

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DESENVOLVIMENTO A EVENTOS DISCRETOS DE UM CONTROLADOR DE
BALANCEAMENTO DE FASES PARA SISTEMAS LEGADOS DE BAIXA TENSÃO E
MICROGRIDS

JOSÉ RUBEN SICCHAR VILCHEZ

TD: 12/2019

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará - Brasil
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ RUBEN SICCHAR VILCHEZ

DESENVOLVIMENTO A EVENTOS DISCRETOS DE UM CONTROLADOR DE
BALANCEAMENTO DE FASES PARA SISTEMAS LEGADOS DE BAIXA TENSÃO E
MICROGRIDS

TD: 12/2019

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará - Brasil
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ RUBEN SICCHAR VILCHEZ

DESENVOLVIMENTO A EVENTOS DISCRETOS DE UM CONTROLADOR DE
BALANCEAMENTO DE FASES PARA SISTEMAS LEGADOS DE BAIXA TENSÃO E
MICROGRIDS

Tese de Doutorado submetida à
Banca Examinadora do Programa
de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da UFPA para a obtenção
do Grau de Doutor em Engenharia
Elétrica na área de Sistemas de
Energia.

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará - Brasil
2019

Dados Internacionais de Catalogação - na- Publicação (CIP)
Sistemas de Bibliotecas da UFPA

Sicchar Vilchez, José Ruben, 1974 -
Desenvolvimento a Eventos Discretos de um Controlador de
Balanceamento de Fases para Sistemas Legados de Baixa Tensão e
Microgrids / José Ruben Sicchar Vilchez. - 2019.

Orientador: Carlos Tavares da Costa Jr.;
Co-orientador: José Reinaldo Silva.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal do
Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém,
2019.

1. Redes de baixa tensão. 2. Microgrids.
3. Balanceamento de fases. 4. Redes de
Petri hierárquicas. 5. Cadeias de Markov.
6. Sistemas Fuzzy. Título.

CDD.xx.ed. xxx.xx

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DESENVOLVIMENTO A EVENTOS DISCRETOS DE UM CONTROLADOR DE
BALANCEAMENTO DE FASES PARA SISTEMAS LEGADOS DE BAIXA TENSÃO E
MICROGRIDS

AUTOR: JOSE RUBEN SICCHAR VILCHEZ

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA
APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA
ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA
ELÉTRICA EM SISTEMAS DE ENERGIA.

APROVADA EM: __/__/____

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Carlos Tavares da Costa Jr.
(ORIENTADOR – UFPA)

Prof. Dr. José Reinaldo Silva
(CO – ORIENTADOR - USP)

Prof. Dr. Glauco Nery Taranto
AVALIADOR EXTERNO - UFRJ

Prof. Dr. João Caldas do Lago Neto
AVALIADOR EXTERNO - UFAM

Profa. Dra. Maria Emília de Lima Tostes
AVALIADOR INTERNO - UFPA

Prof. Dr. Petrônio Vieira Jr
AVALIADOR INTERNO UFPA

Dedicatória

Dedico este trabalho à memória dos meus queridos e recordados pais, José Ricardo Sicchar Valdez e Juana Vilchez Muñoz, como forma sublime de imensa gratidão e carinho pelos cuidados e ensinamentos de valores de humanidade, morais e cívicas ministrados a mim durante minha formação como cidadão e agente de transformação da sociedade.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Carlos Tavares da Costa Jr. pela oportunidade e confiança depositada durante e orientação sábia e construtiva no meu aprendizado e no desenvolvimento preliminar e conclusivo deste trabalho, pela sua grande paciência, dedicação e ensinamentos científicos e humanos aprendidos num excelente convívio na sede do berço dos “melhores doutores” da região norte em engenharia elétrica, na prestigiosa e querida UFPA.

Ao professor José Reinaldo Silva, pela imensa e oportunidade única de ter me encaminhado na área de design e modelagem de automação de sistemas, e por ter aberto um espaço no prestigioso celeiro de desenvolvimento profissional e científico de ideias, conhecimentos e projetos em automação de sistemas, o “desing-Lab”, do curso de pós-graduação em Engenharia Mecatrônica do PPGEM da USP.

Ao amigo e colega, professor Dr. Israel Francisco Benítez Pina, por todo o ensinamento ministrado nas bases de automação de sistemas, e por ter me encaminhado ao fascinante e prestigioso mundo da pesquisa científica na área de modelagem a eventos discretos para automação de sistemas.

Aos meus tios Belma e Pedro por terem contribuído com a minha formação superior, e pelo carinho recebido no berço da sua linda e querida família, em caráter de filho, que sem dúvida contribuíram como segundos pais na minha construção de valores cívicos, morais e humanos como pessoa e na base de uma carreira profissional bem-sucedida,

Aos amigos Florindo, Renan, Cleonor, Erick, Marcus Ciro, Ayrton, Anderson da sala 4 do ITEC vetor de segredos e transformadora de sonhos e desenvolvimento. Aos amigos e colegas Miguel Orellana, Daniel Mendoza e Arianna Salmon e demais colegas por todo o rico e feliz convívio que tivemos no berço-luz do saudoso e querido d-lab.

Ao amigo e colega Raimundo Oliveira pela força, apoio e paciência nesta empreitada e pelo sonho de construir sonhos de desenvolvimento possíveis na nossa querida EST-UEA! Ao amigo e colega Douglas Oliveira pela suas dicas e valiosa contribuição científica.

Aos amores que se passaram e por cada contribuição que deixaram de forma positiva durante esta grande, longa e ambiciosa empreitada. Minha sincera e sublime gratidão.

Aos familiares, amigos, colegas e alunos da EST-UEA pela imensa força e torcida pelo sucesso deste trabalho. Idem às pessoas contrárias que foram agentes motivadores para não desistir e fontes de busca de inspiração e superação profunda e contínua.

Este trabalho foi desenvolvido com o valioso apoio do Governo do Estado do Amazonas a traves do incentivo de bolsa de pesquisa da FAPEAM.

“ Somente a verdade liberta, mas a ciência transforma”

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Arquitetura geral de microgrid urbana	38
Figura 2.2. Principais ocorrências na rede de baixa tensão	40
Figura 2.3. Desbalanceamento de fases na rede de baixa tensão	42
Figura 2.4. Arquitetura interna de microgrids em unidades consumidoras	44
Figura 2.5. Sistema CBF-T inserido na arquitetura geral de microgrid urbana	49
Figura 3.1. Arquitetura geral do sistema CBF-T	55
Figura 3.2. Fluxograma de alto- nível do sistema CBF-T	57
Figura 3.3. Fluxograma dos algoritmos combinados do sistema CBF-T	59
Figura 3.4. Arquitetura do Algoritmo de Transferência de Carga (ATC)	60
Figura 3.5. Arquitetura do Algoritmo de Diagnóstico de Consumo (ADC)	61
Figura 3.6. Arquitetura do Algoritmo de Previsão de Consumo (APC)	63
Figura 3.7. Arquitetura do Algoritmo de Seleção de Comutação (ASC)	69
Figura 3.8. Fluxograma do método de modelagem SED do sistema CBF-T	70
Figura 3.9. Fluxograma do método de validação do sistema CBF-T	72
Figura 4.1. RP Principal	76
Figura 4.2. RP Principal: Opções para balanceamento de fases	78
Figura 4.3. RP Principal: Workflow para fases balanceadas	79
Figura 4.4. RP Principal: Workflow para fases desbalanceadas	79
Figura 4.5. Invariantes de Lugar na RP Principal	81
Figura 4.6. Alcançabilidade de estados na RP Principal	82
Figura 4.7. RP Hierárquica	83
Figura 4.8. RP Hierárquica: Níveis de concentração de carga	86
Figura 4.9. RP Hierárquica: Nível Hipo-Carregado (HC)	86
Figura 4.10. RP Hierárquica: Habilitação de CBC	87
Figura 4.11. RP Hierárquica: Habilitação da Transição “T-38 CBF-T”	87
Figura 4.12. RP Hierárquica: Fluxo de fases balanceadas	88
Figura 4.13. RP Hierárquica: Nível Extremamente Sobrecarregada (ES)	89
Figura 4.14. RP Hierárquica: Habilitação de CDC	89
Figura 4.15. RP Hierárquica: Fluxo de fases desbalanceadas	90
Figura 4.16. Invariantes de lugar na RP Hierárquica	92
Figura 4.17. Alcançabilidade de estados na RP Hierárquica	93
Figura 4.18. Sub-rede ATC	94
Figura 4.19. Sub-rede ATC: Workflow de inferência transferência de carga validado	96
Figura 4.20. Invariantes de lugar na sub- rede ATC	99
Figura 4.21. Alcançabilidade de estados na sub-rede ATC	100

Figura 4.22. Sub-rede ADC	101
Figura 4.23. Sub-rede ADC: Workflow de inferência de diagnóstico de consumo validado	103
Figura 4.24. Invariantes de lugar na sub-rede ADC	105
Figura 4.25. Alcançabilidade de estados na sub-rede ADC	106
Figura 4.26. Sub-rede APC	107
Figura 4.27. Sub-rede APC: Workflow de previsão de consumo validado	109
Figura 4.28. Invariantes de lugar na sub-rede APC	110
Figura 4.29. Alcançabilidade de estados na sub-rede APC	111
Figura 4.30. Sub-rede ASC	112
Figura 4.31. Sub-rede ASC: Workflow de seleção de comutação de UCs validado	114
Figura 4.32. Invariantes de lugar na sub-rede ASC	117
Figura 4.33. Alcançabilidade de estados na sub-rede ASC	118
Figura 5.1. Simulação do sistema Fuzzy-T	129
Figura 5.2. Simulação sistema Fuzzy-T - identificação de desbalanceamento	130
Figura 5.3. Simulação do ATC	132
Figura 5.4. Simulação do ATC–identificação de desbalanceamento	133
Figura 5.5. Série temporal da UC 18 monofásica 2010-2014	135
Figura 5.6. Simulação do ADC - UC monofásica	137
Figura 5.7. Série temporal UC bifásica 2010-2014	140
Figura 5.8. Série temporal da UC trifásica 2010-2014	144
Figura 5.9. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC-18	150
Figura 5.10. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC 18	151
Figura 5.11. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC5- Fase A	156
Figura 5.12. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC5 – Fase A	157
Figura 5.13. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC5-Fase B	160
Figura 5.14. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC5 – Fase B	161
Figura 5.15. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC9 –Fase A	165
Figura 5.16. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC9 – Fase A	166
Figura 5.17. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC9 –Fase B	169
Figura 5.18. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC9 – Fase B	170
Figura 5.19. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC9 –Fase C	173
Figura 5.20. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC9 – Fase C	174
Figura 5.21. Simulação do ASC	177
Figura 5.22. Distribuição de carga nas fases do circuito de BT	193
Figura 5.23. Desempenho de DMC e IN	194

