termos linguísticos presentes num algoritmo nebuloso devem ser quantificados por meio de conjuntos nebulosos, outras operações, tais como a interseção, união e implicação nebulosas são definidas por ZADEH (1973). A partir do momento em que os conjuntos nebulosos e os operadores estão determinados, as relações expressas qualitativamente pelas regras de controle comuns deixam de ser vagas, passando a constituir uma função não linear determinística. Obtém-se deste modo aquilo que se designa por sistema nebuloso: uma implementação específica, dependente do contexto de utilização, de um conjunto de regras qualitativas expressas por meio de um algoritmo nebuloso.

### 3.3 Variáveis lingüísticas

Segundo ZADEH (1973), quanto mais a complexidade de um sistema aumenta, mais difícil de se produzir inferências precisas e ainda significantes sobre o seu comportamento. Sendo assim, deve-se utilizar uma outra maneira de se analisar o sistema. O raciocínio humano utiliza elementos no processo de tomada de decisão que não são números, mas sim, variáveis lingüísticas, cujo comportamento é nebuloso.

Uma variável lingüística é definida como uma palavra  $x$  em uma linguagem natural  $L$ , a qual pode ser vista como uma descrição sumária de um subconjunto nebuloso  $M(x)$  em um universo de discurso  $U$ . Onde  $M(x)$  é o significado de  $x$ .

Por exemplo, supondo que  $x$  é uma variável como "Temperatura", portanto podem-se definir os seguintes termos para essa variável:

$$T(x) = \{fria, boa, quente\} \quad (3.7)$$

Onde  $U = [20, 60]$ .

Portanto, uma possível função de pertinência dessa variável é apresentada na Figura 3.4.

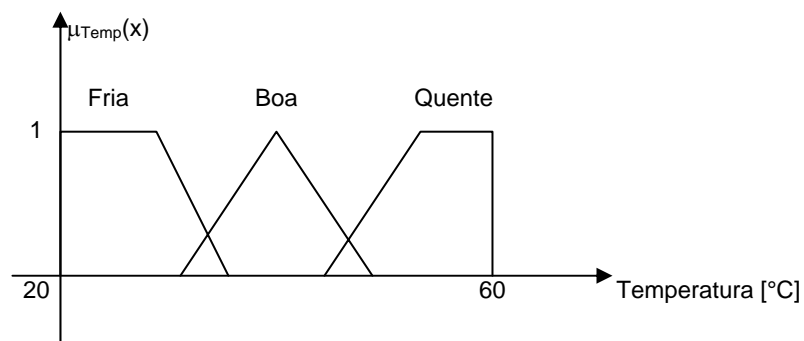


Figura 3.4 – Conjunto nebuloso da variável "Temperatura".

### 3.4 Controle nebuloso

LEE (1990) apresenta a estrutura básica de um controlador nebuloso, a qual compreende quatro principais componentes apresentados na Figura 3.5, tal que:

- A interface de nebulização recebe os valores das variáveis de entrada e desenvolve uma conversão para uma variável lingüística em conjunto com um grau de pertinência;
- A base de conhecimento contempla as regras de controle em termos de variáveis lingüísticas;
- A lógica de tomada de decisão, a qual é capaz de emular o processo de tomada de decisão humano e inferir ações de controle nebulosas;
- A interface de desnebulização recebe as ações de controle nebulosas, em termos de uma variável lingüística em conjunto com um grau de pertinência e converte para valores das variáveis de saída.

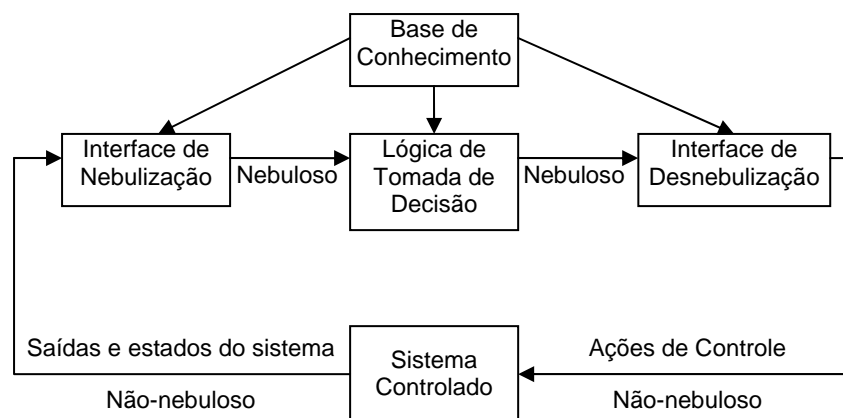


Figura 3.5 – Configuração básica de um controlador nebuloso.

#### 3.4.1 Modelo Lingüístico do Tipo Mamdani

Mamdani (1977) apresenta um método de inferência nebulosa que foi por muitos anos um padrão para a utilização dos conceitos da lógica nebulosa em processamento de conhecimento. As regras de produção em um modelo de Mamdani possuem relações nebulosas tanto em seus antecedentes como em seus conseqüentes, conforme apresentado em (3.7).

Se <antecedente> **então** <conseqüente> (3.7)

O modelo de Mamdani inclui módulos de interface que transformam as variáveis de entrada em conjuntos nebulosos e, posteriormente, os conjuntos nebulosos gerados na saída em grandezas numéricas proporcionais. A Figura 3.6 mostra um diagrama típico de um sistema de processamento de conhecimento nebuloso que utiliza o modelo de inferência Mamdani.

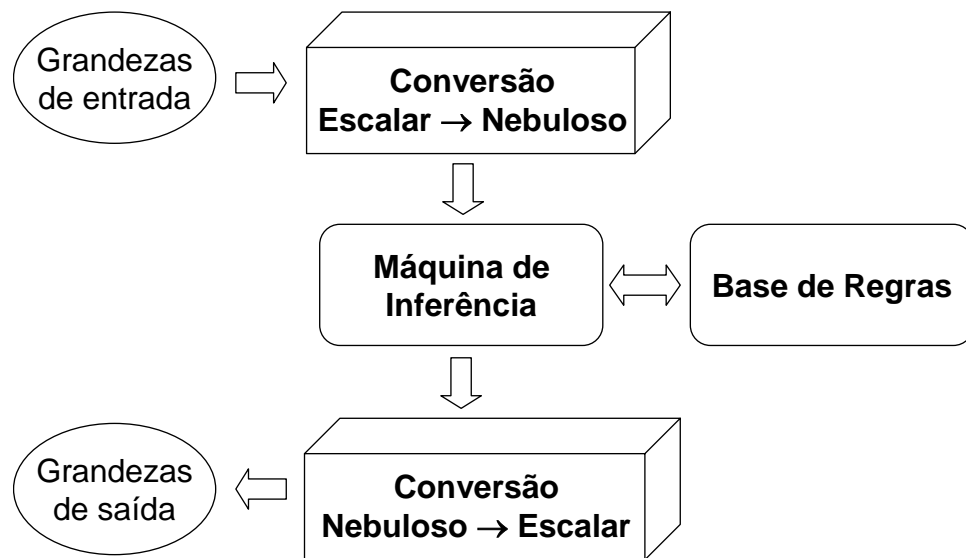


Figura 3.6 – Diagrama típico de um modelo de inferência Mamdani (AOKI, 2005).

A regra semântica tradicionalmente utilizada para o processamento de inferências com o modelo de Mamdani é chamada de inferência Máx-Mín. Esta regra utiliza as operações de união e interseção entre conjuntos da mesma forma que Zadeh (1973), por meio dos operadores de máximo e mínimo, respectivamente. Considerando uma regra de produção nebulosa genérica mostrada em (3.8), o método de inferência Máx-Mín proposto por Mamdani será mostrado em seguida.

Se  $x_1 = A_i$  e  $x_2 = A_j$  e ... e  $x_p = A_k$  **então**  $y_1 = B_i$  e  $y_2 = B_m$  (3.8)

onde:  $x_i$  são as entradas do sistema;

$A_i$  são os termos primários definidos nos conjuntos nebulosos;

$y_j$  são as saídas do sistema;

$B_i$  são os termos primários definidos nos conjuntos nebulosos.



Durante o processo de conversão escalar para nebuloso (nebulização), os antecedentes de cada regra são processados por meio de intersecção nebulosa (minimização) entre os graus de pertinência das entradas atuais nos termos primários definidos em cada uma. Este processo gera um grau de pertinência de disparo para cada regra de produção. Em outras palavras, é calculado para a  $k$ -ésima regra da base de conhecimento um coeficiente de disparo  $D(k)$  segundo (3.9), onde os índices  $k$  nos conjuntos nebulosos denotam os termos primários que compõem a regra  $k$  na base de conhecimento. Este processamento transforma informações quantitativas em informações qualitativas e é considerado um processo de generalização, tal que:

$$D^k = T[\mu_{A_1^k}(x_1), \mu_{A_2^k}(x_2), \dots, \mu_{A_p^k}(x_p)] = \min[\mu_{A_1^k}(x_1), \mu_{A_2^k}(x_2), \dots, \mu_{A_p^k}(x_p)] \quad (3.9)$$

Um diagrama do processo é mostrado na Figura 3.7.

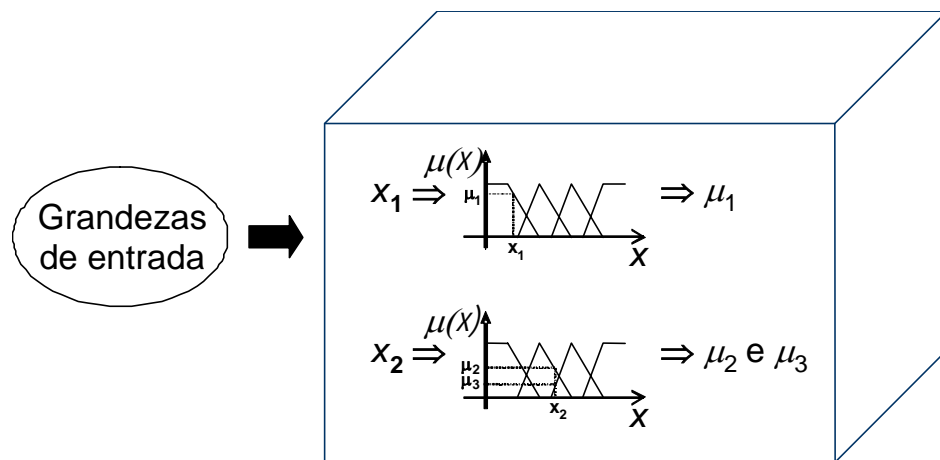


Figura 3.7 – Diagrama do processo de nebulização (AOKI, 2005).

As regras para as quais o coeficiente de disparo for maior que zero são ditas regras que dispararam para as entradas atuais. Isto quer dizer que elas vão contribuir para o cálculo de saída correspondente do sistema de inferência. Os coeficientes de disparo, por sua vez, vão limitar os valores máximos dos conjuntos nebulosos de saída gerados por estas regras.

Finalmente, uma operação global de união vai compor um conjunto nebuloso para cada variável de saída, contendo informações sobre todas as regras disparadas para as entradas atuais. Em (3.10) é mostrada a composição deste conjunto para o

caso da saída  $y_2$  da regra, mostrada em (3.8). O universo de discurso desta variável de saída é composto pelos elementos  $y \in U_{y_2}$ , tal que

$$\mu_{B_i}(y) = S_{k=1 \dots n} [T(D^{(k)}, \mu_{B_i}(y))] = \max_{k=1 \dots n} [\min(D^{(k)}, \mu_{B_i}(y))] \quad \forall y \in U_{y_2} \quad (3.10)$$

O processo de inferência acima descrito transforma uma informação qualitativa em outra informação qualitativa, por meio de uma conversão. O conjunto nebuloso gerado durante o processo de inferência pode então ser utilizado diretamente em um diagnóstico qualitativo de tomada de decisão, ou será convertido em um valor escalar proporcional para atuação externa por meio de atuadores convencionais, no caso de um sistema de controle.

A conversão nebulosa para escalar (desnebulização) transforma informações qualitativas em uma informação quantitativa, sendo um processo de especificação. Para a regra de produção definida em (3.8), parte-se de um conjunto nebuloso de saída  $\mu_{B_i}(y)$  obtido pelo processo de inferência e chega-se a um valor escalar  $\hat{y}_2$  correspondente.

Os métodos mais utilizados para a conversão nebulosa para escalar são o método do centro de massa e o método da média dos máximos. O método do centro de massa calcula, para um dado conjunto nebuloso de saída proveniente de uma base de conhecimento processada, a abscissa do ponto de centro de massa correspondente, e a utiliza como valor escalar de saída. Um diagrama referente ao método do centro de massa é mostrado na Figura 3.8.

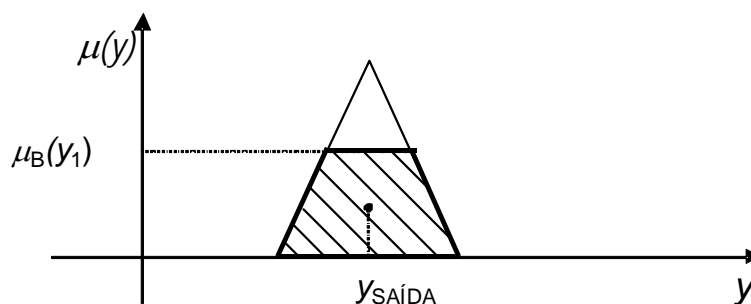


Figura 3.8 – Diagrama referente ao método do centro de massa (AOKI, 2005).

A expressão analítica da implementação deste método é mostrada em (3.11), tal que

$$\hat{y} = \frac{\sum_{y \in \hat{U}_{y_2}} \hat{y} \cdot \mu_{B_i}(y)}{\sum_{y \in \hat{U}_{y_2}} \mu_{B_i}(y)} \quad (3.11)$$

No caso do método da média dos máximos, o valor numérico da saída corresponde ao ponto do universo de discurso que corresponde à média dos pontos de máximo locais da função de pertinência do conjunto de saída, produzidos pelo processo de inferência, representado por

$$\hat{y} = \frac{\sum_{y \in \hat{U}_{y_2}} \hat{y}_k \cdot \mu_{B_i}(y)}{n_y} \quad (3.12)$$

onde  $\hat{y} = \max_{y \in U, U' \subset U_{y_2}} [\mu_{B_i}(y)]$ .

### 3.5 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foram apresentados os conceitos fundamentais sobre controle nebuloso, que constitui a técnica empregada para o desenvolvimento do novo sistema de controle inteligente de bancos de capacitores aplicados em alimentadores de distribuição.

A tecnologia de controle nebuloso é adequada para implementação em sistemas complexos ou mal definidos, os quais não admitem metodologias de análise quantitativas tradicionais (LEE, 1990a).

Outro aspecto importante é o uso de variáveis lingüísticas envolvidas no processo de controle, o qual torna a aplicação do controlador independente do contexto (características específicas) da aplicação do controlador.

# CAPÍTULO IV

## METODOLOGIA DE CONTROLE NEBULOSO PARA BANCOS DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS

---

### 4.1 Introdução

A falta de controle do fluxo de energia reativa que circula nas redes de distribuição faz com que exista um aumento das perdas elétricas e um comprometimento no perfil de tensão nos alimentadores de distribuição. Para otimizar os reativos no sistema de distribuição faz-se a instalação de bancos de capacitores nos alimentadores de distribuição.

Uma vez realizada a otimização da alocação dos bancos de capacitores na rede, passa-se a um problema posterior, que é a determinação dos parâmetros de controle dos bancos de capacitores automáticos. Esse problema de parametrização do controle dos bancos, que se verifica no Setor Elétrico Brasileiro é uma falta de investimento na inovação tecnológica dos sistemas de controle, os quais praticamente não sofreram modificações significativas, nas últimas décadas.

### 4.2 Controlador nebuloso para bancos de capacitores automáticos

Basicamente foram desenvolvidos dois controladores nebulosos para bancos de capacitores automáticos, os quais são descritos a seguir.

## 4.2.1 Conceitos de implementação

O controlador 1 foi desenvolvido com os seguintes parâmetros:

- Variáveis de entrada escolhidas: V (tensão) e  $\Delta V$  (variação da tensão);
- Variável de saída escolhida: BC (representa o banco ligado ou desligado).

A variável  $\Delta V$  representa a variação da tensão no ponto de instalação do banco de capacitores é calculada como:

$$\Delta V = (V^{(k)} - V^{(k-1)}) / V^{(k-1)} \quad (4.1)$$

onde:  $V^{(k)}$  é a tensão na iteração  $k$  e

$V^{(k-1)}$  é a tensão na iteração  $k-1$ .

As funções de pertinência desenvolvidas para cada variável são mostradas nas Figuras 4.1 a 4.3.

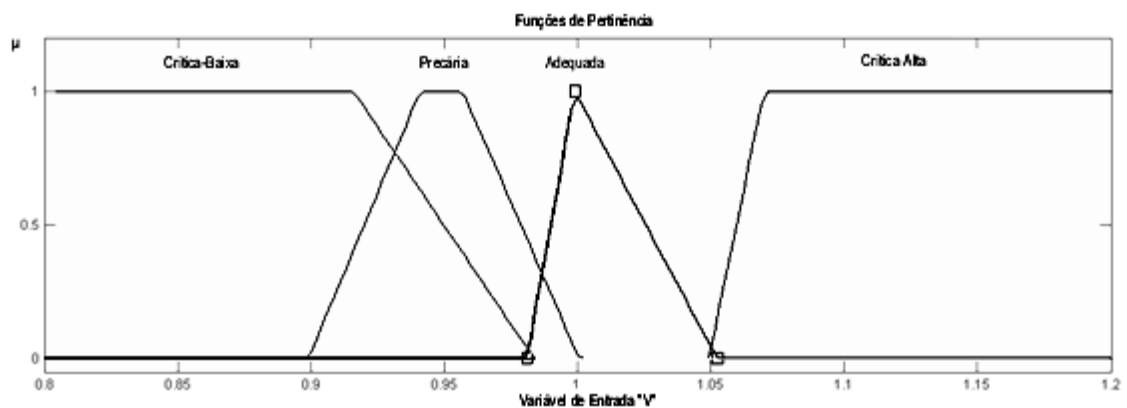


Figura 4.1 – Funções de pertinência para a tensão V – Controlador 1.

A tensão V foi dividida em quatro subconjuntos nebulosos considerando um universo de discurso de [0,8,1,2] em por unidade (pu). Esses subconjuntos foram definidos de acordo com o exposto na Resolução ANEEL Nº 505 (2001), conforme descrito a seguir, tal que

- Crítica Baixa - CB: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [0,8 0,8 0,92 0,98]<sup>1 2</sup>;
- Precária - P: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [0,9 0,94 0,96 1,00];
- Adequada - A: escolheu-se uma função triangular com a seguinte parametrização [0,98 1,00 1,05];
- Crítica Alta - CA: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [1,05 1,07 1,2 1,2].

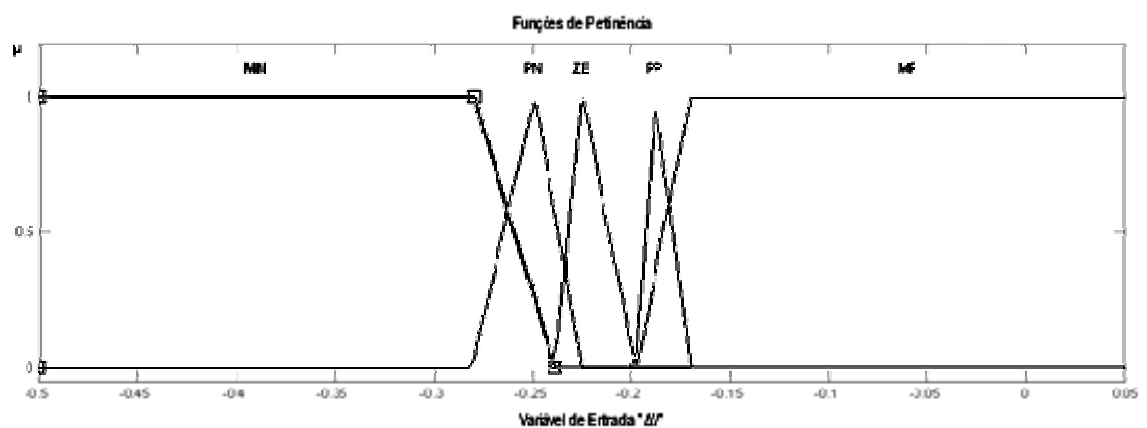


Figura 4.2 – Funções de pertinência para  $\Delta V$  – Controlador 1.

A variável  $\Delta V$  (variação da tensão) foi dividida em cinco subconjuntos nebulosos considerando uma faixa de valores possíveis de  $[-0,5, 0,05]$  de acordo com a Equação 4.1. Esses subconjuntos foram definidos da seguinte forma de acordo com diversos estudos preliminares realizados para obter uma melhor performance:

- Médio Negativo – MN: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[-0,5 -0,5 -0,28 -0,24]$ ;
- Pequeno Negativo – PN: escolheu-se uma função triangular com a seguinte parametrização  $[-0,28 -0,25 -0,225]$ ;
- Zero – ZE: escolheu-se uma função triangular com a seguinte parametrização  $[-0,24 -0,225 -0,2]$ ;
- Pequeno Positivo – PP: escolheu-se uma função triangular com a seguinte parametrização  $[-0,2 -0,19 -0,17]$ ;

<sup>1</sup> Os parâmetros indicam a coordenada X dos pontos de inflexão de cada tipo de curva: trapezoidal possui quatro coordenadas e triangular possui três coordenadas.

<sup>2</sup> Esses valores já são os valores finais obtidos no processo de ajuste apresentado no item 4.2.3.

- Médio Positivo – MP: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [-0,2 -0,17 0,05 0,05].

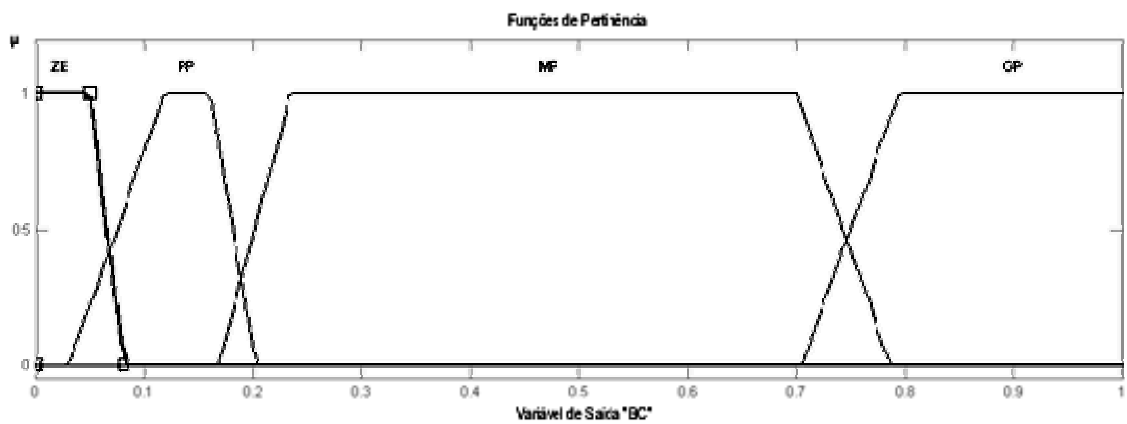


Figura 4.3 – Funções de pertinência para BC – Controlador 1.

A variável de saída BC foi subdividida em quatro subconjuntos nebulosos considerando uma faixa de valores possíveis de  $[0,1]$  em pu, sendo 0 o banco desligado e 1 o banco ligado. Esses subconjuntos foram definidos conforme descrito abaixo:

- Zero – ZE: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[0\ 0\ 0,05\ 0,08]$ ;
- Pequeno Positivo – PP: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[0,03\ 0,12\ 0,16\ 0,20]$ ;
- Médio Positivo – MP: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[0,17\ 0,23\ 0,7\ 0,8]$ ;
- Grande Positivo – GP: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[0,7\ 0,8\ 1\ 1]$ .

Optou-se por funções de pertinência trapezoidais porque considerou-se que a saída do controlador do banco de capacitores é apresentada em faixas de operação, uma vez que os sistemas físicos reais podem ter controle de entrada e saída total (0 ou 1) ou por estágios.

As regras desenvolvidas para a base de conhecimento do controlador 1 são apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Regras desenvolvidas para o controlador 1

Saída BC		$\Delta V$				
		MN	PN	ZE	PP	MP
V	CB	GP	GP	GP	GP	GP
	P	GP	GP	GP	GP	GP
	A	GP	MP	ZE	PN	MN
	CA	ZE	ZE	ZE	ZE	ZE

Para o desenvolvimento das regras da Tabela 4.1 utilizou-se as seguintes premissas:

- Se a tensão estiver crítica baixa ou precária deve-se inserir o banco de capacitores no sistema para tentar recuperar o perfil de tensão, independente da variação da tensão. O inverso acontece para a situação em que a tensão está em crítica alta, pois neste caso deve-se retirar o banco de capacitores para não agravar ainda mais o perfil de tensão do alimentador;
- Caso a tensão esteja em nível adequado e a variação de tensão seja negativa, ou seja, a tensão esteja caindo, deve-se inserir gradualmente o banco de capacitores no sistema de forma a prevenir problemas no perfil de tensão. Da mesma forma, caso a tensão esteja em nível adequado e a variação de tensão seja positiva, ou seja, a tensão esteja subindo, deve-se retirar gradualmente o banco de capacitores no sistema de forma a prevenir problemas no perfil de tensão.

O controlador 2 foi desenvolvido com os seguintes parâmetros:

- Variáveis de entrada escolhidas: V (tensão) e  $\Delta V$  (variação da tensão);
- Variável de saída escolhida: BC (representa o banco ligado ou desligado).

As funções de pertinência desenvolvidas são mostradas para cada variável são mostradas nas Figuras 4.4 a 4.6.



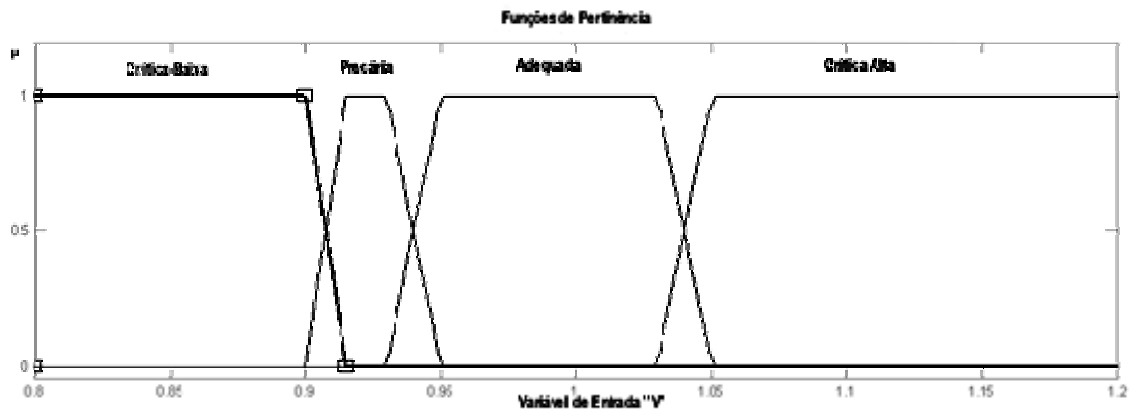


Figura 4.4 – Funções de pertinência para a tensão V – Controlador 2.

A tensão V foi dividida em quatro subconjuntos nebulosos considerando uma faixa de valores possíveis de [0,8,1,2] em pu. Esses subconjuntos foram definidos de acordo com o exposto na Res. ANEEL Nº 505 (2001), conforme descrito a seguir:

- Crítica Baixa - CB: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [0,8 0,8 0,9 0,915];
- Precária - P: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [0,9 0,915 0,93 0,95];
- Adequada - A: escolheu-se uma função triangular com a seguinte parametrização [0,93 0,95 1,03 1,05];
- Crítica Alta - CA: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [1,03 1,05 1,2 1,2].

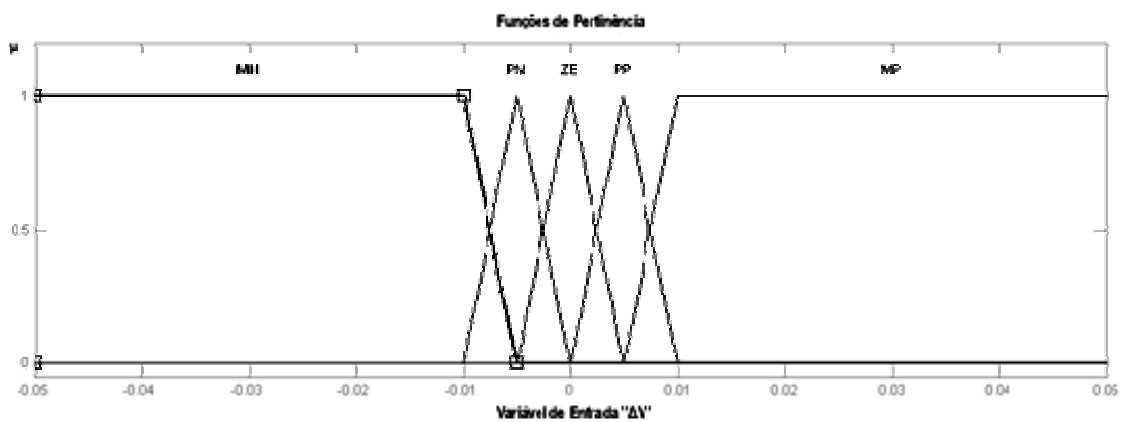


Figura 4.5 – Funções de pertinência para  $\Delta V$  – Controlador 2.

A variável  $\Delta V$  (variação da tensão) foi dividida em cinco subconjuntos nebulosos considerando uma faixa de valores possíveis de  $[-0,05,0,05]$  de acordo com a Equação 4.1. Esses subconjuntos foram definidos conforme descrito a seguir:

- Médio Negativo – MN: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[-0,05 -0,05 -0,01 -0,005]$ ;
- Pequeno Negativo – PN: escolheu-se uma função triangular com a seguinte parametrização  $[-0,01 -0,005 0]$ ;
- Zero – ZE: escolheu-se uma função triangular com a seguinte parametrização  $[-0,005 0 0,005]$ ;
- Pequeno Positivo – PP: escolheu-se uma função triangular com a seguinte parametrização  $[0 0,005 0,01]$ ;
- Médio Positivo – MP: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[0,005 0,01 0,05 0,05]$ .

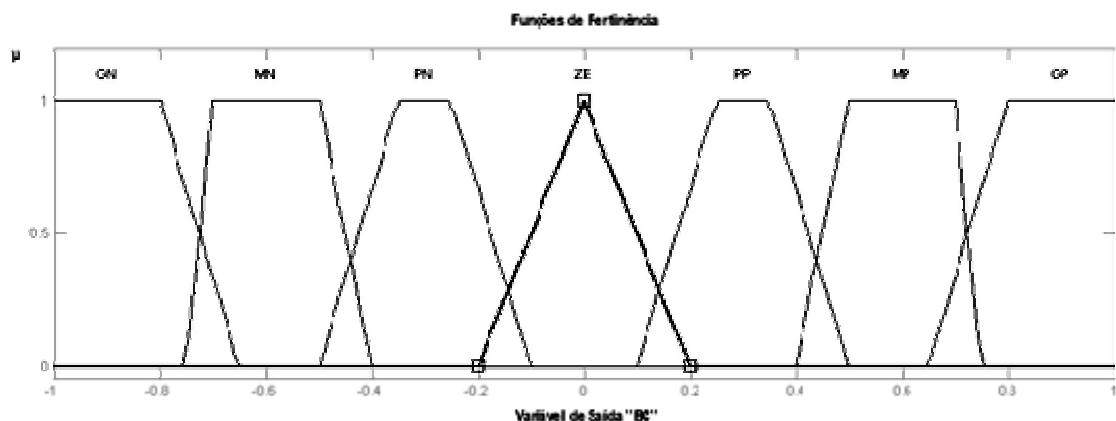


Figura 4.6 – Funções de pertinência para BC – Controlador 2.

A variável de saída BC foi subdividida em quatro subconjuntos nebulosos considerando uma faixa de valores possíveis de  $[-1,1]$  em pu, sendo 1 o acréscimo total da potência reativa no sistema e -1 o decréscimo total da potência reativa no sistema. Esses subconjuntos foram definidos conforme descrito a seguir:

- Grande Negativo - GN: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[-1 -1 -0,8 -0,65]$ ;
- Médio Negativo – MN: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[-0,75 -0,7 -0,5 -0,4]$ ;
- Pequeno Negativo – PN: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização  $[-0,5 -0,35 -0,25 -0,1]$ ;

- Zero – ZE: escolheu-se uma função triangular com a seguinte parametrização [-0,2 0 0,2];
- Pequeno Positivo – PP: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [0,1 0,25 0,35 0,5];
- Médio Positivo – MP: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [0,4 0,5 0,7 0,75];
- Grande Positivo – GP: escolheu-se uma função trapezoidal com a seguinte parametrização [0,65 0,8 1 1].

As regras desenvolvidas para a base de conhecimento do controlador 2 são apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Regras desenvolvidas para o controlador 2

Saída BC		$\Delta V$				
		MN	PN	ZE	PP	MP
V	CB	GP	GP	GP	GP	GP
	P	GP	GP	GP	GP	GP
	A	GP	GP	ZE	ZE	ZE
	CA	ZE	ZE	ZE	ZE	ZE

Para o desenvolvimento das regras da Tabela 4.2 utilizou-se as seguintes premissas:

- Se a tensão estiver crítica baixa ou precária deve-se inserir o banco de capacitores no sistema para tentar recuperar o perfil de tensão, independente da variação da tensão. O inverso acontece para a situação em que a tensão está em crítica alta, pois neste caso deve-se retirar o banco de capacitores para não agravar o perfil de tensão do alimentador;
- Caso a tensão esteja em nível adequado e a variação de tensão seja negativa, ou seja, a tensão esteja caindo, deve-se inserir o banco de capacitores no sistema de forma a prevenir problemas no perfil de tensão. Da mesma forma, caso a tensão esteja em nível adequado e a variação de tensão seja positiva, ou seja, a tensão esteja subindo, deve-se retirar o banco de capacitores no sistema de forma a prevenir problemas no perfil de tensão.

## 4.2.2 Estratégias de controle

Utilizaram-se várias estratégias de controle, as quais são detalhadas a seguir.

A primeira estratégia de controle emprega o controlador 1 e utiliza um bloco saturador, conforme Figura 4.7. A função do bloco saturador é implementar a saída do sistema de controle para  $\{0,1\}$  desligando ou ligando o banco de capacitores.

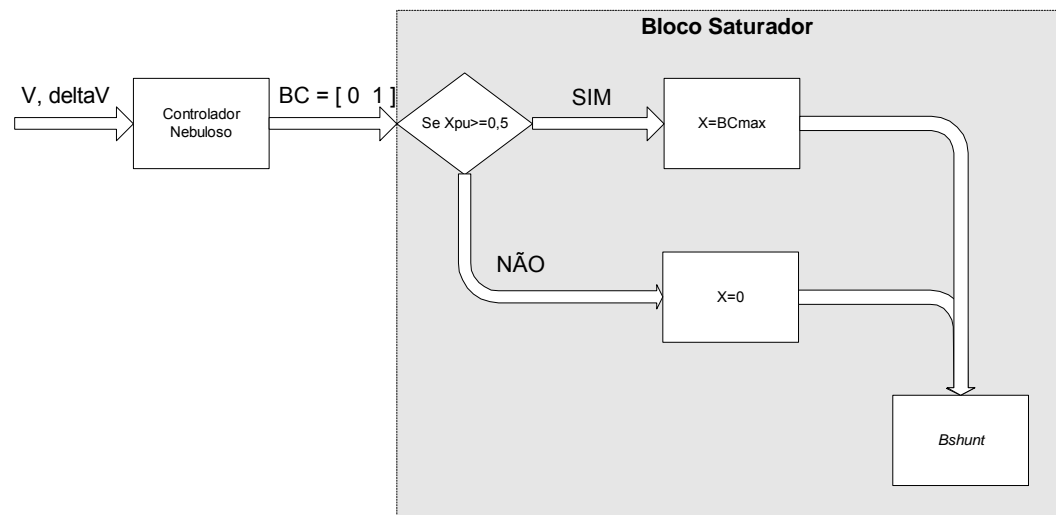


Figura 4.7 – Diagrama de blocos do sistema de controle com bloco saturador.

Conforme a Figura 4.7, sempre que a variável de saída ultrapassa o valor de 0,5 o banco de capacitores é ligado. Para valores da variável de saída menores que 0,5 o banco de capacitores é desligado. A saída do bloco de saturação é carregada no vetor *Bshunt* (vetor dos bancos de capacitores *shunt* do sistema) para o fluxo de potência.

A segunda estratégia de controle emprega o controlador 2 e utiliza um bloco de acumulação e um bloco de saturação, conforme Figura 4.8. Como o controlador 2 foi desenvolvido baseado na filosofia de acrescentar e retirar potência reativa do banco de capacitor, o bloco de acumulação tem como objetivo antecipar a entrada e retardar a saída do BC, uma vez que os valores da variável de saída são acumulados (somados algebricamente).

Para que não houvesse valores negativos de potência reativa capacitiva, a variável de saída foi limitada a  $[0,1]$ , ou seja, valores menores que zero foram limitados a zero e valores maiores que um foram limitados a um. E ainda, o bloco saturador tem como função implementar a saída do sistema de controle para  $\{0,1\}$  desligando ou ligando o banco de capacitores. Da mesma forma, a saída do bloco de saturação é carregada no vetor *Bshunt* (vetor dos bancos de capacitores *shunt* do sistema) para o fluxo de potência.

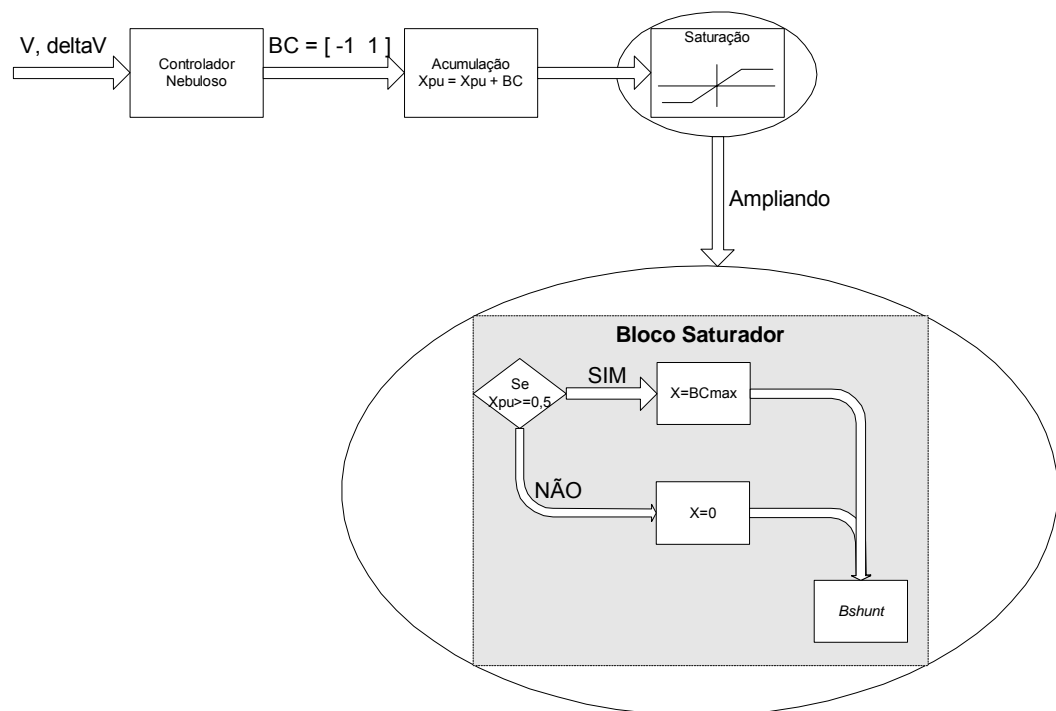


Figura 4.8 – Diagrama de blocos do sistema de controle com bloco acumulador e saturador.

A terceira estratégia de controle implementada foi semelhante a segunda, excetuando-se o bloco de saturação, ou seja, deixou-se livre a variável de saída para assumir valores de  $[0,1]$ . Essa estratégia de controle foi implementada de forma a verificar a eficiência desse tipo de metodologia mesmo sabendo que não há meios físicos de se implementar na prática tal estratégia.

Atualmente, há possibilidade de se trabalhar com o banco de capacitores chaveado no sistema, ou seja, entra ou não entra em operação, ou ainda, têm-se bancos de capacitores chaveados por estágios, os quais podem ser manobrados por um conjunto de chaves inserindo no sistema estágios de capacitores a cada

chaveamento. Os bancos de capacitores por estágios são bastante utilizados em sistemas de baixa tensão industrial e em sistemas de alta tensão, em geral nas subestações de distribuição e transmissão.

### 4.2.3 Ajustes do controlador nebuloso

O método de nebulização adotado é o centróide. Para os ajustes do controlador nebuloso foi utilizado o sistema de 11 barras em quatro situações operacionais diferentes:

- Caso 1 – com BC de 600 kvar na barra 9;
- Caso 2 – com BC de 1200 kvar na barra 9;
- Caso 3 – com BC de 600 kvar na barra 4 e 300 kvar na barra 9;
- Caso 4 – com BCs de 600 kvar nas barras 4 e 9.

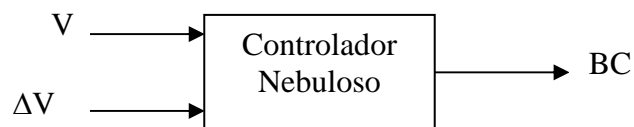


Figura 4.9 – Diagrama do sistema utilizando controlador nebuloso.

Os casos mencionados foram desenvolvidos a partir dos resultados obtidos em BEÊ (2007) para alocação ótima dos bancos de capacitores no sistema de 11 barras.

Foram realizadas modificações nas regras do controle nebuloso monitorando-se as perdas nos quatro casos. As modificações realizadas são descritas a seguir e as perdas resultantes das mesmas são mostradas na Tabela 4.3.

Na primeira modificação, focou-se na variável de Saída BC ajustando-se as funções de pertinência Zero (ZE), Pequeno Positivo (PP) e Grande Positivo (GP), que em seu estado original eram  $ZE = [0 \ 0 \ 0,15 \ 0,25]$ ,  $PP = [0,15 \ 0,29 \ 0,42 \ 0,55]$  e  $GP = [0,75 \ 0,85 \ 1 \ 1]$ , diminuindo-se as funções de pertinência ZE e PP para  $ZE = [0 \ 0 \ 0,15]$  e  $PP = [0,05 \ 0,2 \ 0,25 \ 0,45]$  e aumentando-se GP para  $GP = [0,65 \ 0,75 \ 1 \ 1]$ . Porém, os ajustes causaram aumento nas perdas em relação ao caso base, logo optou-se por verificar a coerências das regras.

Na segunda modificação restauraram-se os parâmetros do caso base colocando-se as variáveis de saída BC em seu estado original e modificando as regras de controle para entrada V como Adequada (A) e  $\Delta V$  como Pequeno Negativo (PN). Já a variável de saída BC foi alterada de Médio Positivo (MP) para Grande Positivo (GP). Essa modificação resultou em uma pequena diminuição nas perdas em relação ao caso base, uma vez que isso contribuiu para ligar o banco de capacitores mais rapidamente.

Na terceira modificação retornaram-se os parâmetros para a situação do caso base colocando-se as regras de controle para a situação inicial e para a variável de entrada V ajustou-se a função de pertinência Adequada de [0,92 0,95 1,03 1,05] para uma faixa mais estreita [0,95 0,97 1,03 1,05] e ampliou-se a faixa da função de pertinência Precária de [0,9 0,92 0,94 0,95] para [0,9 0,92 0,94 0,96]. O resultado mostrou que as perdas continuaram iguais ao caso base.

Na quarta modificação retornou-se ao caso base restaurando na variável de entrada V a função de pertinência Adequada para seu estado inicial e na variável de entrada  $\Delta V$  ajustou-se a função de pertinência Médio Negativo (MN) de [-0,05 -0,05 -0,01 -0,005] para uma faixa mais estreita [-0,05 -0,05 -0,02 -0,01] e ajustou-se a função de pertinência Pequeno Negativo (PN) de [-0,01 -0,005 0] para uma faixa mais ampla [-0,02 -0,01 0]. Como resultado das modificações as perdas aumentaram em relação ao caso base.

Na quinta modificação voltou-se ao caso base restaurando na variável de entrada  $\Delta V$  a função de pertinência Pequeno Negativo (PN) para seu estado original. Foram feitos os seguintes ajustes:

- Na variável de entrada V ampliou-se a faixa da função de pertinência Crítica Baixa (CB) de [0,8 0,8 0,9 0,92] para [0,8 0,8 0,9 0,95];
- Na variável de entrada  $\Delta V$  estreitou-se a faixa de entrada da função de pertinência Pequeno Negativo (PN) de [-0,01 -0,005 0] para [-0,005 -0,0075 0];
- Na variável de saída BC estreitaram-se a função de pertinência Zero (ZE) de [0 0 0,15 0,25] para [0 0 0,09 0,1], a função de pertinência Médio Positivo (MP) de [0,4 0,55 0,7 0,9] para [0,5 0,6 0,88 0,9] e a função Grande Positivo (GP) de [0,75 0,85 1 1] para [0,9 0,92 1 1] e

ampliou-se a função de pertinência Pequeno Positivo (PP) de [0,15 0,3 0,45 0,55] para [0,08 0,11 0,5 0,55];

- Modificou-se a regra de controle para qual a variável de entrada  $V$  é Adequada e a variável de entrada  $\Delta V$  é Pequeno Negativo (PN) a variável de saída BC foi alterada de Médio Positivo (MP) para Grande Positivo (GP).

O resultado desta quinta modificação foi que as perdas diminuíram em relação ao caso base.

Na sexta modificação partiu-se do caso anterior considerando as seguintes alterações:

- Na variável de entrada  $V$  ampliaram-se as faixas das funções de pertinência Crítica Baixa (CB) de [0,8 0,8 0,9 0,92] para [0,8 0,8 0,92 0,98], a função de pertinência Precária (P) de [0,9 0,92 0,95 0,96] para [0,9 0,94 0,96 1] e diminuíram-se as faixas da função de pertinência Adequada (A) de [0,95 0,97 1,03 1,05] para [0,98 1 1,01 1,05] e a função de pertinência Crítica Alta (CA) de [1,03 1,05 1,2 1,2] para [1,05 1,07 1,2 1,2];
- Na variável de entrada  $\Delta V$  aumentou-se a faixa de entrada de [-0,05 0,05] para [-0,5 a 0,05];
- Na variável de saída BC diminuiu-se a faixa da função de pertinência Pequeno Positivo (PP) de [0,08 0,1 0,5 0,52] para [0,02 0,1 0,15 0,2] e aumentaram-se as faixas das funções de pertinência Médio Positivo (MP) de [0,5 0,55 0,88 0,92] para [0,18 0,22 0,7 0,79] e da função de pertinência Grande Positivo (GP) de [0,9 0,95 1 1] para [0,7 0,8 1 1].

O resultado desta modificação foi que as perdas diminuíram em relação ao caso base e também em relação a quinta modificação.



Tabela 4.3 – Perdas resultantes das modificações realizadas

Modificações Executadas		Perdas de energia [MWh]				Conclusão
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	
0	Situação Inicial - caso base	341,5654	341,6681	341,5217	341,4315	Caso Base
1	Primeira modificação	341,8164	341,8164	341,8164	341,8164	As perdas aumentaram
2	Segunda modificação	341,4358	341,5866	341,3369	341,1989	As perdas diminuíram
3	Terceira modificação	341,5654	341,6681	341,5217	341,4315	As perdas continuaram iguais ao caso base
4	Quarta modificação	341,8164	341,8164	341,6224	341,5646	As perdas aumentaram
5	Quinta modificação	340,6933	341,164	340,1621	340,055	As perdas diminuíram
6	Sexta modificação	329,8416	340,2549	329,043	330,3379	As perdas diminuíram

### 4.3 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foram apresentados os conceitos de implementação dos dois controladores nebulosos implementados, bem como as diversas estratégias de controle utilizadas para adequar os controladores ao problema de otimização dos reativos em sistemas de distribuição.

Foram realizados testes com base na tentativa e verificação de resultados para o ajuste das funções de pertinência e das regras dos controladores nebulosos utilizando-se o Sistema de 11 barras como base para tal aprimoramento.

As três estratégias de controle desenvolvidas apresentaram comportamentos adequados ao escopo do problema real e serão testadas nos dois sistemas para comprovação do melhor controlador e estratégia de controle.

# CAPÍTULO V

## TESTES E RESULTADOS

---

### 5.1 Introdução

Os testes realizados com os controladores nebulosos envolveram os dois sistemas de distribuição apresentados no Capítulo II, a saber, o sistema de 11 barras e o sistema de 70 barras.

Os testes foram divididos em duas categorias, conforme a seguir:

- Análise da sensibilidade a alocação dos bancos de capacitores, onde buscou-se verificar se o desempenho dos controladores nebulosos é afetado pelo ponto de conexão dos BCs;
- Análise da sensibilidade a curvas de carga, onde buscou-se verificar se os controladores apresentam desempenho diferentes para diferentes curvas de carga do sistema em análise.

Os resultados dos controladores nebulosos foram comparados com os resultados do sistema sem BCs e com BCs com controle tempo-tensão. Para este último, os ajustes do controlador tempo-tensão foram realizados, conforme apresentado no Capítulo II.

### 5.2 Análise da sensibilidade a alocação de BCs

A análise da sensibilidade quanto a alocação dos bancos de capacitores no sistema de distribuição tem como objetivo verificar se o desempenho dos controladores nebulosos é afetado pelo ponto de conexão dos BCs no sistema em análise.

## 5.2.1 Sistema de 11 Barras

A curva de carga utilizada nas simulações do alimentador considerava uma parcela de consumidores de baixa renda de 15%, média renda de 55%, alta renda de 10% e comercial de 20% no alimentador em análise (Figura 5.1).

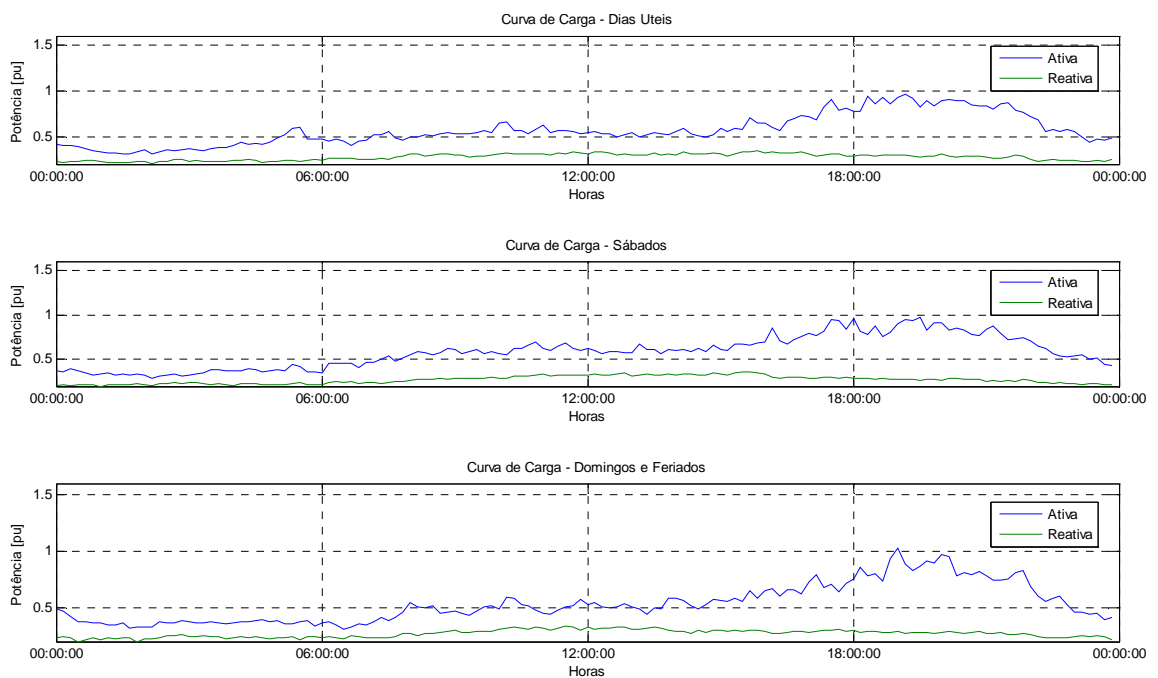


Figura 5.1 – Curvas de cargas para o sistema de 11 barras.

Foram simulados três casos com a curva de carga da Figura 5.1, conforme descrito a seguir:

- Caso 1: banco de capacitores de 600 kvar alocado na barra 10 do sistema;
- Caso 2: banco de capacitores de 600 kvar alocado na barra 9 do sistema;
- Caso 3: banco de capacitores de 300 kvar na barra 4 e de 600 kvar na barra 9.

Na Tabela 5.1 são apresentados os resultados das perdas de energia por ano no sistema para as cinco configurações simuladas nos três casos. Para o cômputo das perdas de energia são calculadas as perdas para as três curvas de carga e multiplicadas pela quantidade de dias de cada tipo por ano.

Tabela 5.1 – Perdas de energia por ano com diversas configurações de controle dos BCs – Sistema 11 barras

Perdas de energia [MWh]	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Sem BCs	341,8164	341,8164	341,8164
Com BCs - Tempo-Tensão	334,6571	332,8192	332,3938
Com BCs - Fuzzy 0 ~ 1 Saturado	333,0177	329,4441	329,7653
Com BCs - Fuzzy -1 ~ 1 Saturado	333,3834	330,4571	330,4546
Com BCs - Fuzzy -1 ~ 1	331,5147	329,3069	328,8051

Na Figura 5.2 é apresentado o comportamento da tensão na barra 10, da variação da tensão na barra 10 e do sinal de controle do banco de capacitores para a curva de carga de dia útil simulada no caso 1 para o controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado.

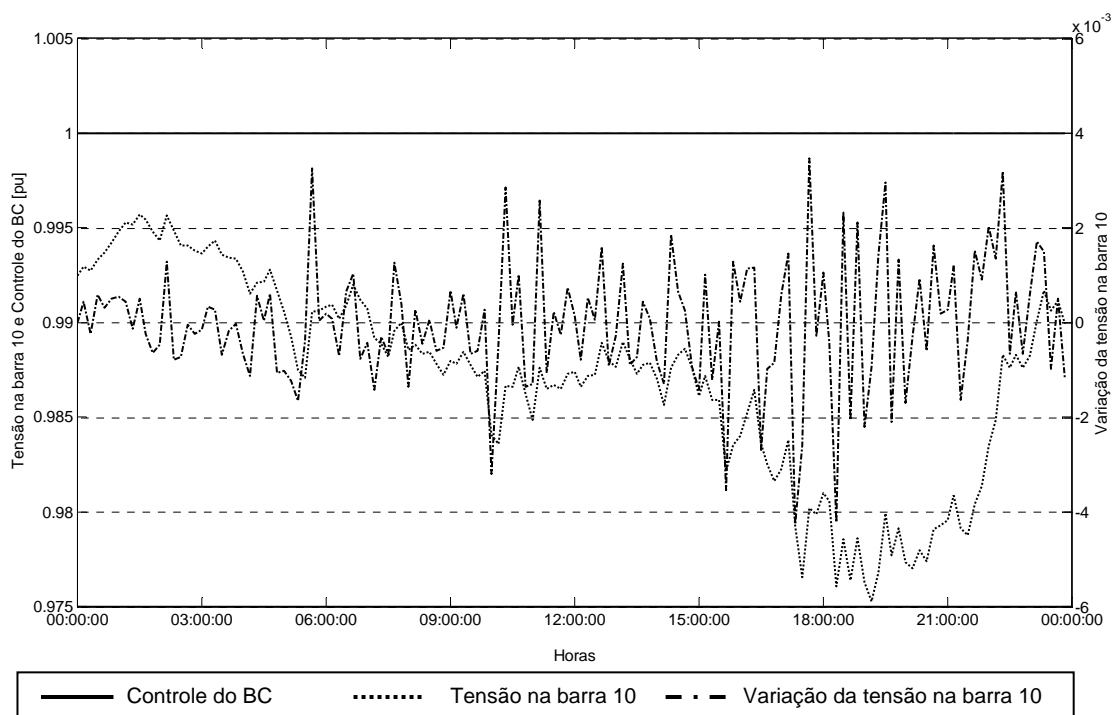


Figura 5.2 – Comportamento das variáveis de entrada e saída do controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado.

Verifica-se pela Figura 5.2 que o banco de capacitores com controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado ficou ligado o tempo todo. Essa ação é permitida desde que não haja tensões fora dos limites adequados e fator de potência abaixo de 0,92 indutivo ou capacitivo, conforme pode ser observado nas Figuras 5.2 e 5.3.

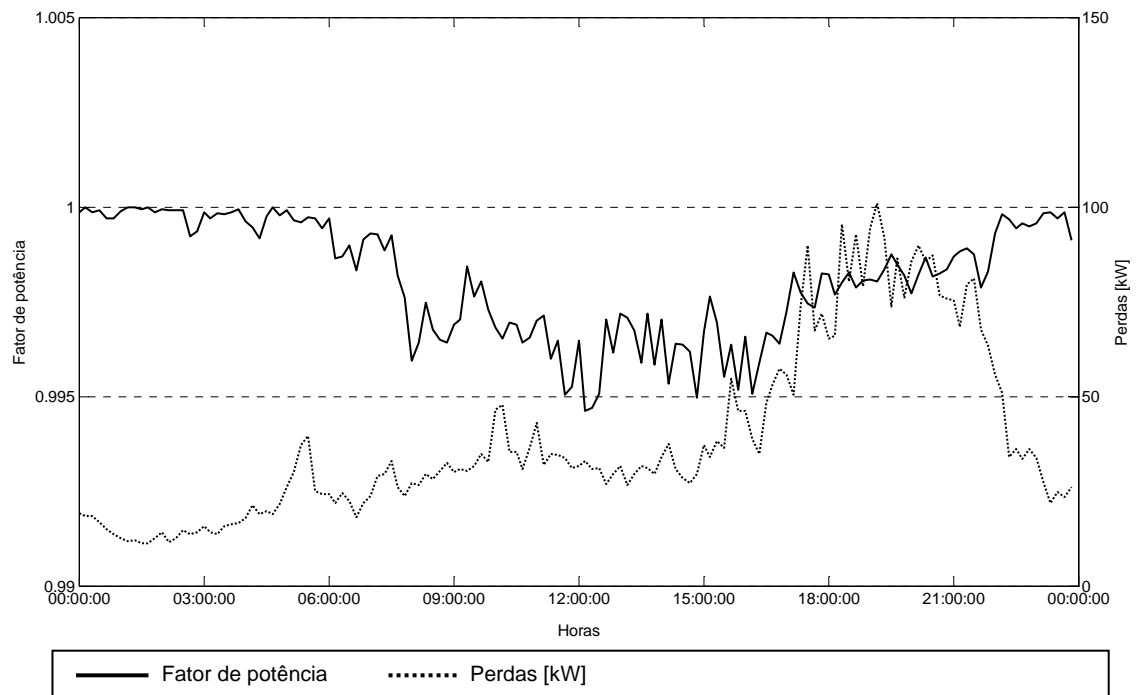


Figura 5.3 – Perdas e fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 11 barras – do controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado.

Nas Figuras 5.4 a 5.9 é apresentado o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas no caso 1.

Todas as curvas de perdas apresentadas a seguir foram traçadas adotando-se as perdas do sistema sem bancos de capacitores como referência em todos os instantes, de forma a melhorar a visualização dos resultados.

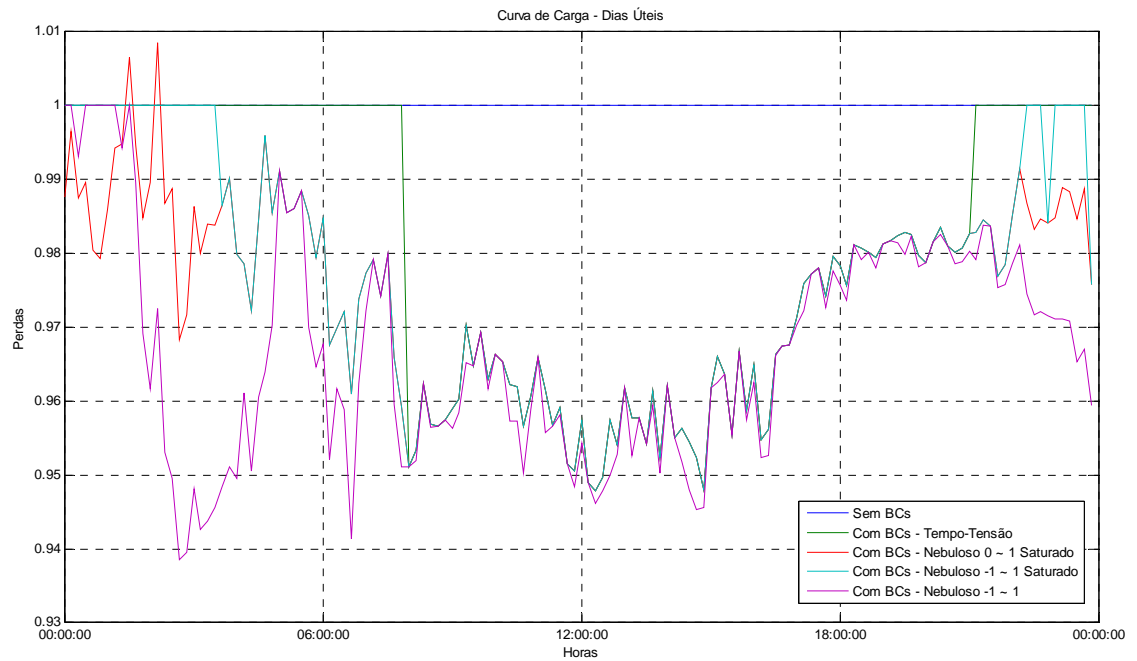


Figura 5.4 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 11 barras.

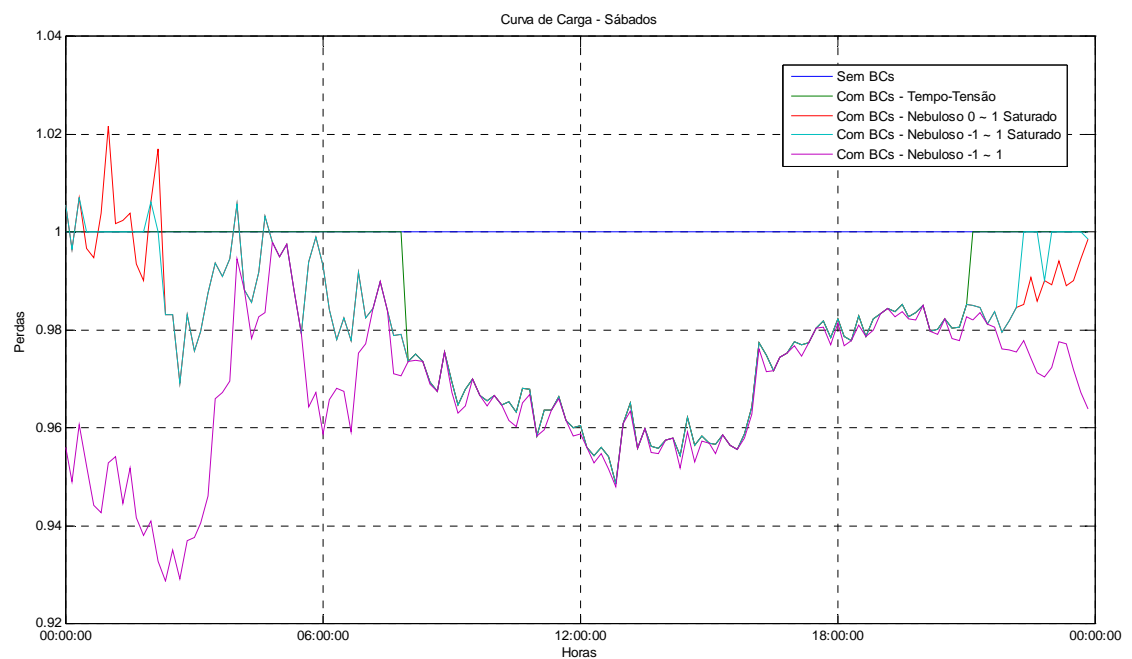


Figura 5.5 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 1 – Sistema 11 barras.

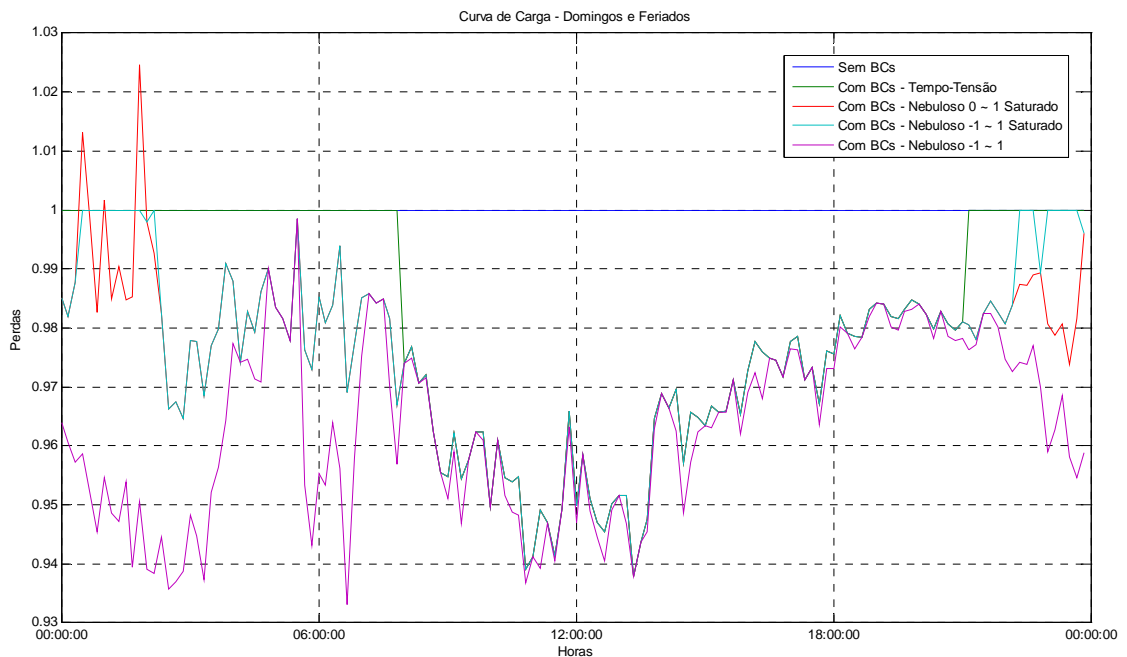


Figura 5.6 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 1 – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.4 a 5.6 verifica-se que o sistema com melhor desempenho em termos de perdas é o controlador nebuloso -1 ~ 1, conforme apresentado na Tabela 5.1.

Destaca-se que no período da madrugada pode ocorrer um aumento das perdas devido a inserção do banco de capacitores, mesmo que isso não implique em problemas nos níveis de tensão e no fator de potência global. Esse comportamento é verificado principalmente nos sábados e domingos e feriados para os sistemas de controle nebulosos com saturação, os quais aplicam o total do banco de capacitores no sistema superando a necessidade de correção de fator de potência necessária nestes momentos.

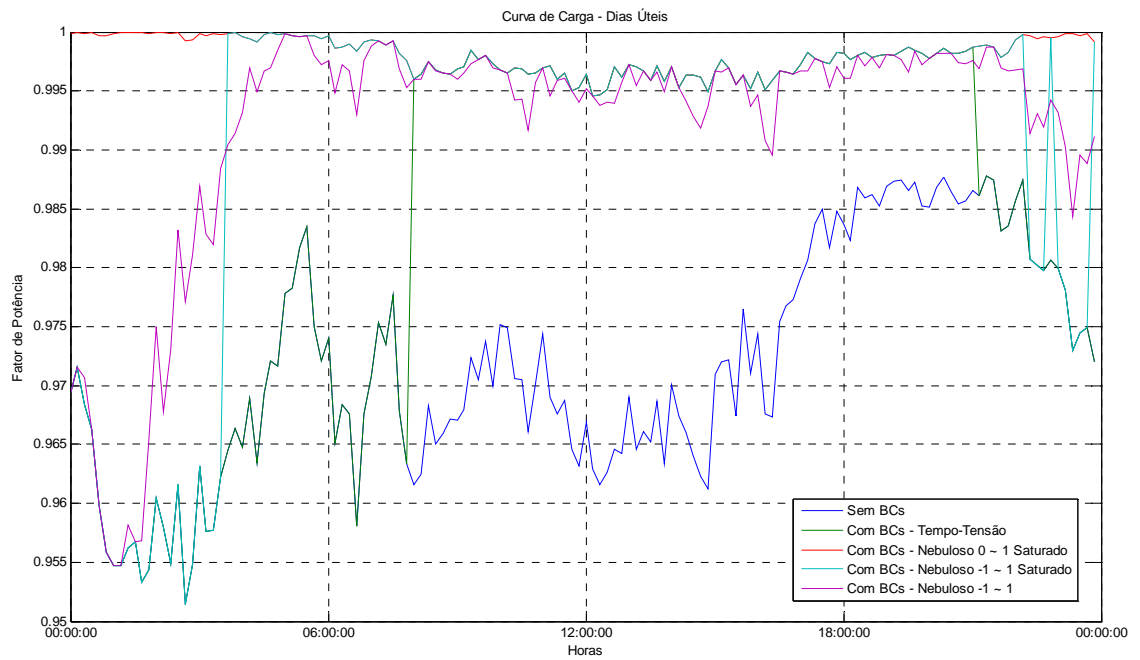


Figura 5.7 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 11 barras.

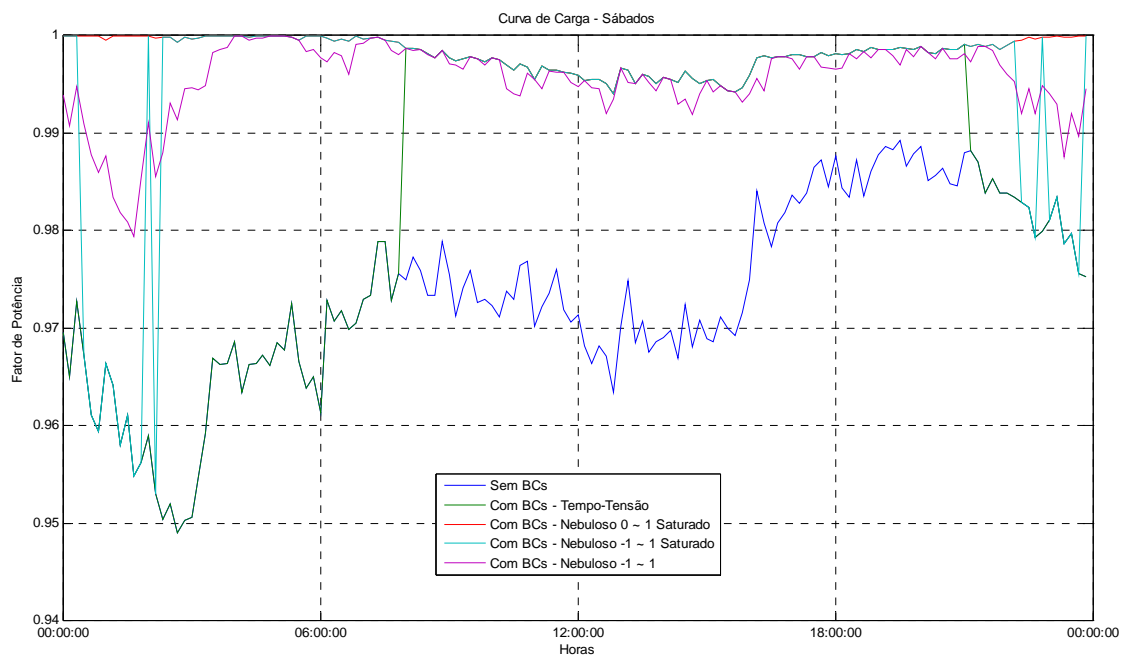


Figura 5.8 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 1 – Sistema 11 barras.



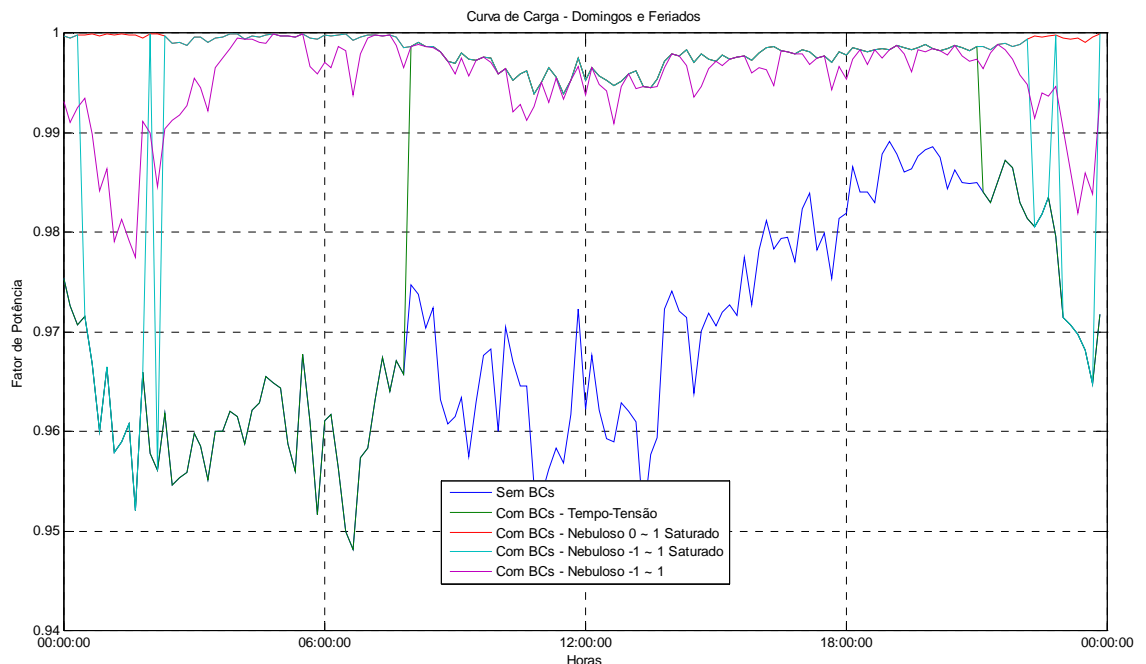


Figura 5.9 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 1 – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.7 a 5.9 verifica-se que em nenhuma situação o fator de potência ficou abaixo de 0,92 indutivo ou capacitivo, mesmo sem o auxílio do banco de capacitores. Observa-se ainda que o sistema tempo-tensão só opera das 08:00h às 21:00h, e ainda, o controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado mantém o banco de capacitores ligado o tempo todo.

Já o controlador nebuloso -1 ~ 1 saturado provoca mais chaveamentos nos horários da madrugada e após o horário de pico em sábados e domingos (Figuras 5.8 e 5.9). Esse comportamento compromete a vida útil da chave a óleo, a qual suporta 10.000 operações de liga e/ou desliga, portanto é indesejado para o banco de capacitores.

O controlador nebuloso -1 ~ 1 sem saturação apresenta um comportamento de inserir potência reativa capacitiva no sistema em todos os momentos e em quantidades variáveis. Esta estratégia de controle se apresentou mais adequada, pois implicou em menores perdas, uma vez que não há inserção de potência reativa capacitiva em excesso, sendo assim há menos possibilidades de se ter problemas nos níveis de tensão e de fator de potência capacitivo.

Nas Figuras 5.10 a 5.15 é apresentado o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas no caso 2.

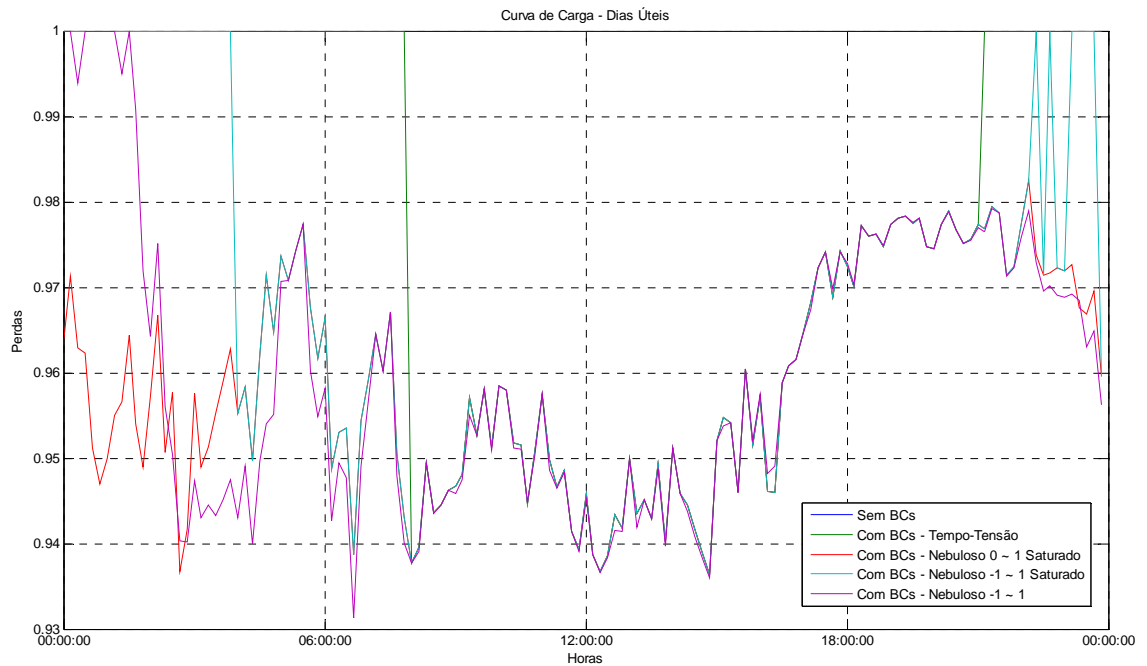


Figura 5.10 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 2 – Sistema 11 barras.

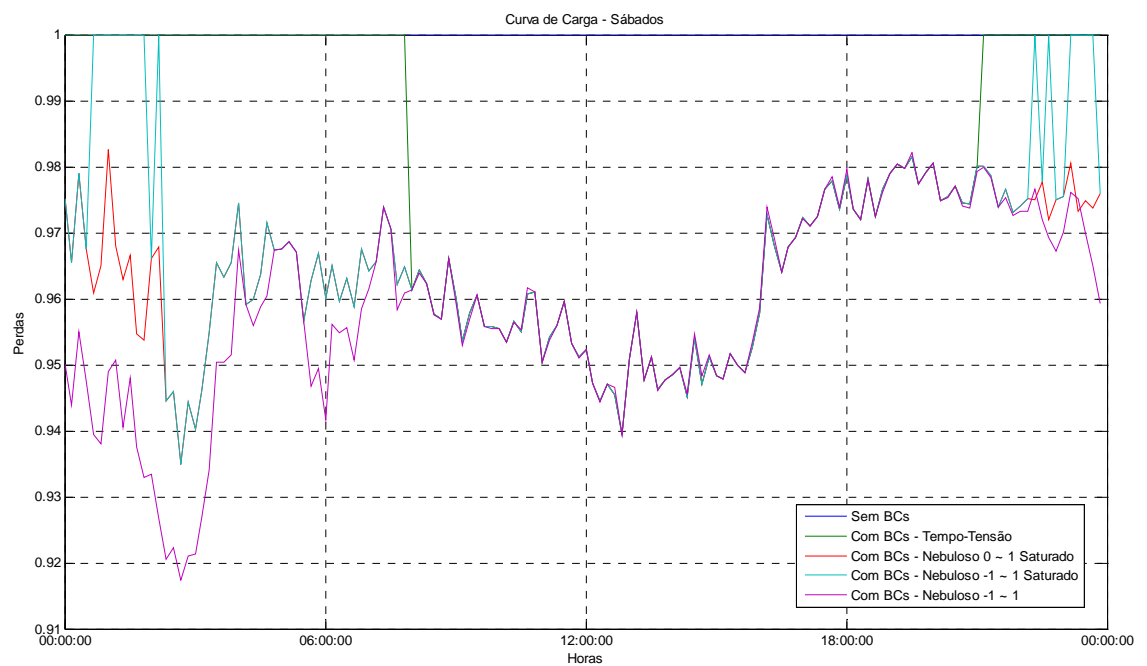


Figura 5.11 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 2 – Sistema 11 barras.

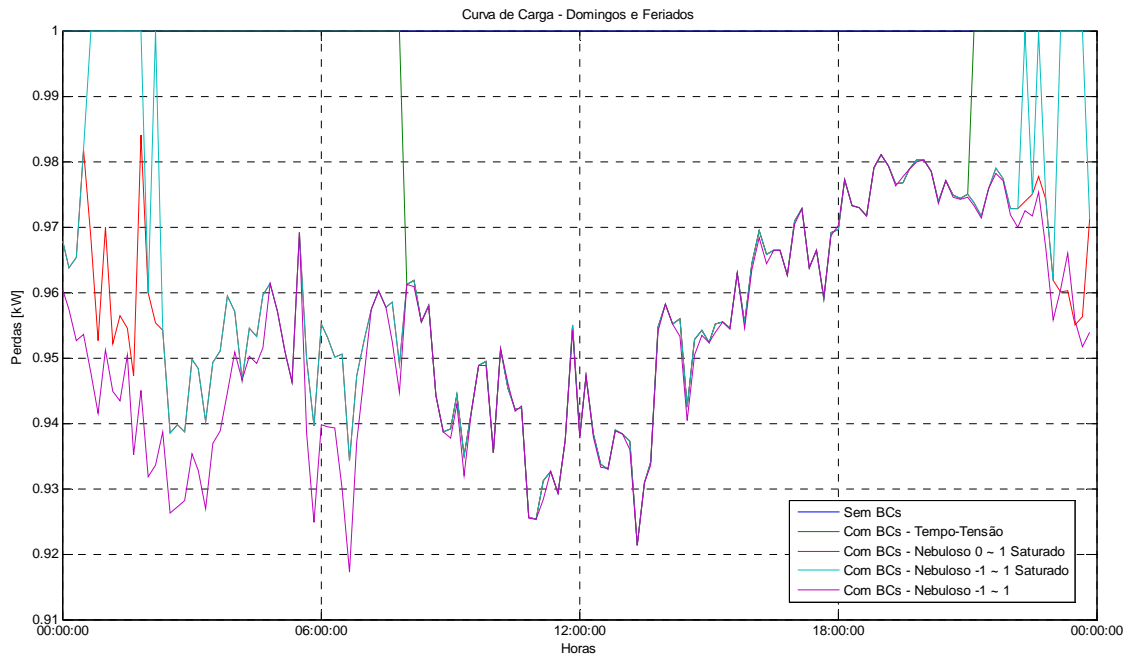


Figura 5.12 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 2 – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.10 a 5.12 verifica-se que o sistema com melhor desempenho em termos de perdas é o controlador nebuloso -1 ~ 1, conforme Tabela 5.1.

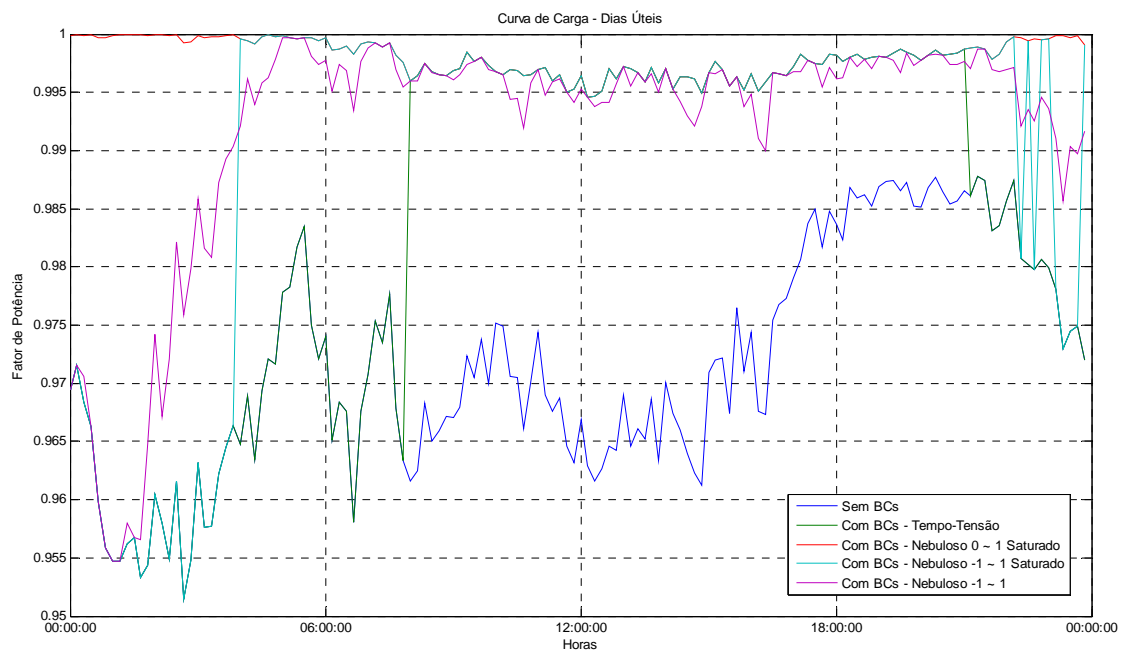


Figura 5.13 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 2 – Sistema 11 barras.