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1. Consumo de carga no circuito de BT	122
Tabela 5.2. Dados de consumo da fase A	123
Tabela 5.3. Dados de consumo da fase B	124
Tabela 5.4. Dados de consumo da fase C	125
Tabela 5.5. Nomenclatura das entradas do sistema Fuzzy-T	127
Tabela 5.6. Nomenclatura da saída do sistema Fuzzy-T	127
Tabela 5.7. Regras de inferência do sistema Fuzzy-T	128
Tabela 5.8. Transferência de carga pelo sistema Fuzzy-T	132
Tabela 5.9. Transferência de carga pelo ATC	134
Tabela 5.10. Dados da série temporal de consumo de energia da UC 18 monofásica	136
Tabela 5.11. Margens de concentração de carga para BCE na UC 18 monofásica	138
Tabela 5.12. Margens de concentração de carga para MCE na UC 18 monofásica	139
Tabela 5.13. Margens de concentração de carga para ACE na UC 18 monofásica	139
Tabela 5.14. Margens limites para os estados de consumo na UC 18 monofásica	139
Tabela 5.15. Dados da série temporal de consumo de energia da UC 5 bifásica	142
Tabela 5.16. Margens limites para os estados de consumo na UC 5 bifásica –fase A	143
Tabela 5.17. Margens limites para os estados de consumo na UC 5 bifásica –fase B	143
Tabela 5.18. Dados da série temporal de consumo de energia da UC 9 trifásica	145
Tabela 5.19. Margens limites para os estados de consumo na UC 9 trifásica –fase A	146
Tabela 5.20. Margens limites para os estados de consumo na UC 9 trifásica –fase B	147
Tabela 5.21. Margens limites para os estados de consumo na UC 9 trifásica –fase C	147
Tabela 5.22. Estados discretos de consumo de energia - UC 18 monofásica	148
Tabela 5.23. Incidência nos estados de consumo – UC 18 monofásica	149
Tabela 5.24. Probabilidades de transição – UC 18 monofásica	149
Tabela 5.25. Matriz de transição – UC 18 monofásica	149
Tabela 5.26. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 18 monofásica	152
Tabela 5.27. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 18 monofásica	153
Tabela 5.28. Diagnóstico de consumo futuro setembro de 2015 –UCS monofásicas: Fase A	154
Tabela 5.29. Estados discretos de consumo de energia - UC 5 bifásica: Fase A	154
Tabela 5.30. Incidência nos estados de consumo – UC 5 bifásica: Fase A	155
Tabela 5.31. Probabilidades de transição – UC 5 bifásica: Fase A	155
Tabela 5.32. Matriz de transição – UC 5 bifásica: Fase A	155
Tabela 5.33. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 5 bifásica: Fase A	158
Tabela 5.34. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 5 bifásica: Fase A	158
Tabela 5.35. Estados discretos de consumo de energia - UC 5 bifásica: Fase B	159
Tabela 5.36. Incidência nos estados de consumo – UC 5 bifásica: Fase B	159
Tabela 5.37. Probabilidades de transição – UC 5 bifásica: Fase B	159

Tabela 5.38. Matriz de transição – UC 5 bifásica: Fase B	160
Tabela 5.39. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 5 bifásica: Fase B	162
Tabela 5.40. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 5 bifásica: Fase B	162
Tabela 5.41. Diagnóstico de consumo futuro setembro de 2015 –UCS bifásicas	163
Tabela 5.42. Estados discretos de consumo de energia - UC 9 trifásica: Fase A	163
Tabela 5.43. Incidência nos estados de consumo – UC 9 trifásica: Fase A	164
Tabela 5.44. Probabilidades de transição – UC 9 trifásica: Fase A	164
Tabela 5.45. Matriz de transição – UC 9 trifásica: Fase A	164
Tabela 5.46. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 9 trifásica: Fase A	167
Tabela 5.47. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 9 trifásica: Fase A	167
Tabela 5.48. Estados discretos de consumo de energia - UC 9 trifásica: Fase B	168
Tabela 5.49. Incidência de ocorrências nos estados de consumo – UC 9 trifásica: Fase B	168
Tabela 5.50. Probabilidades de transição – UC 9 trifásica: Fase B	168
Tabela 5.51. Matriz de transição – UC 9 trifásica: Fase B	168
Tabela 5.52. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 9 trifásica: Fase B	171
Tabela 5.53. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 9 trifásica: Fase B	171
Tabela 5.54. Estados discretos de consumo de energia - UC 9 trifásica: Fase C	172
Tabela 5.55. Incidência de ocorrências nos estados de consumo – UC 9 trifásica: Fase C	172
Tabela 5.56. Probabilidades de transição – UC 9 trifásica: Fase C	172
Tabela 5.57. Matriz de transição – UC 9 trifásica: Fase C	173
Tabela 5.58. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 9 trifásica: Fase C	175
Tabela 5.59. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 9 trifásica: Fase C	175
Tabela 5.60. Diagnóstico de consumo futuro setembro de 2015 –UCS trifásicas	176
Tabela 5.61. Regras de inferência para seleção de comutação de UCs	179
Tabela 5.62. Resultados da avaliação de seleção de comutação nas UCs: 18,5 e 9	180
Tabela 5.63. Resultado da aplicação do ADC em todas as UCs do circuito de BT	181
Tabela 5.64. Matriz de Comutação de UCs – Fase A	182
Tabela 5.65. S, V, I e IN do circuito desbalanceado	183
Tabela 5.66. Resultados de comutação de UCs – Legado	184
Tabela 5.67. Desempenho de S,V, I e IN – cenário sistema Legado	185
Tabela 5.68. Parâmetros para BF - método Fuzzy	185
Tabela 5.69. Resultados de comutação de UCs- Fuzzy	186
Tabela 5.70. Desempenho de S,V, I e IN – cenário sistema Fuzzy	186
Tabela 5.71. Parâmetros de balanceamento de fases: Fuzzy-T e CBF1	187
Tabela 5.72. Resultados de comutação de UCs- Fuzzy-T e CBF1	188
Tabela 5.73. Desempenho de S,V, I e IN – cenário Fuzzy-T e CBF1	188
Tabela 5.74. Parâmetros de balanceamento de fases: CBF-2	189
Tabela 5.75. Resultados de comutação de UCs- CBF2	189
Tabela 5.76. Desempenho de S,V, I e IN – cenário CBF2	190

Tabela 5.77. Parâmetros de balanceamento de fases: CBF3	190
Tabela 5.78. Resultados de comutação de UCs- CBF3	191
Tabela 5.79. Desempenho de S,V, I e IN – cenário CBF3	192
Tabela 5.80. Avaliação Comparativa do sistema CBF	192

LISTA DE ABREVIATURAS

AC	<i>Alternative Current</i> / Corrente Alternada
ACE	Alto Consumo de Energia
ADC	Algoritmo de Diagnóstico de Consumo
AG	Adição Grande
AGE	Algoritmo de Gerenciamento de Consumo de Energia
ACE	Alto Consumo de Energia
AM	Adição Média
AP	Adição Perfeita
APC	Algoritmo de Previsão de Consumo
ASC	Algoritmo de Seleção de Comutação
ATC	Algoritmo de Transferência de Carga
AVE	Alta Variação de Energia
AVC	Alta Variação de Carga
AVI	Alta Variação de Corrente
AIT	Alta Incidência de Temperatura
BCE	Baixo Consumo de Energia
BCF	Baixo Consumo de Fase
BDIC	Balanceamento Dinâmico Inteligente de Carga
BF	Balanceamento de Fases
BRIC	Brasil, Rússia, Índia, China
BT	Baixa Tensão
BF	Balanceamento de Fases
BVC	Baixa Variação de Carga
BVE	Baixa Variação de Energia
BIT	Baixa Incidência de Temperatura
BVI	Baixa Variação de Corrente
CBC	Controle de Balanceamento de Carga
CBF-T	Controle de Balanceamento de Fases do Transformador
CCMG	Controle Central de Micro-redes elétricas urbanas
CD	Capacidade de Demanda de Energia
CDC	Controle de Desbalanceamento de Carga
CL	Controlador Local
CF	Controlador de Fase
CP	Conversor de Potência
DILB	<i>Dynamic Intelligent Local Balancing</i>
DC	<i>Direct Current</i> / Corrente Contínua
DMC	Desbalanceamento Médio de Carga

EFE	Estado Futuro de Energia
EPRI	<i>Energy Power Researches Institute</i>
EST	Escola Superior de Tecnologia
ETP	<i>European Technology Platform Smart Grid</i>
FGD	Fonte de Geração Distribuída
FS	Fortemente Sobrecarregada
GCE	Gerenciamento de Consumo de Energia
HC	Hipo- Carregada
IT	Incidência da Temperatura
LC	Levemente Carregada
LS	Levemente Sobrecarregada
MC	Medianamente Carregada
MCE	Médio Consumo de Energia
MCP	Margem de Concentração de Carga
MEF	Média dos Estados Futuros de Consumo de Energia
MG	Microgrid
MGU	Microgrid Urbana
MS	Medianamente Sobrecarregada
MT	Média Tensão
MVC	Média Variação de Carga
MVE	Média Variação de Energia
MVI	Média Variação de Corrente
MIT	Média Incidência de Temperatura
PBS	<i>Place Bounded Substitution</i>
PC	Perfeitamente Carregada
PT	<i>Place Transition</i>
RD	Resposta de Demanda
RD	Ramal de Derivação
RF	Reconfiguração de Fases
RP	Redes de Petri
RPH	Redes de Petri Hierárquicas
SA	Super Adição
SCF	Supervisor de Controle de Fase
SCL	Supervisor de Controladores Locais
SED	Sistema a Eventos Discretos
SG	<i>Smart Grid</i>
SG	Subtração Grande
SL	Subtração Leve

SLL	Substituição de Limitação por Lugar
SM	Subtração Média
SX	Subtração Muito Grande
UC	Unidade Consumidora
UEA	Universidade do Estado do Amazonas
UFPA	Universidade Federal do Pará
UML-PN	<i>Unified Modeling Language</i> – Petri Nets (UML-PN) – Linguagem de Modelagem Unificada – Redes de Petri
VC	Variação de Carga
VE	Variação de Consumo de Energia
VI	Variação de Consumo de Corrente

RESUMO

Na modernização do sistema legado de baixa tensão como microgrids urbanas, o desenvolvimento de algoritmos de balanceamento de fases torna-se útil e importante para garantir o equilíbrio robusto e confiável de carga, estabelecer um fluxo de automação eficiente entre os consumidores, a rede legada secundária e o centro de supervisão do sistema de distribuição de energia elétrica. Isso pode se constituir num sistema de controle alternativo de balanceamento de fases (via comutação dinâmica de unidades consumidoras) ao método de injeção de corrente na rede por microgrids. Modelos formais de automação desses algoritmos se tornam um marco interessante para a avaliação do desempenho e de propriedades para a validação da sua inserção na nova arquitetura de microgrids urbanas. Eles podem avaliar o desempenho confiável do sistema, quando da verificação de propriedades dinâmicas que garantam soluções unívocas para transferência de carga e a robustez da estabilidade de carga na rede secundária, sem paradas na operação, nem eventos conflitantes.

Este trabalho propõe um novo sistema de controle de balanceamento de fases, baseado em algoritmos combinados resultantes de um modelo em redes de Petri hierárquicas. A través desse modelo, foi obtido um fluxo de operações automatizado, ótimo e confiável de balanceamento de carga nas fases da rede secundária, com seleção eficaz das unidades consumidoras, para o processo de comutação, visando obter um estado de equilíbrio de carga robusto a desbalanceamentos entre as fases, e com corrente de neutro minimizada.

A partir do modelo obtido, denominado “*Controlador de Balanceamento de Fases do Transformador*” (CBF-T) foram desenvolvidos quatro *algoritmos combinados*: o *Algoritmo de Transferência de Carga*, que calcula o nível de desbalanceamento e a potência a ser transferida nas fases do transformador; o *Algoritmo de Diagnóstico de Consumo*, que identifica a margem de concentração de carga no consumidor; o *Algoritmo de Previsão de Consumo*, que prediz os estados futuros de energia mensais no consumidor; e o *Algoritmo de Seleção de Comutação*, que seleciona os consumidores para comutação, em função do estado futuro de consumo de energia, margem de concentração de carga e da média dos estados futuros de energia. Baseado nos resultados obtidos, notou-se a diminuição eficiente da corrente de neutro e do desbalanceamento médio de carga nas fases da rede secundária, com robustez de estabilidade de carga para três meses, tornando-se um sistema eficiente para a solução de desbalanceamentos tanto na rede secundária legada, como também em microgrids.