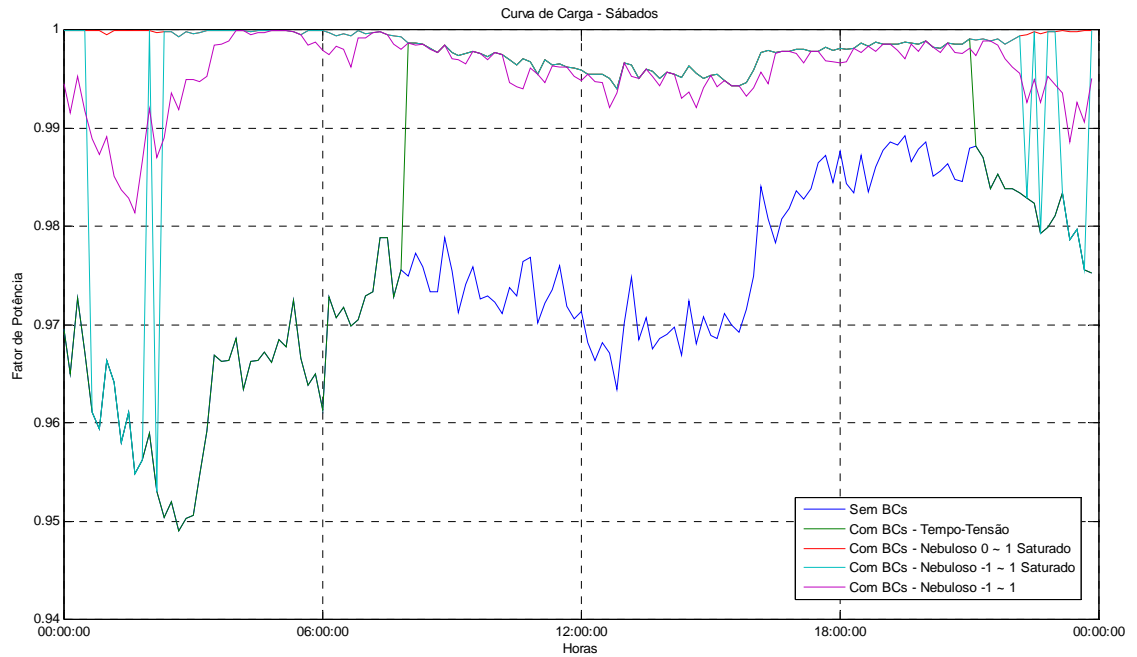


Figura 5.14 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 2 – Sistema 11 barras.

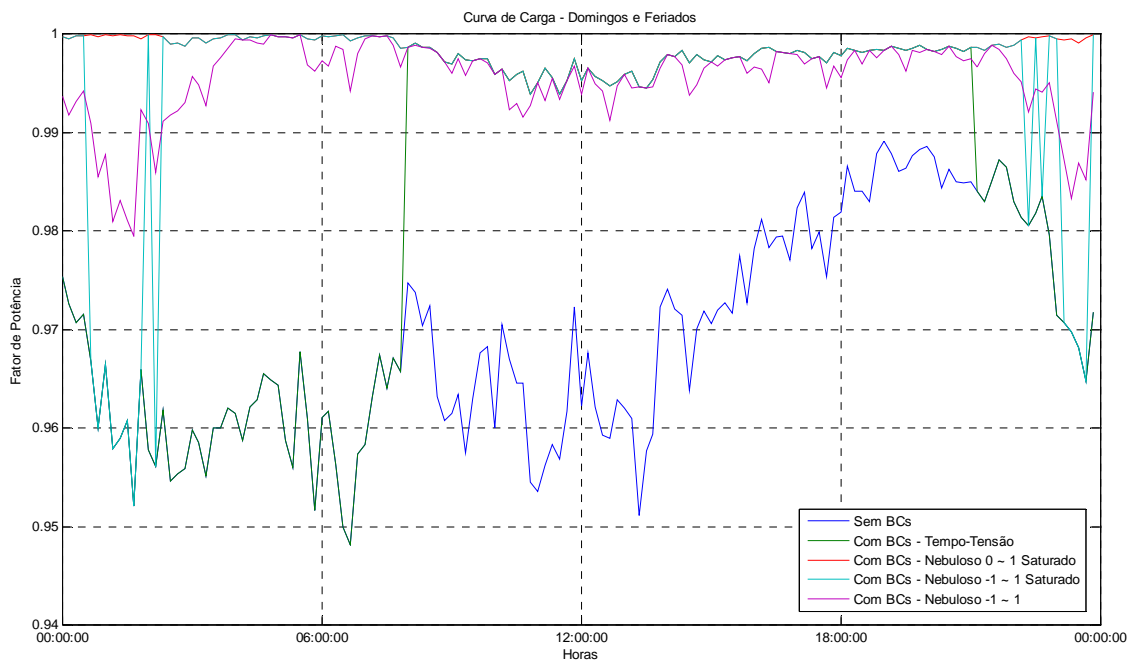


Figura 5.15 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 2 – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.13 a 5.15 verifica-se que em nenhuma situação o fator de potência ficou abaixo de 0,92 indutivo ou capacitivo, mesmo sem o auxílio do banco

de capacitores. Observa-se ainda que o sistema tempo-tensão só opera das 08:00h às 21:00h, e ainda, o controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado mantém o banco de capacitores ligado o tempo todo.

Já o controlador nebuloso -1 ~ 1 saturado provoca mais chaveamentos nos horários da madrugada e após o horário de pico em sábados e domingos (Figuras 5.14 e 5.15), o que compromete a vida útil da chave a óleo.

Mais uma vez, verifica-se que o controlador nebuloso -1 ~ 1 sem saturação apresenta um comportamento adequado acarretando menores perdas, uma vez que não há inserção de potência reativa capacitiva em excesso.

Nas Figuras 5.16 a 5.21 são apresentados o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas no caso 3.



Figura 5.16 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 3 – Sistema 11 barras.

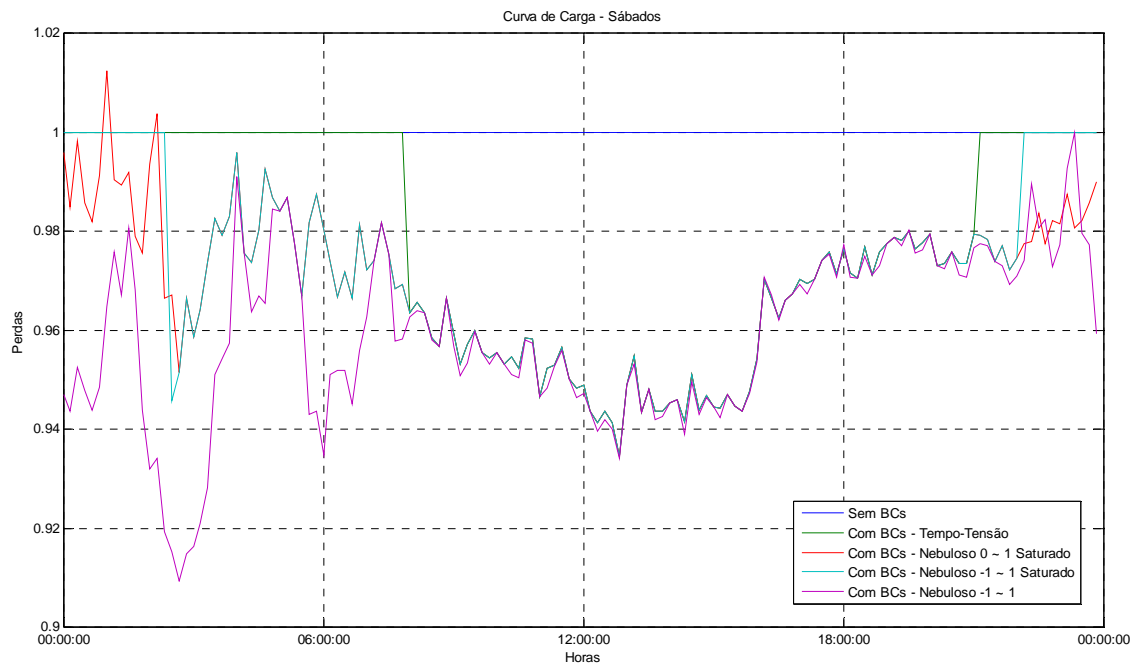


Figura 5.17 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 3 – Sistema 11 barras.

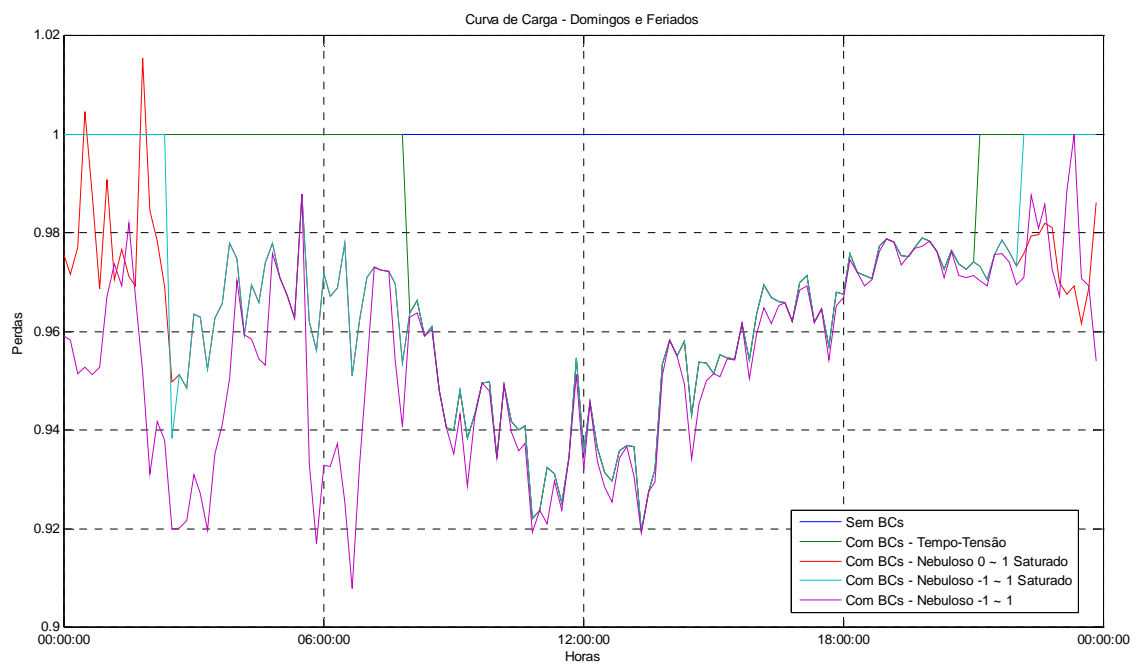


Figura 5.18 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 3 – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.16 a 5.18 verifica-se que o sistema com melhor desempenho em termos de perdas é o controlador nebuloso -1 ~ 1, conforme mostrado na Tabela 5.1.

Destaca-se que no período da madrugada pode ocorrer um aumento das perdas devido a inserção dos bancos de capacitores, mesmo que isso não implique em problemas nos níveis de tensão e no fator de potência global. Esse comportamento é verificado nos sábados e domingos e feriados para o sistema de controle nebuloso 0 ~ 1 com saturação, o qual aplica o total dos bancos de capacitores no sistema superando a necessidade de correção de fator de potência necessária nestes momentos.

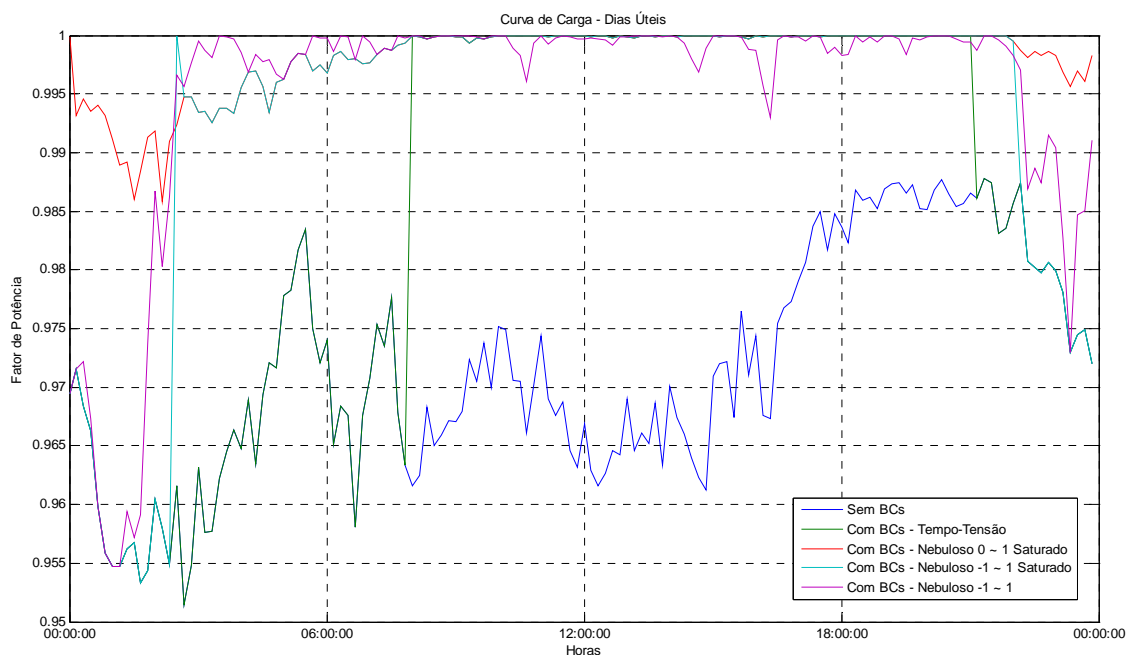


Figura 5.19 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 3 – Sistema 11 barras.

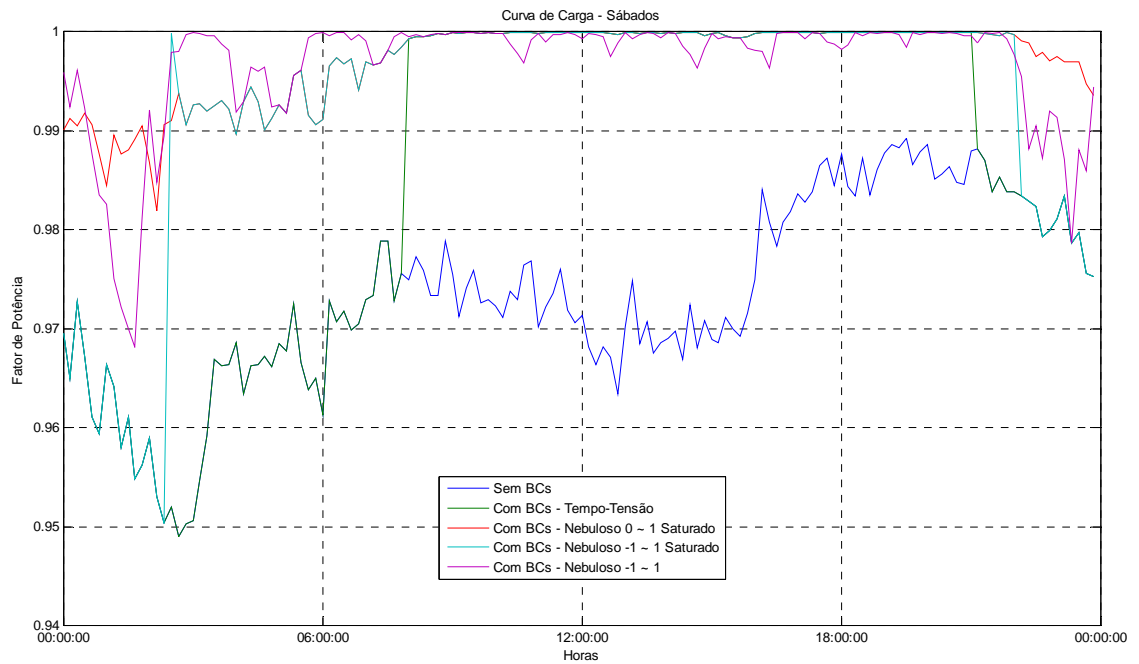


Figura 5.20 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 3 – Sistema 11 barras.

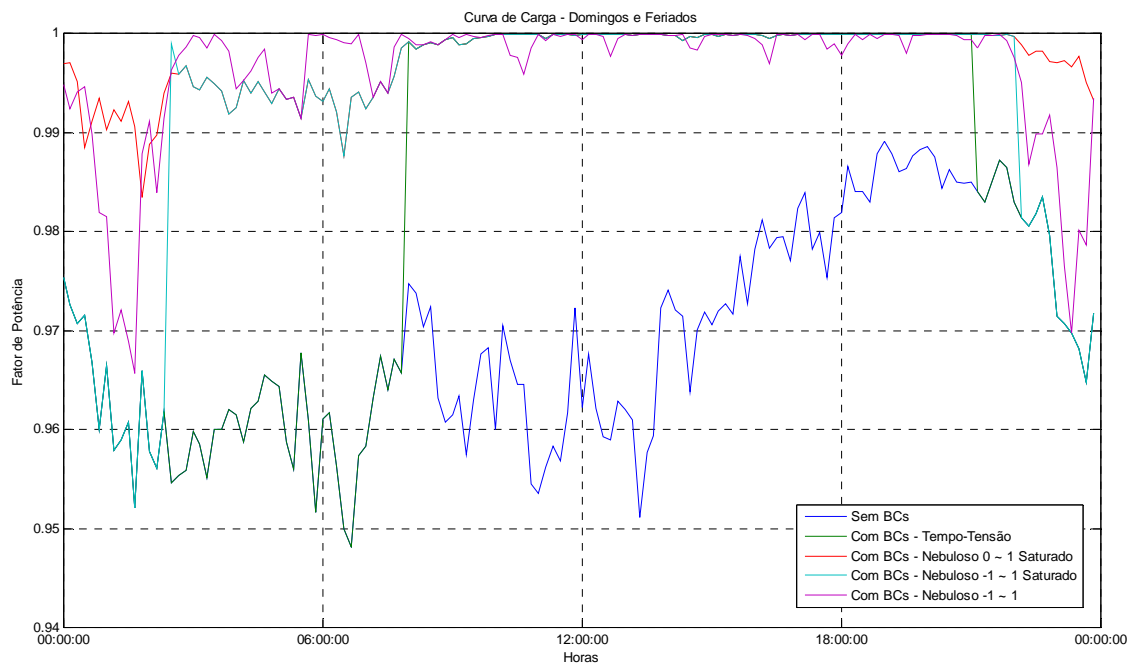


Figura 5.21 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 3 – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.19 a 5.21 verifica-se que em nenhuma situação o fator de potência ficou abaixo de 0,92 indutivo ou capacitivo, mesmo sem o auxílio do banco



de capacitores. Observa-se ainda que o sistema tempo-tensão só opera das 08:00h às 21:00h, e ainda, o controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado mantém o banco de capacitores ligado o tempo todo.

Mais uma vez, verifica-se que o controlador nebuloso -1 ~ 1 sem saturação apresenta um comportamento mais adequado acarretando menores perdas, uma vez que não há inserção de potência reativa capacitiva em excesso.

Não há violação dos limites de tensão em nenhuma situação analisada acima, portanto os índices de DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária e o índice de DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica são nulos para todas as barras.

## 5.2.2 Sistema de 70 Barras

A curva de carga utilizada nas simulações do alimentador é a mesma apresentada na Figura 5.1.

Foram simulados dois casos com a curva de carga da Figura 5.1, conforme descrito a seguir:

- Caso 1: banco de capacitores de 300 kvar alocado nas barras 13, 48 e 58 do sistema;
- Caso 2: banco de capacitores de 300 kvar alocado nas barras 13 e 48 e banco de capacitores de 600 kvar alocado na barra 58 do sistema.

Na Tabela 5.2 são apresentados os resultados das perdas de energia por ano no sistema para as cinco configurações simuladas nos três casos.

Tabela 5.2 – Perdas de energia com diversas configurações de BCs – Sistema 70 barras

Perdas de energia [MWh]	Caso 1	Caso 2
Sem BCs	473,5618	473,5618
Com BCs - Tempo-Tensão	450,9869	454,2389
Com BCs - Fuzzy 0 ~ 1 Saturado	441,0059	452,6448
Com BCs - Fuzzy -1 ~ 1 Saturado	446,4907	453,4541
Com BCs - Fuzzy -1 ~ 1	444,9483	445,8952

Nas Figuras 5.22 a 5.27 são apresentados o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas no caso 1.

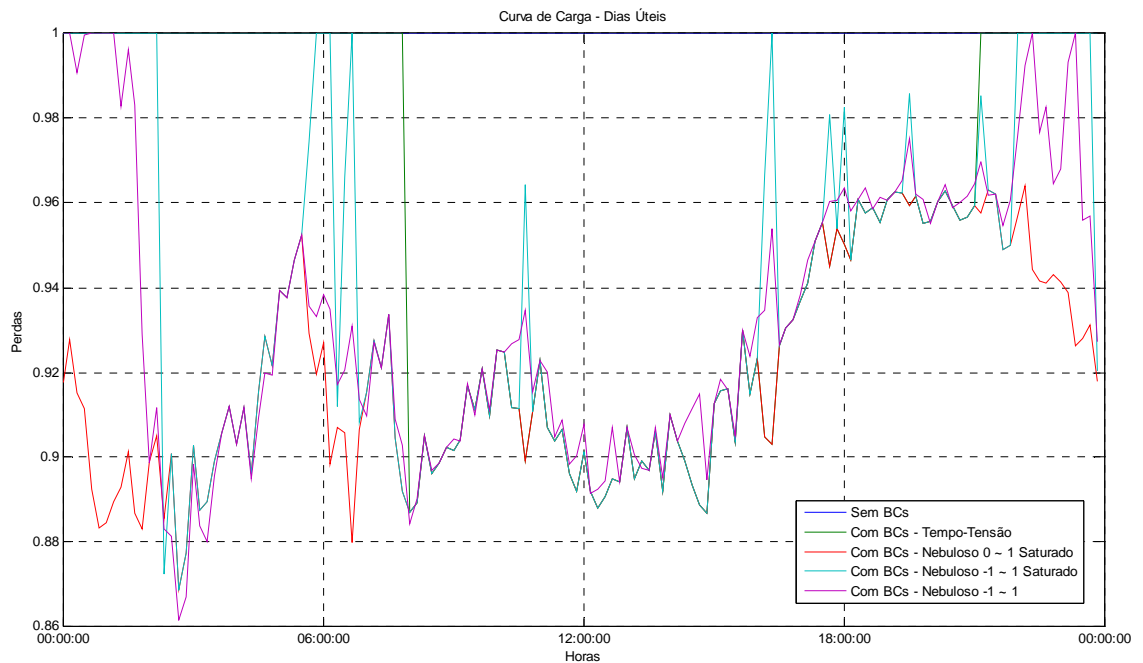


Figura 5.22 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 70 barras.

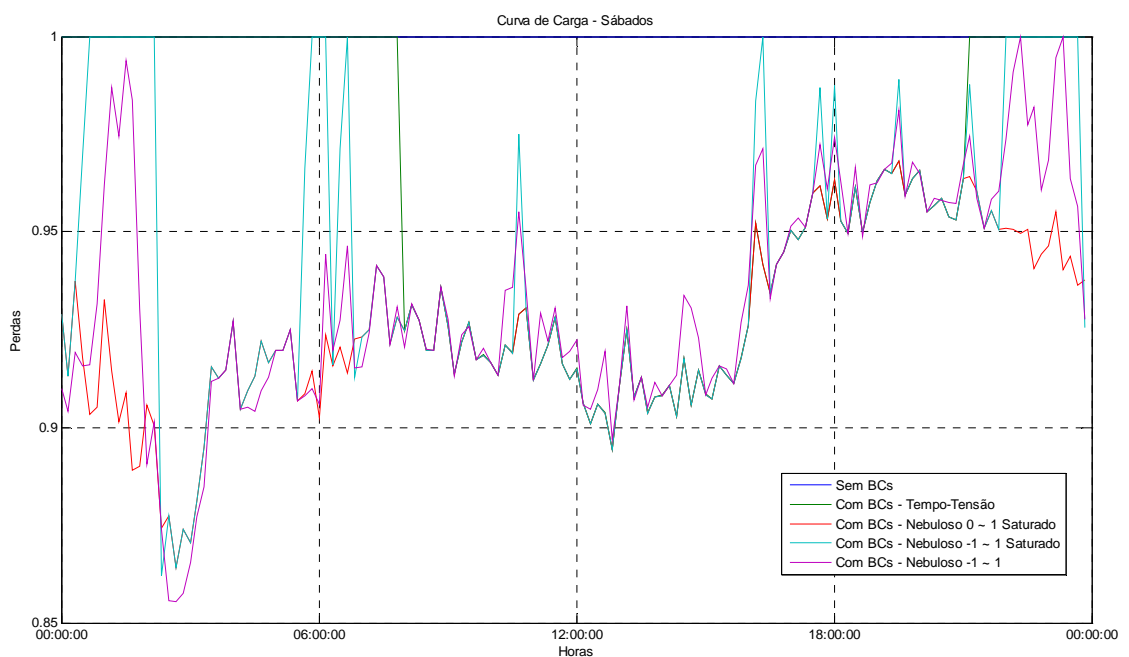


Figura 5.23 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 1 – Sistema 70 barras.

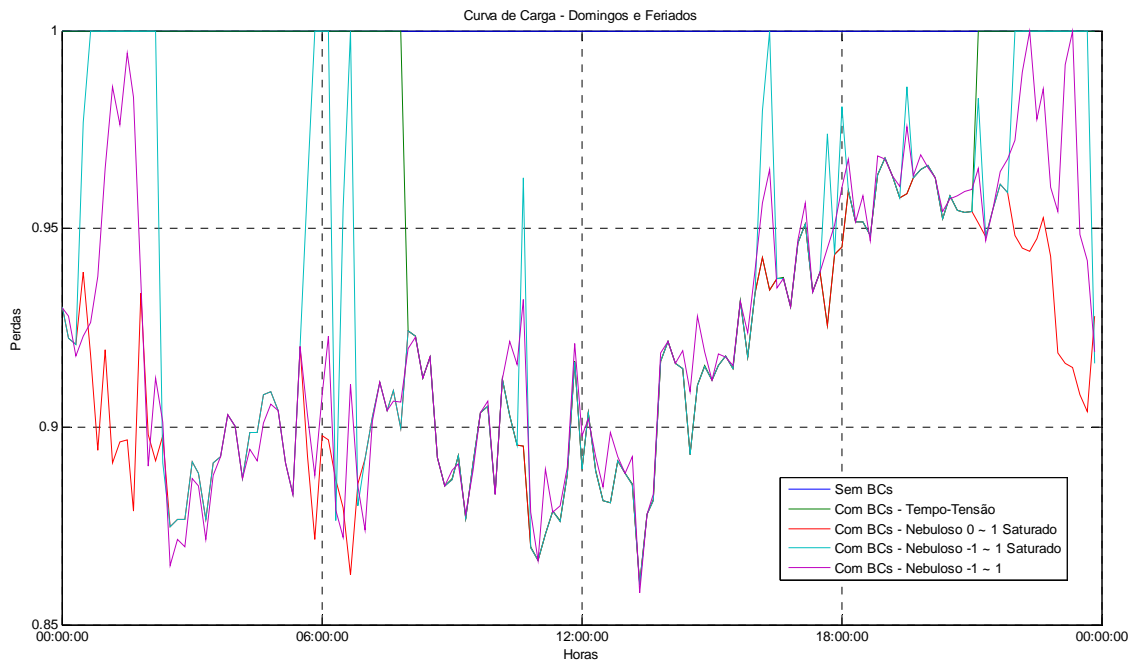


Figura 5.24 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 1 – Sistema 70 barras.

Nas Figuras 5.22 a 5.24 verifica-se que o sistema com melhor desempenho em termos de perdas é o controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado, conforme Tabela 5.2. Verifica-se ainda que a estratégia de controle nebuloso -1 ~ 1 saturado apresenta um número maior de chaveamentos dos bancos de capacitores, visualizados toda vez que as perdas nessa simulação se igualam as perdas da simulação sem bancos de capacitores.

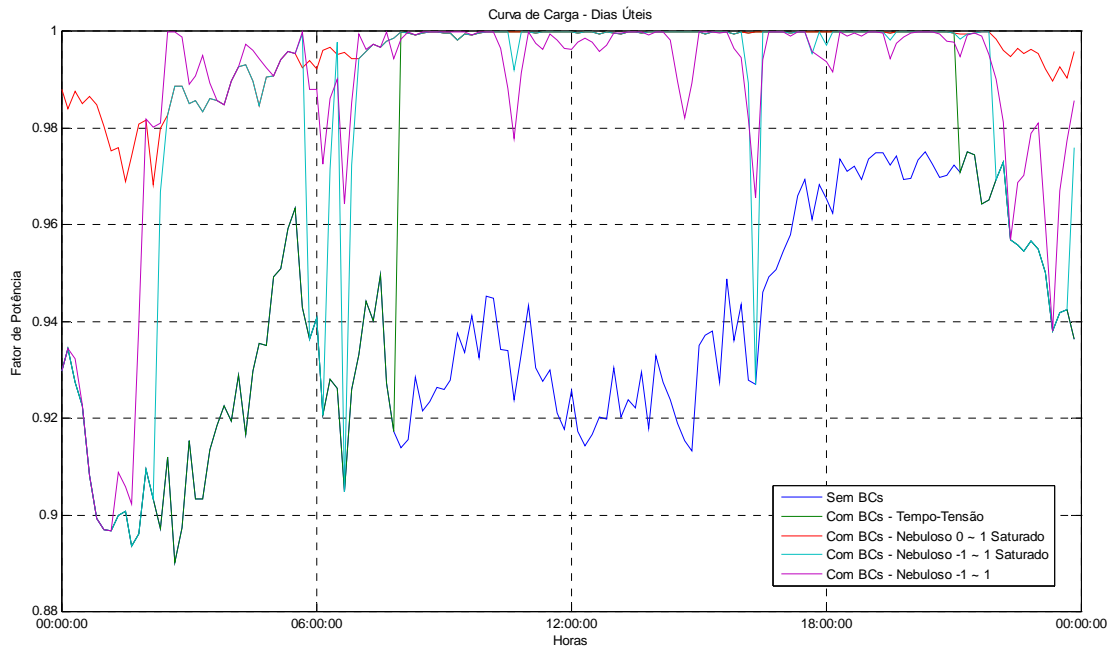


Figura 5.25 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 1 – Sistema 70 barras.

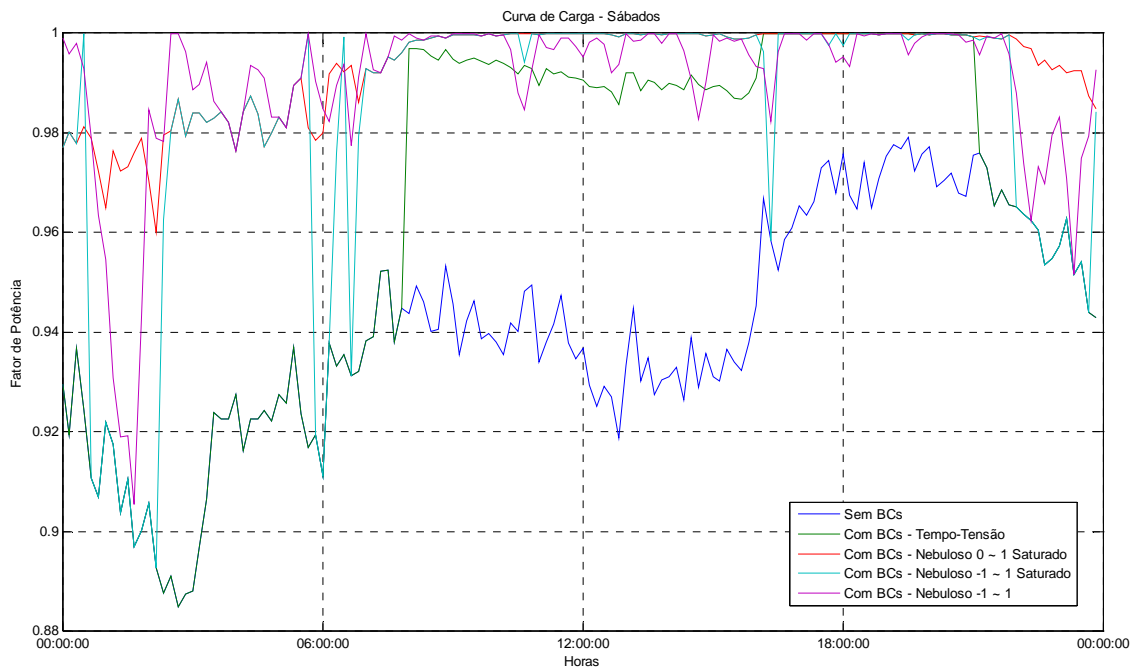


Figura 5.26 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 1 – Sistema 70 barras.

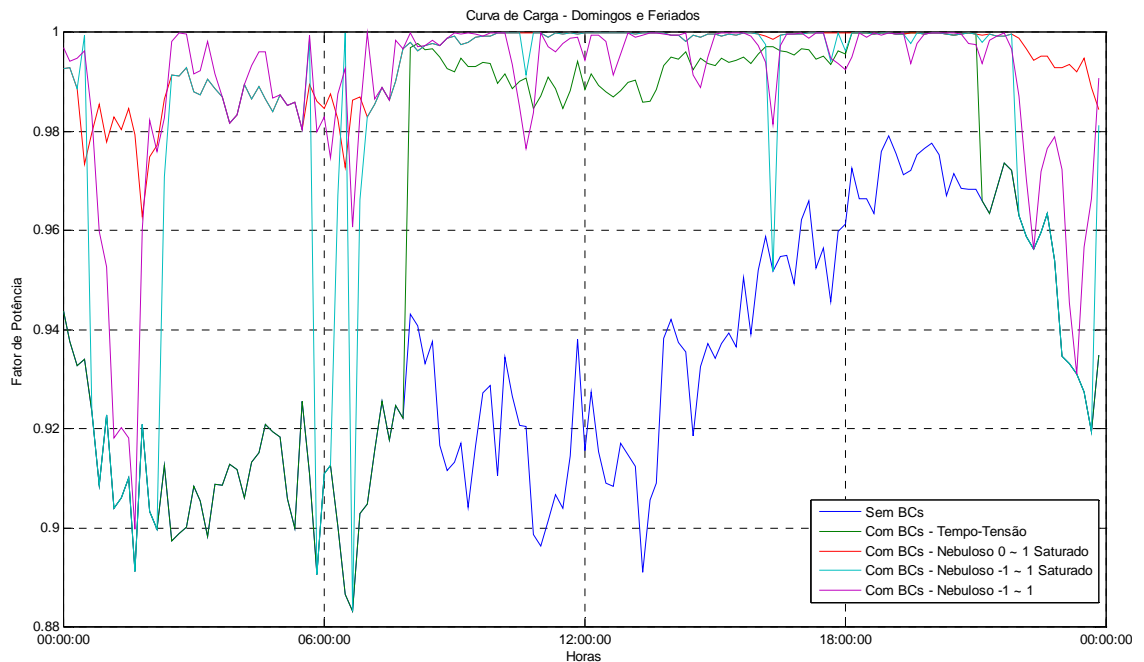


Figura 5.27 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 1 – Sistema 70 barras.

Nas Figuras 5.25 a 5.27 verifica-se que, excetuando-se o controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado, houve problemas de fator de potência abaixo de 0,92 indutivo ou capacitivo. Observa-se ainda que o sistema tempo-tensão só opera das 08:00h às 21:00h, e ainda, o controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado mantém os bancos de capacitores ligado praticamente o tempo todo.

Já o controlador nebuloso -1 ~ 1 saturado provoca mais chaveamentos nos horários da madrugada e após o horário de pico em sábados e domingos (Figuras 5.26 e 5.27), o que compromete a vida útil da chave a óleo.

O controlador nebuloso -1 ~ 1 sem saturação apresenta um comportamento bastante adequado acarretando em perdas reduzidas, uma vez que não há inserção de potência reativa capacitiva em excesso. No entanto, em determinados momentos da madrugada, quando não há problemas sensíveis de tensão, os valores inseridos de potência reativa capacitiva podem não ser suficientes para corrigir o fator de potência global.

Nas Figuras 5.28 a 5.33 são apresentados o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas no caso 2.

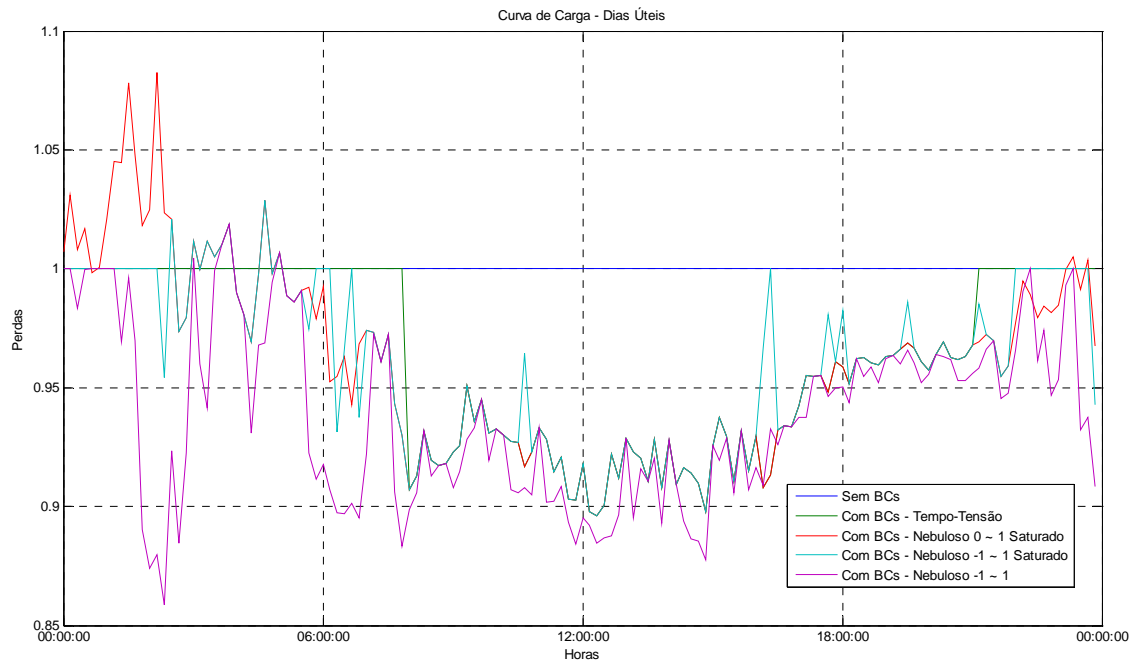


Figura 5.28 – Perdas para curva de carga de dias úteis – Caso 2 – Sistema 70 barras.

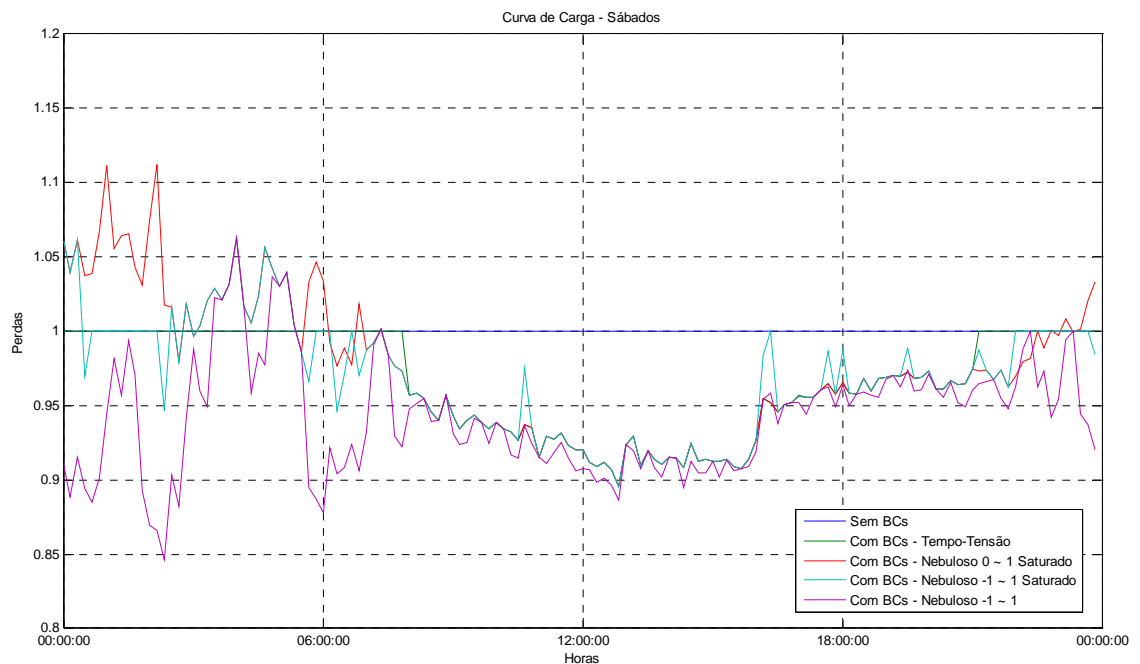


Figura 5.29 – Perdas para curva de carga de sábados – Caso 2 – Sistema 70 barras.

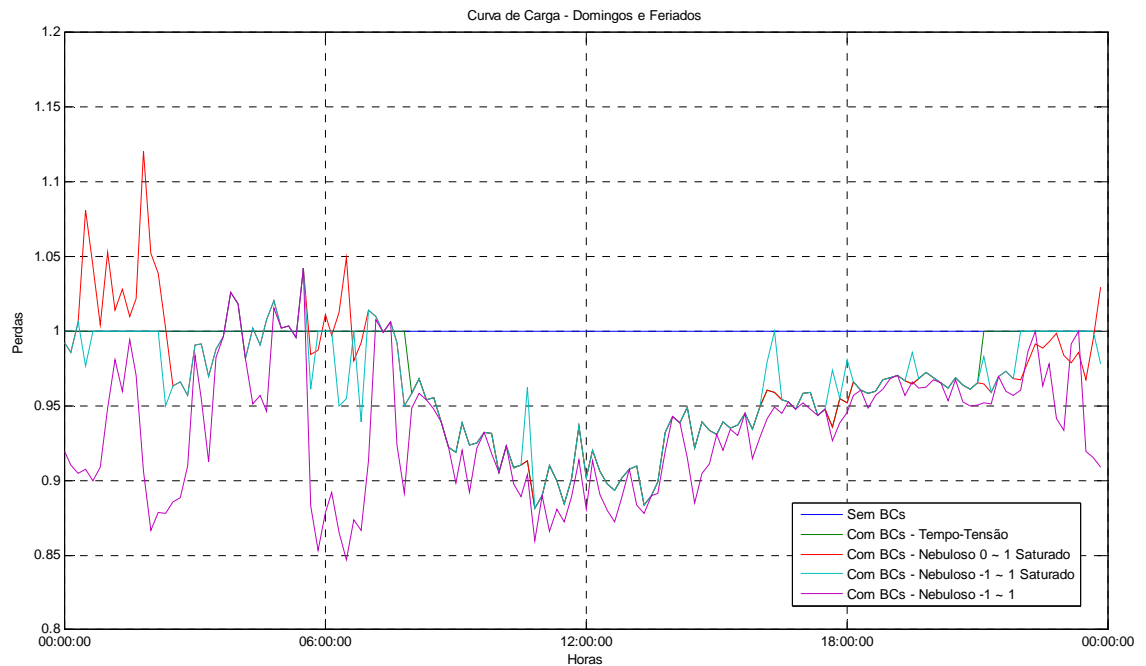


Figura 5.30 – Perdas para curva de carga de domingos e feriados – Caso 2 – Sistema 70 barras.

Nas Figuras 5.28 a 5.30 verifica-se que o sistema com melhor desempenho em termos de perdas é o controlador nebuloso -1 ~ 1, conforme Tabela 5.2.

Destaca-se que no período da madrugada (carga leve) pode ocorrer um aumento das perdas devido a sobrecompensação do sistema, mesmo que isso não implique em problemas nos níveis de tensão. Esse comportamento é verificado principalmente nos sistemas de controle nebulosos com saturação, os quais aplicam o total do banco de capacitores no sistema superando a necessidade de correção de fator de potência necessária nestes momentos.

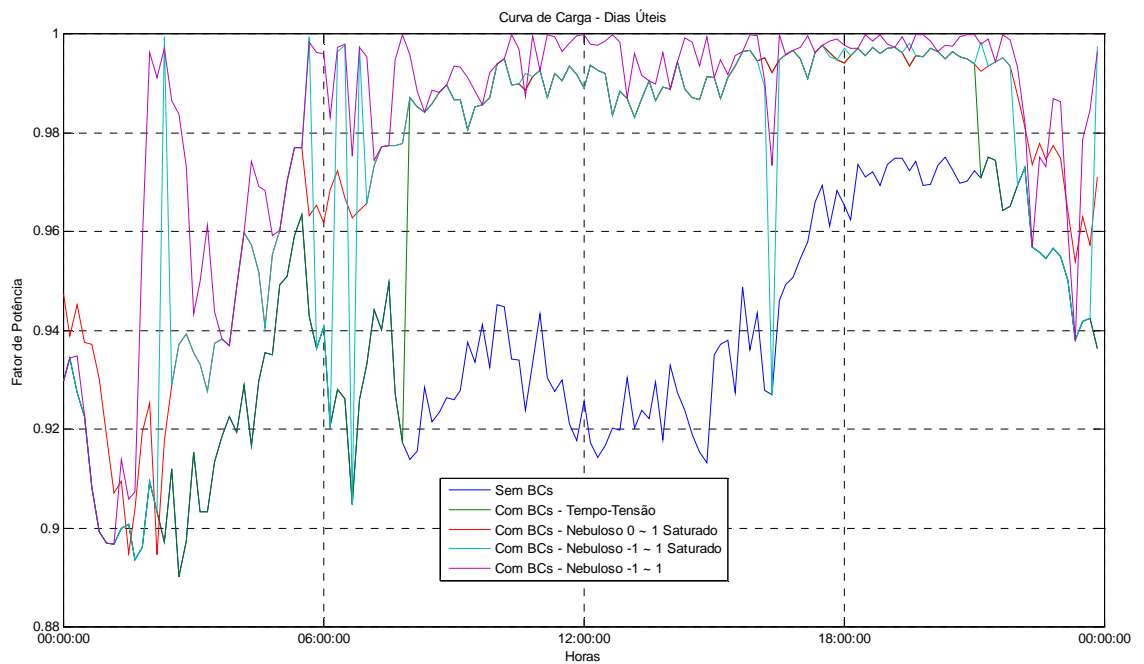


Figura 5.31 – Fator de potência para curva de carga de dias úteis – Caso 2 – Sistema 70 barras.

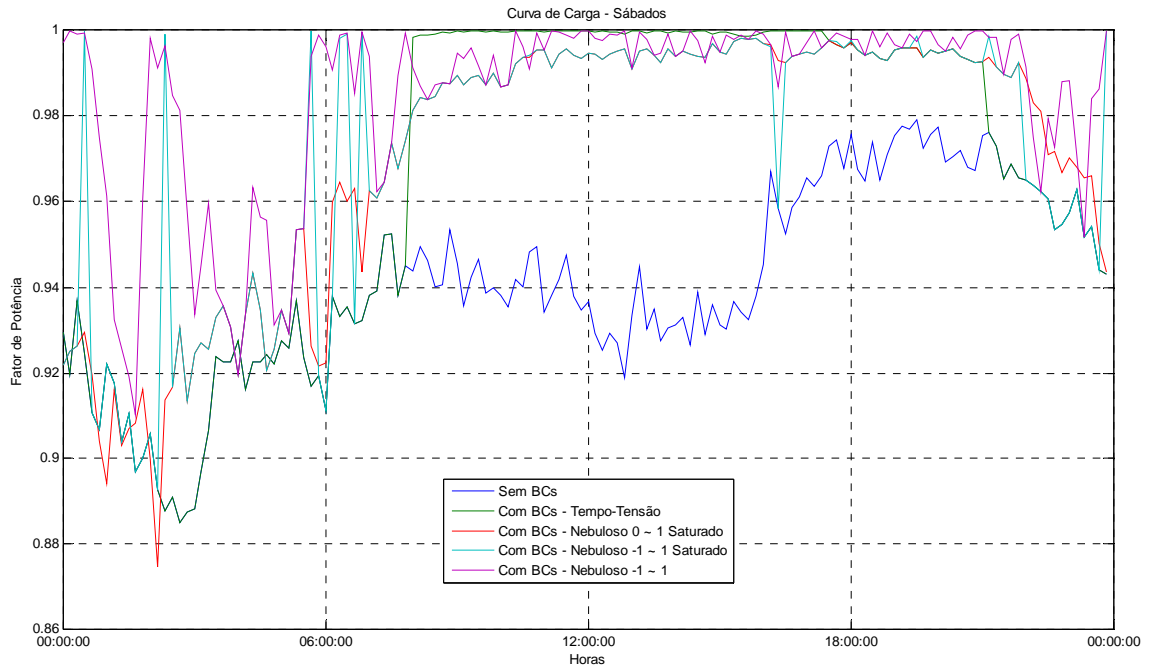


Figura 5.32 – Fator de potência para curva de carga de sábados – Caso 2 – Sistema 70 barras.



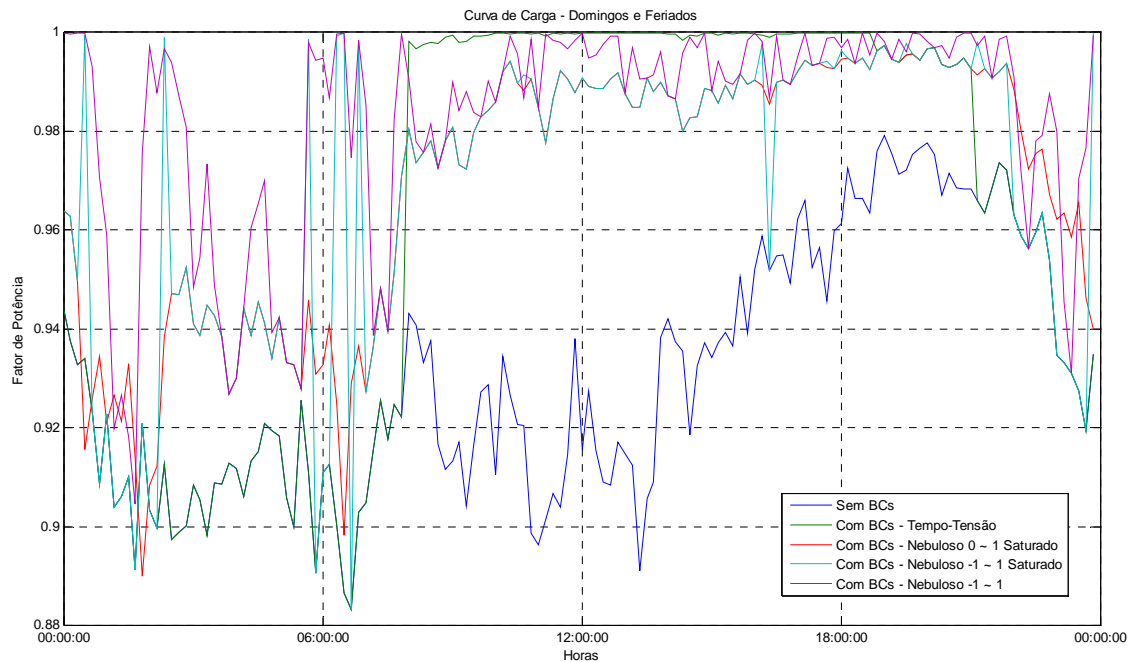


Figura 5.33 – Fator de potência para curva de carga de domingos e feriados – Caso 2 – Sistema 70 barras.

Nas Figuras 5.31 a 5.33 verifica-se que houve problemas de fator de potência abaixo de 0,92 indutivo ou capacitivo. Como a estratégia de controle nebuloso 0 ~ 1 saturado tende a manter os bancos de capacitores ligados a maior parte do tempo há sobrecompensação em diversos momentos nos horários da madrugada.

Já o controlador nebuloso -1 ~ 1 saturado provoca mais chaveamentos nos horários da madrugada e após o horário de pico em sábados e domingos (Figuras 5.32 e 5.33), o que compromete a vida útil da chave a óleo.

Mais uma vez observa-se que o controlador nebuloso -1 ~ 1 sem saturação apresenta um comportamento bastante adequado acarretando em perdas reduzidas, uma vez que não há inserção de potência reativa capacitiva em excesso. No entanto, em determinados momentos da madrugada, quando não há problemas sensíveis de tensão, os valores inseridos de potência reativa capacitiva podem não ser suficientes para corrigir o fator de potência global.

O índice de DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária está apresentado nas Tabelas 5.3 a 5.4, destacando apenas as barras que

apresentam problemas de nível de tensão. Já o índice de DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica é nulo para todas as barras do sistema.

Tabela 5.3 – Duração relativa da transgressão de tensão precária para o sistema de 70 barras - Caso 1

Tipos de controle dos BCs	DRP [%]				
	Barras				
	62	63	64	65	66
Sem BCs	0,10	0,20	1,39	1,69	2,68
Tempo-tensão	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Nebuloso 0 ~ 1 saturado com acumulador	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Nebuloso -1 ~ 1 saturado com acumulador	0,10	0,10	0,10	0,30	0,30
Nebuloso -1 ~ 1 com acumulador	0,10	0,10	0,10	0,20	0,30

Tabela 5.4 – Duração relativa da transgressão de tensão precária para o sistema de 70 barras - Caso 2

Tipos de controle dos BCs	DRP [%]				
	Barras				
	62	63	64	65	66
Sem BCs	0,10	0,20	1,39	1,69	2,68
Tempo-tensão	0	0	0	0	0,10
Nebuloso 0 ~ 1 saturado com acumulador	0	0	0	0	0,10
Nebuloso -1 ~ 1 saturado com acumulador	0	0	0	0,20	0,30
Nebuloso -1 ~ 1 com acumulador	0	0	0	0	0,10

Analisando os resultados das Tabelas 5.3 e 5.4 pode-se concluir que a estratégia de controle nebuloso 0 ~ 1 saturado foi tão eficaz quanto o sistema tempo-tensão na mitigação de problemas nos níveis de tensão. Isso é compreensível, uma vez que os problemas severos de níveis de tensão deverão ocorrer em períodos de carga média e pesada do sistema, os quais compreendem o horário das 08:00 às 21 horas, no qual o sistema tempo-tensão tende a manter os bancos de capacitores ligados também.

## 5.3 Análise da sensibilidade a curvas de carga

Nesse estudo foram utilizadas três curvas de cargas diferentes para os sistemas de 11 barras e 70 barras conforme apresentado a seguir.

- Curva 1 (Figura 5.35):
  - 25% de consumidores residenciais baixa renda;
  - 40% de consumidores residenciais média renda;
  - 5% de consumidores residenciais alta renda; e
  - 30% de consumidores comércio e serviços.
- Curva 2 (Figura 5.36):
  - 5% de consumidores residenciais baixa renda;
  - 35% de consumidores residenciais média renda;
  - 5% de consumidores residenciais alta renda; e
  - 55% de consumidores comércio e serviços.
- Curva 3 (Figura 5.37):
  - 55% de consumidores residenciais baixa renda;
  - 25% de consumidores residenciais média renda;
  - 0% de consumidores residenciais alta renda; e
  - 20% de consumidores comércio e serviços.

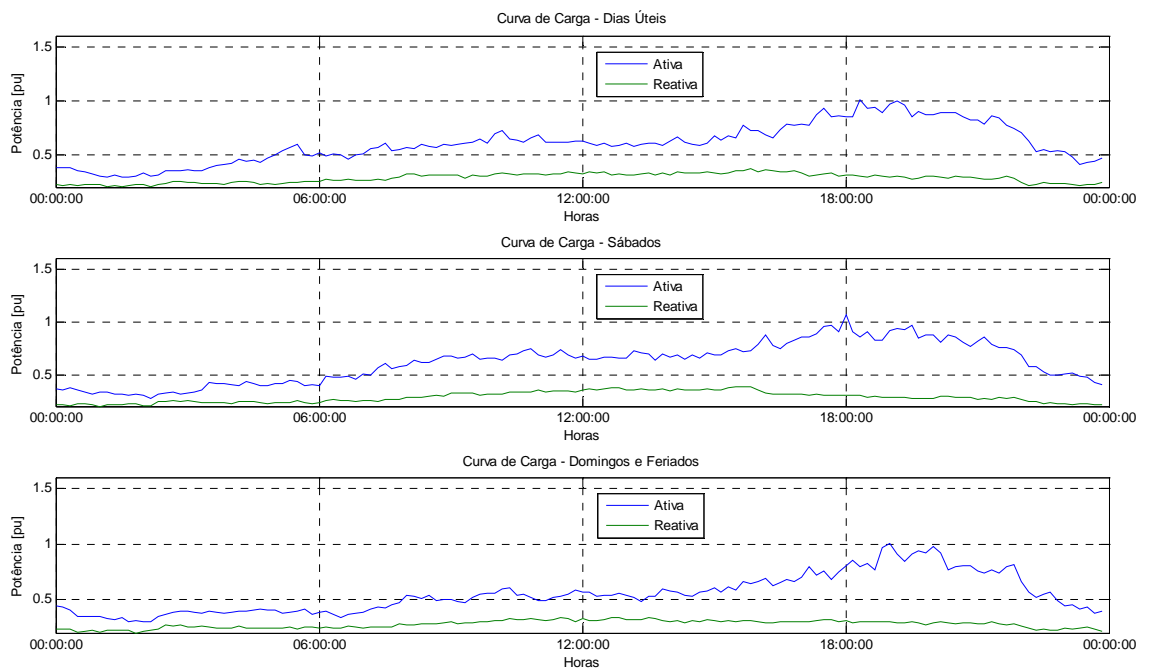


Figura 5.34 – Curva de carga 1.

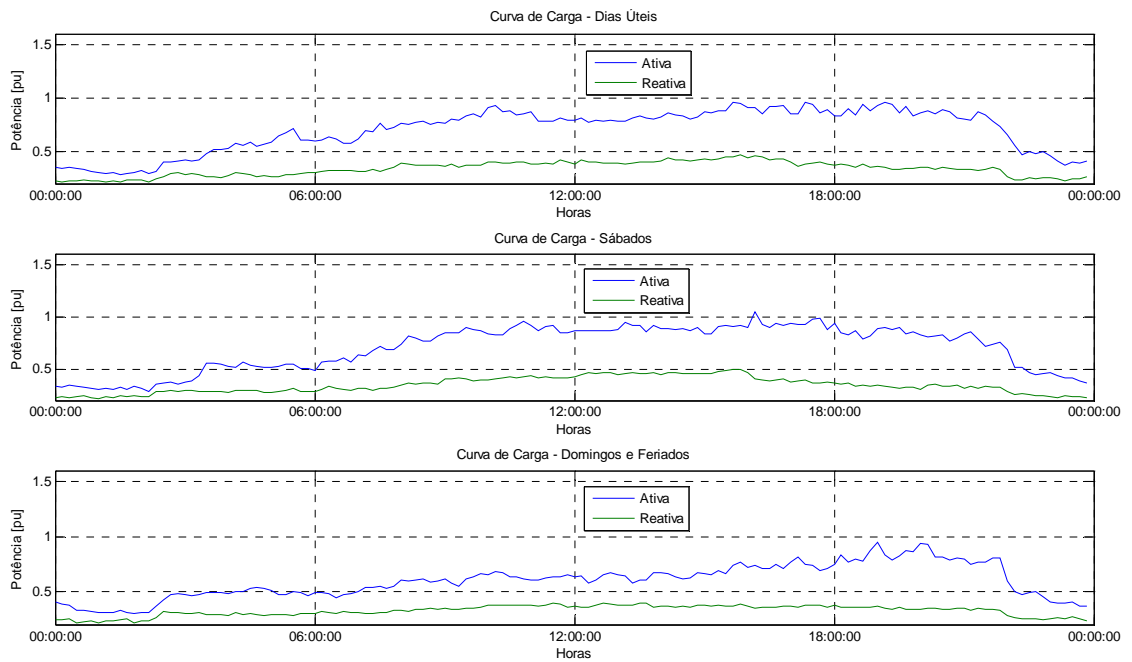


Figura 5.35 – Curva de carga 2.

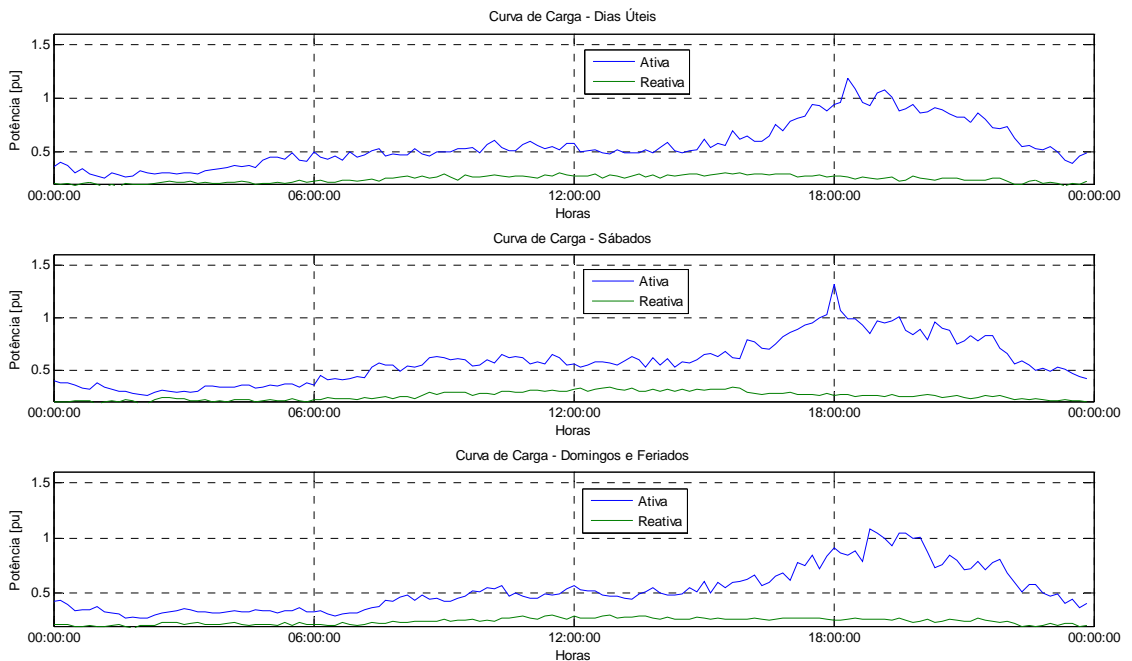


Figura 5.36 – Curva de carga 3.

### 5.3.1 Sistema de 11 Barras

Para essa análise adotou-se a configuração do sistema contemplando um banco de capacitores de 600 kvar na barra 9 do sistema.

Na Tabela 5.5 são apresentados os resultados das perdas de energia por ano no sistema para as cinco configurações simuladas para as três curvas de carga com BC de 600 kvar na barra 9.

Tabela 5.5 – Perdas de energia com diversas curvas de carga – Sistema 11 barras

Perdas de energia [MWh]	Curva de Carga 1	Curva de Carga 2	Curva de Carga 3
Sem BCs	376,7988	493,0133	339,7012
Com BCs - Tempo-Tensão	366,9759	479,5944	332,6487
Com BCs - Fuzzy 0 ~ 1 Saturado	363,3000	472,8141	330,5225
Com BCs - Fuzzy -1 ~ 1 Saturado	365,3427	473,8926	330,9949
Com BCs - Fuzzy -1 ~ 1	363,2418	473,4133	329,7557

Nas Figuras 5.37 a 5.42 são apresentados o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas para curva de carga 1.

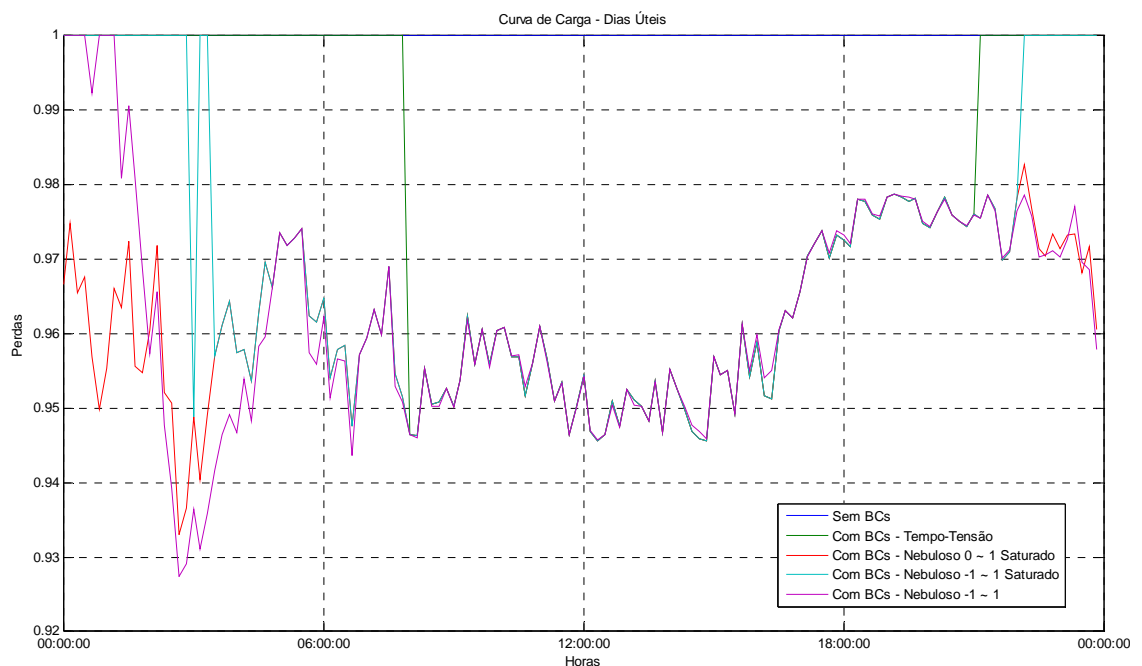


Figura 5.37 – Perdas para curva de carga 1 em dias úteis – Sistema 11 barras.

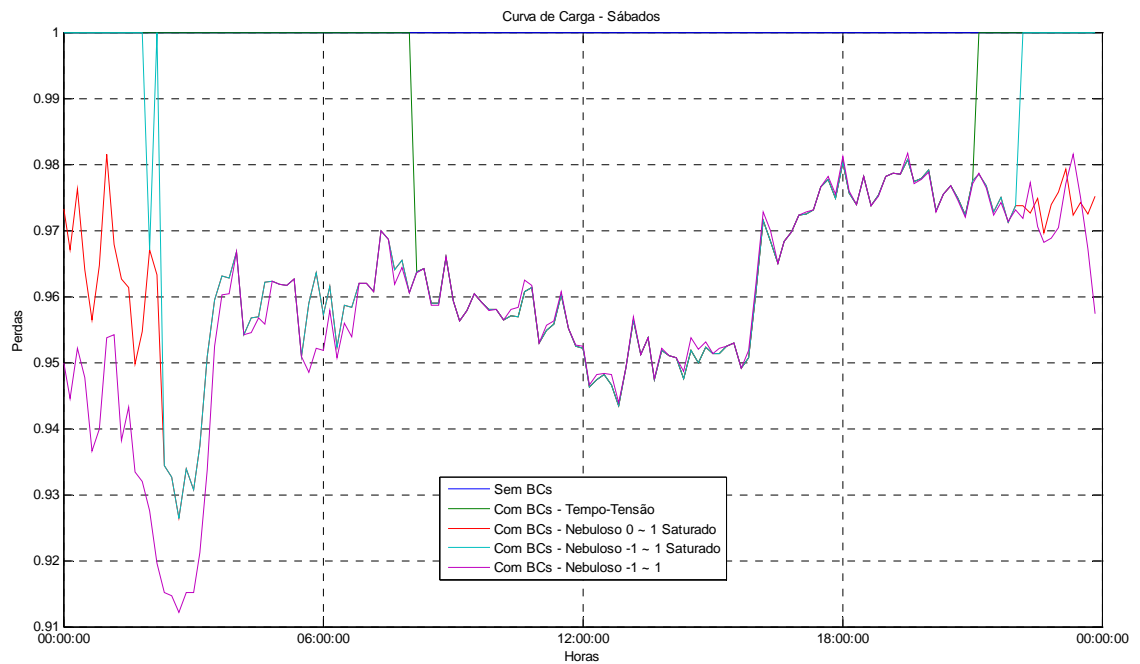


Figura 5.38 – Perdas para curva de carga 1 em sábados – Sistema 11 barras.

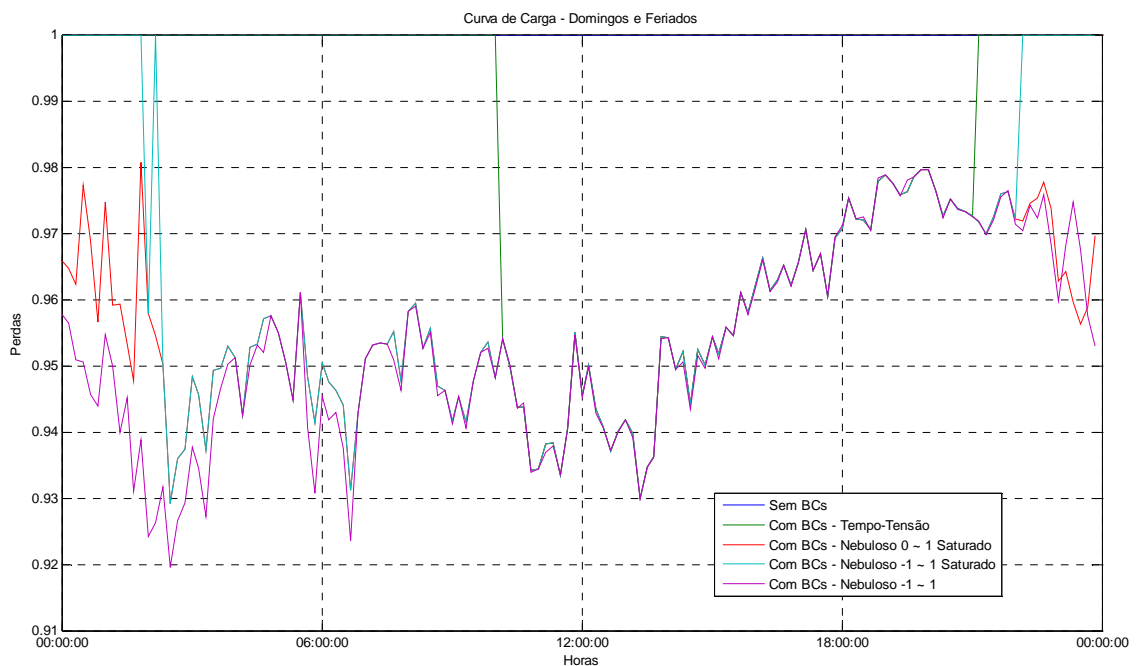


Figura 5.39 – Perdas para curva de carga 1 em domingos e feriados – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.37 a 5.39 verifica-se que o sistema com melhor desempenho em termos de perdas é o controlador nebuloso -1 ~ 1, conforme Tabela 5.5. Verifica-se ainda que a estratégia de controle nebuloso -1 ~ 1 saturado apresenta um número maior de chaveamentos dos bancos de capacitores, visualizados toda vez que as

perdas nessa simulação se igualam as perdas da simulação sem bancos de capacitores.

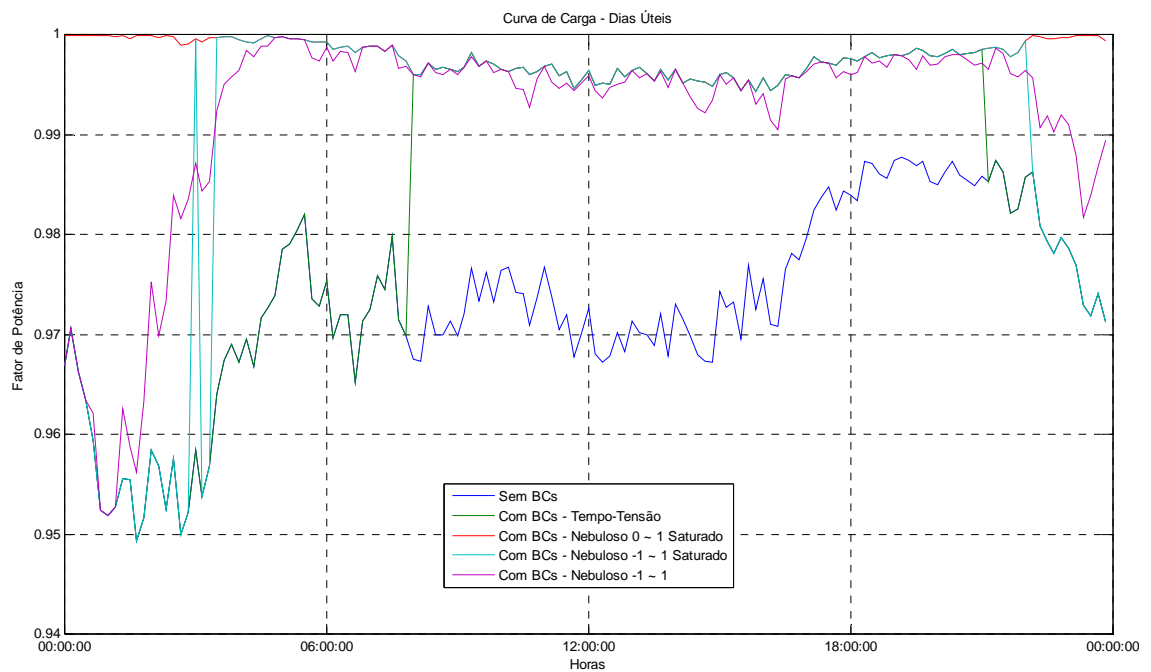


Figura 5.40 – Fator de Potência para curva de carga 1 em dias úteis – Sistema 11 barras.

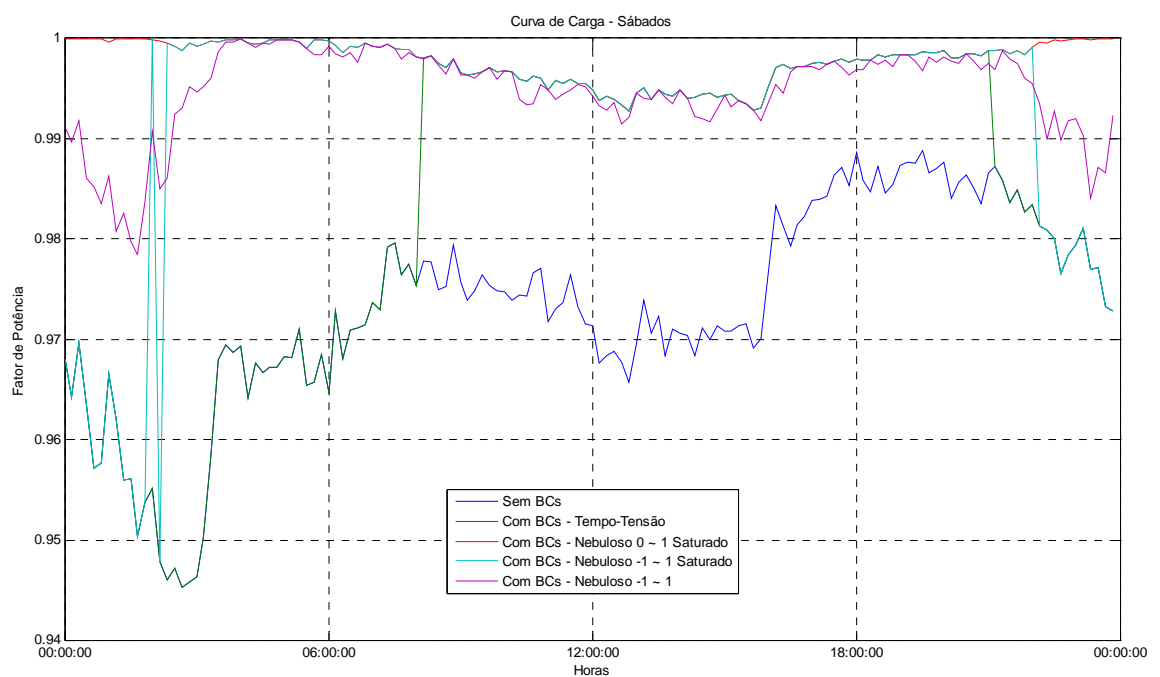


Figura 5.41 – Fator de Potência para curva de carga 1 em sábados – Sistema 11 barras.

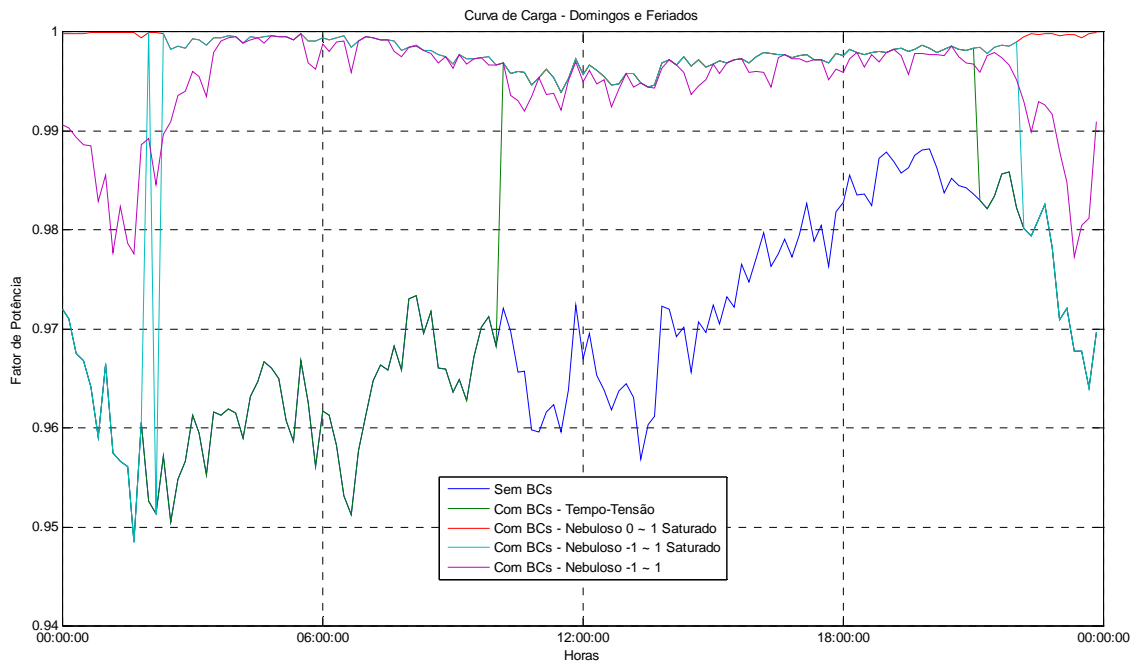


Figura 5.42 – Fator de Potência para curva de carga 1 em domingos e feriados – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.40 a 5.42 verifica-se que não houve problemas de fator de potência abaixo de 0,92 indutivo ou capacitivo e que a estratégia de controle nebuloso 0 ~ 1 saturado tende a manter os bancos de capacitores ligados a maior parte do tempo.

Já o controlador nebuloso -1 ~ 1 saturado provoca mais chaveamentos nos horários da madrugada e após o horário de pico, o que compromete a vida útil da chave a óleo.

Nas Figuras 5.43 a 5.48 são apresentados o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas para a curva de carga 2.



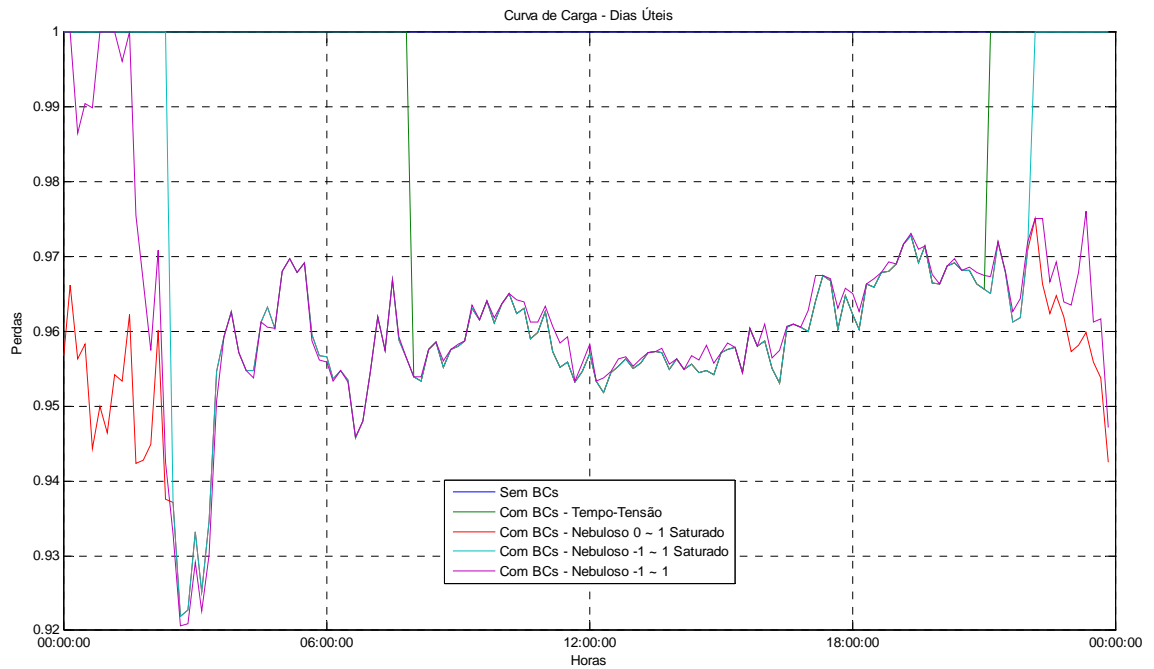


Figura 5.43 – Perdas para curva de carga 2 em dias úteis – Sistema 11 barras.

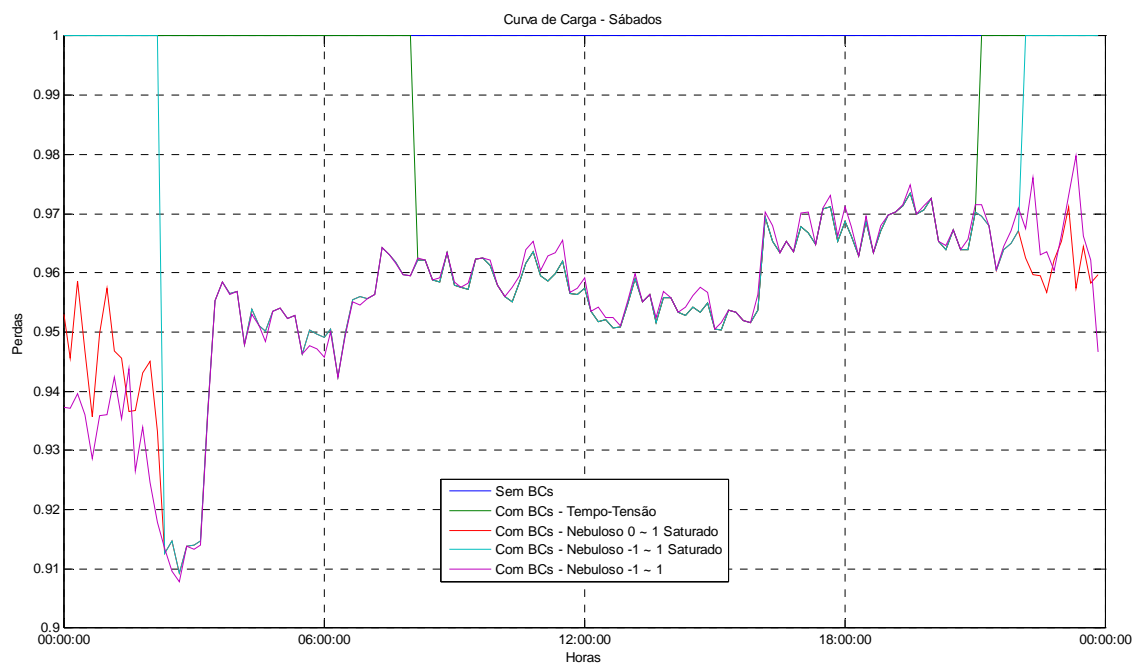


Figura 5.44 – Perdas para curva de carga 2 em sábados – Sistema 11 barras.