PALAVRAS CHAVES: balanceamento de fases, redes de Petri hierárquicas, redes de baixa tensão, microgrids, sistemas Fuzzy, cadeias de Markov.

ABSTRACT

In the up-grading of the legacy low-voltage system as urban microgrids, phase - balance algorithm development becomes useful and important to ensures robust and reliable load balancing, establish an efficient automation workflow among consumers, the legacy low-voltage grid and the supervision center of the distribution network of electrical power. It constituting an alternative. This may constitute an alternative phase-balancing control system based on consumer units dynamic switching rather than electrical current injection by microgrids. Formal automation design of these algorithms become an interesting milestone for performance evaluation and properties validation for their insertion in the new microgrid architecture. This may evaluate the system's reliable performance when verifying dynamic properties as well as, the univocal solutions that ensure load transfer and load stability robustness of low-voltage grid, without operation interruptions neither conflicting events.

This work, proposes a new phase-load- balancing control system based on combined algorithms resulting from a Hierarchical Petri net system design. Through this model it was obtained an optimized and reliable automated workflow of load balance in the low-voltage grid phases, with an efficient choice of consumer units for the switching process, aiming to obtain a robust steady state of load against unbalances between phases, and neutral current minimized.

From the model obtained called “*Transformer- Phase Balancing Controller*” (T-PBC) were developed four integrated algorithms: the *Load Transfer Algorithm*, that calculates the load imbalance level and power to be transferred in the transformer phases; the *Consumption Diagnose Algorithm*, that identifies the load levels margins in each consumer unit; the *Consumption Forecast Algorithm*, that forecast the monthly energy future states in consumers; and the *Switch Selection Algorithm*, that selects the consumers units to switch based on the future state of energy consumption, the load level margins and the average of the energy future states. Based on the performance results, it was obtained, the efficient reduction of the neutral current and the load average unbalance in the low-voltage grid phases, with load stability robustness about three months, making it an efficient alternative system against load unbalances in the legacy low-voltage grid and the microgrids.

KEYWORDS: phase-balancing, hierarchical Petri nets, low-voltage grids, Fuzzy systems, Markov chains.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I- Introdução

1.1. Contextualização	25
1.2. Motivação	28
1.2.1. Problema	28
1.2.2. Hipótese	28
1.2.3. Contribuições do Trabalho	29
1.3. Justificativa e Relevância	30
1.3.1. Justificativa	30
1.3.2. Relevância	31
1.4. Objetivos	32
1.4.1. Objetivo Geral	32
1.4.2. Objetivos Específicos	32
1.5. Delimitação da Pesquisa	33
1.6. Materiais e Métodos	33
1.7. Organização do Trabalho	35

CAPÍTULO II- Estado da Arte

2.1. Introdução	36
2.2. Redes Elétricas no Contexto de Micro-redes Urbanas	36
2.3. Balanceamento de Fases na rede de BT	39
2.3.1. Ocorrência de Desbalanceamento na rede de BT	39
2.3.2. Balanceamento de fases no sistema legado de BT	42
2.3.2.1. Balanceamento de fases com implantação de Microgrids	43
2.3.2.2. Balanceamento de fases por comutação dinâmica	45
2.4. Redes de Petri no Contexto de Micro redes Urbanas	50
2.4.1. Redes de Petri Hierárquicas	51

CAPÍTULO III – Sistema de Controle de Balanceamento de Fases do Transformador

3.1. Introdução	54
3.2. O Sistema CBF-T	54
3.2.1. Arquitetura do Sistema CBF-T	54
3.2.2. Fluxograma de Alto-Nível do sistema CBF-T	56
3.3. Fluxograma dos Algoritmos Combinados do Sistema CBF-T	58
3.4. Método de Modelagem do Sistema a Eventos Discretos	69
3.5. Método de Validação Experimental do Sistema CBF-T	71

CAPÍTULO IV - Modelagem a Eventos Discretos do Sistema CBF-T

4.1. Introdução	74
4.2. Implementação de Modelagem SED do Sistema CBF-T	74
4.2.1. Modelo de Integração de Sistemas	75
4.2.1.1. Rede de Petri Principal	75
4.2.1.2. Validação e verificação da Rede de Petri Principal	77
4.2.2. Modelo de Inserção do Sistema CBF-T	83
4.2.2.1. Rede de Petri Hierárquica	83
4.2.2.2. Validação e verificação da Rede de Petri Hierárquica	85
4.2.3. Sub-rede do Sistema CBF-T	94
4.2.3.1.1. Sub-rede ATC	94
4.2.3.1.2. Validação da sub-rede ATC	96
4.2.3.2.1. Sub-rede ADC	101
4.2.3.2.2. Validação da sub-rede ADC	103
4.2.3.3.1. Sub-rede APC	107
4.2.3.3.2. Validação da sub-rede APC	108
4.2.3.4.1. Sub-rede ASC	112
4.2.3.4.2. Validação da sub-rede ASC	113
4.2.4. Discussão da Modelagem SED	119

CAPÍTULO V – Simulação do Sistema CBF-T: Resultados e Discussão

5.1. Introdução	121
5.2. Análise de Balanceamento de Carga	122

5.3. Simulação dos Algoritmos Combinados	125
5.3.1. Simulação do Algoritmo de Transferência de Carga	126
5.3.1.1. Simulação do sistema Fuzzy-T	126
5.3.1.2. Simulação do ATC	132
5.3.2. Simulação do Algoritmo de Diagnóstico de Consumo	134
5.3.2.1. ADC aplicado numa UC monofásica	134
5.3.2.2. ADC aplicado numa UC bifásica	139
5.3.2.3. ADC aplicado numa UC trifásica	144
5.3.3. Simulação do Algoritmo de Previsão de Consumo	147
5.3.3.1. Simulação do APC numa UC monofásica	148
5.3.3.1.1. Incidências dos estados de consumo na UC 18	148
5.3.3.1.2. Matriz de transição de consumo na UC 18	149
5.3.3.1.3. Simulação de previsão de consumo na UC 18	149
5.3.3.1.4. Matriz de consumo futuro de energia na UC 18	151
5.3.3.1.5. Diagnóstico de consumo ano 2015- UC 18	152
5.3.3.2. Simulação do APC numa UC bifásica	154
5.3.3.2.1. APC aplicado na UC 5: fase A	154
5.3.3.2.1.1. Incidências dos estados de consumo na UC 5: Fase A	155
5.3.3.2.1.2. Matriz de transição de consumo na UC 5: Fase A	155
5.3.3.2.1.3. Simulação de previsão de consumo na UC 5: Fase A	156
5.3.3.2.1.4. Matriz de consumo futuro de energia na UC 5: Fase A	157
5.3.3.2.1.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 5: Fase A	158
5.3.3.2.2. APC aplicado na UC 5: fase B	159
5.3.3.2.2.1. Incidências dos estados de consumo na UC 5: Fase B	159
5.3.3.2.2.2. Matriz de transição de consumo na UC 5: Fase B	159
5.3.3.2.2.3. Simulação de previsão de consumo na UC 5: Fase B	160
5.3.3.2.2.4. Matriz de consumo futuro de energia na UC 5: Fase B	161
5.3.3.2.2.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 5: Fase B	162
5.3.3.3. Simulação do APC numa UC Trifásica	163
5.3.3.3.1. APC aplicado na UC 9: fase A	163
5.3.3.3.1.1. Incidências dos estados de consumo na UC 9: Fase A	163
5.3.3.3.1.2. Matriz de transição de consumo na UC 9: Fase A	164
5.3.3.3.1.3. Simulação de previsão de consumo na UC 9: Fase A	165

5.3.3.3.1.4. Matriz de consumo futuro de energia na UC 9: Fase A	166
5.3.3.3.1.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 9: Fase A	167
5.3.3.3.2. APC aplicado na UC 9: fase B	167
5.3.3.3.2.1. Incidências dos estados de consumo na UC 9:Fase B	168
5.3.3.3.2.2. Matriz de transição de consumo na UC 9: Fase B	168
5.3.3.3.2.3. Simulação de previsão de consumo na UC 9: Fase B	169
5.3.3.3.2.4. Matriz de consumo futuro de energia na UC 9: Fase B	170
5.3.3.3.2.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 9: Fase B	171
5.3.3.3.3. APC aplicado na UC 9: fase C	171
5.3.3.3.3.1. Incidências dos estados de consumo na UC 9:Fase C	172
5.3.3.3.3.2. Matriz de transição de consumo na UC 9: Fase C	172
5.3.3.3.3.3. Simulação de previsão de consumo na UC 9: Fase C	173
5.3.3.3.3.4. Matriz de consumo futuro de energia na UC 9: Fase C	174
5.3.3.3.3.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 9: Fase C	175
5.3.4. Simulação do Algoritmo de Seleção de Comutação	176
5.4. Análise da simulação de técnicas de balanceamento de fases	183
5.5. Testes comparativos do sistema CBF-T	192
CONSIDERAÇÕES FINAIS	
Conclusões	195
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	200
ANEXOS	208
Anexo I	209
Anexo II	210
Anexo III	211
Anexo IV	212
Anexo V	213
Anexo VI	214
APÊNDICES	215
Apêndice A	216
Apêndice B	217
Apêndice C	218
Apêndice D	219

Apêndice E	220
Apêndice F	221
Apêndice G	222
Apêndice H	223
Apêndice I	224

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Atualmente, uma extensão das redes elétricas inteligentes- *smart grids*, abrange o desenvolvimento e implementação de micro-redes urbanas ou *microgrids urbanas* (MGU) (Bracco, 2015), (Jones, 2013), como proposta de melhoria e reforma de infraestrutura ou *retrofitting* de operações e de serviços na rede legada de distribuição elétrica de baixa tensão (BT) (Gomes, 2019), (Negrete-Pincetic, 2016). Especialmente, para garantir o estado de equilíbrio de corrente e potência das fases da rede, tornando-se uma solução eficiente na incidência de desbalanceamentos de carga e de corrente elétrica (Ma, 2017), (Siirto, 2015).

Numa MGU constata-se que a diferença da rede de BT legada, pelo menos alguns consumidores finais possuem fontes distribuídas de geração de energia, e um sistema de armazenamento da energia residual produzida (Khan, 2016a), (Chen, 2016), (Kantammani, 2015). O fluxo de suprimento de energia, neste sistema é formado pela energia elétrica fornecida pela rede secundária e aquela gerada pelas fontes de energia das unidades consumidoras (UCs). A injeção do fluxo de energia é supervisionada pelo Controle Central de Microgrid (CCMG) (Wu, 2018), (Kaur, 2016), (Mariam, 2016) que gerencia entre outras operações, a aplicação dos algoritmos de controle específicos para regulagem e controle de defasagem entre as correntes e potências das fontes distribuídas com as da rede de BT (Almada 2016), (Khan, 2016b), (Martin-Martínez, 2016), (Mahmoud, 2014).

Eventualmente, na rede secundária legada o desbalanceamento de carga entre as fases, causado pelo consumo de cargas monofásicas nas UCs, torna-se um problema (Gomes, 2017) por comprometer o estado de equilíbrio de potência e corrente entre as fases do circuito, e por afetar a qualidade da energia fornecida aos consumidores finais (Sharma, 2014).

Alguns métodos são observados na revisão bibliográfica para a resolução deste problema, entre eles a injeção de corrente elétrica a partir de micro-redes elétricas ou microgrids (MGs) com fontes de geração distribuídas (FGDs) (Patrão, 2015), (Strasser, 2014), (Quesada, 2014); o balanceamento de carga coordenado (Lyu, 2018), (Safitri, 2016), (Sharma, 2014); o controle integrado de multimicrogrids (Xu, 2018), (Hosseinzadeh, 2016), (Khan, 2016b), (Hosseinzadeh, 2015) e; o balanceamento de fases entre as fases (Mansani, 2016), (Shahnia, 2014b), (Siti, 2009) (Siti, 2007).

No caso de MGUs com FGDs o método de balanceamento de fase (BF) baseia-se na “injeção de corrente elétrica” nas fases da UC e nas fases da rede de BT, compensando-se o desequilíbrio de carga e tensão. Entretanto, é necessária uma arquitetura complexa de controle de conversor de sinal AC / DC – DC / AC gerenciada pelo CCMG (Meng, 2018), inversores de frequência (Evangelopoulos, 2016) e, em especial algoritmos de supervisão e controle que otimizam a potência e o fluxo de corrente elétrica (Strasser, 2014). O CCMG gerencia esse fluxo automatizado, mas nem sempre se garante o controle eficiente dos efeitos de mudança de fase entre a corrente elétrica principal e a corrente elétrica injetada (Xiao, 2017).

O procedimento de BF baseado no “balanceamento de carga coordenado” oferece uma ampla gama de recursos de controle para injeção de corrente, trabalhando em sincronia com o transformador da rede (Safitri, 2016), com compensação de frequência entre as fases e UCs, juntamente com a compensação de fase entre a corrente elétrica das redes e a corrente elétrica injetada (Dong, 2018), (Yi, 2018). Isto garante robustez ao balanceamento de carga, no entanto, requer um controle central complexo e estrutura de supervisão com controladores locais (distribuídos) de algoritmos de alta confiabilidade (El-Hendawi, 2018) que permitam a integração operacional automatizada em todos os níveis de controle e supervisão.

Analogamente, o “controle integrado de multimicrogrids” como método de BF é também amplamente utilizado pela variedade de micro- fontes de energia (Xu, 2018), (Tungadio, 2017), (Evangelopoulos, 2016) para a compensação de frequência e fase na rede e nas UCs (Hosseinimehr, 2017). Mas é exigida uma arquitetura complexa com algoritmos de controle e supervisão, que coordene, com eficiência, a injeção de corrente e a compensação de

frequência e fase (Mariam, 2016), (Almada, 2016), (Goyal, 2016), e um grande número de FGDs (Reddy, 2014). De fato, isto significa uma grande limitação para uma implementação em grande escala em países em desenvolvimento (Khan, 2017), (Nunna, 2016).

Uma alternativa à implementação das técnicas acima mencionadas e que se torna financeiramente viável pelo seu baixo custo para países em desenvolvimento e sub-desenvolvidos é o balanceamento de carga de fase (BF), que consiste na comutação dinâmica de UCs para as fases da rede secundária menos sobrecarregadas (Vuluvala, 2018).

O procedimento é baseado no uso de algoritmos de identificação e gerenciamento de transferência de carga, visando minimizar o consumo de corrente e potência (Siti, 2011) ou tensão e potência (Shahnia, 2014a). Em ambos os casos, o estado de equilíbrio de tensão e potência nas fases da rede é garantido (Mansani, 2016). Entretanto, a opção de comutação é baseada apenas no consumo atual de potência dos consumidores, desconsiderando-se o nível de desequilíbrio de corrente e os estados futuros de consumo de energia (Roldán-Blay, 2013), o que poderia comprometer a robustez do sistema para eventuais picos de consumo e para a durabilidade da estabilidade da carga ao longo do tempo.

Por outro lado, observa-se que a modelagem formal dos algoritmos, bem como sua integração como subsistemas do sistema de controle de balanceamento de fases da rede secundária legada ou de MGUs, é ainda incipiente. O que pode limitar a análise ampla e detalhada do fluxo de automação dos processos de balanceamento de fase, e sua integração com o sistema elétrico, como um todo (Gomes, 2019).

Nesse sentido, constata-se o uso das redes de Petri (RP) em modelagem de sistemas complexos, como os sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica (Li, 2018) com aplicação de recursos de modelagem formal, simulação e de verificação de propriedades dinâmicas de sistemas (Vázquez, 2014), (Popova-Zeugmann, 2013), (Murata, 1989). Além dos ambientes de desenvolvimento, e verificação de algoritmos inteligentes para controle e supervisão de aplicação em redes elétricas inteligentes (Wang, 2015), (Kyriakarakos, 2012). Bem como, na verificação formal do fluxo de rotina, e na avaliação da robustez do sistema em incidências de conflitos, *loops* e alcançabilidade de estados de todas as etapas e sub-rotinas (Zhang, 2012) para a verificação dos fluxos e ciclos invioláveis do algoritmo em todos os níveis hierárquicos de uma rede de distribuição de energia elétrica (Heiner, 1999), e de forma especial, a avaliação do *workflow* da integração automática com os sistemas de controle e supervisão na rede de BT legada e, em micro-redes urbanas (Mladjao, 2016).

Assim, delimita-se uma oportunidade interessante, para modelagem de um sistema de controle de balanceamento de fases na rede de BT legada (como recurso de retrofitting no contexto de microgrids urbanas) via redes de Petri, pela sua ampla gama de recursos de modelagem formal, simulação, verificação de propriedades e validação do fluxo operacional automatizado. Podendo ser modelada e analisada, a inserção desse novo sistema de controle na infra-estrutura do sistema legado, usando-se as extensões de hierarquia das redes de Petri.

1.2. MOTIVAÇÃO

1.2.1. PROBLEMA

Ainda que, os métodos de balanceamento de carga citados sejam eficazes observa-se que todos eles não apresentam uma modelagem formal das rotinas e sub-rotinas, nem a verificação de propriedades dinâmicas dos seus algoritmos de controle, o que pode comprometer a robustez e desempenho quando sujeitos a incidências de conflitos, gargalos de fluxo, ciclos infinitos de repetição (*loops*) e até paradas gerais do sistema (*deadlocks*), bem como da eficiência nas trajetórias e ciclos do fluxo de trabalho (*workflow*) do algoritmo, comprometendo-se a efetividade da solução aplicada (Salmon, 2014).

A estratificação por níveis ou camadas hierárquicas dos procedimentos de um sistema, além de encapsular as sub-operações de um algoritmo, podem discriminar, facilitar e melhorar a integração e eficiência do *workflow* (Salmon, 2017). Complementarmente, a análise de propriedades dinâmicas do sistema auxilia na eficácia de robustez dos algoritmos no seu desempenho operacional (Silva, 2019).

Todavia, observa-se que os procedimentos vigentes de balanceamento de carga na rede secundária como no caso específico da rede de BT legada brasileira, são parcialmente automatizados, com métodos manuais sem automação integrada com o sistema central de supervisão (Gomes, 2019), evidenciando-se a falta de algoritmos que automatizem os procedimentos de balanceamento de fases, a integração operacional com o sistema central de controle da rede, e focados apenas na comutação de UCs monofásicas (Mansani, 2016).

1.2.2. HIPÓTESE

A modelagem formal a eventos discretos pode contribuir para a solução da falta de automação nos procedimentos operacionais de balanceamento de carga na rede secundária legada brasileira e em micro-redes urbanas?

Se sim, a modelagem a eventos discretos de um sistema de controle (baseado em algoritmos de combinados) na rede legada de baixa tensão pode contribuir para a melhora do fluxo de operações de automação (*workflow*) para balanceamento de fases, porque a partir da mesma via redes de Petri hierárquicas, torna-se possível modelar o fluxo de automação integrado distribuído em camadas, mas, também encapsular o sistema de algoritmos combinados do sistema de controle, com sub-rotinas operacionais específicas para a melhora do processo de balanceamento de fases, na rede e nos consumidores finais.

Tendo-se como benefícios esperados, processos corretos, confiáveis e eficientes, que garantam o estado de equilíbrio de carga nas fases da rede secundária, e a qualidade de energia fornecida aos consumidores finais.

1.2.3. CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Neste trabalho é proposto um novo sistema de controle de balanceamento de fases via comutação dinâmica de UCs, baseado num sistema de algoritmos combinados, obtidos a partir de um modelo em RP hierárquicas, a fim de automatizar o processo com procedimentos confiáveis e simples, que garantam a integração eficiente do *workflow* de automação na da rede legada de BT brasileira.

A principal contribuição deste trabalho é apresentar um modelo formal de automação de processos, que otimiza e integra o fluxo de operações de um sistema de controle de balanceamento de carga na rede de BT. O sistema de controle proposto é baseado em algoritmos combinados para minimizar o consumo de potência nas fases da rede, seguindo os seguintes procedimentos programáveis: “*Transferência de carga nos alimentadores da rede*” baseada num sistema *Fuzzy* que identifica a potência a ser transferida entre as fases da rede secundária; “*Identificação das unidades consumidoras desbalanceadas*” baseada num sistema *Fuzzy* que detecta a margem de concentração de carga nas UCs; “*Previsão de energia unidades consumidoras*” baseada em um algoritmo de cadeias de *Markov* que prevê os níveis futuros mensais de consumo de energia e; a “*Seleção de Comutação*” baseada em um sistema *Fuzzy* que seleciona as UCs, em função das margens de concentração de carga, estados futuros de consumo de energia e a média dos estados futuros de energia.

De forma geral, as contribuições deste trabalho podem ser resumidas da seguinte forma:

- Desenvolvimento em redes de Petri de um novo sistema de controle de balanceamento de carga integrado com o sistema de BT legado, enfatizando o encapsulamento de algoritmos combinados por níveis hierárquicos de integração;

- Aplicação de técnicas de verificação formal de propriedades dinâmicas (gráfico de tangibilidade de estados e a análise de invariantes de lugar) na avaliação de incidências de conflitos, paradas e eficiência do modelo do algoritmo proposto;
- Desenvolvimento de um novo método de escolha de UCs para o processo de balanceamento de fases, baseado nas margens de concentração de carga, estados futuros de consumo de energia e a média dos estados futuros de energia, resultando na atenuação eficiente do desbalanceamento médio de carga entre as fases de BT. O desempenho foi comparado com o método do sistema legado e da revisão bibliográfica, que consideram em ambos os casos como critério de balanceamento de fases apenas o consumo de carga atual.

Além da validação da modelagem a eventos discretos, foram aplicados como validação experimental para análises de desempenho do algoritmo proposto, testes dinâmicos de simulação (*descritos na seção 5.4*) em um estudo de caso real num circuito de BT da cidade de Manaus. Dados armazenados sobre o consumo de potência das UCs e das fases da rede secundária foram usados para simulação e análise.

Através dos resultados obtidos foi possível validar, um fluxo automatizado de operações confiáveis para o processo de balanceamento de fases na rede secundária, observando-se que também pode se tornar um procedimento alternativo de controle de balanceamento de carga na arquitetura de micro-redes urbanas para operar como um sistema de controle coordenado com o atual sistema de injeção de energia elétrica vindo das fontes de geração distribuída.

1.3. JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA

1.3.1. JUSTIFICATIVA

O desenvolvimento desta proposta justifica-se, primeiramente pela importância e contribuição efetiva no processo de controle de BF na rede secundária. Isto permitirá também à concessionária a diminuição das perdas de consumo, causando o aumento da vida útil dos transformadores e a diminuição da queima dos mesmos. Aos consumidores finais, é melhorada a qualidade da energia elétrica fornecida.