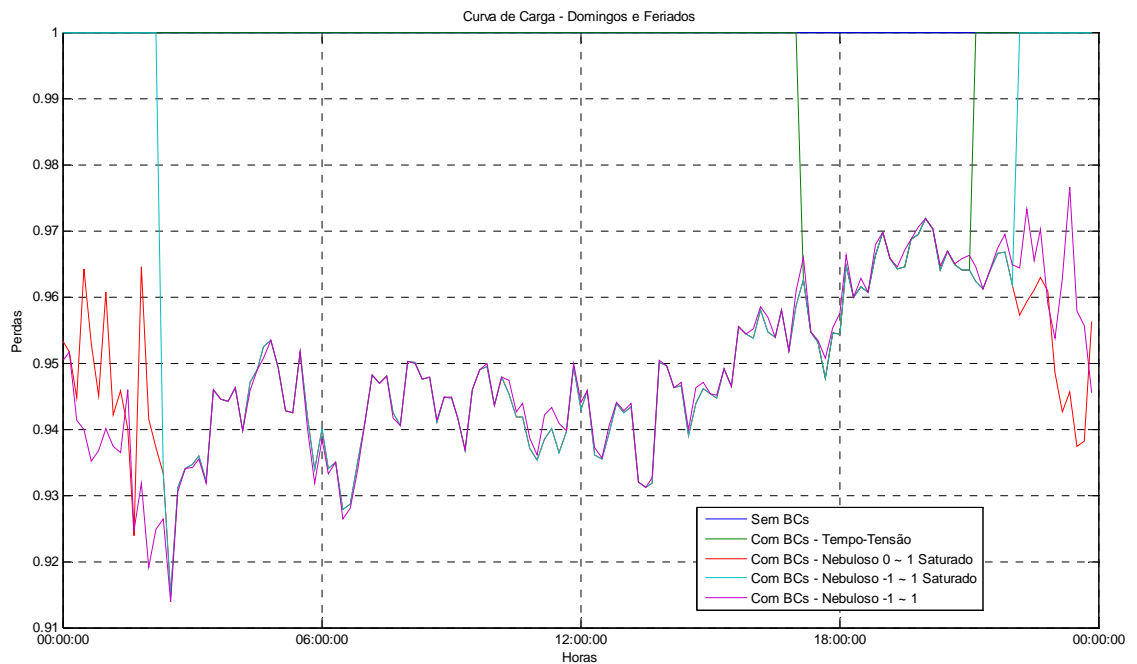


Figura 5.45 – Perdas para curva de carga 2 em domingos e feriados – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.43 a 5.45 verifica-se que o sistema com melhor desempenho em termos de perdas é o controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado, conforme Tabela 5.5. Isto ocorre devido a tendência do controlador manter os bancos de capacitores inseridos no sistema praticamente o tempo todo, sem que haja problemas nos níveis de tensão e no fator de potência global.

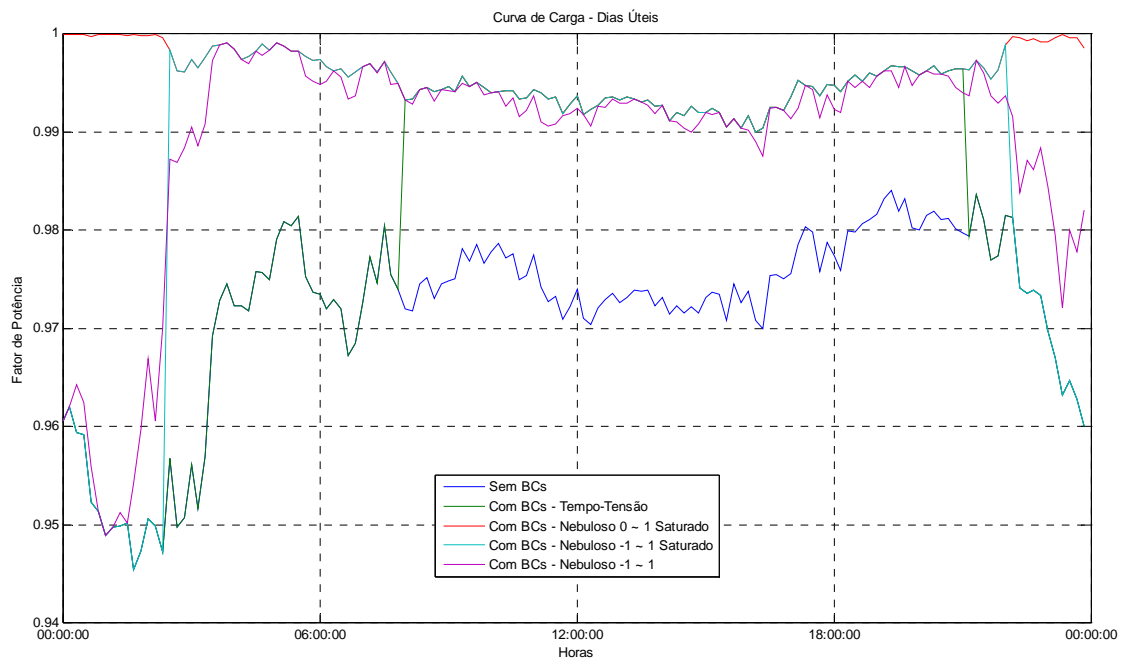


Figura 5.46 – Fator de potência para curva de carga 2 em dias úteis – Sistema 11 barras.

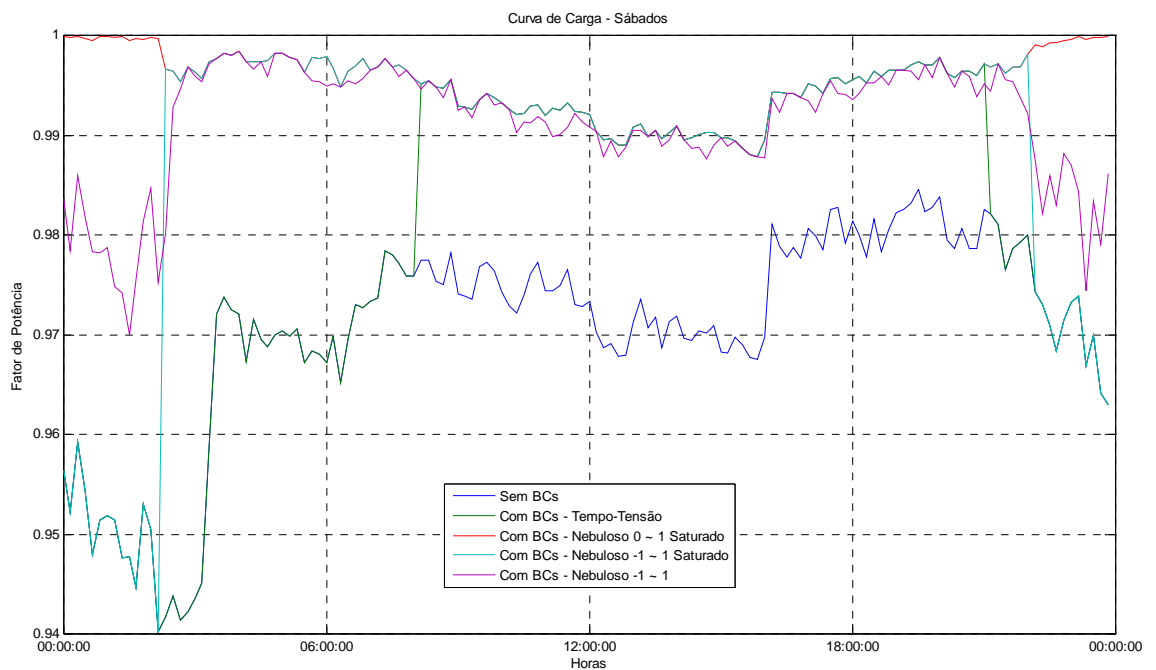


Figura 5.47 – Fator de potência para curva de carga 2 em sábados – Sistema 11 barras.

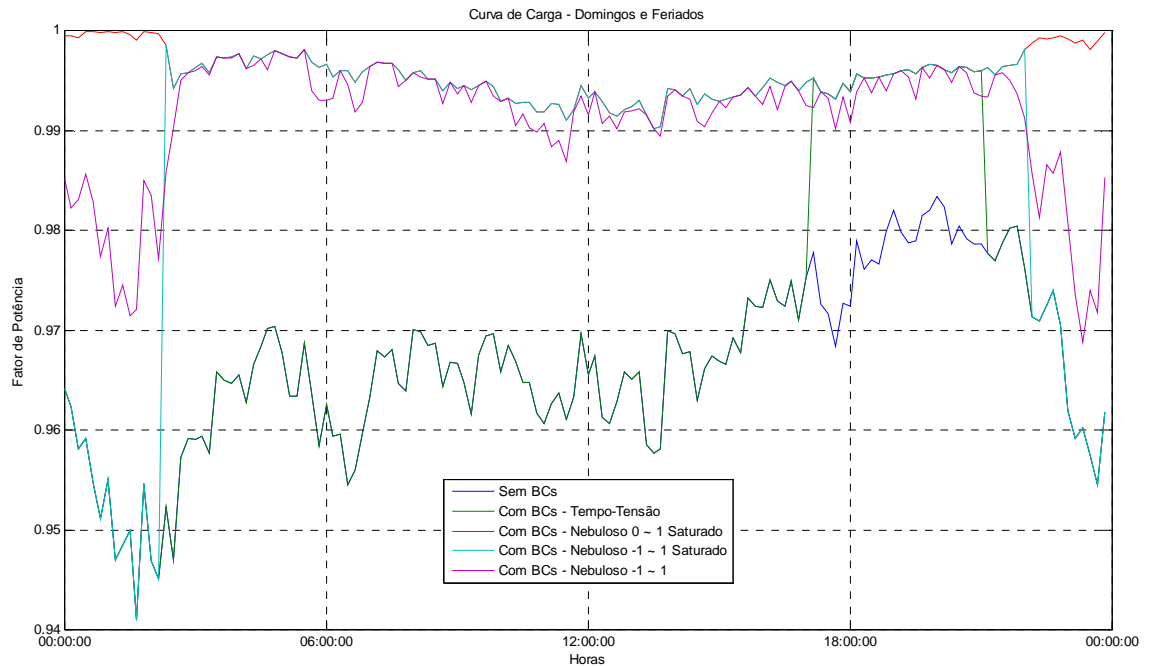


Figura 5.48 – Fator de potência para curva de carga 2 em domingos e feriados – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.46 a 5.48 verifica-se que não houve problemas de fator de potência abaixo de 0,92 indutivo ou capacitivo e que a estratégia de controle nebuloso 0 ~ 1 saturado tende a manter os bancos de capacitores ligados a maior parte do tempo.

Nas Figuras 5.49 a 5.54 são apresentados o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas para a curva de carga 3.

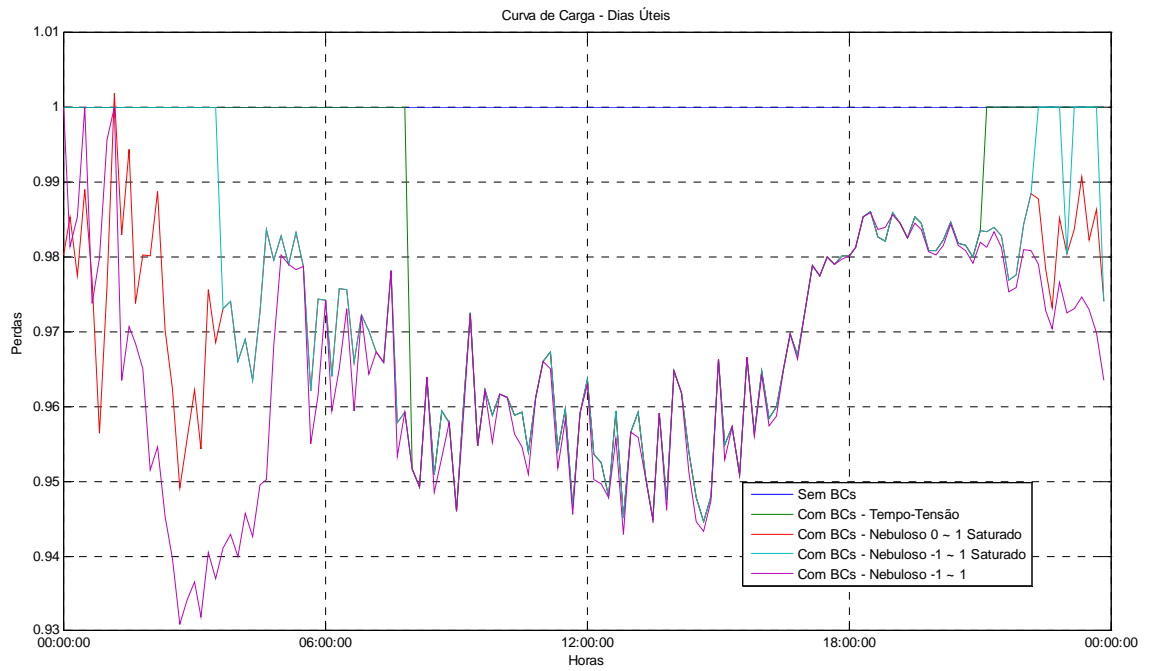


Figura 5.49 – Perdas para curva de carga 3 em dias úteis – Sistema 11 barras.

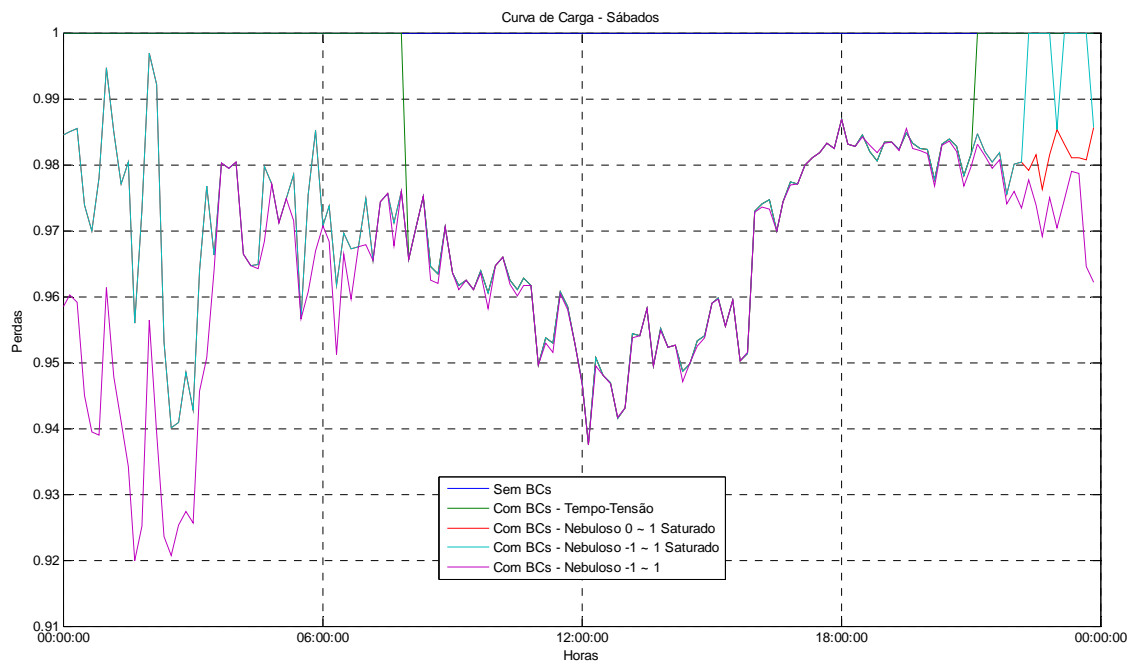


Figura 5.50 – Perdas para curva de carga 3 em sábados – Sistema 11 barras.

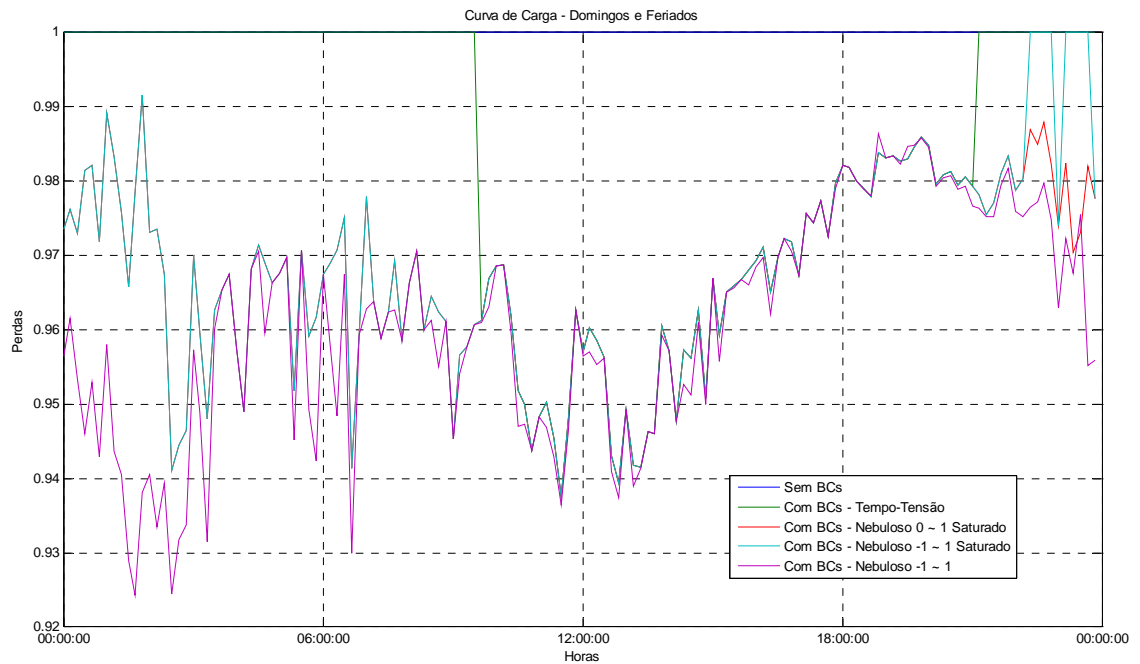


Figura 5.51 – Perdas para curva de carga 3 em domingos e feriados – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.49 a 5.51 verifica-se que o sistema com melhor desempenho em termos de perdas é o controlador nebuloso -1 ~ 1, conforme Tabela 5.5.

Destaca-se que no período da madrugada (carga leve) pode ocorrer um aumento das perdas devido a sobrecompensação do sistema, mesmo que isso não implique em problemas nos níveis de tensão e no fator de potência. Esse comportamento é verificado principalmente nos sistemas de controle nebulosos com saturação, os quais aplicam o total do banco de capacitores no sistema superando a necessidade de correção de fator de potência necessária nestes momentos.

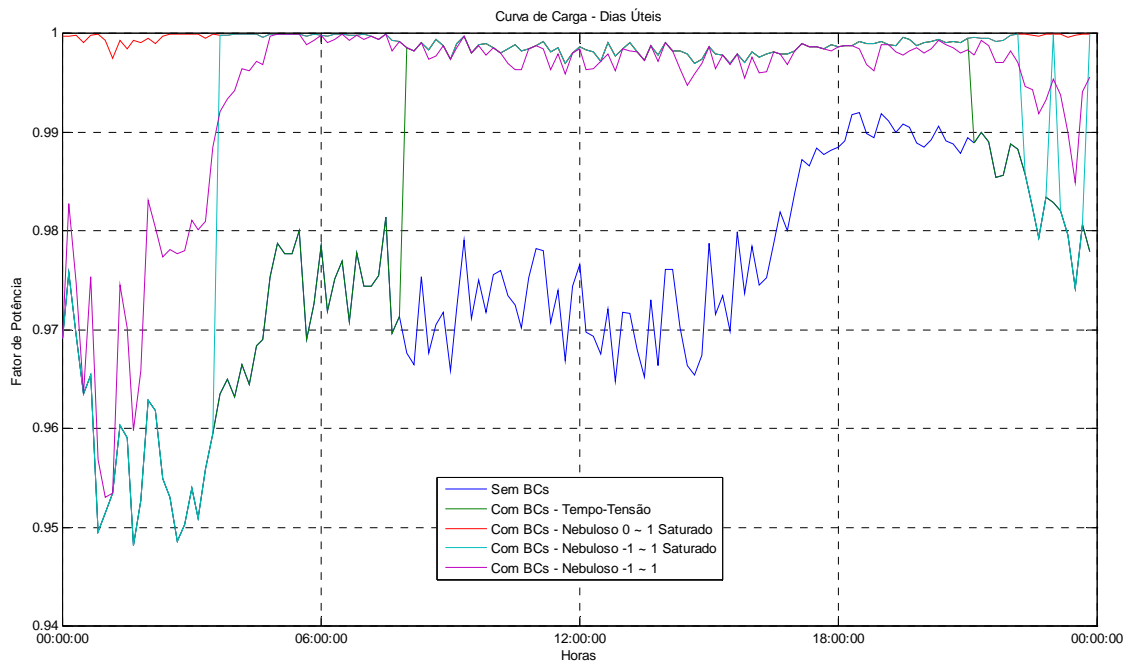


Figura 5.52 – Fator de potência para curva de carga 3 em dias úteis – Sistema 11 barras.

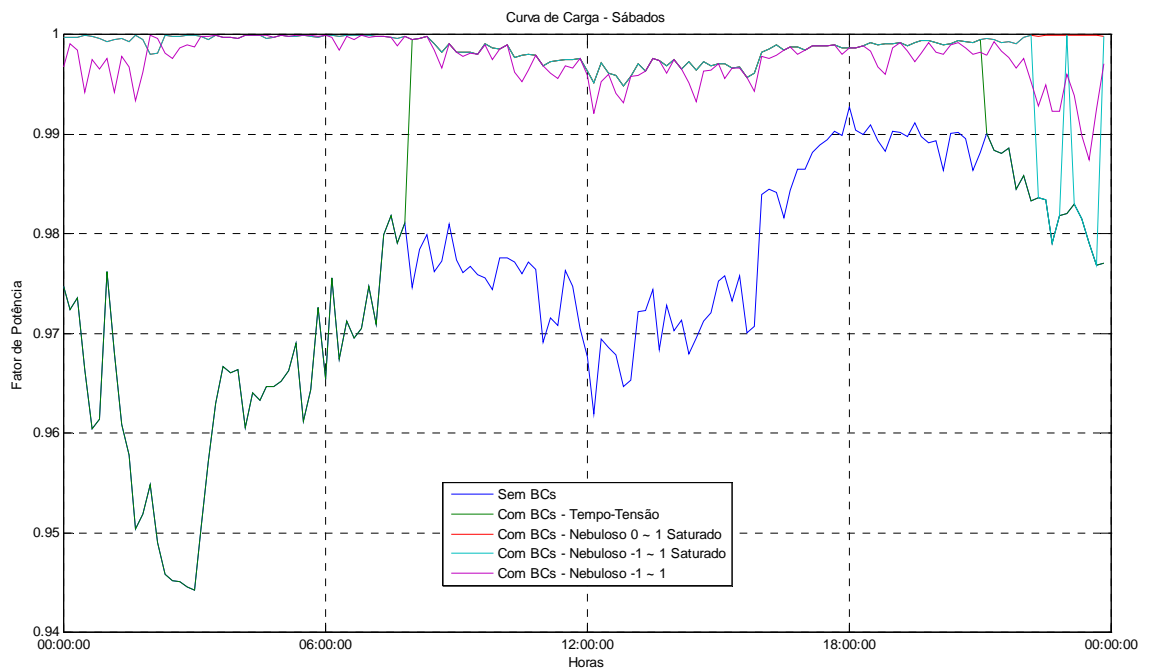


Figura 5.53 – Fator de potência para curva de carga 3 em sábados – Sistema 11 barras.

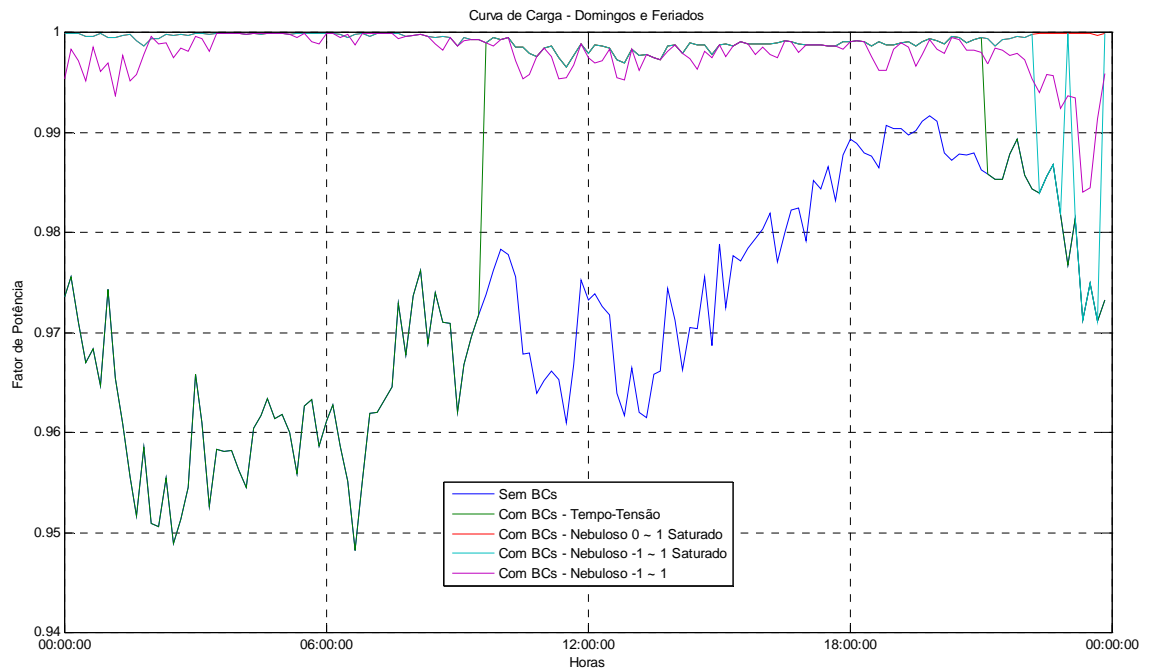


Figura 5.54 – Fator de potência para curva de carga 3 em domingos e feriados – Sistema 11 barras.

Nas Figuras 5.52 a 5.54 verifica-se que não houve problemas de fator de potência abaixo de 0,92 indutivo ou capacitivo e que a estratégia de controle nebuloso 0 ~ 1 saturado tende a manter os bancos de capacitores ligados a maior parte do tempo.

Não há violação dos limites de tensão em nenhuma situação analisada acima, portanto os índices de DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária e o índice de DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica são nulos para todas as barras.

### 5.3.2 Sistema de 70 Barras

A configuração utilizada para a simulação do sistema de 70 barras contempla BCs de 300 kvar na barra 13, na barra 48 e na barra 58 com as 3 curvas de carga mostradas nas Figuras 5.34, 5.35 e 5.36.



Na Tabela 5.6 são apresentados os resultados das perdas de energia por ano no sistema para as cinco configurações simuladas para as três curvas de carga com BCs de 300 kvar nas barras 13, 48 e 58.

Tabela 5.6 – Perdas de energia com diversas curvas de carga – Sistema 70 barras

Perdas de energia [MWh]	Curva de Carga 1	Curva de Carga 2	Curva de Carga 3
Sem BCs	522,2360	692,6106	466,3545
Com BCs - Tempo-Tensão	498,0302	660,9863	448,0840
Com BCs - Fuzzy 0 ~ 1 Saturado	487,3213	643,1459	440,9869
Com BCs - Fuzzy -1 ~ 1 Saturado	491,2828	648,2855	444,6916
Com BCs - Fuzzy -1 ~ 1	491,3056	648,9824	443,1351

Nas Figuras 5.55 a 5.60 são apresentados o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas para a curva de carga 1.

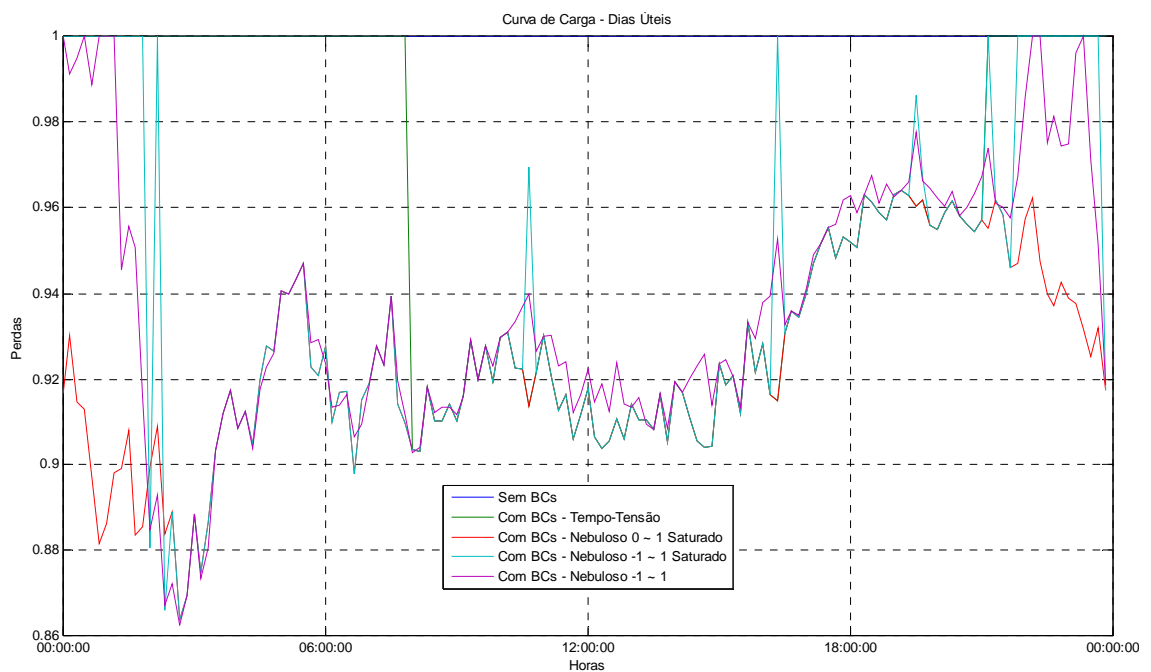


Figura 5.55 – Perdas para curva de carga 1 em dias úteis – Sistema 70 barras.

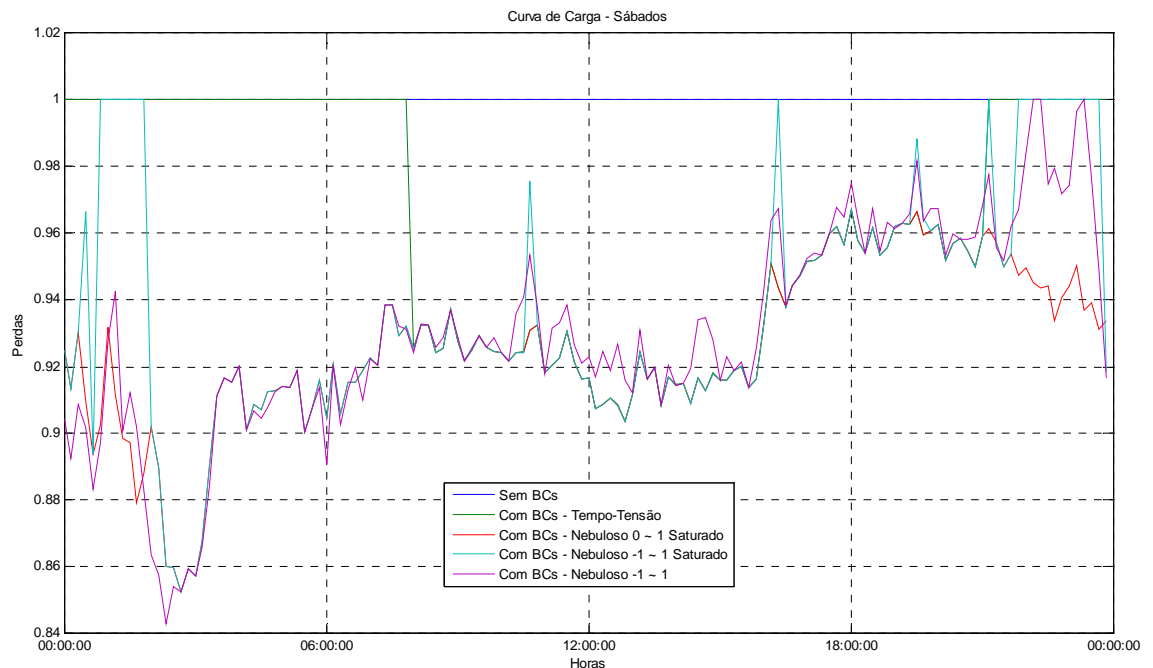


Figura 5.56 – Perdas para curva de carga 1 em sábados – Sistema 70 barras.

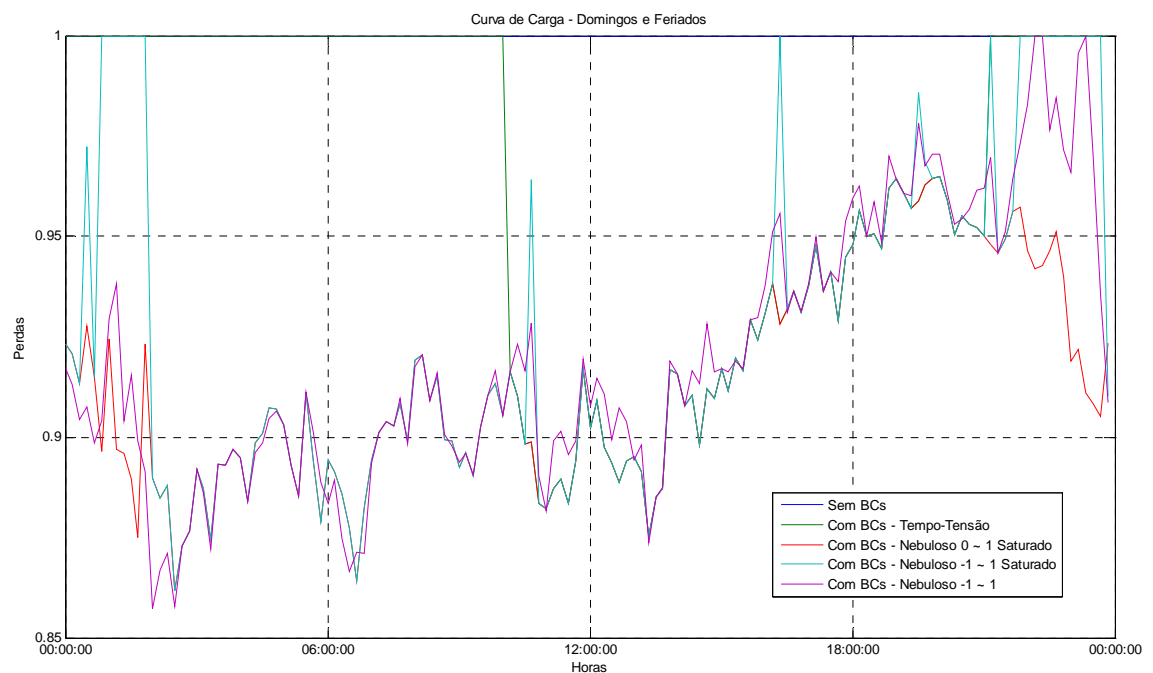


Figura 5.57 – Perdas para curva de carga 1 em domingos e feriados – Sistema 70 barras.

Nas Figuras 5.55 a 5.57 observa-se que o controlador nebuloso 0 ~ 1 tem o melhor desempenho, uma vez que o mesmo tem a tendência em manter os bancos de capacitores ligados praticamente o tempo todo.

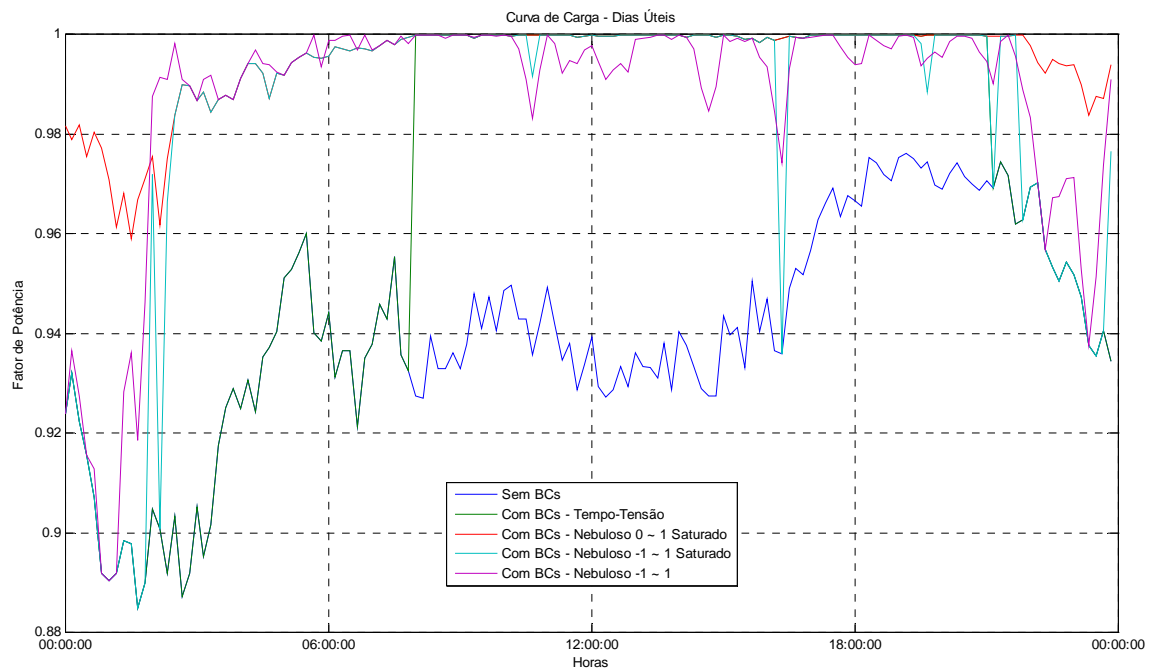


Figura 5.58 – Fator de Potência para curva de carga 1 em dias úteis – Sistema 70 barras.

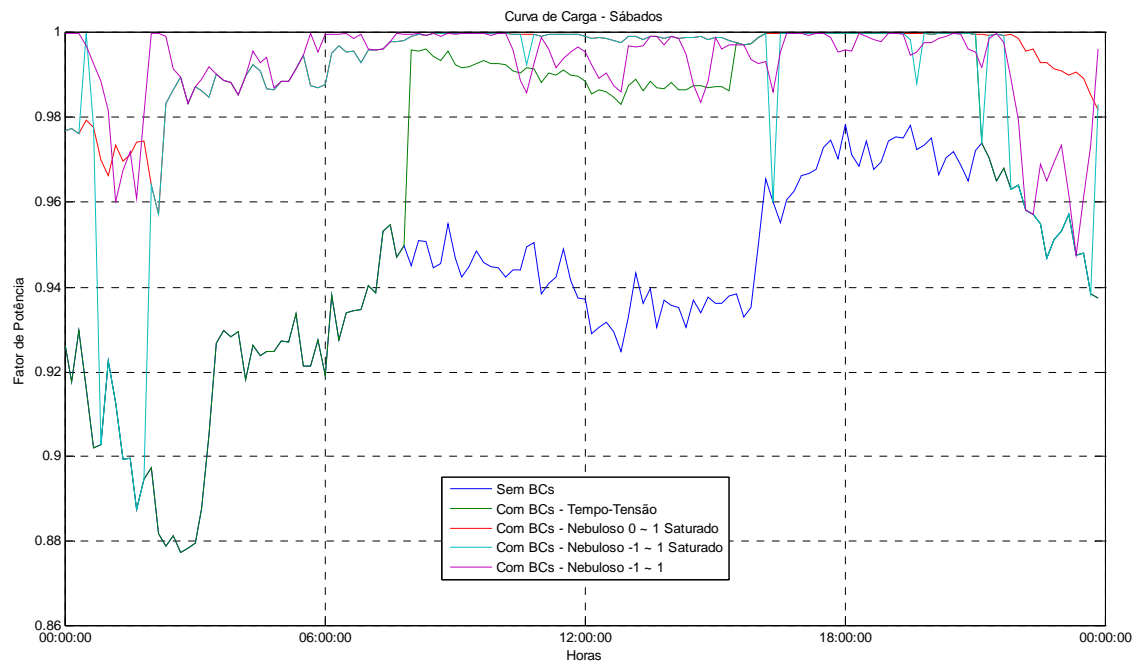


Figura 5.59 – Fator de Potência para curva de carga 1 em sábados – Sistema 70 barras.

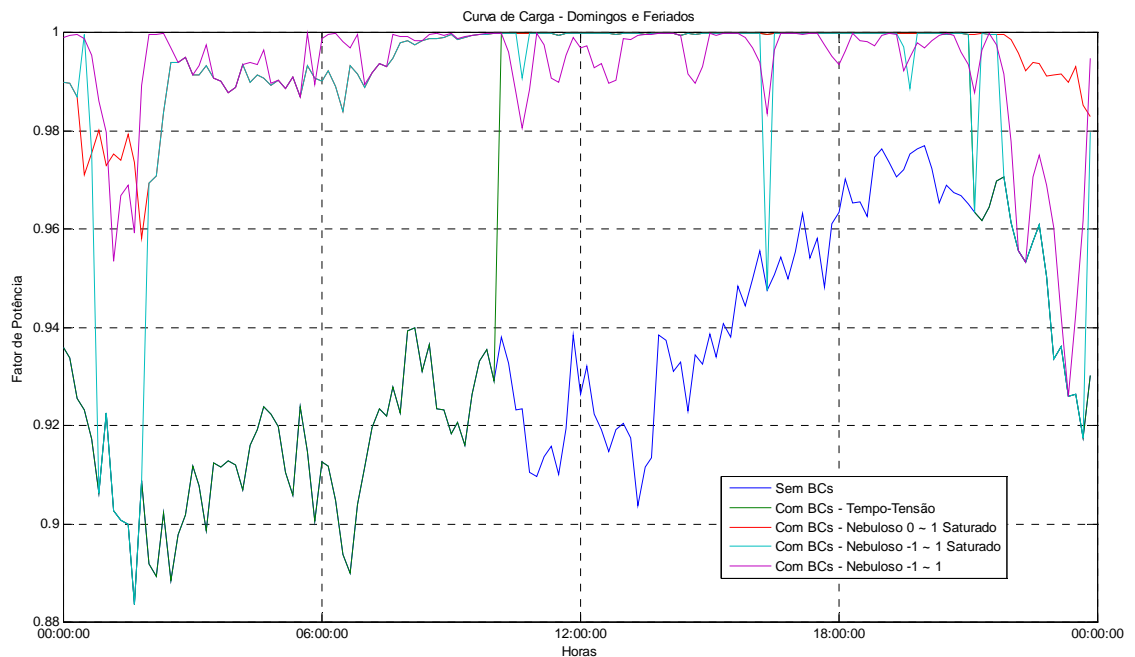


Figura 5.60 – Fator de Potência para curva de carga 1 em domingos e feriados – Sistema 70 barras.