Complementarmente, a proposta se justifica também pelo seu ineditismo ao propor:

- a) um algoritmo combinado com procedimentos automatizados para o balanceamento de fases da rede secundária, baseado num modelo de automação a eventos discretos em RP hierárquicas;
- b) um modelo de integração de processos automatizados em RP hierárquicas, entre o sistema de controle de balanceamento de fases e o sistema de supervisão central;
- c) o encapsulamento de algoritmos combinados como sistemas *Fuzzy*, cadeias de *Markov* e otimização simples como sub-redes hierárquicas usando o “método de substituição por limitação por lugar” (SLL) – *place bounded substitution* (PBS) num modelo de automação integrada em redes de Petri;
- d) um procedimento de seleção de comutação de UCs para balanceamento de fases, baseado nos estados futuros de consumo de energia, média dos estados futuros de consumo de energia elétrica e, das margens de concentração de carga.

1.3.2. RELEVÂNCIA

A implementação futura desta linha de pesquisa em modelagem e desenvolvimento de sistemas de controle de balanceamento de fases, poderá implicar numa série de possibilidades e benefícios estratégicos como, o aumento da “acurácia” do processo de comutação de fases da rede secundária, e por disponibilizar uma sequência ótima de comutação para o processo de balanceamento. Isto permitirá o fornecimento de melhor qualidade da energia elétrica aos consumidores finais, bem como o decréscimo das perdas de energia do circuito de BT.

Por outro lado, como segunda relevância, se tem a contribuição da metodologia de modelagem formal de alto nível aplicada para o desenvolvimento do algoritmo de balanceamento de fase, enfatizando-se o encapsulamento dos algoritmos combinados, como sub-redes modulares e hierarquizadas.

Por outro lado, como terceiro ponto de relevância, identifica-se sua contribuição como ferramenta alternativa e de modernização de automação de processos de balanceamento de fases de BT e como sistema de controle alternativo em micro-redes elétricas urbanas.

Como quarta relevância, pode-se mencionar a melhoria da robustez e confiabilidade do algoritmo de balanceamento de fases e da eficiência da solução unívoca no processo de comutação dinâmica de UCs.

Como quinta e última justificativa de relevância, destacamos a intenção de uso do sistema proposto, como ferramenta de controle inteligente de balanceamento de fases na rede de BT, no laboratório de automação da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas (EST-UEA), na capacitação de estudantes universitários, consumidores, engenheiros eletricitas, e dos colaboradores das concessionárias, visando o incremento da produtividade e da eficiência dos sistemas de distribuição e comercialização de energia elétrica, e contribuindo para o desenvolvimento científico, industrial, e sócio-econômico consciente do estado.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GERAL

Desenvolver um sistema de controle baseado em algoritmos combinados, modelado em redes de Petri Hierárquicas para a automação integral do fluxo de operações de balanceamento dinâmico de fases da rede elétrica de BT.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desenvolver um sistema de informação de medição de consumo de potência, energia e corrente elétrica. Este sistema permitirá fazer o tratamento estatístico dos dados de energia e carga em cada fase da rede secundária e das UCs.
- Modelar a arquitetura geral do fluxograma do algoritmo de balanceamento de fases. Organizando a relação operacional entre os algoritmos combinados e sua integração com o sistema central de controle do sistema elétrico.
- Desenvolver a modelagem a eventos discretos em redes de Petri Hierárquicas do sistema de balanceamento de fases, discriminando seus algoritmos combinados de processamento específico e, representando a integração operacional entre o sistema de controle central da rede secundária e o centro de supervisão central do sistema elétrico.
- Modelar e desenvolver os algoritmos combinados: Algoritmo de Transferência de Carga, Algoritmo de Diagnóstico de Consumo, Algoritmo de Previsão de Consumo e Algoritmo de Seleção de Comutação.
- Realizar a validação experimental do modelo a eventos discretos em RP Hierárquicas para a validação do modelo e verificação de propriedades dinâmicas do sistema e dos algoritmos combinados.

- Validar por simulação, o desempenho do sistema de balanceamento proposto com outros métodos existentes, em função de parâmetros que atestam o equilíbrio de carga entre as fases e da corrente de neutro da rede de BT.

1.5. DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

Este estudo delimita-se estritamente em pesquisar e desenvolver as bases fundamentais do sistema proposto, com o suporte da modelagem a eventos discretos de alto nível em RP e de algoritmos inteligentes combinados, para o processo de balanceamento de fases da rede secundária legada, quando da identificação dessa necessidade.

Neste trabalho, sem perda de generalidades é considerado que os efeitos de consumo das UCs monofásicas, bifásicas e trifásicas, têm incidência no desequilíbrio na rede secundária.

Portanto, o trabalho proposto abrange o balanceamento de carga de todos os tipos de UCs ligadas em alguma das fases da rede de BT legada.

O objeto de avaliação da proposta é um circuito da rede de BT legada. Cujos resultados, o validam como um método alternativo de controle de balanceamento de fases eficiente, cuja aplicação pode ser estendida gradativamente às microgrids urbanas. Tendo-se como contribuições a garantia eficiente dos estados de equilíbrio de carga nas fases da rede de BT e microrredes, bem como a qualidade do consumo de energia elétrica dos usuários finais.

1.6. MATERIAS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento desta proposta pretendemos focar a pesquisa em função dos métodos específicos indicados na literatura científica e agrupados nas seguintes temáticas:

- Discretização do desempenho dos parâmetros de estudo. Nessa temática, adotaremos o método de tratamento estatístico ou medidas das variáveis (Siti, 2011). Onde se escolhe um valor estatístico após o cálculo da média de consumo de carga em cada fase. Realizando, o cálculo das variáveis estatísticas (medidas dos parâmetros) do sistema de previsão, em especial do coeficiente de variância aleatória (Bean, 2010) para verificar a aleatoriedade de cada processo e a classificação discreta dos níveis de carga nas fases da rede secundária. Este estágio de pesquisa será realizado usando-se planilhas de calculo desenvolvidas no *software Excel da Microsoft*, versão *Office 2010*.

- Métodos de Previsão de desempenho focados nas probabilidades de salto. Adota-se o método de previsão de cadeias de salto de *Markov* (Verna, 2010) e, também como desenvolvido na previsão de uso de energia mensal durante um ano, e de três passos à frente para a previsão de robustez (Sicchar, 2015). Este estágio de pesquisa será desenvolvido via programação estruturada de cadeias de *Markov* no *software Matchad* versão 14,0.

- Sistemas inteligentes de controle de balanceamento de fases. Nessa temática, foram adotadas duas etapas:

- i. Transferência de carga nas fases da rede secundária. Nas fases do transformador se adotou o consumo de potência ativa num mês específico num circuito da rede secundária legada da cidade de Manaus. Foi desenvolvido um sistema *Fuzzy* do tipo *Mamdani* (Siti, 2011) com o auxílio do *toolbox* específico do ambiente *Matlab* R 2018a. Tendo-se como variável de entrada o nível de “Carga” e, a variável de saída “Transferência de Carga” presente em cada fase. O sistema de inferência indica oito combinações de transferência de potência em razão do nível de concentração de potência em cada fase da rede de BT.

- ii. Diagnóstico de consumo de carga. Nas UCs se teve um procedimento análogo más em função da trajetória mensal média de quatro variáveis: Energia, Variação de Energia, Incidência da Temperatura e Variação de Corrente. Sendo a saída, a Variação de consumo de Carga. Obtendo-se a “margem de concentração de carga” (MCP) em cada fase das UCs, para avaliação de balanceamento. O sistema foi desenvolvido na forma de um sistema *Fuzzy* do tipo *Mamdani*, também no *toolbox* específico do *Matlab* R2018a.

- Sistema de seleção de comutação de UCs.

Usando um algoritmo de seleção de UCs para a comutação nas fases. Baseado no estado futuro de energia de um mês específico, a média dos estados futuros de energia e, a MCP (Sicchar, 2017). Desenvolvido com programação estruturada no *Matlab* R 2018a.

- Modelagem de automação integrada do Sistema.

Onde foi desenvolvida a modelagem a eventos discretos em RP Hierárquicas do fluxo de automação integrada do sistema de balanceamento de fases proposto, centro de controle e a supervisão de controle do sistema elétrico. Cada componente constitui um nível hierárquico, cuja expansão de sub-rede é realizada pela substituição de limitação por lugar (*SLL*) (Sicchar, 2018). Foram aplicados testes de validação de simulação da rede para avaliar o desempenho de fluxo e ciclos de operações do sistema integrado, e das sub-redes, bem

como da verificação de propriedades para avaliar a robustez, confiabilidade e eficiência do algoritmo em função de conflitos e *deadlocks*.

- Avaliação dos resultados de desempenho.

Foram aplicados no algoritmo proposto testes de validação via simulação experimental, para avaliação de parâmetros de desempenho: o desbalanceamento médio de carga entre as fases (DMC) e o valor da corrente de Neutro da rede de BT (Vuluvala, 2018), (Siti, 2011). A análise de desempenho foi realizada com o método de balanceamento do sistema legado e outros métodos da revisão bibliográfica.

1.7. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Com a delimitação de pesquisa definida, este trabalho está dividido em cinco capítulos assim constituídos:

Capítulo 1: Apresenta a contextualização e os aspectos da proposta científica.

Capítulo 2: Aborda o estado da arte da temática pertinente ao contexto de adaptação da rede de baixa tensão como micro-rede urbana, os métodos correlatos de balanceamento de fase na baixa tensão e, redes de Petri hierárquicas.

Capítulo 3: Descreve o projeto do sistema proposto como tese de doutorado.

Capítulo 4: Apresenta a validação e verificação de propriedades da modelagem a eventos discretos das redes do sistema proposto.

Capítulo 5: Apresenta a simulação dos algoritmos combinados do sistema proposto. Sendo discutidos e avaliados os resultados obtidos e sua validação comparativa com outras técnicas de balanceamento de fases.

Finalmente, apresentam-se as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

ESTADO DA ARTE

2.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo aborda o estado da arte da proposta: a contextualização das redes elétricas de BT no contexto de micro-redes urbanas; os métodos de balanceamento de fase na rede secundária e; RP Hierárquicas aplicados à modelagem de sistemas elétricos.

2.2. REDES ELÉTRICAS NO CONTEXTO DE MICRO-REDES URBANAS

Atualmente, o sistema de distribuição de energia elétrica de BT (rede legada) vem sofrendo mudanças reestruturação e modernização (Gomes, 2019), visando melhorar a integração e flexibilização em função da resposta de demanda (RD) de consumo de energia elétrica, bem como a estabilidade de carga e a qualidade de energia (Nunna,2016).

Observa-se que, em razão de estar mais perto da concentração de maior número de consumidores finais, o setor de distribuição de energia elétrica tem passado por grandes modificações na automação de seus processos operacionais, concentrados especialmente na medição, supervisão e sistemas de comunicação e transferência de dados de consumo de energia elétrica, introduzindo assim um novo paradigma de Rede Elétrica Inteligente, também denominada *Smart Grid* (SG) (Evangelopoulos,2016), (Moslehi, 2010).

Assim, observa-se que o processo de migração para a SG vem se desenvolvendo não apenas nas modernizações no setor de energia, mas com a incorporação de diversos avanços tecnológicos de automação, microeletrônica, telecomunicações, programação computacional e proteção de sistemas, algoritmos de gerenciamento e controle inteligente do fluxo de energia, entre outros (Khan, 2016a), (Huang, 2014), (Reddy, 2014). Com isso, abre-se um leque promissor de serviços e benefícios aos consumidores finais, visando-se o consumo flexível sob medida de energia elétrica (Negrete-Pincetic, 2016).

Dessa forma, está se estabelecendo um novo conceito de Redes Elétricas, via o Gerenciamento de Consumo de Energia (GCE) (Bracco, 2015), (Almada, 2016), (Li, 2010), que objetiva o *consumo inteligente de energia* nas UCs, por meio de uma infraestrutura que identifique e proporcione o uso *customizado* de energia elétrica, em função de cada perfil de consumo dentro do contexto de RD.

Todavia, este conceito é associado a capacidade flexível de oferta de energia ou Capacidade para Demanda (CD), através a produção de energia no consumidor final e inserção do fluxo residual na rede de BT (Sharma, 2014). Tornando-se possível aumentar a eficiência energética do sistema com a integração automatizada das fontes de energia (El-Hendawi, 2018), (Lighthner, 2010).

Nesse sentido, a adequação e modernização do setor de distribuição de energia elétrica de BT tem aberto um novo enfoque com a inserção de fontes de geração distribuída (FGD) nas UCs da rede secundária, como recurso de auto-geração de energia para consumo, e fornecimento avulsa à rede elétrica.

Assim, cada UC pode contar com micro- geração que permite injetar a energia gerada à sua rede interna e à rede de distribuição (Chen, 2016). Conseqüentemente, o sistema de BT é aprimorado por uma arquitetura distribuída com possíveis microrredes formando um novo sistema inteligente denominado microgrid urbana (MGU) (Ma, 2017), (Martin-Martinez, 2016), (Siirto, 2015), (Kanchev, 2014), (Jones, 2013). Tornando-se a MGU, uma instância especial do conceito de SG como processo de *retrofitting* ou reforma, que se estende e aplica na arquitetura legada da rede de BT (Gomes, 2017).

- b) Camada física, que contém os conversores de potência (CP) das FGDs para sua conversão e injeção na rede interna do consumidor e de BT, bem como das baterias para o armazenamento de energia residual para consumo posterior (Kanchev, 2014) e;
- c) Camada de controle, formada pelos dispositivos distribuídos de controle ou controladores locais (CL) os quais executam os algoritmos de conversão de potência das FGDs para seu uso, armazenamento e injeção na rede secundária, bem como a compensação de fase da corrente injetada com as correntes da fase do circuito de BT (Kaur, 2016), (Strasser, 2015).

De forma geral, observa-se que um algoritmo distribuído de gerenciamento de energia (AGE) (Khan, 2016b) é executado pelos CL com uma rede de comunicação bidirecional de energia e dados (Mahmud, 2014).

O AGE controla a energia consumida pelas cargas domésticas e integra o fluxo de energia de recursos de energia distribuída com conversores de potência (CP) e, armazena a energia excedente em baterias (Hosseinimehr, 2017), (Quesada, 2014). O controle integrado é gerenciado pelo Supervisor de Controlador Local na camada de supervisão, que funciona como uma interface com os medidores inteligentes- *smart meters* (Meng, 2016), (Patrão, 2015).

2.3. BALANCEAMENTO DE FASES NO SISTEMA ELÉTRICO DE BT

Considerando o objeto de estudo desta proposta, a rede secundária legada, torna-se interessante estudar os fatores que afetam o estado de equilíbrio no sistema. Assim antes de abordar as principais técnicas de balanceamento de fases empregadas no contexto moderno das redes de BT como MGU, abordaremos inicialmente as ocorrências principais que causam os desbalanceamentos de carga.

2.3.1. Ocorrência de Desbalanceamento na rede de BT

Especificamente, em razão do escopo deste trabalho, será dada uma maior ênfase ao estudo focado na rede secundária. Isto é, nos circuitos da rede de BT.

Neste tipo de circuitos, registram entre outras várias as seguintes ocorrências as indicadas na Figura 2.2.

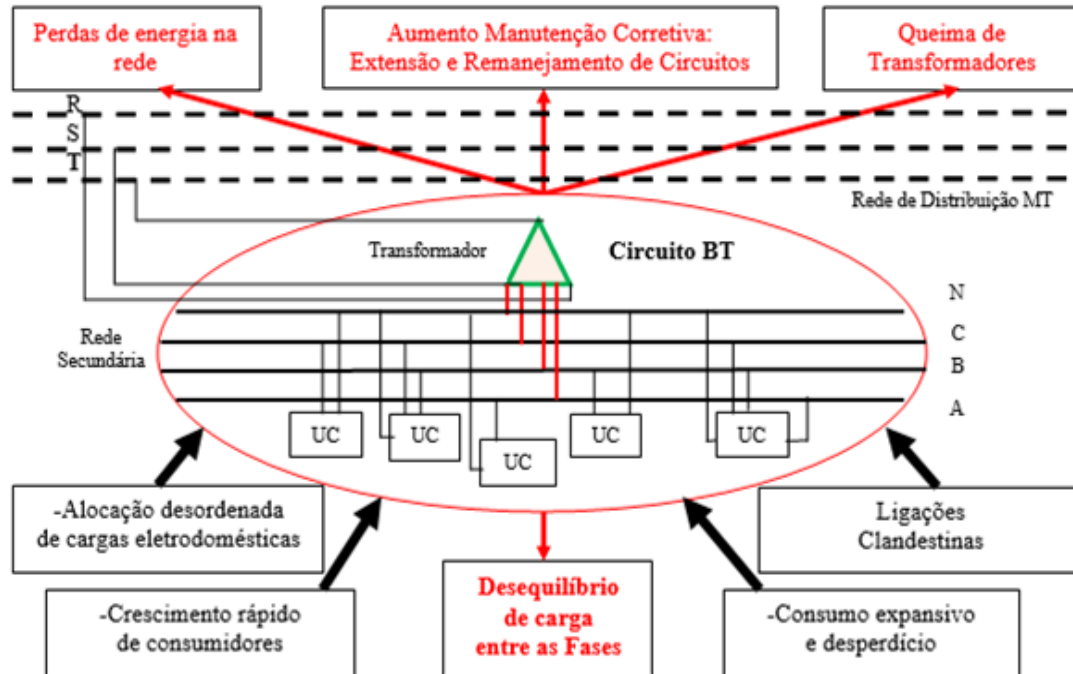


Figura 2.2. Principais ocorrências na rede de baixa tensão.

Fonte: Autor

- i) **Alocação desordenada de cargas eletrodomésticas:** as cargas são conectadas na maior parte das vezes, sem ter-se conhecimento do estado de equilíbrio (carga e tensão) que há entre as fases residenciais, sendo alocadas de forma desordenada;
- ii) **Crescimento rápido do número de consumidores:** evidenciando-se isso em função da presença de novos consumidores em grande escala, aumentando o consumo de carga, e diminuindo, conseqüentemente, a quantidade de energia disponível no circuito de distribuição de BT;
- iii) **Consumo expansivo e desperdício:** muitos consumidores finais prolongam desnecessariamente o uso de algumas cargas domésticas, provocando além do desperdício de energia, uma sobre corrente elétrica nas fases da rede secundária.
- iv) **Ligações clandestinas:** realizada por consumidores finais, conectados à rede secundária, de forma ilegal, sendo um grande responsável por perdas de energia.

As incidências mencionadas anteriormente causam entre outras, algumas consequências indesejáveis no âmbito da rede secundária, como é o caso dos desbalanceamentos de carga e corrente (Huang, 2014). Muitas delas se tornam situações problemáticas de grande impacto como abordamos a seguir:

- a) **Perdas de energia na rede:** causado na maior parte das vezes, dentro das incidências anteriormente mencionadas, pelas ligações clandestinas. Em muitos casos representam um percentual grande do valor do fluxo de energia consumido na rede, comprometendo a sua qualidade, estabilidade e eficiência (Siirto, 2015);
- b) **Aumento da Manutenção Corretiva em circuitos de BT;** surgindo como consequência corretiva atual de maior ocorrência nos circuitos de BT. Apresenta-se na forma de: extensão que é aumento da potência do transformador, prevendo também a conexão de novos consumidores e; remanejamento ou divisão de circuito que é a inserção de um novo circuito com seu próprio transformador de potência. Ambas as soluções têm um alto custo financeiro e operacional, e podem comprometer a robustez e estabilidade do sistema por longo tempo (Short, 2013);
- c) **Queima de Transformadores;** consequência extrema que ocorre, quando a demanda de energia e o estado de equilíbrio entre as fases da rede secundária ultrapassam suas margens de folga e segurança técnica. Ocorre eventualmente, principalmente, em função de um grande número de ligações clandestinas, consumo expansivo e desperdício, entre outras (Gomes, 2010);
- d) **Desequilíbrio de carga entre as fases;** também chamado de concentração de sobrecarga e tensão entre as mesmas, surge em consequência de todas as ocorrências mencionadas, provocando instabilidade, ineficiência, insegurança técnica e, perda de qualidade da energia elétrica fornecida no circuito de BT. Quanto maior for a intensidade do desequilíbrio, maior a probabilidade da queima do transformador do circuito (Gomes, 2017), (Siti, 2007).

De um modo mais específico, torna-se interessante estudar os métodos existentes de balanceamento de fase aplicados no sistema legado de BT. Os mesmos representam procedimentos padrões aplicados pelas concessionárias de distribuição para BF.

2.3.2. Balanceamento de fases no sistema legado de BT

Na rede de BT legada, o “desequilíbrio de carga nas fases” constitui um problema que compromete a qualidade de energia fornecida aos consumidores, bem como da própria estabilidade do sistema. Geralmente, é causada pela desordem crescente de conexões não planejadas de cargas em residências (Mansani, 2016). Podendo causar em situações extremas, o estado de emergência do circuito de BT, e até causar a queima do transformador da rede, se não forem aplicadas a tempo procedimentos de balanceamento de fases (Ma, 2017).

A Figura 2.3, mostra no detalhe os “desbalanceamentos de carga” nas fases, tendo-se como solução aplicada neste caso, a comutação dinâmica pelo dispositivo de comutação eletrônico de carga instalado nos postes da rede de BT (gerenciando a comutação de 05 a 10 UCs) (Shahnia, 2014), (Siti, 2011), (Gomes,2010) de UCs, nas fases menos desequilibradas da rede de BT, aptas para adição de carga (Sicchar, 2018).