Nas Figuras 5.58 a 5.60 verifica-se o comportamento do fator de potência global para as cinco simulações, mais uma vez, pode-se observar que o controlador nebuloso -1 ~ 1 saturado provoca mais chaveamentos nos bancos de capacitores, o que comprometerá a vida útil das chaves a óleo. Destaca-se também que por vezes os chaveamentos retirando os bancos de capacitores do sistema levam o fator de potência global para níveis abaixo de 0,92 indutivo nos períodos de carga leve.

Nas Figuras 5.61 a 5.66 são apresentados o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas para a curva de carga 2.

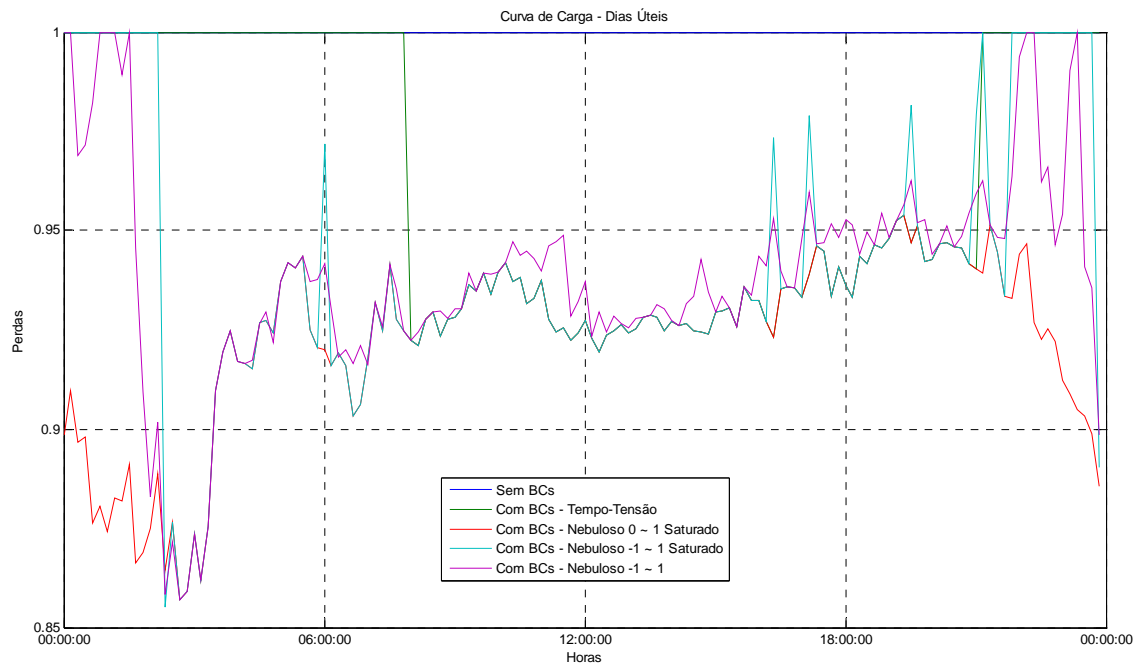


Figura 5.61 – Perdas para curva de carga 2 em dias úteis – Sistema 70 barras.

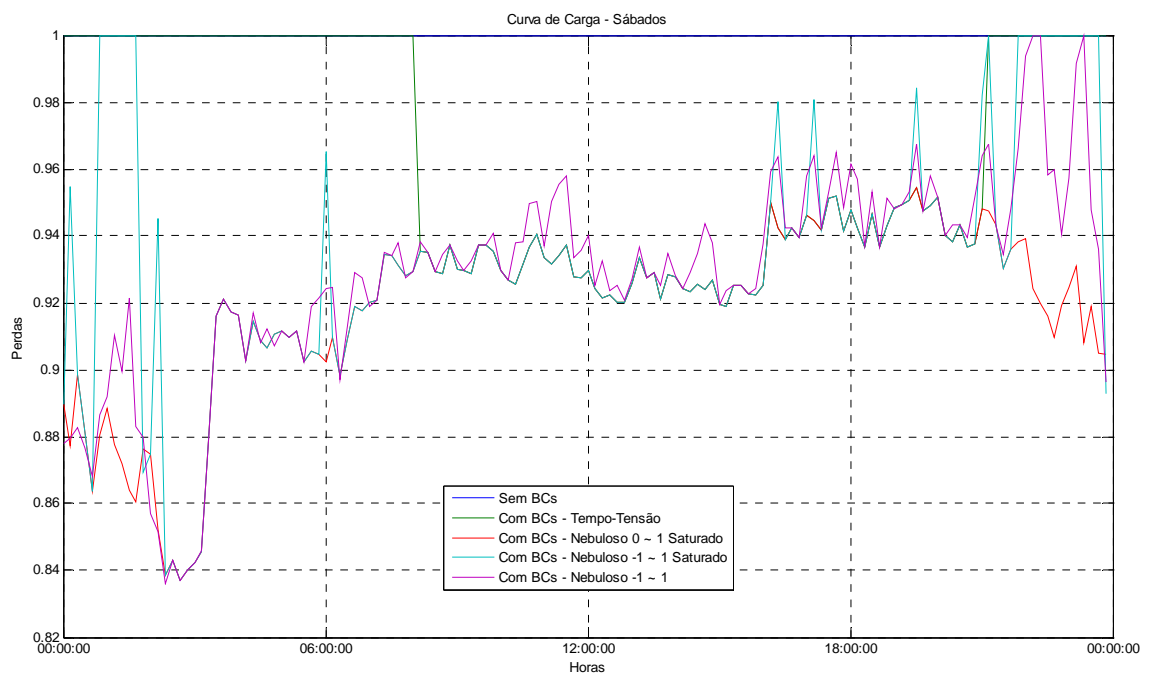


Figura 5.62 – Perdas para curva de carga 2 em sábados – Sistema 70 barras.

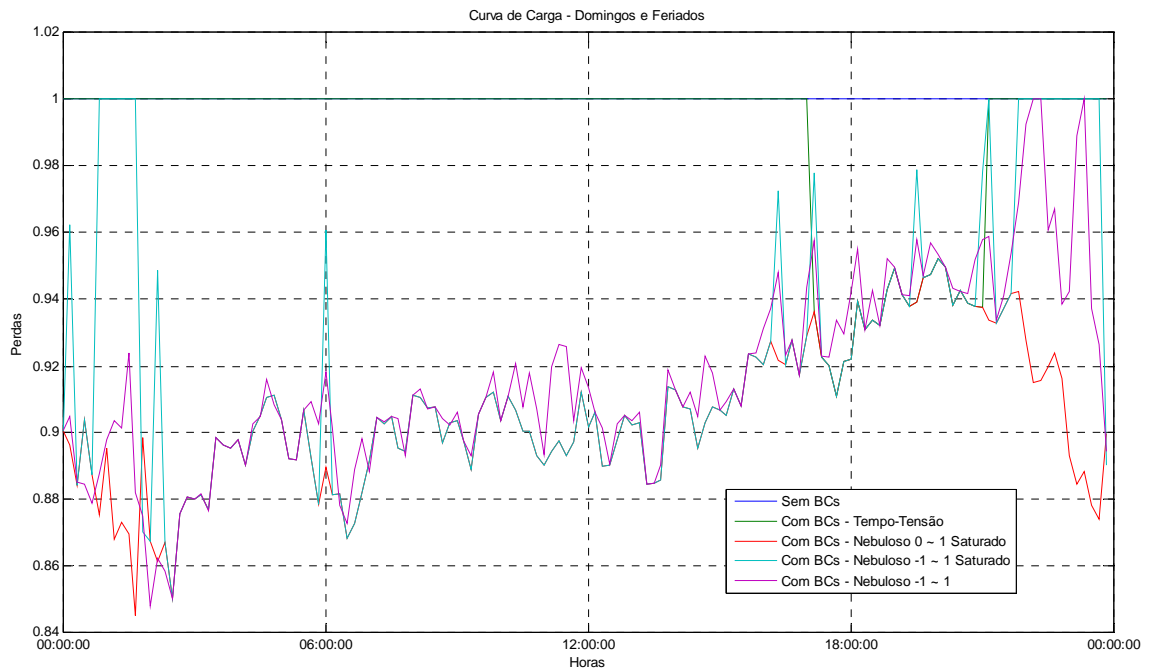


Figura 5.63 – Perdas para curva de carga 2 em domingos e feriados – Sistema 70 barras.

Nas Figuras 5.61 a 5.63 verifica-se que o desempenho do controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado é melhor que os demais, minimizando as perdas no alimentador de distribuição.

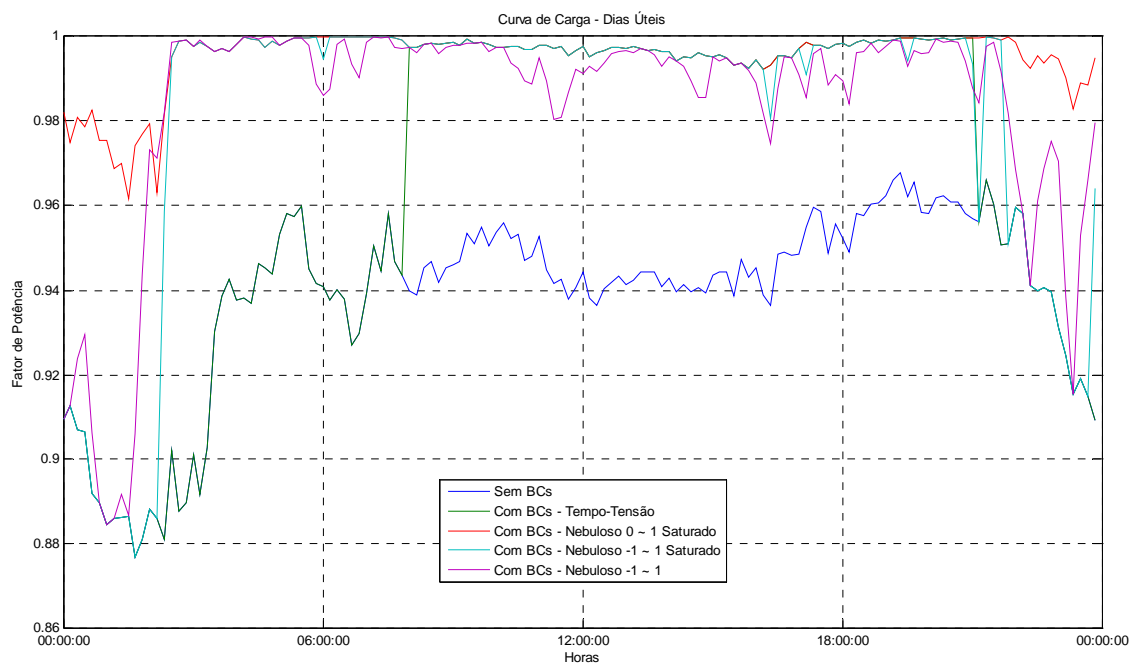


Figura 5.64 – Fator de Potência para curva de carga 2 em dias úteis – Sistema 70 barras.

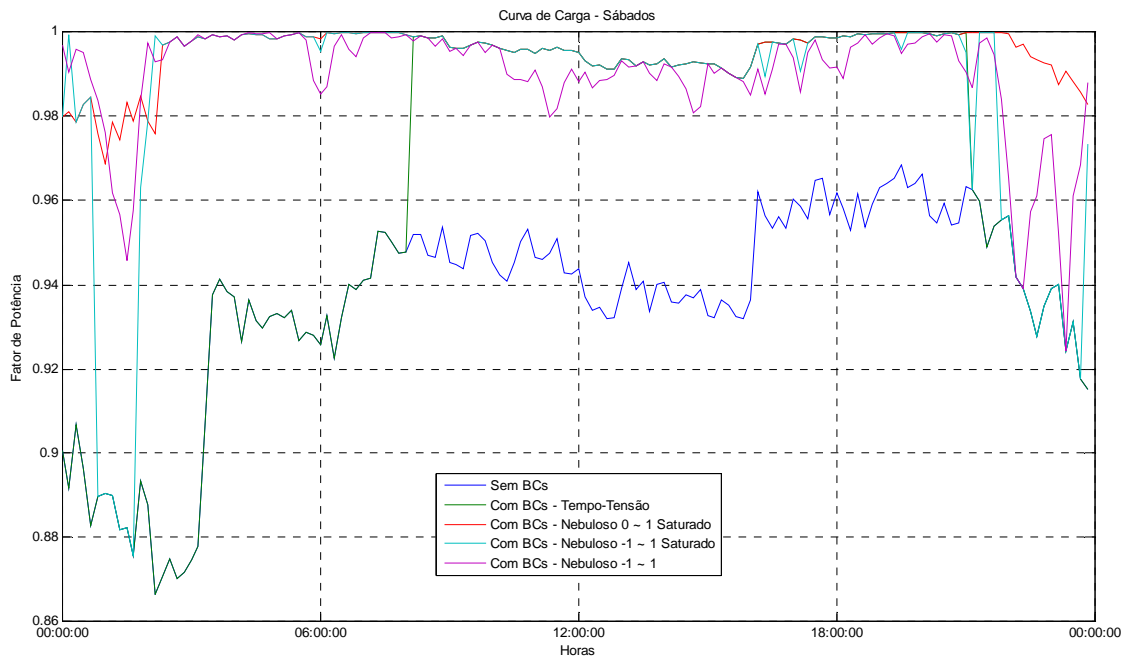


Figura 5.65 – Fator de Potência para curva de carga 2 em sábados – Sistema 70 barras.

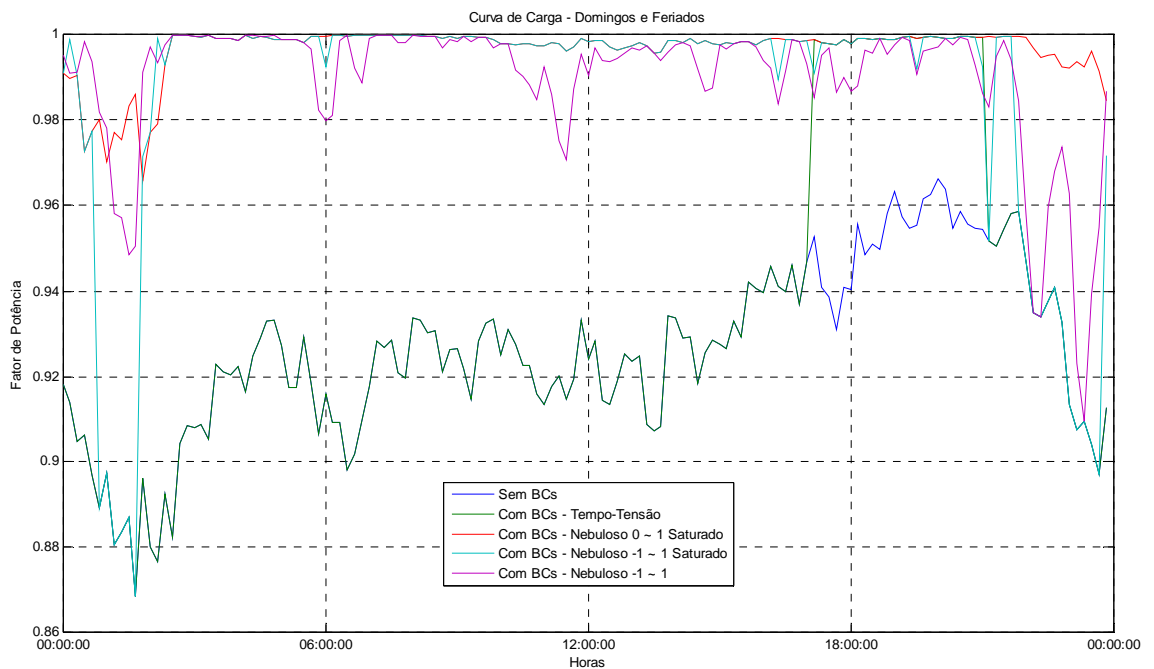


Figura 5.66 – Fator de Potência para curva de carga 2 em domingos e feriados – Sistema 70 barras.

Nas Figuras 5.64 a 5.66 verifica-se o comportamento do fator de potência global para as cinco simulações, mais uma vez, pode-se observar que o controlador

nebuloso -1 ~ 1 saturado provoca mais chaveamentos nos bancos de capacitores, o que comprometerá a vida útil das chaves a óleo.

Mais uma vez, observa-se que nos períodos de carga leve, quando o sistema não possui problemas nos níveis de tensão severos, o controlador nebuloso -1 ~ 1 saturado retira os bancos de capacitores do sistema permitindo que o fator de potência fique abaixo de 0,92 indutivo.

Nas Figuras 5.67 a 5.72 são apresentados o comportamento das perdas e do fator de potência global (na barra da subestação) para as diversas curvas de carga e configurações de controle simuladas para a curva de carga 3.

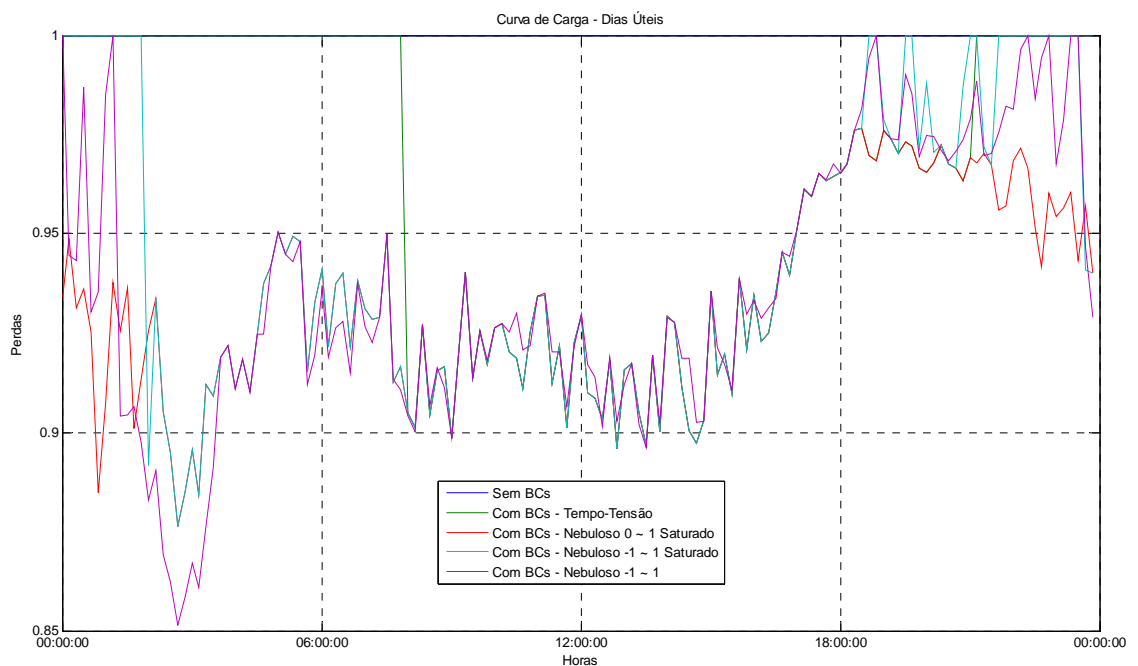


Figura 5.67 – Perdas para curva de carga 3 em dias úteis – Sistema 70 barras.



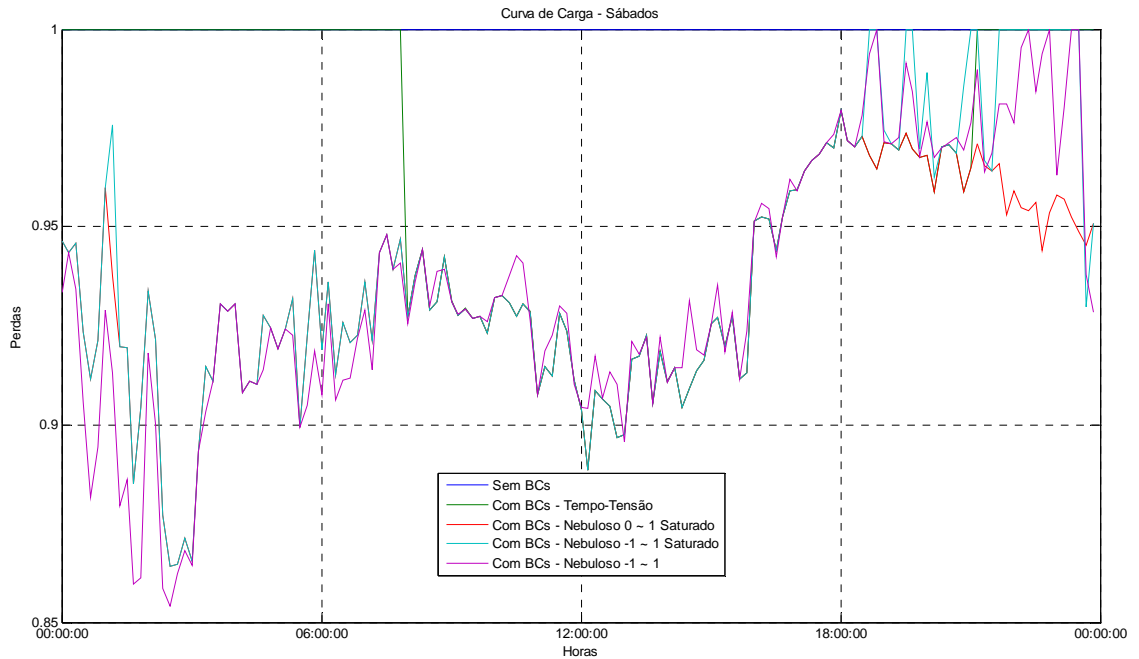


Figura 5.68 – Perdas para curva de carga 3 em sábados – Sistema 70 barras.

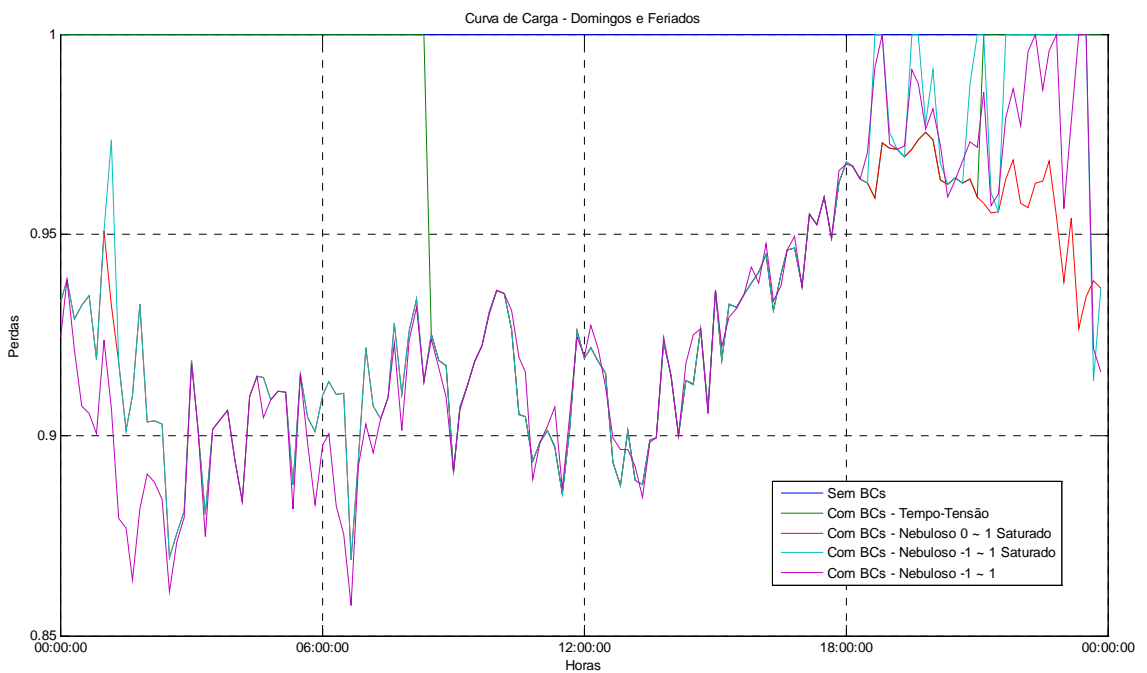


Figura 5.69 – Perdas para curva de carga 3 em domingos e feriados – Sistema 70 barras.

Nas Figuras 5.67 a 5.69 observa-se mais uma vez que o controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado possui o melhor desempenho, principalmente nos períodos de carga

leve quando o controlador tende a manter os bancos de capacitores ligados o tempo todo minimizando as perdas no sistema.

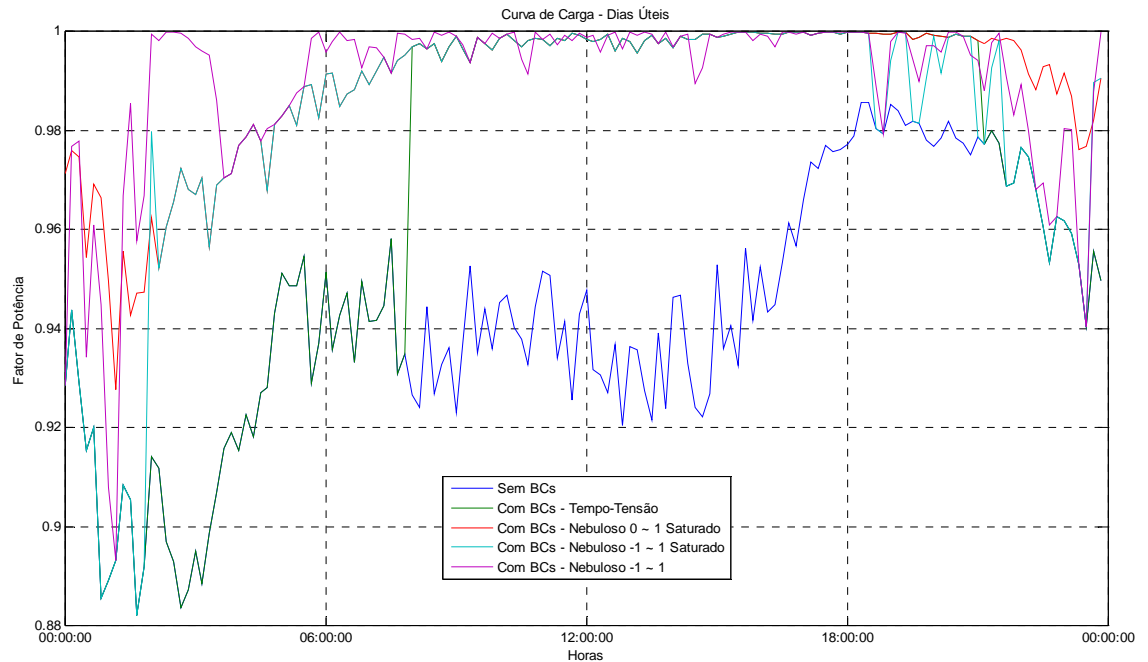


Figura 5.70 – Fator de potência para curva de carga 3 em dias úteis – Sistema 70 barras.

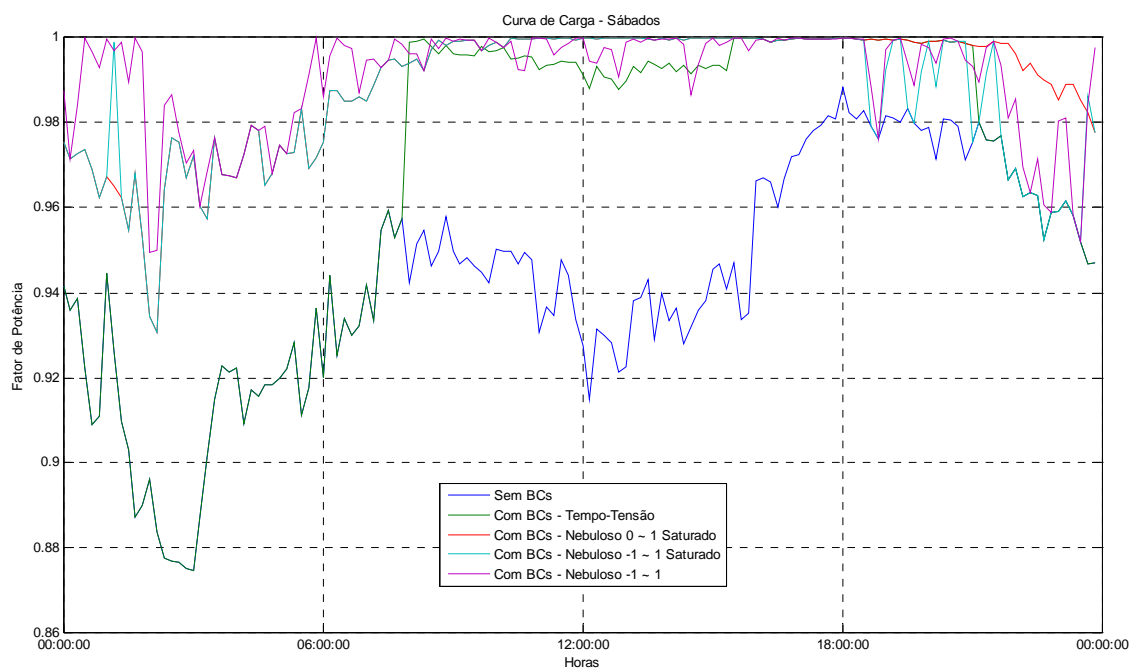


Figura 5.71 – Fator de potência para curva de carga 3 em sábados – Sistema 70 barras.

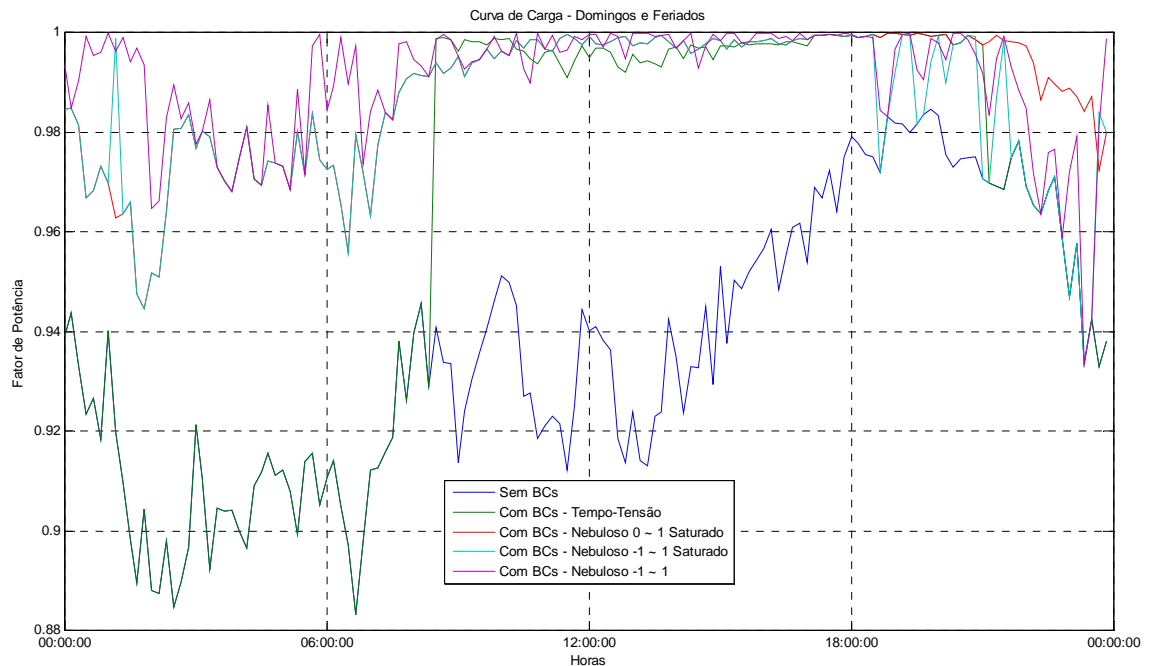


Figura 5.72 – Fator de potência para curva de carga 3 em domingos e feriados – Sistema 70 barras.

Observa-se nas Figuras 5.70 a 5.72 o fator de potência global para as cinco simulações, destacando o melhor desempenho do controlador nebuloso 0 ~ 1 saturado nos períodos de carga leve nos dias úteis.

O índice de DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária está apresentado nas Tabelas 5.7 a 5.9, destacando apenas as barras que apresentam problemas de nível de tensão. Já o índice de DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica é nulo para todas as barras do sistema.

Tabela 5.7 – Duração relativa da transgressão de tensão precária para o sistema de 70 barras - Curva de Carga 1

Tipos de controle dos BCs	DRP [%]					
	Barras					
	61	62	63	64	65	66
Sem BCs	0,10	3,17	3,37	3,47	5,65	6,75
Tempo-tensão	0,00	0,10	0,10	0,10	2,18	2,18
Nebuloso 0 ~ 1 saturado com acumulador	0,00	0,10	0,10	0,10	2,18	2,18
Nebuloso -1 ~ 1 saturado com acumulador	0,00	0,10	0,10	0,10	2,18	2,18
Nebuloso -1 ~ 1 com acumulador	0,00	0,10	0,10	0,10	2,18	2,18

Tabela 5.8 – Duração relativa da transgressão de tensão precária para o sistema de 70 barras - Curva de Carga 2

Tipos de controle dos BCs	DRP [%]					
	Barras					
	61	62	63	64	65	66
Sem BCs	0,10	5,65	7,84	9,03	16,37	17,76
Tempo-tensão	0,00	0,10	0,10	0,10	2,38	2,48
Nebuloso 0 ~ 1 saturado com acumulador	0,00	0,10	0,10	0,10	2,38	2,48
Nebuloso -1 ~ 1 saturado com acumulador	0,00	0,10	0,10	0,10	2,48	2,68
Nebuloso -1 ~ 1 com acumulador	0,00	0,20	0,20	0,20	2,38	2,48

Tabela 5.9 – Duração relativa da transgressão de tensão precária o sistema de 70 barras - Curva de Carga 3

Tipos de controle dos BCs	DRP [%]							
	Barras							
	59	60	61	62	63	64	65	66
Sem BCs	0,10	1,10	3,27	6,35	6,35	6,35	8,53	8,63
Tempo-tensão	0,10	0,10	1,10	4,56	4,56	4,56	5,65	5,75
Nebuloso 0 ~ 1 saturado com acumulador	0,10	0,10	1,10	4,56	4,56	4,56	5,65	5,75
Nebuloso -1 ~ 1 saturado com acumulador	0,10	0,10	1,20	4,76	4,76	4,76	6,94	6,94
Nebuloso -1 ~ 1 com acumulador	0,10	0,10	1,20	4,76	4,86	5,85	6,94	7,04

Analisando os resultados das Tabelas 5.7 a 5.9 pode-se concluir mais uma vez que a estratégia de controle nebuloso 0 ~ 1 saturado foi tão eficaz quanto o sistema tempo-tensão na mitigação de problemas nos níveis de tensão. Isso se deve ao fato dos problemas severos de níveis de tensão ocorrer em períodos de carga média e pesada do sistema, os quais compreendem o horário das 08:00 às 21 horas, no qual o sistema tempo-tensão tende a manter os bancos de capacitores ligados também.

## 5.4 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foram apresentados os testes e resultados do controlador nebuloso de bancos de capacitores para os sistemas de 11 barras e 70 barras, sob diversas situações de alocação dos bancos de capacitores e diferentes curvas de cargas.

Verificou-se no computo geral o melhor desempenho do controlador nebuloso com saída  $[0,1]$  saturado, o qual propiciou uma maior otimização dos reativos nos sistemas e uma melhoria no perfil de tensão dos alimentadores.

# CAPÍTULO VI

## CONCLUSÕES

---

### 6.1 Considerações finais

A solução completa para o problema dos bancos de capacitores envolve além da alocação destes equipamentos no sistema de distribuição, a questão da determinação do tipo de controle do banco e dos ajustes do mesmo. Sendo que, neste trabalho focou o desenvolvimento de um sistema de controle inteligente assumindo que a localização do banco automático e o tamanho são conhecidos.

As cargas em sistemas de distribuição reais estão sujeitas a variações não-simultâneas nos barramentos dos alimentadores de distribuição. Sendo assim, a operação do equipamento, com os ajustes fixados do dispositivo de controle, ao longo de um certo horizonte de tempo, pode não ser suficiente para prover a compensação reativa necessária.

O objetivo principal desse trabalho foi o desenvolvimento de um sistema de controle inteligente para bancos de capacitores automáticos aplicados a alimentadores de distribuição de energia elétrica, o qual foi pautado na melhoria do desempenho do equipamento proporcionando a maior correção dos reativos do sistema e minimizando o número de chaveamentos do banco de capacitores, sem provocar instabilidades nos níveis de tensão do alimentador.

Outro aspecto importante foi a implementação de uma estratégia de controle independente da alocação do banco no sistema e da curva de carga do ponto de instalação, uma vez que os dispositivos de controle atuais exigem medições e análise para configuração dos seus parâmetros de controle. Isso contribui para a diminuição do custo de instalação do equipamento evitando-se medições e estudos.

Atualmente, as Concessionárias de distribuição que aplicam bancos de capacitores automáticos optam pelo controle tempo-tensão, uma vez que o controle por corrente encarece o produto por necessitar de Transformadores de Corrente (TCs). E ainda, deve-se ressaltar que os dispositivos de controle não foram melhorados nas últimas décadas apresentando custo elevado de aquisição e de instalação.

Foram analisados dois circuitos nos estudos desenvolvidos com os controladores para bancos de capacitores automáticos. A tecnologia de controle nebuloso foi escolhida para ser implementada uma vez que a mesma é adequada para implementação em sistemas complexos ou mal definidos (LEE, 1990a), os quais não admitem metodologias de análise quantitativas tradicionais.

Outro aspecto importante do controle nebuloso é a capacidade de generalização dos conceitos envolvidos no processo de controle, o qual torna a aplicação do controlador mais independente do contexto da aplicação.

Analisando os resultados dos dois controladores nebulosos implementados, bem como das diversas estratégias de controle utilizadas para adequar os controladores ao problema de otimização dos reativos em sistemas de distribuição, podem-se destacar os seguintes pontos:

- As principais vantagens do uso do controlador nebuloso são:
  - Não é afetado pela posição de instalação do BC no alimentador de distribuição, nem apresenta diferença de desempenho devido ao tamanho do banco em kvar;
  - Não precisa de novos ajustes caso haja alterações na curva de carga do sistema, operando com bons resultados para diversas curvas de carga diferentes;
  - Apresentou desempenho superior ao sistema de controle tempo-tensão para as diversas curvas de carga nos sistemas simulados;
  - Não precisa de ajustes diferenciados para dias úteis, sábados e domingos e feriados; e

- Propiciou uma melhoria no perfil de tensão nos alimentadores, contribuindo para a mitigação de problemas relacionados à Res. ANEEL Nº 505 (2001).
- As limitações do controlador nebuloso desenvolvido são:
  - É necessária a inserção de mais uma variável no controlador, a corrente no ponto de instalação, para que se possa definir estratégias mais complexas que evitem a sobrecompensação do sistema; e
  - A implementação do controlador nebuloso em um sistema para operar em tempo real exige a otimização do código fonte para melhorar o tempo de processamento da base de regras.

## 6.2 Desenvolvimentos futuros

Para os desenvolvimentos futuros vislumbra-se a possibilidade de implementar o controlador nebuloso em um sistema real, uma vez que há a necessidade de se melhorar o desempenho dos bancos de capacitores automáticos aplicados em alimentadores de distribuição e o custo de implementação desse controlador em uma plataforma de *hardware* microprocessado não é fator limitante.

Para essa implementação será estudado a disponibilização dos sinais do ponto de instalação na rede de distribuição das três correntes, além dos sinais das três tensões, do ponto de instalação do BC na rede de distribuição, o que possibilitaria o desenvolvimento de uma estratégia de controle mais complexa e poderosa, em termos de otimização dos reativos no sistema de distribuição prevenindo a sobrecompensação do sistema.

Por fim pode-se implementar um método de otimização do controlador nebuloso para melhorar o seu desempenho, por exemplo o Método Simplex de Nelder-Mead (LAGARIAS, *et al.*, 1998).



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução ANEEL Nº 456**, 29 de Novembro de 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução ANEEL Nº 505**, 26 de Novembro de 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica**, Abril de 2006.

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

AOKI, A.R. **Notas de Aula da Disciplina Inteligência Artificial**, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, Curso Inteligência Artificial Aplicada, 2005.

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

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

BROWN M.; HARRIS C. **Neurofuzzy Adaptive Modeling and Control**. Editora Prentice Hall, 1995. 508 p.

CAUSEY, R.L.: **Logic, Sets, and Recursion**, 2<sup>nd</sup> Edition. Boston: Jones and Bartlett Publishers, 2006. 512 p.

CHANG, C.-F.; WONG, J.-J.; CHIOU, J.-P.; SU, C.-T. Robust Searching Hybrid Differential Evolution Method for Optimal Reactive Power Planning in Large-scale Distribution Systems. **Electric Power Systems Research**, Vol. 77, 2007. p. 430-437.

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

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

CHIN, H.-C. Optimal Shunt Capacitor Allocation by Fuzzy Dynamic Programming. **Electric Power Systems Research**, Vol. 35, 1995. p. 133-139.

CHIOU, J.-P.; CHANG, C.-F.; SU, C.-T. Ant Direction Hybrid Differential Evolution for Solving Large Capacitor Placement Problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 19, No. 4, 2004. p. 1794-1800.

CHUNG, T.S.; LEUNG, H.C. A Genetic Algorithm Approach in Optimal Capacitor Selection with Harmonic Distortion Considerations. **Electric Power Systems Research**, Vol. 21, 1999. p. 561-569.

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

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

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

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.