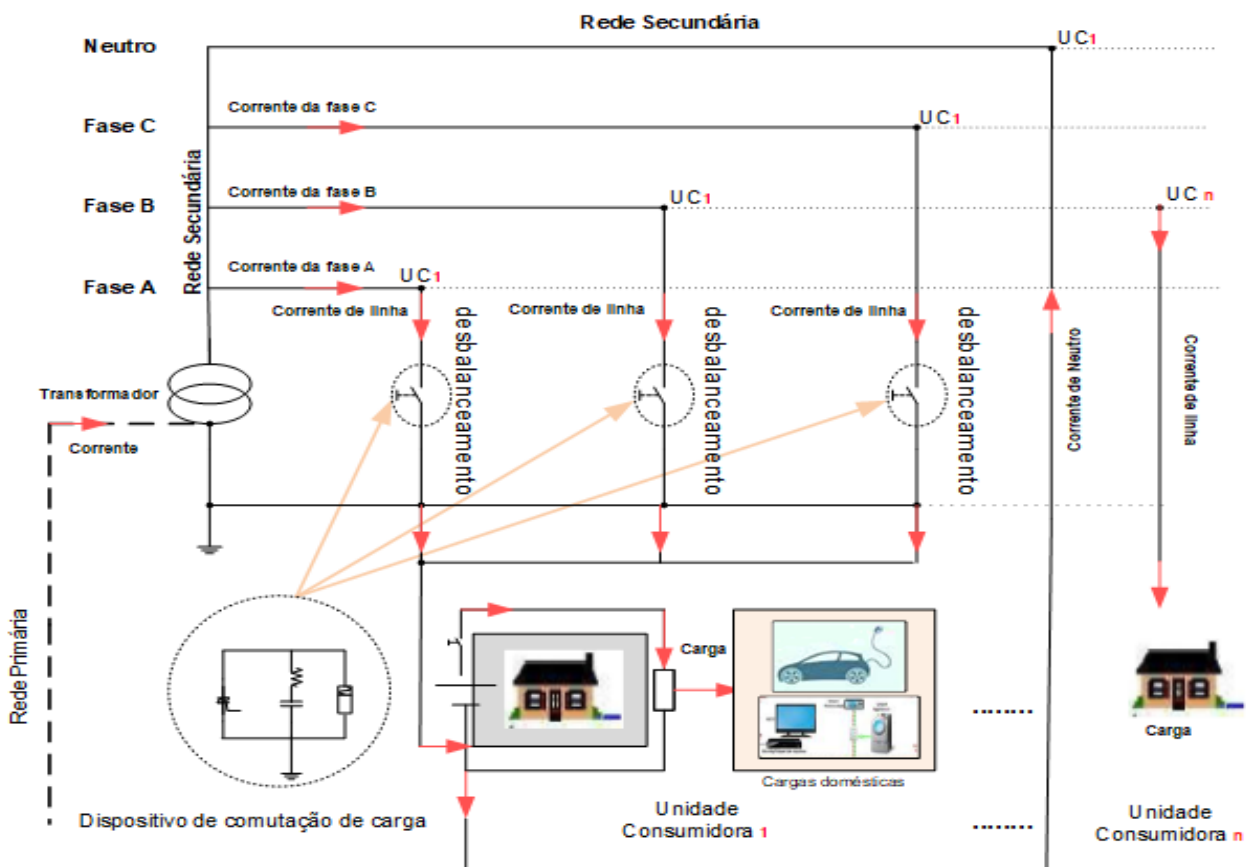


Figura 2.3. Desbalanceamento de fases na rede de baixa tensão.

Fonte: Autor

Entretanto, esse método representa um recurso ainda pouco familiar de balanceamento de fases na arquitetura legada de BT, como método alternativo à injeção de energia de FDGs por meio de microgrids ou UCs produtoras- *prosumers* (Strasser, 2015).

Por outro lado, na revisão bibliográfica observa-se, que são aplicados pelas empresas de distribuição de energia elétrica métodos operacionais padrões para BF, baseados no balanceamento interno da UC em função do projeto de instalação elétrica original (Sharma, 2015); o remanejamento de UCs baseada nas medições de campo e análise de compensação de fase entre as tensões, potências de fase e, as correntes de linha do circuito de BT (Gomes, 2010); a mudança no “*tap*” do transformador (Faiz, 2008) e; o método de balanceamento de fases por substituição de transformador de potência ou divisão do circuito de BT (Siirto, 2015).

Esses métodos legados aplicados para BF, garantem a eficácia do estado de equilíbrio de carga, corrente e tensão na rede secundária. Porém observa-se a falta de: automação dos procedimentos relacionados; a integração automatizada do sistema entre o centro de supervisão central com o sistema de controle (manutenção); algoritmos de controle que regulem os efeitos de defasagem das correntes, tensão e carga e; critérios eficientes de seleção de UCs para o remanejamento nas fases da rede.

Nesse sentido, a literatura aponta, duas vertentes promissoras: a implementação de microgrids no sistema de BT e o balanceamento dinâmico de fases.

2.3.2.1. Balanceamento de fases com implementação de Microgrids

A implementação de MGUs vem apresentando maior desenvolvimento como sistema de gerenciamento de energia consumida e produzida nas UCs para ação de controle de BF. Sendo seu objetivo fornecer a oferta de energia flexível, confiável e robusta, afim de atenuar e corrigir os desequilíbrios eventuais de tensão corrente e carga nas fases da rede (Ma, 2017).

A Figura 2.4 ilustra em detalhes a estrutura geral das MG internas nas UCs. Observando-se que a corrente produzida pelas FGDs e armazenada nas baterias (camada física) é injetada na rede secundária como fluxo de corrente auxiliar para os desequilíbrios de carga e corrente.

A injeção de corrente é regulada (compensação de fase), entretanto, pelos CLs (camada de controle) e gerenciada pelo supervisor de CL na camada de supervisão. Sendo aplicados os AGE para compensar o desfasamento entre as tensões e correntes geradas e nas fases da rede secundária, onde cada UC estiver conectada.

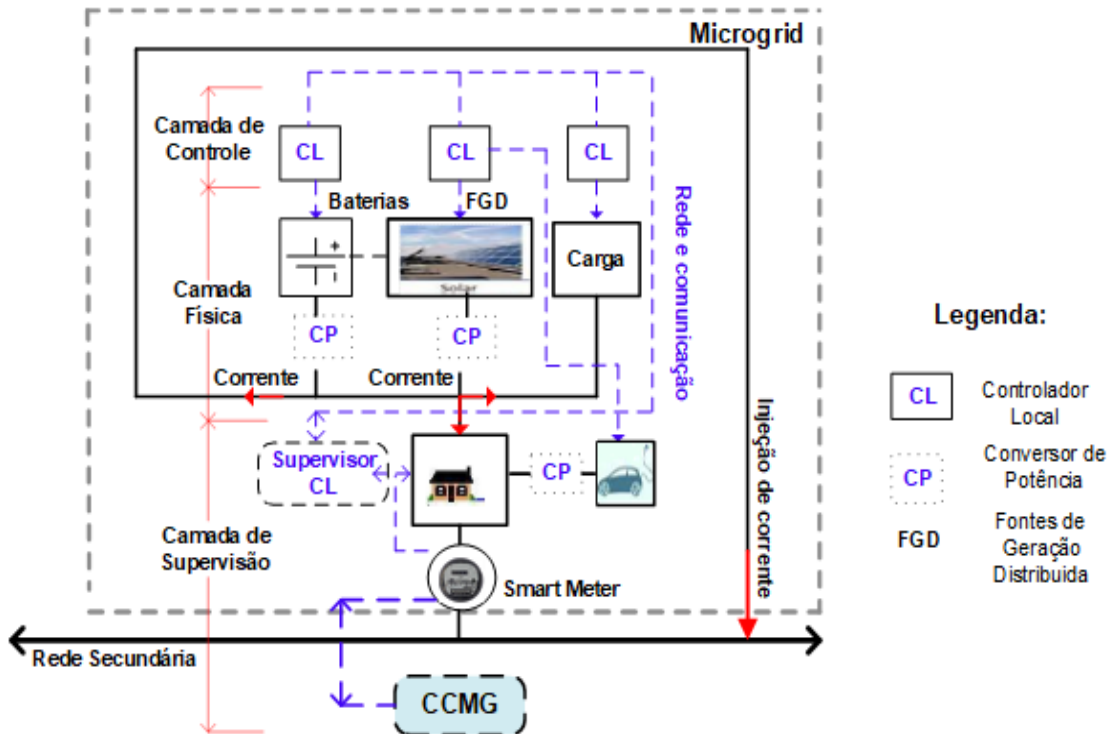


Figura 2.4. Arquitetura interna de microgrids em unidades consumidoras.

Fonte: Autor

De forma geral, nesta vertente, destacam-se três linhas de desenvolvimento de BF: a injeção de corrente por um tipo de FGD (Safitri, 2016), o balanceamento de carga coordenado (Lyu, 2018) e, o controle integrado de multimicrogrids (Xu, 2018).

- a) **Injeção de corrente por um tipo de FGD.** Onde a estrutura de MG é atendida apenas por um único tipo de micro-fonte distribuída de geração de energia. Contando adicionalmente de um sistema de conversores de potência (DC-AC, AC-DC entre outros) baseado em inversores de frequência (Quesada, 2014) e compensadores de fase (Dong, 2018) bem como AGEs que otimizam a integração do fluxo da corrente elétrica resultante (FGDs e rede secundária).

O CCMG gerencia a aplicação dos AGEs nos CL, CP e no supervisor de CL, mas nem sempre é garantido um controle eficiente de compensação de fases em razão das impedâncias de carga de rede (Safitri, 2016).

b) **Balanceamento de carga coordenado.** Este método usa um sistema de controle distribuído de CL, que coordena a aplicação de diversas FGDs para geração de energia (Goyal, 2016). Esse sistema gerencia a injeção sincronizada das correntes geradas com a corrente das fases da rede (Lyu, 2018) com compensação de fase e inversão de frequência (Bracco, 2015), garantindo a robustez do BF da rede. Entretanto, precisa-se de uma estrutura complexa de controle e supervisão com vários CL com algoritmos de controle bastante confiáveis e eficientes (Hosseinzadeh, 2018), que garantam também a integração automatizada de operações, entre todos os níveis de supervisão e controle relacionados com a rede elétrica de BT (El- Hendawi, 2018) (Hosseinzadeh, 2015).

c) **Controle integrado de multimicrogrids.** Esta alternativa de BF está sendo amplamente usada pelo seu amplo *mix* de FGDs associadas (Xu, 2018) que conta com um sistema de controle inteligente de conversão de potência e inversores de frequência (Tungadio, 2017) para aplicação na rede interna do consumidor, seu armazenamento em baterias e, sua injeção nas fases da rede secundária (Hosseinimehr, 2017). Entretanto, este tipo de sistema requer também de um sistema de controle complexo de algoritmos de supervisão e controle que controlem eficientemente a injeção compensação de fase e inversão de frequência da corrente das FGDs com a corrente da rede, bem como de um grande número de micro-fontes de geração distribuídas na rede secundária, o que de fato se torna uma grande limitação de implementação em grande escala em muitos países em desenvolvimento (Xiao, 2017).

2.3.2.2. Balanceamento de fase por comutação dinâmica

Esta segunda vertente, surge como método alternativo de controle ao da injeção de corrente pelas MGs dos consumidores.

O princípio de BF consiste em comutar as UCs com maior índice de desequilíbrio de carga para uma das fases da rede que apresente maior capacidade de adição de carga (Vuluvala, 2018), segundo o diagrama apresentado anteriormente na Figura 2.3, onde o BF é aplicado a través do *dispositivo de comutação de carga* em cada fase da rede secundária e nas UCs. O dispositivo de comutação de cargas pode estar alocado nos postes de distribuição da rede de BT, executando a comutação das UCs nas fases (Mansani, 2016), (Shania, 2014), (Siti,2011), (Gomes, 2010). Tornando-se, uma alternativa interessante de retrofitting e de baixo custo na rede de BT legada (Gomes, 2019), e como processo alternativo na nova arquitetura de microrredes urbanas.

O estado da arte indica alguns trabalhos interessantes baseados em algoritmos de controle e supervisão. Em todos eles, observa-se que há tanto uma infraestrutura física (*hardware*), compreendida por recursos e aplicações de microeletrônica, automação, telecomunicações e informática, como também uma arquitetura inteligente de informação (*software*), envolvendo: sistemas de aquisição e armazenamento de dados, plataformas e interfaces de gerenciamento de processamento de recursos, e *frames* de algoritmos de GCE, orientados ao processo de BF (Mansani, 2016).