HSIAO, Y.-T.; CHEN, C.-H.; CHIEN, C.-C. Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems using a Combination Fuzzy-GA Method. **Electric Power & Energy Systems**, Vol. 26, 2004. p. 501-508.

HSU, Y.-Y.; LU, F.-C. A Combined Artificial Neural Network-Fuzzy Dynamic Programming Approach to Reactive Power/Voltage Control in a Distribution Substation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 13, No. 4, 1998. p. 1265-1271.

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

KALYUZHNY, A.; LEVITIN, G.; ELMAKIS, D.; BEN-HAIM, H. System approach to shunt capacitor allocation in radial distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Vol. 56, 2000. p. 51-60.

LAGARIAS, J.C.; REEDS, J.A.; WRIGHT, M.H.; WRIGHT, P.E. Convergence Properties of the Nelder-Mead Simplex Method in Low Dimensions. **SIAM Journal of Optimization**, Vol. 9 Number 1, pp. 112-147, 1998.

LEE, C.C. Fuzzy Logic in Control Systems: Fuzzy Logic Controller – Part I. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics**, Vol. 20, No. 2, 1990a. p. 404-418.

LEE, C.C. Fuzzy Logic in Control Systems: Fuzzy Logic Controller – Part II. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics**, Vol. 20, No. 2, 1990b. p. 419-435.

LIANG, R.-H.; WANG, Y.-S. Fuzzy-Based Reactive Power and Voltage Control in a Distribution System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 18, No. 2, April 2003. p. 610-618.

MAMDANI, E.H. Application of Fuzzy Logic to Approximate Reasoning Using Linguistic Synthesis. **IEEE Transactions on Computers**, Vol. c-26, No. 12, 1977. p. 1182-1191.

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

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

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

REZENDE, S.O. Sistemas Fuzzy. In: **Sistemas Inteligentes: Fundamentos e Aplicações**. Editora Manole, Barueri, SP, 2003. p. 169-201.

RIZY, D.T.; LAWLER, J.S.; PATTON, J.B.; NELSON, W.R. Measuring and Analyzing the Impact of Voltage and Capacitor Control with High Speed Data Acquisition. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 4, No. 1, 1989. p. 704-714.

SANDRINI, F.T. Otimização de Banco de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica usando Algoritmos Genéticos e Nuvem de Partículas. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba/PR, 2005.

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.

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

SRINIVAS, M.S. Distribution Load Flows; A Brief Review. **Proceedings of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, Vol. 2, 2000. p. 942-945.

SU, C.-T.; LII, G.-R.; TSAI, C.-C. Optimal Capacitor Allocation Using Fuzzy Reasoning and Genetic Algorithms for Distribution Systems. *Mathematical and Computer Modeling*, Vol. 33, 2001. p. 745-757.

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

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

WANG, J.-C.; CHIANG, H.-D.; MIU, K.N.; DARLING, G. Capacitor Placement and Real Time Control in Large-scale Unbalanced Distribution Systems: Loss Reduction Formula, Problem Formulation, Solution Methodology and Mathematical Justification. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, 1997. p. 953-958.

WANG, J.-C.; CHIANG, H.-D.; MIU, K.N.; DARLING, G. Capacitor Placement and Real Time Control in Large-scale Unbalanced Distribution Systems: Numerical Studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, 1997. p. 959-964.

YU, X.-M.; XIONG, X.-Y.; WU, Y.-W. A PSO-based Approach to Optimal Capacitor Placement with Harmonic Distortion Consideration. *Electric Power Systems Research*, Vol. 71, 2004. p. 27-33.

ZADEH, L.A. Fuzzy Sets. *Information and Control*, Vol. 8, 1965. p. 338-353.

ZADEH, L.A. Outline of a New Approach to the Analysis of Complex Systems and Decision Processes. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, Vol. SMC-3, No. 1, 1973. p. 28-44.

# ANEXO A

## FLUXO DE POTÊNCIA

---

### A.1 Introdução

Atualmente existem diversos métodos para a solução de problemas de fluxo de potência, tais como Newton-Raphson, Desacoplado Rápido, método *Forward / Backward Sweep* (varredura direta / reversa), etc., porém nem todos apresentam desempenho adequado na solução de problemas de sistemas de distribuição radiais.

A escolha de uma metodologia adequada para o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição com topologia radial deve levar em consideração características do circuito como, por exemplo, a baixa relação X/R (reatância / resistência) dos parâmetros dos alimentadores. Outras características de circuito a serem consideradas são as impedâncias relativamente baixas nos pequenos trechos das linhas associados a outros com valores de impedância relativamente altos, pois essas características podem afetar a convergência dos métodos de solução, aumentando o número de iterações ou, resultando na divergência do processo de iteração.

Os métodos de maior eficácia na solução de problemas com fluxo de potência em redes de distribuição radiais estão divididos em duas grandes categorias (SRINIVAS, 2000):

- Métodos de varredura direta e reversa;
- Métodos baseados na matriz impedância nodal implícita.

Os métodos de varredura direta e reversa têm recomendação principalmente para sistemas puramente radiais, podendo ser adaptados também para sistemas radiais fracamente malhados (composto de algumas poucas malhas).

O procedimento de cálculo na varredura reversa consiste basicamente em, usar uma estimativa inicial das tensões para calcular as correntes e os fluxos nas linhas, partindo-se dos nós extremos até o nó raiz. Tendo em mãos os resultados do fluxo de corrente e tensão nas barras, são recalculadas as tensões nas barras no sentido direto (em direção aos nós extremos). Esse procedimento iterativo é realizado até que a diferença de dois valores de uma determinada variável não ultrapasse um valor de tolerância pré-estabelecido.

Os métodos baseados em matriz de impedância nodal implícita são baseados na formação da matriz de admitância nodal e injeções de corrente para resolver a rede, tendo formulação mais adequada em sistemas malhados.

A seguir é mostrado o estudo de um método de varredura determinado por SHIRMOHAMMADI *et al.* (1988) devido ao seu bom desempenho em sistemas elétricos radiais fracamente malhados e sua simples implementação computacional, quando em comparação com outros métodos.

## A.2 Método de varredura direta / reversa

O método de varredura direta / reversa é um processo que utiliza sucessivas varreduras no sistema até encontrar a solução e é constituído basicamente de quatro partes.

Inicialmente, antes da aplicação do método de fluxo de potência, deve-se se certificar de que a rede de distribuição elétrica seja radial (caso contrário deverá ser feita uma conversão para a topologia radial), a qual permitirá a eficácia do algoritmo na solução do fluxo de potência em questão.

Tendo em mãos a topologia puramente radial da rede, pode-se partir então para a primeira parte do algoritmo, que consiste em separar o sistema radial em camadas, numerando os ramos em camadas a partir do nó da subestação (nó raiz), conforme a Figura A.1 a seguir.

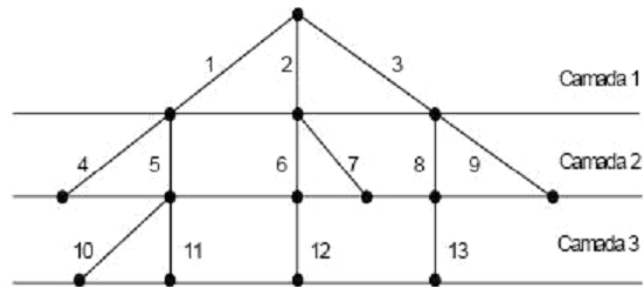


Figura A.1 – Camadas de um sistema radial.

Realizada a separação em camadas do sistema pode-se partir para a segunda parte, em que são calculadas as injeções de correntes em cada barra do sistema segundo a Equação (A.1), neste passo são mantidas fixas as tensões nodais.

$$I_i^{(k)} = (S_i / V_i^{(k-1)})^* - Y_i V_i^{(k-1)}, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (A.1)$$

onde:  $V_i^{(k-1)}$  é a tensão nodal  $i$  calculada durante a iteração  $(k-1)$ ;

$S_i$  é a injeção de potência especificada no nó  $i$ ;

$Y_i$  é o somatório de todos os elementos shunt do nó  $i$ .

A terceira parte (varredura reversa) consiste no cálculo dos somatórios das correntes (aplicação da Lei de Kirchhoff do somatório das correntes) em todos os ramos do sistema, tendo início na última camada até chegar à primeira, conforme a Equação (A.2).

$$J_L^{(k)} = -I_{Lx}^{(k)} + \sum \text{Correntes nos ramos oriundos do nó } Lx \text{ para } L = b, b-1, \dots, 1. \quad (A.2)$$

onde:  $J_L^{(k)}$  é a corrente no ramo  $L$ .

$I_{Lx}^{(k)}$  é a corrente injetada no nó  $Lx$ .

Na quarta parte (varredura direta), as tensões nodais são atualizadas, partindo da primeira camada até chegar à última camada, segundo a Equação (A.3).

$$V_{L2}^{(k)} = V_{L1}^{(k)} - Z_L J_L^{(k)}, \quad L = 1, 2, \dots, b. \quad (A.3)$$

onde:  $Z_L$  é a impedância série do ramo  $L$ .



O critério de convergência a ser utilizado na solução do algoritmo é através do valor do erro da potência encontrado nas barras da rede (parte ativa e reativa) entre as iterações realizadas pelo algoritmo. A injeção de potência para o nó  $i$  na iteração  $k$  é calculada de acordo com Equação (A.4).

$$S_i^{(k)} = V_i^{(k)} (I_i^{(k)})^* - Y_i |V_i^{(k)}|^2 \quad (\text{A.4})$$

A parte ativa e a parte reativa da potência nas barras  $i$  são calculadas conforme o equacionamento mostrado em (A.5).

$$\begin{aligned} \Delta P_i^{(k)} &= \text{Re} [S_i^{(k)} - S_i] \\ \Delta Q_i^{(k)} &= \text{Im} [S_i^{(k)} - S_i] \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

para  $i = 1, 2, \dots, n$ .

A segunda, terceira e quarta partes do algoritmo são repetidas até que o critério de convergência seja alcançado. O fluxograma do algoritmo para solução de fluxo de potência em redes radiais é mostrado na Figura A.2.

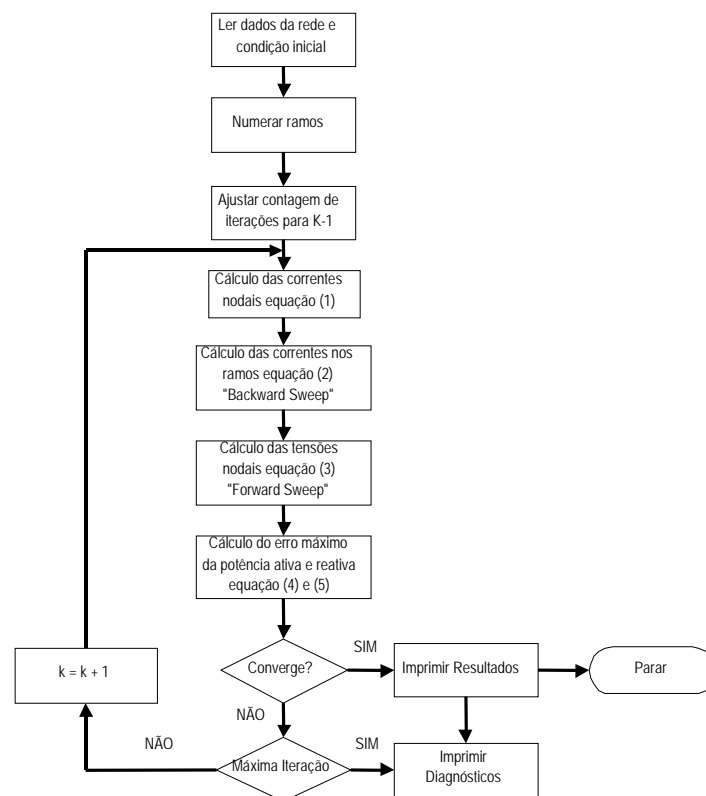


Figura A.2 – Algoritmo para solução de fluxo de potência em redes radiais.

Algoritmo:

- Passo 1:** Levantar dos dados e condições iniciais da rede.
- Passo 2:** Numerar os Ramos.  
Separação das diversas camadas do sistema do sistema radial conforme a Figura (A.1).
- Passo 3:** Ajustar o contador de iterações para  $k = 1$ .
- Passo 4:** Cálculo das correntes de carga conforme a Equação (A.1).
- Passo 5:** Aplicar varredura reversa, Equação (A.2).
- Passo 6:** Aplicar varredura direta, Equação (A.3).
- Passo 7:** Testar Convergência, Equações (A.4) e (A.5).  
Se convergência alcançada, vá passo 8.  
Senão, vá para o passo 9.
- Passo 8:** Imprimir os resultados e parar.
- Passo 9:** Testar o número máximo de iterações.  
Se ultrapassar, imprimir diagnósticos e parar.  
Senão  $k = k + 1$  e volta ao passo 4.

# ANEXO B

## CURVAS DE CARGA

### B.1 Introdução

As curvas de cargas utilizadas nas simulações foram retiradas de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos e são apresentadas na tabela B.1.

### B.2 Residencial baixa renda

Tabela B.1 – Dados da curva de carga – Residencial baixa renda

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
00:00:00	0,361	0,177	0,457	0,179	0,413	0,190
00:10:00	0,460	0,181	0,423	0,167	0,458	0,184
00:20:00	0,383	0,183	0,418	0,181	0,409	0,189
00:30:00	0,280	0,160	0,371	0,191	0,351	0,190
00:40:00	0,359	0,171	0,335	0,186	0,371	0,177
00:50:00	0,286	0,204	0,334	0,182	0,375	0,188
01:00:00	0,257	0,173	0,463	0,164	0,438	0,170
01:10:00	0,231	0,148	0,370	0,170	0,352	0,162
01:20:00	0,314	0,172	0,339	0,181	0,326	0,178
01:30:00	0,289	0,163	0,287	0,167	0,286	0,185
01:40:00	0,250	0,179	0,306	0,207	0,249	0,154
01:50:00	0,253	0,162	0,246	0,173	0,270	0,176
02:00:00	0,322	0,169	0,235	0,153	0,253	0,179
02:10:00	0,322	0,170	0,239	0,158	0,251	0,173
02:20:00	0,291	0,177	0,249	0,176	0,246	0,169
02:30:00	0,234	0,177	0,272	0,203	0,253	0,183
02:40:00	0,237	0,176	0,260	0,188	0,242	0,185
02:50:00	0,219	0,162	0,252	0,187	0,264	0,188
03:00:00	0,220	0,169	0,248	0,190	0,315	0,155
03:10:00	0,232	0,173	0,220	0,150	0,303	0,179
03:20:00	0,211	0,145	0,214	0,145	0,243	0,179

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
03:30:00	0,228	0,172	0,235	0,177	0,232	0,165
03:40:00	0,229	0,165	0,215	0,147	0,222	0,157
03:50:00	0,241	0,172	0,220	0,149	0,225	0,160
04:00:00	0,241	0,177	0,240	0,159	0,243	0,184
04:10:00	0,226	0,158	0,231	0,166	0,241	0,184
04:20:00	0,251	0,170	0,245	0,171	0,229	0,157
04:30:00	0,239	0,162	0,255	0,175	0,209	0,146
04:40:00	0,225	0,153	0,221	0,148	0,237	0,162
04:50:00	0,333	0,155	0,237	0,161	0,234	0,175
05:00:00	0,356	0,166	0,256	0,173	0,231	0,164
05:10:00	0,310	0,167	0,252	0,161	0,234	0,154
05:20:00	0,217	0,139	0,228	0,144	0,265	0,195
05:30:00	0,316	0,169	0,239	0,179	0,235	0,171
05:40:00	0,288	0,205	0,240	0,157	0,299	0,185
05:50:00	0,272	0,150	0,314	0,143	0,257	0,162
06:00:00	0,459	0,182	0,288	0,174	0,235	0,158
06:10:00	0,367	0,185	0,370	0,165	0,239	0,144
06:20:00	0,297	0,131	0,276	0,166	0,210	0,142
06:30:00	0,372	0,139	0,297	0,164	0,209	0,139
06:40:00	0,353	0,154	0,262	0,169	0,222	0,184
06:50:00	0,480	0,171	0,328	0,192	0,206	0,158
07:00:00	0,346	0,167	0,300	0,148	0,204	0,132
07:10:00	0,316	0,184	0,299	0,183	0,228	0,168
07:20:00	0,392	0,189	0,449	0,195	0,260	0,186
07:30:00	0,378	0,151	0,491	0,183	0,269	0,176
07:40:00	0,305	0,195	0,492	0,201	0,389	0,174
07:50:00	0,350	0,183	0,467	0,167	0,324	0,178
08:00:00	0,298	0,179	0,312	0,174	0,329	0,170
08:10:00	0,310	0,197	0,344	0,161	0,389	0,167
08:20:00	0,395	0,175	0,338	0,137	0,290	0,177
08:30:00	0,301	0,207	0,405	0,192	0,388	0,186
08:40:00	0,265	0,154	0,531	0,232	0,361	0,165
08:50:00	0,332	0,183	0,508	0,204	0,368	0,172
09:00:00	0,330	0,243	0,474	0,212	0,284	0,200
09:10:00	0,313	0,175	0,471	0,210	0,312	0,175
09:20:00	0,375	0,153	0,478	0,212	0,412	0,184
09:30:00	0,362	0,232	0,419	0,220	0,389	0,177
09:40:00	0,353	0,201	0,329	0,171	0,443	0,198
09:50:00	0,280	0,179	0,342	0,190	0,417	0,162
10:00:00	0,337	0,195	0,488	0,202	0,528	0,154
10:10:00	0,390	0,213	0,436	0,172	0,413	0,141
10:20:00	0,344	0,201	0,550	0,228	0,490	0,188
10:30:00	0,268	0,177	0,448	0,206	0,350	0,191
10:40:00	0,322	0,198	0,442	0,213	0,405	0,222
10:50:00	0,403	0,195	0,387	0,210	0,385	0,212
11:00:00	0,425	0,195	0,317	0,225	0,368	0,187
11:10:00	0,456	0,177	0,394	0,241	0,378	0,199

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
11:20:00	0,366	0,213	0,317	0,221	0,407	0,228
11:30:00	0,419	0,204	0,464	0,236	0,375	0,234
11:40:00	0,360	0,230	0,478	0,232	0,401	0,217
11:50:00	0,484	0,211	0,347	0,215	0,450	0,202
12:00:00	0,479	0,196	0,339	0,251	0,544	0,228
12:10:00	0,319	0,177	0,300	0,259	0,452	0,197
12:20:00	0,356	0,195	0,353	0,199	0,482	0,192
12:30:00	0,376	0,231	0,402	0,241	0,486	0,193
12:40:00	0,345	0,177	0,398	0,236	0,380	0,215
12:50:00	0,297	0,222	0,386	0,256	0,321	0,226
13:00:00	0,366	0,201	0,333	0,255	0,341	0,193
13:10:00	0,328	0,175	0,343	0,216	0,321	0,218
13:20:00	0,307	0,210	0,460	0,233	0,366	0,207
13:30:00	0,298	0,227	0,409	0,195	0,414	0,208
13:40:00	0,361	0,191	0,316	0,192	0,445	0,228
13:50:00	0,304	0,206	0,441	0,219	0,439	0,209
14:00:00	0,373	0,161	0,325	0,197	0,341	0,199
14:10:00	0,448	0,174	0,430	0,229	0,327	0,228
14:20:00	0,326	0,187	0,298	0,189	0,356	0,200
14:30:00	0,286	0,197	0,374	0,234	0,404	0,190
14:40:00	0,350	0,241	0,394	0,207	0,507	0,206
14:50:00	0,356	0,217	0,408	0,214	0,380	0,233
15:00:00	0,484	0,174	0,551	0,221	0,580	0,198
15:10:00	0,352	0,212	0,586	0,227	0,386	0,192
15:20:00	0,386	0,207	0,457	0,220	0,532	0,202
15:30:00	0,375	0,214	0,529	0,207	0,488	0,185
15:40:00	0,523	0,192	0,432	0,230	0,469	0,195
15:50:00	0,404	0,202	0,401	0,214	0,537	0,185
16:00:00	0,486	0,192	0,756	0,170	0,559	0,201
16:10:00	0,430	0,186	0,544	0,197	0,616	0,222
16:20:00	0,466	0,189	0,570	0,180	0,462	0,213
16:30:00	0,478	0,195	0,582	0,213	0,500	0,190
16:40:00	0,663	0,216	0,638	0,197	0,587	0,200
16:50:00	0,535	0,204	0,780	0,191	0,686	0,207
17:00:00	0,753	0,224	0,817	0,226	0,473	0,215
17:10:00	0,839	0,198	0,894	0,194	0,737	0,217
17:20:00	0,740	0,202	0,956	0,179	0,788	0,205
17:30:00	0,909	0,198	0,897	0,188	0,962	0,214
17:40:00	1,026	0,209	1,002	0,188	0,794	0,208
17:50:00	0,870	0,190	1,174	0,205	0,975	0,196
18:00:00	1,059	0,218	1,660	0,179	1,069	0,169
18:10:00	1,086	0,191	1,286	0,212	0,861	0,181
18:20:00	1,431	0,189	1,175	0,195	0,928	0,199
18:30:00	1,310	0,163	1,101	0,187	0,987	0,219
18:40:00	0,989	0,175	1,088	0,202	0,828	0,201
18:50:00	0,999	0,192	0,890	0,208	1,269	0,209
19:00:00	1,167	0,150	1,036	0,192	1,100	0,209

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
19:10:00	1,183	0,192	0,954	0,188	1,145	0,206
19:20:00	1,085	0,222	1,012	0,222	1,058	0,198
19:30:00	0,928	0,155	1,057	0,199	1,263	0,220
19:40:00	0,898	0,164	0,910	0,186	1,204	0,194
19:50:00	1,039	0,222	0,784	0,184	1,139	0,171
20:00:00	0,845	0,181	0,914	0,216	1,076	0,185
20:10:00	0,844	0,179	0,749	0,206	0,819	0,214
20:20:00	0,960	0,172	1,072	0,186	0,682	0,158
20:30:00	0,908	0,187	0,957	0,174	0,724	0,176
20:40:00	0,850	0,180	0,990	0,185	0,918	0,216
20:50:00	0,827	0,198	0,714	0,190	0,808	0,177
21:00:00	0,834	0,160	0,706	0,185	0,634	0,171
21:10:00	0,764	0,154	0,794	0,157	0,696	0,191
21:20:00	0,850	0,178	0,761	0,185	0,817	0,228
21:30:00	0,743	0,167	0,946	0,205	0,670	0,202
21:40:00	0,649	0,177	0,923	0,197	0,746	0,183
21:50:00	0,679	0,190	0,659	0,207	0,801	0,161
22:00:00	0,785	0,183	0,629	0,180	0,739	0,205
22:10:00	0,639	0,168	0,550	0,183	0,657	0,188
22:20:00	0,607	0,160	0,614	0,193	0,536	0,155
22:30:00	0,593	0,198	0,601	0,188	0,636	0,172
22:40:00	0,551	0,224	0,519	0,193	0,622	0,158
22:50:00	0,509	0,157	0,555	0,183	0,541	0,185
23:00:00	0,598	0,186	0,486	0,166	0,524	0,198
23:10:00	0,563	0,178	0,564	0,197	0,582	0,163
23:20:00	0,470	0,153	0,572	0,188	0,417	0,194
23:30:00	0,379	0,166	0,471	0,188	0,475	0,178
23:40:00	0,516	0,162	0,471	0,188	0,377	0,155
23:50:00	0,546	0,190	0,449	0,174	0,437	0,194

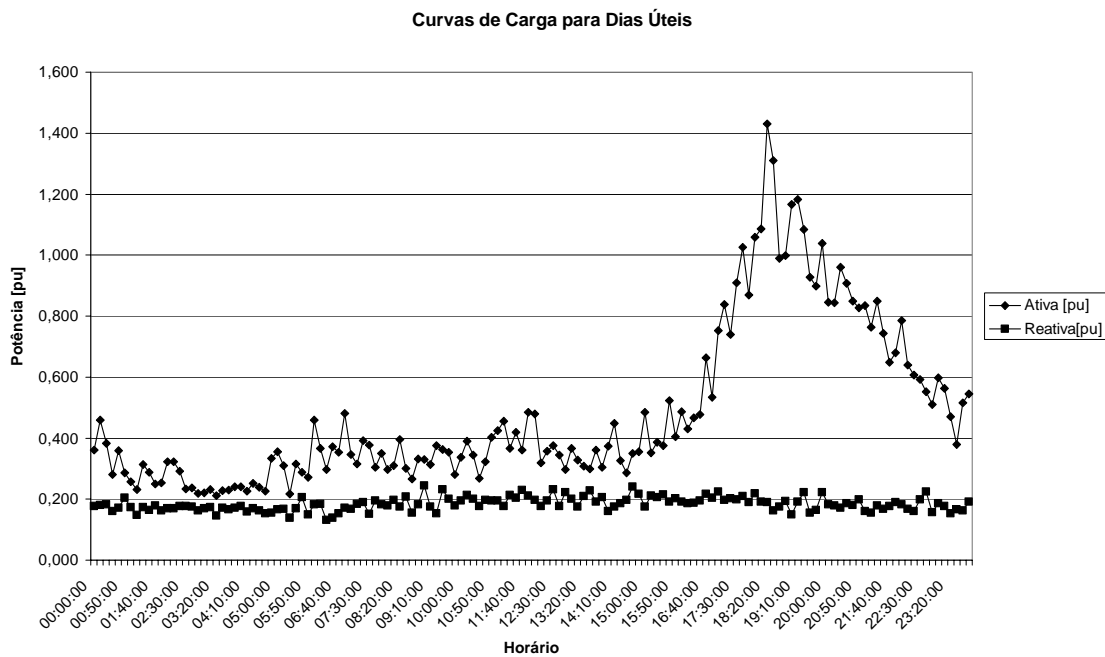


Figura B.1 – Curva de carga – Dias úteis – Residencial baixa renda.

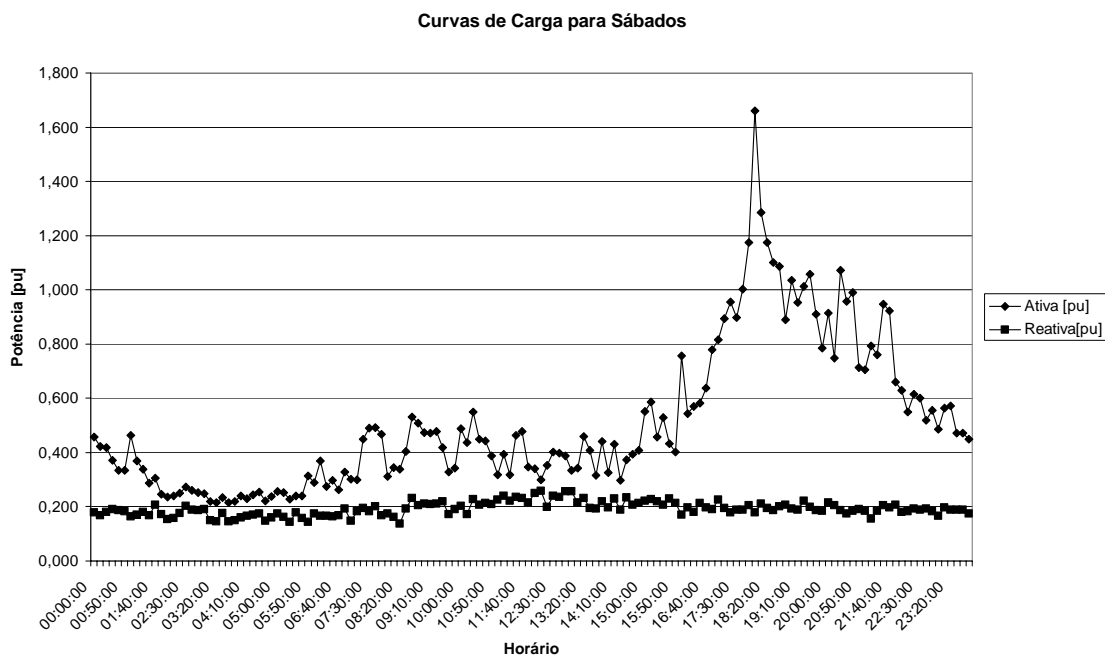


Figura B.2 – Curva de carga – Sábados – Residencial baixa renda.

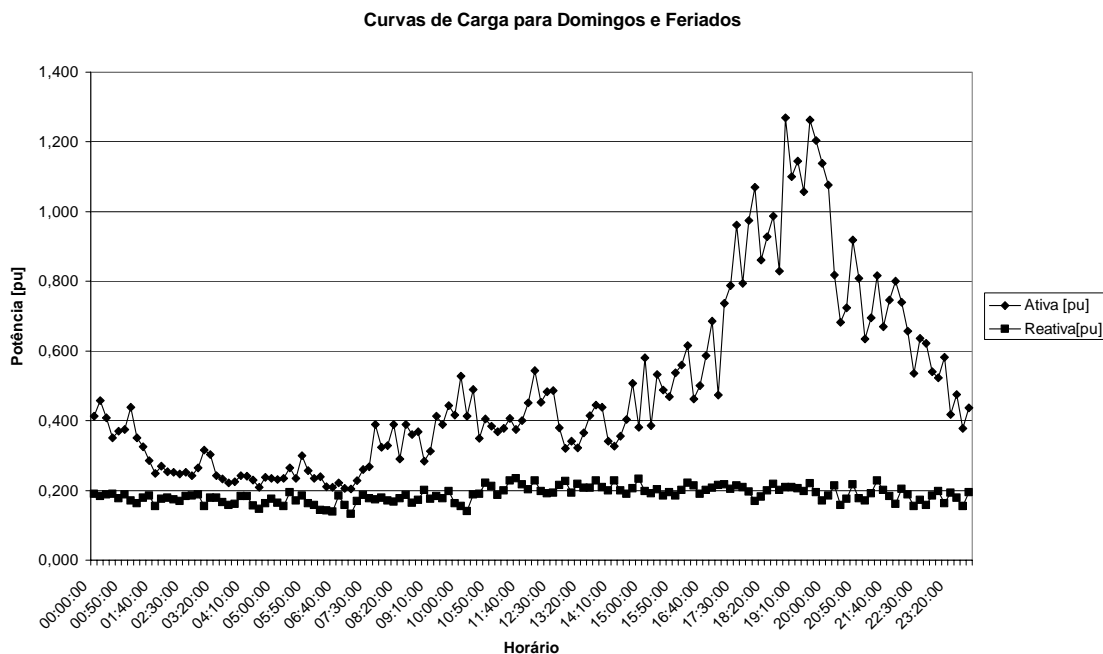


Figura B.3 – Curva de carga – Domingos / Feriados – Residencial baixa renda.

Verifica-se nas Figuras B.1 a B.3 um comportamento de baixa carga ativa em praticamente todo o período do dia excetuando-se o horário de pico compreendido entre 18:00 e 21:00 horas.

Já as cargas reativas quase não sofrem alteração ao longo de todo o dia, uma vez que esse consumidor não possui uma diversidade grande de cargas eletrônicas, o que implica que o nível encontrado é basicamente relativo ao funcionamento de geladeiras. Na tabela B.2 são mostrados os dados de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos para consumidores residenciais de média renda.

## B.2 Residencial média renda

Tabela B.2 – Dados da curva de carga – Residencial média renda

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
00:00:00	0,411	0,236	0,325	0,193	0,545	0,246
00:10:00	0,377	0,221	0,318	0,216	0,500	0,257
00:20:00	0,407	0,242	0,370	0,185	0,432	0,223
00:30:00	0,390	0,237	0,364	0,207	0,368	0,187
00:40:00	0,335	0,254	0,317	0,211	0,358	0,214



Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
00:50:00	0,327	0,252	0,278	0,207	0,338	0,243
01:00:00	0,312	0,240	0,267	0,178	0,331	0,215
01:10:00	0,304	0,237	0,315	0,206	0,330	0,247
01:20:00	0,298	0,230	0,280	0,212	0,337	0,236
01:30:00	0,287	0,221	0,296	0,199	0,373	0,238
01:40:00	0,293	0,219	0,287	0,215	0,306	0,234
01:50:00	0,324	0,248	0,297	0,224	0,322	0,180
02:00:00	0,342	0,234	0,291	0,197	0,327	0,214
02:10:00	0,283	0,218	0,248	0,188	0,328	0,225
02:20:00	0,302	0,235	0,251	0,203	0,386	0,230
02:30:00	0,327	0,206	0,257	0,196	0,323	0,224
02:40:00	0,296	0,230	0,276	0,219	0,291	0,228
02:50:00	0,324	0,228	0,252	0,196	0,291	0,234
03:00:00	0,361	0,205	0,278	0,210	0,266	0,209
03:10:00	0,322	0,211	0,305	0,211	0,272	0,212
03:20:00	0,301	0,214	0,273	0,199	0,283	0,229
03:30:00	0,295	0,223	0,247	0,173	0,274	0,225
03:40:00	0,296	0,224	0,262	0,199	0,267	0,220
03:50:00	0,292	0,215	0,248	0,184	0,245	0,191
04:00:00	0,319	0,227	0,240	0,160	0,248	0,196
04:10:00	0,374	0,225	0,257	0,188	0,269	0,217
04:20:00	0,324	0,250	0,273	0,201	0,273	0,215
04:30:00	0,322	0,220	0,264	0,184	0,278	0,218
04:40:00	0,335	0,198	0,244	0,157	0,273	0,203
04:50:00	0,353	0,220	0,259	0,173	0,259	0,188
05:00:00	0,432	0,205	0,301	0,181	0,316	0,212
05:10:00	0,490	0,230	0,269	0,169	0,276	0,215
05:20:00	0,641	0,231	0,411	0,202	0,247	0,207
05:30:00	0,623	0,202	0,348	0,206	0,303	0,176
05:40:00	0,433	0,192	0,259	0,182	0,318	0,215
05:50:00	0,421	0,229	0,237	0,169	0,260	0,219
06:00:00	0,381	0,201	0,241	0,180	0,303	0,195
06:10:00	0,350	0,252	0,416	0,196	0,326	0,198
06:20:00	0,401	0,259	0,448	0,209	0,270	0,195
06:30:00	0,360	0,258	0,414	0,198	0,209	0,176
06:40:00	0,280	0,267	0,397	0,218	0,235	0,202
06:50:00	0,336	0,227	0,308	0,171	0,299	0,207
07:00:00	0,403	0,225	0,390	0,204	0,270	0,198
07:10:00	0,462	0,222	0,396	0,195	0,290	0,190
07:20:00	0,454	0,238	0,418	0,178	0,363	0,193
07:30:00	0,463	0,236	0,445	0,195	0,290	0,191
07:40:00	0,372	0,254	0,319	0,205	0,351	0,197
07:50:00	0,291	0,265	0,419	0,214	0,448	0,249
08:00:00	0,343	0,297	0,500	0,240	0,600	0,255
08:10:00	0,341	0,279	0,509	0,230	0,501	0,232
08:20:00	0,353	0,265	0,486	0,246	0,496	0,239
08:30:00	0,357	0,275	0,450	0,241	0,509	0,232

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
08:40:00	0,440	0,300	0,467	0,250	0,384	0,250
08:50:00	0,426	0,301	0,552	0,231	0,385	0,281
09:00:00	0,401	0,268	0,487	0,216	0,428	0,280
09:10:00	0,390	0,277	0,367	0,225	0,406	0,256
09:20:00	0,365	0,248	0,441	0,218	0,336	0,272
09:30:00	0,367	0,231	0,461	0,223	0,394	0,280
09:40:00	0,405	0,235	0,400	0,251	0,453	0,279
09:50:00	0,413	0,268	0,455	0,257	0,461	0,281
10:00:00	0,559	0,272	0,366	0,220	0,348	0,305
10:10:00	0,537	0,286	0,378	0,228	0,599	0,321
10:20:00	0,391	0,258	0,487	0,237	0,557	0,331
10:30:00	0,415	0,271	0,489	0,259	0,524	0,309
10:40:00	0,333	0,264	0,533	0,240	0,490	0,284
10:50:00	0,408	0,267	0,592	0,258	0,420	0,334
11:00:00	0,502	0,258	0,500	0,282	0,364	0,306
11:10:00	0,356	0,249	0,453	0,230	0,323	0,259
11:20:00	0,445	0,270	0,551	0,256	0,400	0,294
11:30:00	0,404	0,260	0,592	0,267	0,457	0,326
11:40:00	0,393	0,273	0,502	0,261	0,477	0,303
11:50:00	0,320	0,279	0,483	0,258	0,568	0,271
12:00:00	0,335	0,265	0,533	0,260	0,454	0,320
12:10:00	0,387	0,295	0,482	0,250	0,530	0,302
12:20:00	0,372	0,292	0,417	0,252	0,477	0,322
12:30:00	0,357	0,282	0,455	0,249	0,416	0,316
12:40:00	0,295	0,242	0,459	0,260	0,426	0,319
12:50:00	0,350	0,265	0,428	0,279	0,513	0,317
13:00:00	0,395	0,241	0,452	0,222	0,455	0,297
13:10:00	0,300	0,241	0,583	0,249	0,429	0,286
13:20:00	0,338	0,242	0,447	0,266	0,364	0,307
13:30:00	0,360	0,262	0,463	0,254	0,470	0,319
13:40:00	0,345	0,231	0,429	0,245	0,438	0,283
13:50:00	0,339	0,266	0,441	0,271	0,598	0,280
14:00:00	0,398	0,246	0,465	0,268	0,619	0,256
14:10:00	0,403	0,287	0,472	0,248	0,596	0,247
14:20:00	0,337	0,248	0,450	0,267	0,513	0,230
14:30:00	0,311	0,237	0,519	0,236	0,443	0,266
14:40:00	0,284	0,235	0,427	0,257	0,479	0,248
14:50:00	0,316	0,275	0,552	0,296	0,595	0,251
15:00:00	0,387	0,247	0,451	0,268	0,502	0,259
15:10:00	0,392	0,208	0,406	0,255	0,562	0,247
15:20:00	0,437	0,234	0,548	0,282	0,530	0,262
15:30:00	0,402	0,256	0,531	0,300	0,506	0,255
15:40:00	0,590	0,270	0,525	0,284	0,657	0,264
15:50:00	0,511	0,292	0,607	0,286	0,447	0,259
16:00:00	0,518	0,258	0,556	0,277	0,631	0,249
16:10:00	0,414	0,277	0,848	0,252	0,650	0,218
16:20:00	0,376	0,257	0,619	0,242	0,570	0,209

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
16:30:00	0,561	0,271	0,545	0,244	0,672	0,241
16:40:00	0,577	0,271	0,622	0,243	0,623	0,237
16:50:00	0,668	0,282	0,656	0,240	0,541	0,238
17:00:00	0,646	0,259	0,740	0,245	0,775	0,230
17:10:00	0,558	0,237	0,653	0,252	0,798	0,249
17:20:00	0,818	0,262	0,746	0,265	0,566	0,263
17:30:00	0,966	0,292	0,997	0,285	0,611	0,253
17:40:00	0,703	0,275	0,939	0,254	0,525	0,272
17:50:00	0,808	0,247	0,732	0,265	0,607	0,250
18:00:00	0,686	0,239	0,839	0,264	0,671	0,273
18:10:00	0,685	0,269	0,682	0,278	0,906	0,239
18:20:00	0,859	0,265	0,622	0,258	0,728	0,241
18:30:00	0,760	0,273	0,832	0,242	0,711	0,257
18:40:00	0,898	0,280	0,637	0,259	0,640	0,243
18:50:00	0,777	0,278	0,766	0,241	0,878	0,238
19:00:00	0,867	0,278	0,905	0,257	1,060	0,234
19:10:00	0,941	0,278	1,032	0,250	0,834	0,218
19:20:00	0,867	0,260	0,994	0,249	0,757	0,239
19:30:00	0,765	0,244	1,040	0,245	0,753	0,239
19:40:00	0,888	0,262	0,824	0,251	0,829	0,246
19:50:00	0,802	0,264	1,021	0,263	0,807	0,226
20:00:00	0,946	0,302	0,957	0,247	0,944	0,244
20:10:00	0,969	0,272	0,875	0,272	0,970	0,252
20:20:00	0,888	0,247	0,825	0,269	0,719	0,249
20:30:00	0,876	0,268	0,809	0,248	0,788	0,234
20:40:00	0,812	0,272	0,727	0,261	0,706	0,244
20:50:00	0,851	0,270	0,755	0,249	0,780	0,266
21:00:00	0,850	0,256	0,915	0,235	0,783	0,243
21:10:00	0,798	0,246	0,913	0,237	0,733	0,244
21:20:00	0,862	0,243	0,822	0,231	0,677	0,247
21:30:00	0,947	0,242	0,622	0,231	0,731	0,226
21:40:00	0,850	0,289	0,647	0,226	0,818	0,222
21:50:00	0,825	0,274	0,759	0,274	0,850	0,257
22:00:00	0,743	0,255	0,723	0,272	0,721	0,267
22:10:00	0,781	0,225	0,754	0,258	0,635	0,248
22:20:00	0,568	0,248	0,681	0,245	0,586	0,236
22:30:00	0,594	0,252	0,590	0,217	0,607	0,229
22:40:00	0,578	0,240	0,576	0,248	0,656	0,222
22:50:00	0,634	0,255	0,523	0,233	0,543	0,217
23:00:00	0,595	0,242	0,591	0,239	0,446	0,244
23:10:00	0,508	0,226	0,627	0,215	0,421	0,253
23:20:00	0,444	0,245	0,525	0,228	0,442	0,238
23:30:00	0,519	0,248	0,582	0,228	0,440	0,259
23:40:00	0,457	0,234	0,448	0,210	0,371	0,239
23:50:00	0,491	0,262	0,438	0,211	0,388	0,204

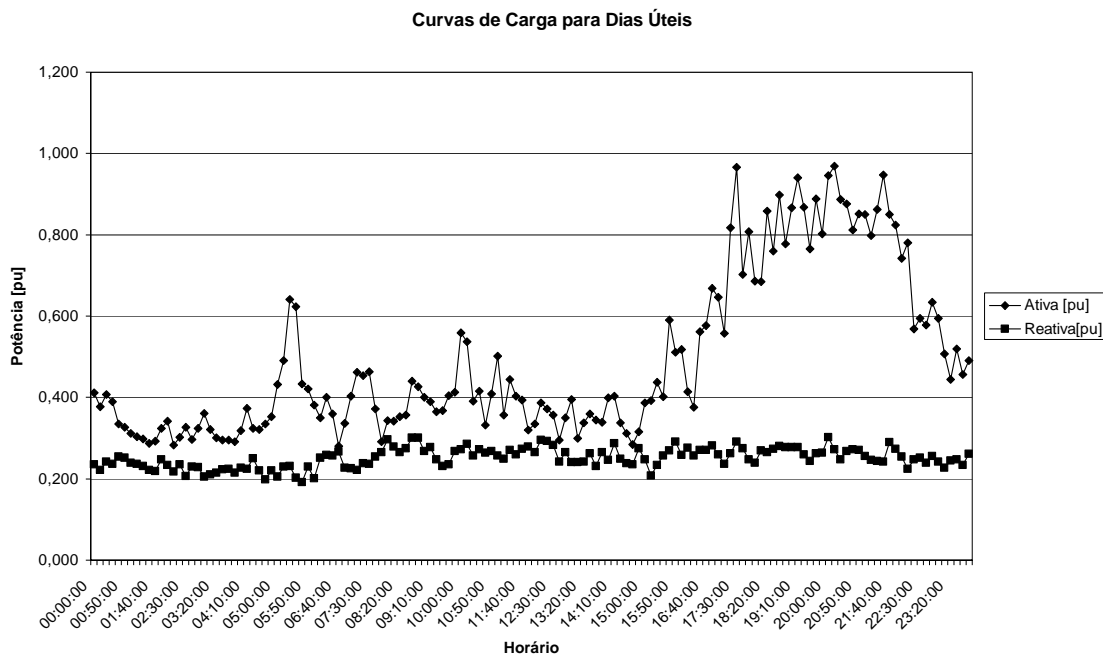


Figura B.4 – Curva de carga – Dias úteis – Residencial média renda.

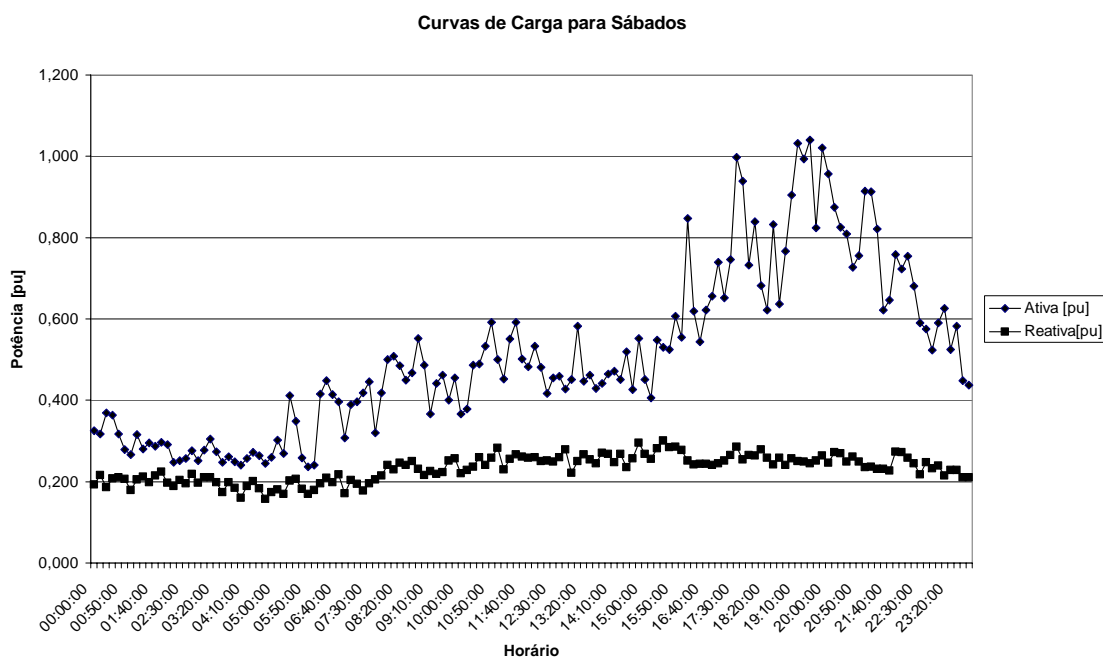


Figura B.5 – Curva de carga – Sábados – Residencial média renda.

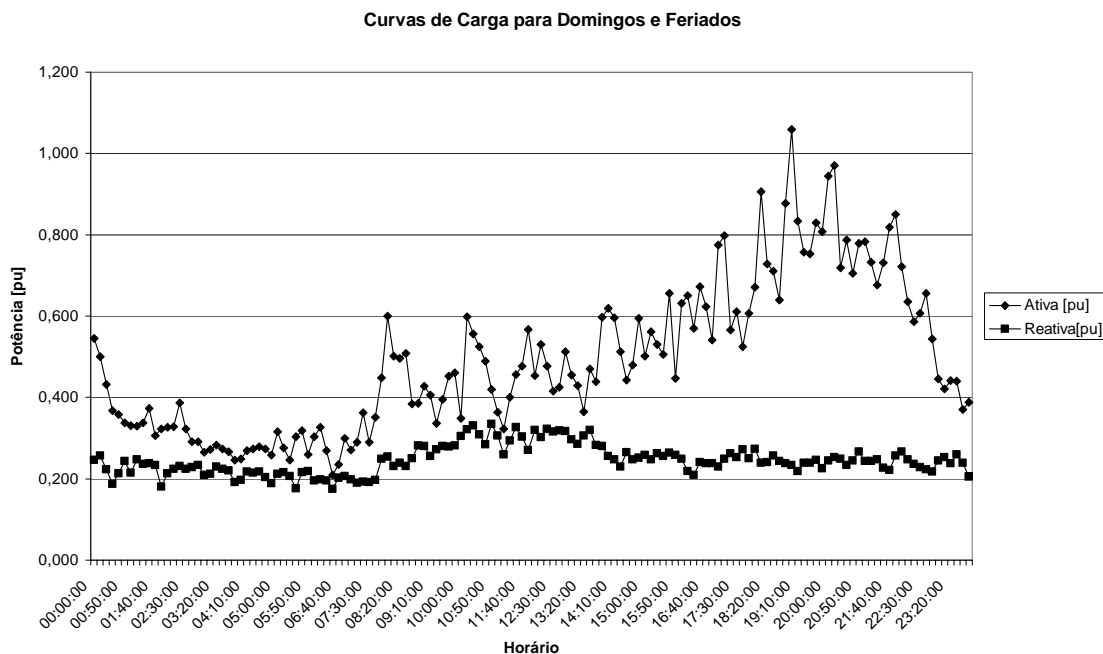


Figura B.6 – Curva de carga – Domingos / Feriados – Residencial média renda.

Nas Figuras B.4 a B.6 observa-se um comportamento um pouco diferenciado dos consumidores do tipo residencial baixa renda, uma vez que há um pequeno aumento da carga reativa ao longo do dia, devido a maior diversidade de cargas eletrônicas neste tipo de instalação.

Há também um aumento da carga ativa, no período diurno que reflete o uso de equipamentos elétricos ao longo do dia, o que pode estar relacionado ao uso de equipamentos eletrodomésticos durante o dia. Na tabela B.3 são mostrados os dados de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos para consumidores residenciais de alta renda.

### B.3 Residencial alta renda

Tabela B.3 – Dados da curva de carga – Residencial alta renda

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
00:00:00	0,794	0,304	0,664	0,251	0,636	0,232
00:10:00	0,782	0,276	0,688	0,260	0,642	0,255
00:20:00	0,717	0,265	0,685	0,264	0,634	0,253
00:30:00	0,751	0,307	0,635	0,250	0,628	0,216
00:40:00	0,711	0,272	0,633	0,243	0,648	0,256

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
00:50:00	0,716	0,277	0,633	0,251	0,673	0,285
01:00:00	0,675	0,293	0,611	0,255	0,653	0,272
01:10:00	0,660	0,292	0,655	0,260	0,636	0,273
01:20:00	0,613	0,274	0,621	0,237	0,590	0,249
01:30:00	0,611	0,259	0,664	0,240	0,606	0,253
01:40:00	0,614	0,286	0,613	0,241	0,577	0,254
01:50:00	0,624	0,267	0,630	0,272	0,564	0,234
02:00:00	0,612	0,263	0,645	0,300	0,559	0,260
02:10:00	0,595	0,234	0,603	0,257	0,562	0,254
02:20:00	0,620	0,252	0,611	0,253	0,554	0,260
02:30:00	0,575	0,250	0,563	0,235	0,549	0,252
02:40:00	0,526	0,271	0,564	0,262	0,549	0,249
02:50:00	0,508	0,261	0,600	0,278	0,581	0,274
03:00:00	0,502	0,242	0,549	0,262	0,601	0,277
03:10:00	0,501	0,241	0,524	0,247	0,546	0,252
03:20:00	0,511	0,266	0,581	0,278	0,545	0,240
03:30:00	0,561	0,267	0,538	0,251	0,609	0,256
03:40:00	0,496	0,234	0,515	0,252	0,592	0,234
03:50:00	0,530	0,246	0,525	0,258	0,596	0,226
04:00:00	0,519	0,271	0,542	0,249	0,607	0,230
04:10:00	0,516	0,266	0,567	0,257	0,573	0,228
04:20:00	0,502	0,243	0,529	0,213	0,588	0,232
04:30:00	0,507	0,231	0,518	0,212	0,612	0,264
04:40:00	0,539	0,239	0,518	0,250	0,597	0,238
04:50:00	0,518	0,249	0,520	0,273	0,569	0,263
05:00:00	0,529	0,272	0,506	0,252	0,497	0,246
05:10:00	0,509	0,264	0,497	0,252	0,487	0,247
05:20:00	0,480	0,249	0,479	0,243	0,484	0,263
05:30:00	0,503	0,253	0,471	0,230	0,451	0,228
05:40:00	0,449	0,266	0,461	0,264	0,375	0,253
05:50:00	0,451	0,252	0,428	0,280	0,348	0,255
06:00:00	0,396	0,242	0,414	0,280	0,348	0,246
06:10:00	0,374	0,263	0,332	0,256	0,365	0,249
06:20:00	0,394	0,268	0,333	0,207	0,334	0,247
06:30:00	0,352	0,199	0,370	0,257	0,354	0,260
06:40:00	0,393	0,212	0,361	0,271	0,351	0,256
06:50:00	0,380	0,248	0,391	0,256	0,373	0,248
07:00:00	0,299	0,234	0,396	0,242	0,339	0,249
07:10:00	0,331	0,234	0,367	0,218	0,333	0,239
07:20:00	0,344	0,222	0,348	0,229	0,338	0,230
07:30:00	0,348	0,232	0,366	0,244	0,322	0,222
07:40:00	0,431	0,278	0,405	0,274	0,294	0,243
07:50:00	0,420	0,247	0,400	0,274	0,289	0,241
08:00:00	0,451	0,264	0,374	0,245	0,317	0,235
08:10:00	0,437	0,261	0,392	0,260	0,333	0,233
08:20:00	0,451	0,257	0,424	0,282	0,333	0,266
08:30:00	0,433	0,296	0,424	0,286	0,353	0,291

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
08:40:00	0,434	0,310	0,384	0,283	0,316	0,262
08:50:00	0,493	0,302	0,390	0,284	0,354	0,304
09:00:00	0,436	0,290	0,423	0,321	0,335	0,275
09:10:00	0,415	0,267	0,424	0,294	0,365	0,264
09:20:00	0,422	0,271	0,453	0,306	0,372	0,252
09:30:00	0,455	0,330	0,451	0,282	0,368	0,269
09:40:00	0,476	0,308	0,481	0,278	0,374	0,251
09:50:00	0,453	0,299	0,485	0,302	0,379	0,274
10:00:00	0,538	0,379	0,505	0,324	0,400	0,310
10:10:00	0,586	0,353	0,491	0,336	0,423	0,300
10:20:00	0,537	0,358	0,489	0,335	0,471	0,357
10:30:00	0,490	0,336	0,517	0,340	0,394	0,305
10:40:00	0,510	0,327	0,594	0,364	0,371	0,320
10:50:00	0,546	0,362	0,537	0,363	0,376	0,306
11:00:00	0,562	0,433	0,469	0,340	0,375	0,296
11:10:00	0,563	0,402	0,451	0,354	0,385	0,324
11:20:00	0,566	0,439	0,512	0,378	0,366	0,295
11:30:00	0,658	0,432	0,577	0,382	0,408	0,309
11:40:00	0,632	0,426	0,518	0,385	0,419	0,340
11:50:00	0,578	0,426	0,575	0,396	0,393	0,312
12:00:00	0,583	0,395	0,495	0,374	0,373	0,306
12:10:00	0,607	0,439	0,464	0,350	0,360	0,295
12:20:00	0,608	0,451	0,397	0,332	0,420	0,285
12:30:00	0,567	0,399	0,413	0,330	0,432	0,281
12:40:00	0,530	0,371	0,418	0,313	0,472	0,261
12:50:00	0,563	0,360	0,365	0,311	0,366	0,263
13:00:00	0,489	0,339	0,326	0,273	0,345	0,280
13:10:00	0,510	0,377	0,422	0,308	0,334	0,262
13:20:00	0,535	0,378	0,390	0,319	0,357	0,299
13:30:00	0,571	0,380	0,380	0,317	0,314	0,281
13:40:00	0,570	0,389	0,437	0,326	0,337	0,298
13:50:00	0,537	0,362	0,447	0,337	0,365	0,315
14:00:00	0,531	0,374	0,415	0,319	0,341	0,276
14:10:00	0,546	0,354	0,448	0,345	0,296	0,273
14:20:00	0,499	0,333	0,458	0,341	0,302	0,274
14:30:00	0,466	0,333	0,443	0,301	0,311	0,287
14:40:00	0,497	0,374	0,478	0,339	0,339	0,269
14:50:00	0,538	0,383	0,535	0,325	0,347	0,313
15:00:00	0,510	0,349	0,493	0,324	0,351	0,330
15:10:00	0,457	0,312	0,570	0,350	0,352	0,298
15:20:00	0,461	0,317	0,577	0,362	0,466	0,308
15:30:00	0,509	0,344	0,500	0,333	0,480	0,320
15:40:00	0,516	0,314	0,584	0,339	0,518	0,312
15:50:00	0,464	0,291	0,553	0,315	0,606	0,328
16:00:00	0,468	0,322	0,462	0,318	0,548	0,303
16:10:00	0,458	0,333	0,460	0,331	0,573	0,317
16:20:00	0,428	0,309	0,458	0,312	0,566	0,319

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
16:30:00	0,423	0,300	0,498	0,318	0,578	0,313
16:40:00	0,418	0,314	0,470	0,322	0,594	0,353
16:50:00	0,439	0,328	0,483	0,332	0,599	0,331
17:00:00	0,440	0,344	0,412	0,318	0,651	0,315
17:10:00	0,365	0,317	0,427	0,293	0,694	0,310
17:20:00	0,437	0,329	0,544	0,283	0,805	0,348
17:30:00	0,493	0,320	0,608	0,323	0,702	0,347
17:40:00	0,553	0,310	0,582	0,332	0,816	0,356
17:50:00	0,449	0,272	0,657	0,310	0,869	0,337
18:00:00	0,533	0,294	0,626	0,303	0,745	0,307
18:10:00	0,554	0,314	0,642	0,260	0,734	0,318
18:20:00	0,726	0,328	0,726	0,308	0,859	0,341
18:30:00	0,736	0,299	0,773	0,323	0,953	0,294
18:40:00	0,886	0,305	0,771	0,294	0,945	0,307
18:50:00	0,908	0,314	0,811	0,265	0,988	0,295
19:00:00	0,904	0,336	0,749	0,237	1,138	0,335
19:10:00	0,767	0,334	0,752	0,263	0,975	0,309
19:20:00	0,853	0,307	0,801	0,303	0,960	0,315
19:30:00	0,838	0,324	0,789	0,307	0,972	0,317
19:40:00	0,828	0,324	0,728	0,306	1,028	0,313
19:50:00	0,744	0,318	0,813	0,297	1,098	0,333
20:00:00	0,802	0,328	0,987	0,281	1,135	0,361
20:10:00	0,834	0,328	0,849	0,289	1,150	0,351
20:20:00	0,950	0,324	0,871	0,316	1,133	0,356
20:30:00	1,036	0,324	0,783	0,315	0,996	0,316
20:40:00	0,853	0,306	0,836	0,294	1,062	0,312
20:50:00	0,899	0,288	0,761	0,253	1,075	0,319
21:00:00	0,930	0,280	0,737	0,228	0,910	0,303
21:10:00	0,859	0,271	0,854	0,274	0,858	0,298
21:20:00	0,778	0,270	0,813	0,273	0,831	0,283
21:30:00	0,767	0,302	0,813	0,263	0,892	0,266
21:40:00	0,744	0,297	0,817	0,235	0,920	0,256
21:50:00	0,750	0,311	0,828	0,225	0,893	0,281
22:00:00	0,773	0,273	0,806	0,236	0,800	0,277
22:10:00	0,839	0,267	0,816	0,253	0,788	0,262
22:20:00	0,821	0,295	0,826	0,236	0,760	0,283
22:30:00	0,815	0,275	0,775	0,227	0,758	0,306
22:40:00	0,784	0,277	0,812	0,205	0,727	0,305
22:50:00	0,760	0,292	0,779	0,205	0,723	0,302
23:00:00	0,726	0,276	0,780	0,244	0,664	0,284
23:10:00	0,760	0,287	0,730	0,239	0,709	0,302
23:20:00	0,750	0,293	0,750	0,257	0,682	0,297
23:30:00	0,763	0,295	0,724	0,273	0,673	0,294
23:40:00	0,746	0,274	0,721	0,262	0,684	0,297
23:50:00	0,724	0,301	0,673	0,233	0,678	0,274



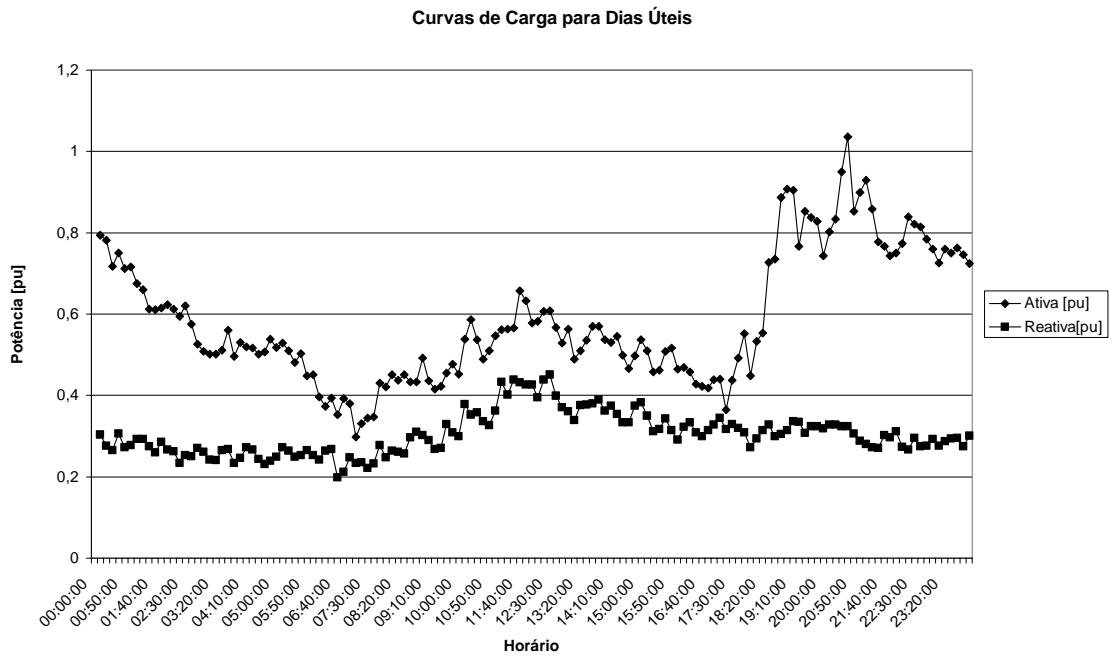


Figura B.7 – Curva de carga – Dias úteis – Residencial alta renda.

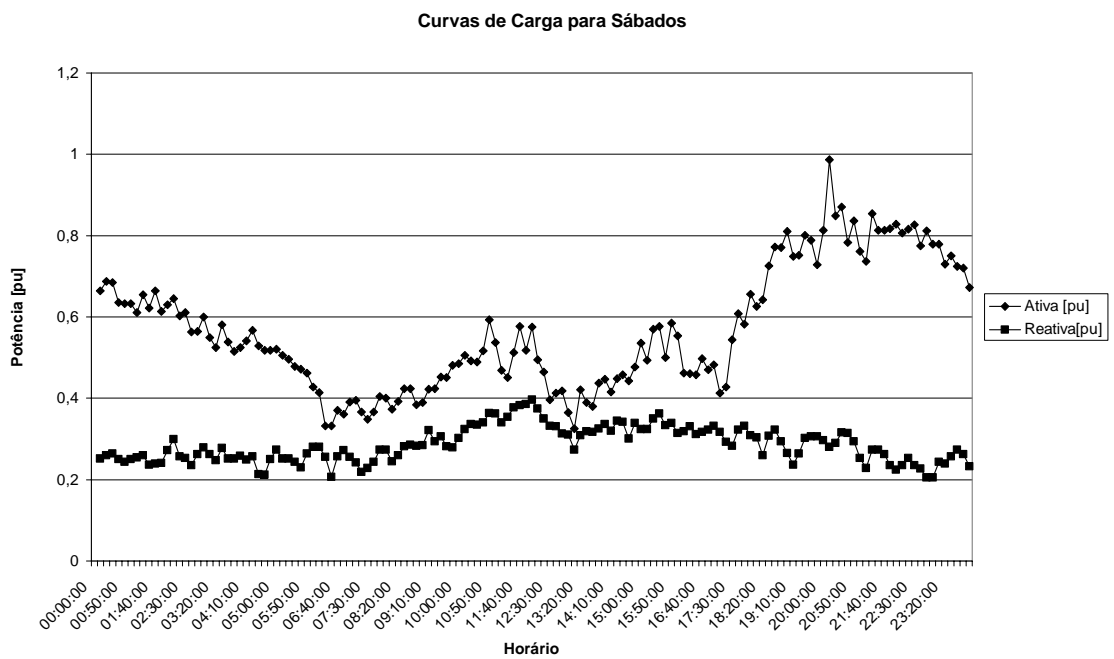


Figura B.8 – Curva de carga – Sábados – Residencial alta renda.

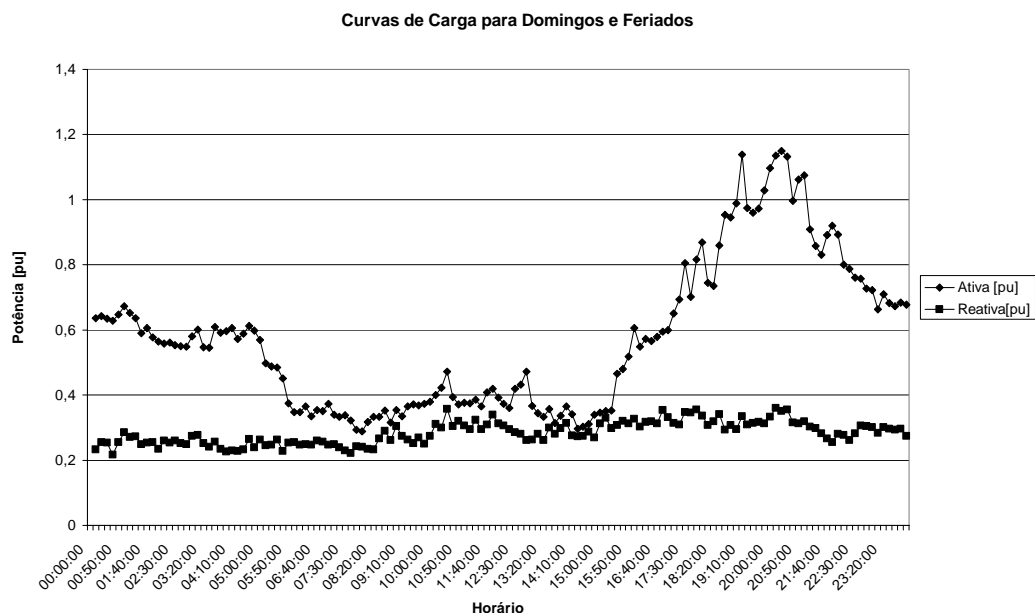


Figura B.9 – Curva de carga – Domingos / Feriados – Residencial alta renda.

Já nas Figuras B.7 a B.9 verifica-se um comportamento semelhante ao do consumidor tipo residencial média renda, destacando-se o nível de carga aumentado na madrugada, provavelmente relacionado ao uso de equipamentos condicionadores de ar, bem como o aumento nos níveis de carga ativa e reativa no período diurno são mais pronunciados, fato relacionado ao grande número de equipamentos eletroeletrônicos encontrados nessas instalações. Na tabela B.4 são mostrados os dados de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos para consumidores comerciais.

## B.4 Comercial

Tabela B.4 – Dados da curva de carga – Comercial

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
00:00:00	0,279	0,222	0,302	0,254	0,293	0,251
00:10:00	0,267	0,208	0,292	0,250	0,292	0,240
00:20:00	0,274	0,218	0,285	0,248	0,315	0,272
00:30:00	0,278	0,214	0,292	0,257	0,272	0,236
00:40:00	0,292	0,228	0,301	0,271	0,271	0,236
00:50:00	0,269	0,208	0,305	0,241	0,275	0,227
01:00:00	0,275	0,220	0,281	0,244	0,257	0,216
01:10:00	0,265	0,208	0,287	0,250	0,256	0,225

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
01:20:00	0,270	0,214	0,283	0,241	0,258	0,227
01:30:00	0,257	0,205	0,310	0,277	0,276	0,245
01:40:00	0,275	0,236	0,287	0,253	0,297	0,271
01:50:00	0,270	0,224	0,348	0,254	0,269	0,232
02:00:00	0,278	0,235	0,312	0,256	0,274	0,247
02:10:00	0,260	0,212	0,292	0,270	0,272	0,248
02:20:00	0,299	0,247	0,411	0,350	0,350	0,291
02:30:00	0,442	0,318	0,431	0,360	0,491	0,397
02:40:00	0,478	0,352	0,430	0,365	0,592	0,381
02:50:00	0,478	0,360	0,410	0,347	0,612	0,376
03:00:00	0,463	0,347	0,425	0,353	0,597	0,379
03:10:00	0,473	0,361	0,443	0,372	0,583	0,365
03:20:00	0,504	0,337	0,548	0,355	0,597	0,377
03:30:00	0,608	0,298	0,786	0,377	0,649	0,346
03:40:00	0,679	0,302	0,783	0,348	0,654	0,358
03:50:00	0,685	0,292	0,774	0,362	0,654	0,372
04:00:00	0,688	0,313	0,731	0,359	0,643	0,355
04:10:00	0,745	0,362	0,699	0,375	0,667	0,385
04:20:00	0,736	0,332	0,784	0,377	0,665	0,356
04:30:00	0,802	0,338	0,738	0,383	0,717	0,366
04:40:00	0,706	0,316	0,730	0,394	0,725	0,361
04:50:00	0,730	0,328	0,696	0,356	0,716	0,355
05:00:00	0,716	0,303	0,674	0,352	0,653	0,349
05:10:00	0,788	0,303	0,719	0,377	0,619	0,351
05:20:00	0,760	0,334	0,665	0,367	0,639	0,354
05:30:00	0,822	0,356	0,712	0,400	0,651	0,357
05:40:00	0,766	0,371	0,696	0,364	0,633	0,367
05:50:00	0,764	0,367	0,703	0,374	0,616	0,371
06:00:00	0,759	0,378	0,673	0,355	0,639	0,386
06:10:00	0,806	0,368	0,708	0,399	0,633	0,416
06:20:00	0,843	0,387	0,698	0,444	0,647	0,400
06:30:00	0,819	0,383	0,724	0,407	0,613	0,403
06:40:00	0,801	0,392	0,797	0,383	0,663	0,415
06:50:00	0,753	0,398	0,774	0,382	0,636	0,397
07:00:00	0,806	0,394	0,838	0,412	0,688	0,393
07:10:00	0,912	0,396	0,823	0,407	0,745	0,393
07:20:00	0,888	0,415	0,881	0,389	0,687	0,393
07:30:00	1,031	0,391	0,943	0,418	0,756	0,400
07:40:00	0,976	0,403	0,959	0,395	0,668	0,405
07:50:00	1,063	0,438	0,907	0,413	0,659	0,404
08:00:00	1,106	0,478	0,959	0,436	0,666	0,397
08:10:00	1,081	0,480	1,089	0,476	0,705	0,405
08:20:00	1,109	0,471	1,064	0,450	0,732	0,420
08:30:00	1,128	0,454	1,036	0,464	0,721	0,423
08:40:00	1,017	0,445	1,017	0,458	0,763	0,437
08:50:00	1,062	0,443	1,041	0,453	0,773	0,397
09:00:00	1,068	0,447	1,148	0,554	0,793	0,418

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
09:10:00	1,150	0,476	1,222	0,554	0,731	0,418
09:20:00	1,144	0,440	1,167	0,561	0,717	0,410
09:30:00	1,197	0,482	1,262	0,544	0,803	0,412
09:40:00	1,223	0,475	1,257	0,505	0,789	0,407
09:50:00	1,169	0,468	1,214	0,509	0,837	0,429
10:00:00	1,215	0,495	1,188	0,538	0,874	0,444
10:10:00	1,267	0,488	1,174	0,552	0,786	0,439
10:20:00	1,255	0,491	1,105	0,557	0,780	0,430
10:30:00	1,274	0,487	1,211	0,559	0,749	0,435
10:40:00	1,250	0,510	1,238	0,555	0,768	0,446
10:50:00	1,205	0,503	1,282	0,549	0,781	0,430
11:00:00	1,175	0,480	1,273	0,556	0,795	0,448
11:10:00	1,108	0,480	1,213	0,551	0,823	0,456
11:20:00	1,056	0,479	1,214	0,551	0,811	0,445
11:30:00	1,066	0,479	1,186	0,521	0,785	0,457
11:40:00	1,128	0,525	1,121	0,533	0,774	0,450
11:50:00	1,146	0,494	1,143	0,538	0,755	0,424
12:00:00	1,133	0,479	1,166	0,549	0,772	0,413
12:10:00	1,150	0,520	1,193	0,601	0,753	0,418
12:20:00	1,076	0,490	1,232	0,630	0,668	0,408
12:30:00	1,129	0,492	1,208	0,626	0,752	0,446
12:40:00	1,149	0,502	1,203	0,638	0,831	0,466
12:50:00	1,137	0,484	1,225	0,622	0,840	0,461
13:00:00	1,097	0,512	1,236	0,618	0,834	0,460
13:10:00	1,150	0,498	1,276	0,618	0,838	0,450
13:20:00	1,184	0,509	1,298	0,631	0,758	0,442
13:30:00	1,199	0,509	1,294	0,625	0,737	0,472
13:40:00	1,179	0,520	1,214	0,631	0,754	0,489
13:50:00	1,173	0,517	1,297	0,616	0,774	0,431
14:00:00	1,161	0,533	1,245	0,591	0,769	0,453
14:10:00	1,221	0,566	1,234	0,638	0,765	0,469
14:20:00	1,246	0,563	1,234	0,620	0,769	0,455
14:30:00	1,251	0,573	1,209	0,636	0,767	0,463
14:40:00	1,207	0,532	1,221	0,606	0,759	0,455
14:50:00	1,205	0,528	1,187	0,594	0,768	0,470
15:00:00	1,250	0,572	1,140	0,604	0,808	0,473
15:10:00	1,239	0,578	1,154	0,609	0,759	0,473
15:20:00	1,253	0,584	1,195	0,625	0,835	0,470
15:30:00	1,260	0,606	1,238	0,644	0,787	0,460
15:40:00	1,279	0,604	1,227	0,664	0,841	0,456
15:50:00	1,327	0,619	1,185	0,673	0,998	0,489
16:00:00	1,246	0,587	1,167	0,633	0,804	0,460
16:10:00	1,303	0,620	1,266	0,529	0,815	0,452
16:20:00	1,235	0,605	1,201	0,515	0,832	0,466
16:30:00	1,228	0,555	1,174	0,505	0,767	0,458
16:40:00	1,213	0,553	1,203	0,517	0,861	0,451
16:50:00	1,180	0,560	1,133	0,528	0,824	0,471

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos / Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
17:00:00	1,034	0,505	1,122	0,477	0,803	0,467
17:10:00	1,076	0,466	1,152	0,487	0,843	0,449
17:20:00	1,110	0,486	1,068	0,505	0,855	0,467
17:30:00	0,972	0,470	1,005	0,437	0,796	0,474
17:40:00	0,967	0,498	1,044	0,453	0,771	0,463
17:50:00	0,978	0,488	0,964	0,458	0,740	0,444
18:00:00	0,940	0,479	0,954	0,453	0,765	0,468
18:10:00	0,933	0,484	0,935	0,419	0,789	0,447
18:20:00	0,892	0,458	0,922	0,449	0,769	0,446
18:30:00	0,867	0,424	0,866	0,416	0,813	0,442
18:40:00	0,973	0,463	0,858	0,417	0,839	0,444
18:50:00	0,934	0,416	0,843	0,411	0,825	0,459
19:00:00	0,955	0,439	0,870	0,416	0,845	0,461
19:10:00	0,969	0,414	0,817	0,418	0,794	0,448
19:20:00	0,985	0,398	0,796	0,386	0,770	0,422
19:30:00	0,911	0,409	0,804	0,374	0,821	0,442
19:40:00	0,942	0,404	0,849	0,383	0,852	0,420
19:50:00	0,838	0,406	0,756	0,377	0,855	0,420
20:00:00	0,809	0,407	0,725	0,350	0,897	0,415
20:10:00	0,839	0,412	0,766	0,402	0,884	0,426
20:20:00	0,813	0,403	0,772	0,420	0,851	0,432
20:30:00	0,883	0,427	0,830	0,409	0,831	0,417
20:40:00	0,913	0,413	0,755	0,394	0,800	0,407
20:50:00	0,776	0,395	0,833	0,429	0,794	0,418
21:00:00	0,750	0,408	0,800	0,393	0,809	0,429
21:10:00	0,781	0,415	0,818	0,410	0,745	0,406
21:20:00	0,890	0,387	0,754	0,386	0,821	0,433
21:30:00	0,784	0,415	0,749	0,414	0,792	0,420
21:40:00	0,762	0,421	0,763	0,399	0,799	0,427
21:50:00	0,681	0,384	0,755	0,375	0,774	0,400
22:00:00	0,570	0,279	0,650	0,315	0,490	0,302
22:10:00	0,389	0,241	0,329	0,262	0,369	0,282
22:20:00	0,368	0,234	0,370	0,285	0,362	0,269
22:30:00	0,395	0,256	0,346	0,280	0,371	0,271
22:40:00	0,384	0,244	0,317	0,260	0,370	0,275
22:50:00	0,383	0,257	0,376	0,259	0,355	0,260
23:00:00	0,341	0,266	0,354	0,245	0,338	0,259
23:10:00	0,310	0,250	0,279	0,229	0,340	0,270
23:20:00	0,274	0,217	0,302	0,254	0,337	0,266
23:30:00	0,287	0,235	0,284	0,232	0,357	0,287
23:40:00	0,297	0,248	0,300	0,247	0,338	0,273
23:50:00	0,319	0,270	0,286	0,242	0,320	0,249

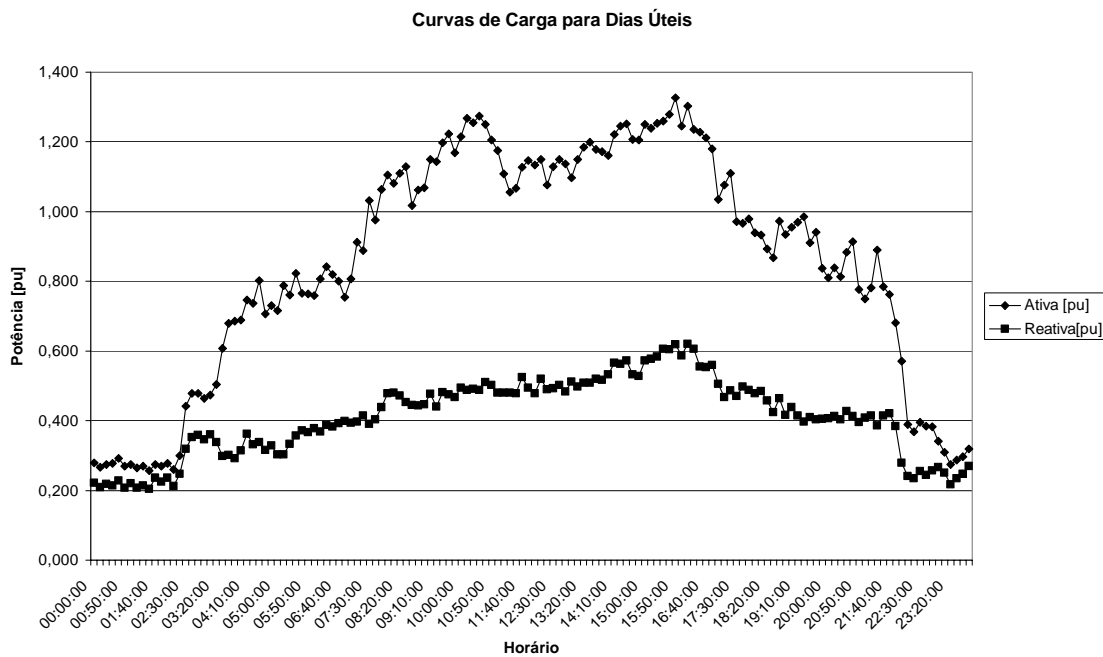


Figura B.10 – Curva de carga – Dias úteis – Comercial.

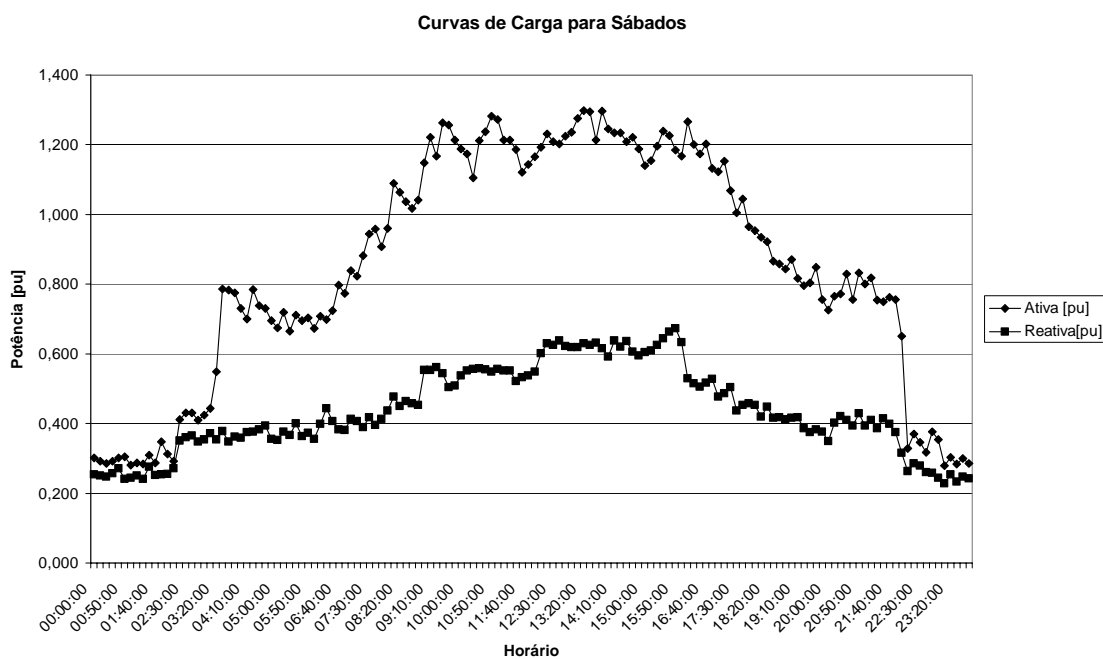


Figura B.11 – Curva de carga – Sábados – Comercial.

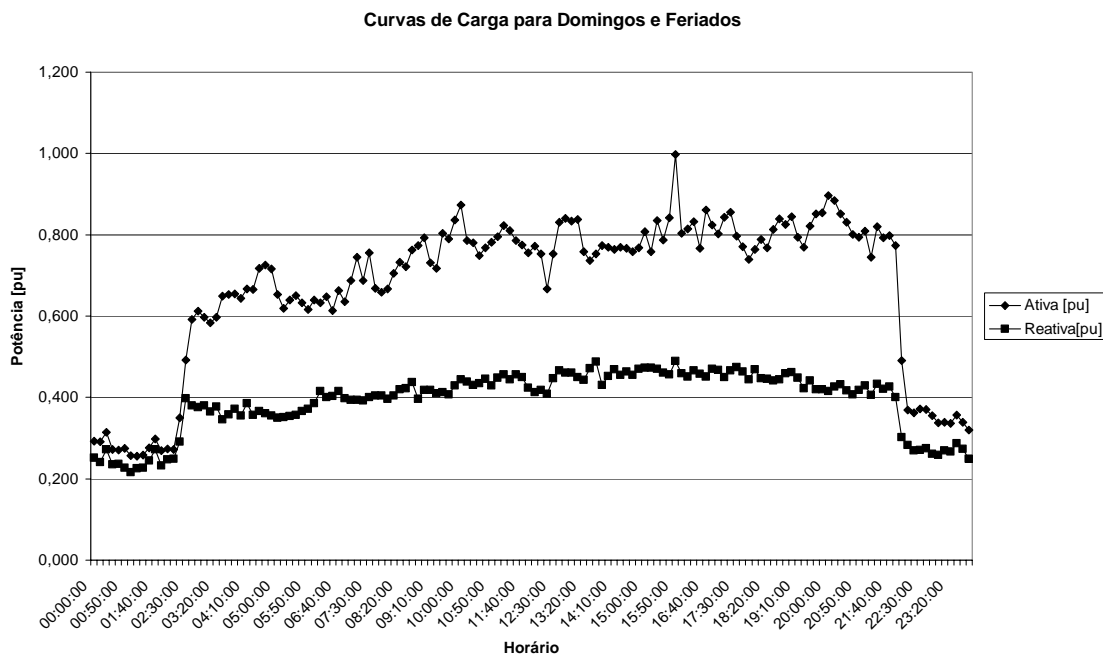


Figura B.12 – Curva de carga – Domingos / Feriados – Comercial.

Já as Figuras B.10 a B.12 apresentam o comportamento da curva de carga de consumidores do tipo comercial, nos quais observa-se o aumento das cargas ativas e reativas no final da madrugada até próximo das 22 horas, refletindo o período de trabalho de padarias, bares, pequenas lojas, entre outros tipos de comércio presentes em redes secundárias convencionais.