No caso específico do sistema elétrico de BT, os novos processos de BF envolvem o desenvolvimento do conjunto de AGEs para o balanceamento dinâmico inteligente de carga (BDIC)- *dynamic intelligent load balancing* (DILB) (Vuluvala, 2018) visando o controle do estado de equilíbrio de tensão, corrente e carga entre as fases, a partir de uma sequência de possibilidades de comutação eletrônica, denominada “*matriz de comutação*”. Entre outros benefícios, busca-se tanto a estabilidade de tensão e carga entre as fases da rede secundária, como também a redução das perdas de energia elétrica (Mansani, 2016). Assim, para esse efeito os trabalhos de BF de BT direcionam seu foco na obtenção da melhor matriz de comutação eletrônica, ou seja, na seleção de melhores candidatos de UCs ou pontos de conexão na rede secundária (Sicchar, 2018).

Observa-se que, inicialmente alguns processos de BF realizam a reconfiguração de fases (RF) a partir do chaveamento das fases de BT com as fases do circuito alimentador de MT (Mansani, 2016).

Adicionalmente, a RF pode ser realizada por meio do remanejamento de pontos de conexão na rede baseado na medição do desbalanceamento médio de tensão e potência (Vuluvala, 2018).

Por outro lado, observa-se o crescimento de desenvolvimento de *frames* inteligentes de BF para implementação embarcada, de algoritmos e sistemas de controle inteligentes baseados em sistemas *Fuzzy* para a identificação de desbalanceamentos de carga e o cálculo da carga a ser transferida em cada fase, por meio da reconfiguração de pontos de consumo da rede secundária para a minimização do consumo do valor atual das correntes e potências das fases (Siti, 2011); e um *algoritmo genético* que busca a melhor iteração de consumidores para a minimização de tensões e potência de fase (Shahnia, 2014a) para a comutação dinâmica de UCs.

Os resultados apontam a garantia do estado de equilíbrio de tensão, corrente e carga entre as fases em tempo real e em curtos horizontes de tempo cujas granularidades podem ser horas, dias e semanas. Com isso, surge um desafio: a obtenção do estado de equilíbrio entre as fases para maiores períodos de tempo.

Nesse sentido, observa-se métodos recentes, entre eles o método de BF baseado nas variações diárias do fluxo de consumo de carga das UCs da rede via um algoritmo heurístico de minimização de consumo (Mansouri, 2015). Similarmente, também é proposto o método de BF baseado na minimização de consumo das potências ativas nas fases da rede de BT via um algoritmo heurístico genérico recursivo para o procedimento de balanceamento dinâmico inteligente de carga (Zdraveski, 2017).

Analogamente, observa-se também outro processamento de BF denominado *técnica de varredura reversa* baseada num algoritmo heurístico que processa o balanceamento de carga, comutando as UCs monofásicas, em função da média de carga por fase e a média de carga por serviço de consumo final (Mansani, 2016). Também é observada uma nova proposta alternativa de BF baseado num conjunto de algoritmos de programação *off-line* e *on-line* para minimizar flutuações de energia na rede, abordando uma abordagem geométrica de preenchimento de água- *geometric water-filling approach* (Li, 2017).

Por outro lado, também notamos algumas aplicações referentes à predição de consumo de carga, e de busca de seleção de UCs que apontem os menores índices de consumo de energia, de desbalanceamento médio de carga e corrente de neutro, nas fases da rede secundária (Sicchar, 2018). Entre eles, podemos citar a análise estocástica de previsão de carregamento de carga nas fases da rede por meio da simulação de *Monte-Carlo* indicando-se uma seleção de UCs para comutação, com índices minimizados de corrente e carga (Safitri, 2016).

Também, observa-se uma aplicação de diagnóstico inteligente do estado de equilíbrio nas fases, baseado em algoritmos combinados para a identificação e transferência de carga e, seleção de UCs para comutação dinâmica em função dos níveis de consumo de corrente e estados futuros de consumo de potências de UCs monofásicas, obtendo-se a o menor desbalanceamento médio de carga e corrente de neutro em comparação com a técnica legada de BF e da literatura científica (Sicchar, 2018). Entretanto o processo de comutação de cargas nas fases da rede de BT é baseado exclusivamente no remanejamento de UCs monofásicas. A inclusão de UCs bifásicas e trifásicas pode aprimorar eficientemente o estado de equilíbrio de carga nas fases da rede e das UCs.

Num contexto geral, o estado da arte mostra uma ampla gama de aplicações no desbalanceamento de fases na rede de BT via microgrids e na rede legada. De forma especial, a linha de balanceamento de fases por comutação dinâmica chama nossa atenção em razão do baixo custo de desenvolvimento e implementação envolvido para redes de BT, em países em desenvolvimento e sub- desenvolvidos com poucos incentivos de financiamento de projetos de implementação em massa de FGDs e microrredes inteligentes.

Essa alternativa se encaixa como um recurso viável no sistema elétrico brasileiro de BT, onde os efeitos da comutação das UCs nas fases da rede de BT podem ser sentidos, na atenuação eficiente do desbalanceamento de carga entre as fases e da corrente de Neutro, que se bem não propagam verticalmente (*bottom-up*) a melhora aparente na estabilidade de carga do sistema de distribuição nos alimentadores de MT, garantem por outro lado a estabilidade e robustez de carga, nas fases da rede de BT e na melhora da qualidade de energia fornecida aos consumidores finais (Vuluvala, 2018).

Portanto, o modelo proposto neste trabalho denominado Controlador de Balanceamento de Fases do Transformador (CBF-T) é inserido como um elemento de *retrofitting* na rede legada de BT e, como controle alternativo nas microrredes urbanas ao problema de desbalanceamento de cargas nas fases da rede secundária, como ilustra a Figura 2.5. O procedimento de comutação de cargas é aplicado a todas as UCs (monofásicas, bifásicas e trifásicas), seguindo o critério de prioridade de comutação indicado na *sub- seção* 5.3.4.

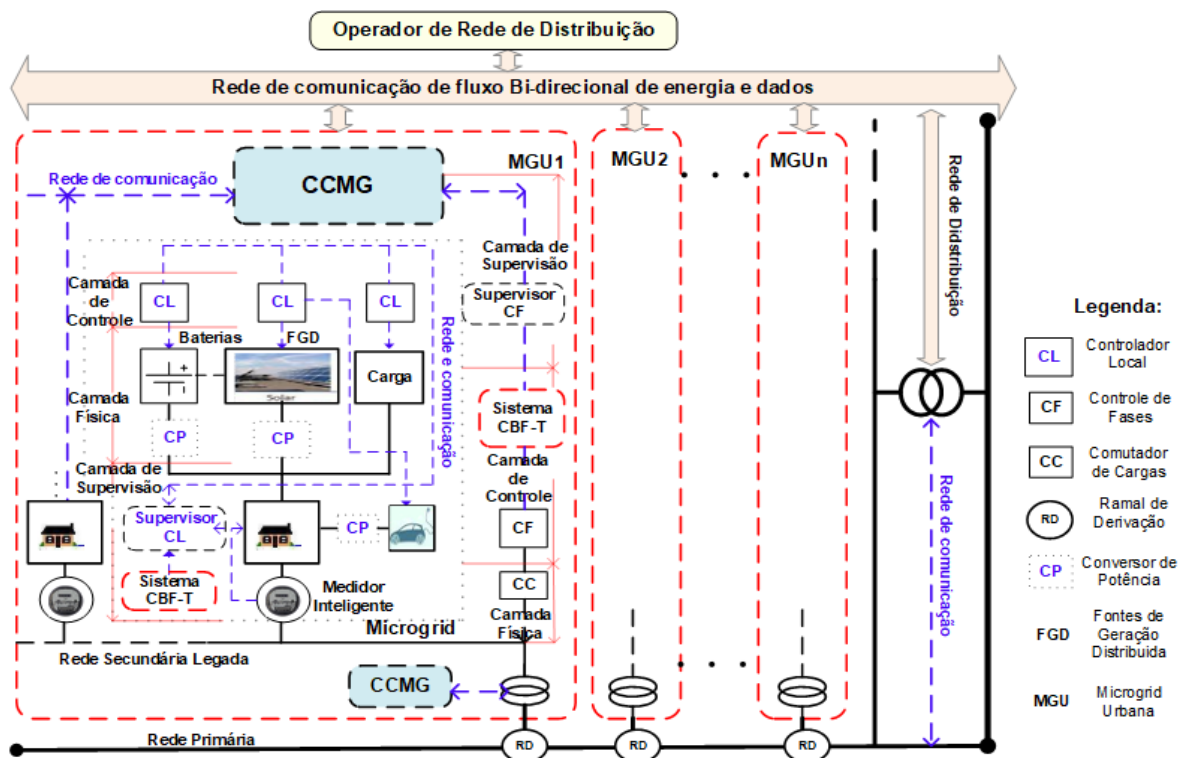


Figura 2.5. Sistema CBF-T inserido na arquitetura geral de microgrid urbana.

Fonte: Autor

O processo de balanceamento de fases proposto: a) avalia o remanejamento de carga nas fases da rede conforme a capacidade ou excesso de carga identificadas; b) diagnostica paralelamente, a influência do consumo de energia, variação de consumo de energia, incidência da temperatura e da variação de corrente, na variação de carga das fases de cada UC; c) Projeta os estados futuros de consumo de energia das UCs para análise de consumo e seleção para comutação e ; d) Seleciona as UCs do circuito para comutação em função do estado futuro de consumo de energia, média dos estados futuros de energia e, a margem de concentração de carga para um mês específico.

O sistema inserido interage nas três camadas alocadas no âmbito das UCs e da rede:

- a) Camada de supervisão (modular), com dois supervisores distribuídos na rede interna do consumidor e nas fases da rede. Ambos integrados ao CCMG. O Supervisor de CL, supervisiona o consumo de energia em UCs para avaliação dos seus níveis de carga, estados futuros de consumo de energia, e comutação dinâmica nas fases da rede de BT. Simultaneamente, o Supervisor de Controle de Fases identifica o desbalanceamento nas fases e coordena a transferência de carga para restabelecer o estado estacionário.
- b) Camada de controle, onde se executam os algoritmos para a transferência de carga pelo Controlador de Fases (CF) e, de comutação dinâmica de UCs via do Controlador de Comutação (CC).
- c) Camada física, que é formada pelas UCs da rede de BT e seu sistema de medição. neste caso o medidor inteligente (smart meter) da concessionária de energia.

2.4. REDES DE PETRI NO CONTEXTO DE MICRO REDES URBANAS

A revisão bibliográfica, mostra algumas aplicações de modelagem formal em redes de Petri (RP) em sistemas complexos que requerem a integração de automação dos seus subsistemas em todos os seus níveis hierárquicos operacionais, aplicando-se para isso a validação dinâmica do *workflow* de operações e a verificação de propriedades do modelo desenvolvido, buscando-se a obtenção do fluxo ótimo de automação do sistema (Li, 2018).

Algumas aplicações mostram modelos de integração de automação dos procedimentos operacionais e serviços específicos com os consumidores, na rede elétrica de distribuição de energia (Mladjao, 2016). Complementarmente, o uso de extensões de RP como hierarquia e temporização, permite a emulação de sistemas reais, podendo analisar com maior eficiência o fluxo e ciclo de automação integrado de operações, bem como a exequibilidade dos estados do *workflow* (Wang, 2015). Assim, o desenvolvimento de sistemas de controle de BF na rede elétrica de BT e de MGUs identifica-se como potencial de aplicação, contando com o suporte da ampla gama de recursos de validação dinâmica e de verificação de propriedades sistêmicas das RP (Zhang, 2012).

A propriedade de hierarquia é aconselhável para tratar grandes sistemas em níveis hierárquicos integrados por camadas (Wang, 2015), (Heiner, 1999) como é caso da rede secundária, como sub- rede integrada da rede de circuitos alimentadores de MT (vindos da sub- estação abaixadora de energia). Por outro lado, a propriedade de temporização se torna interessante, para otimização nos serviços prestados aos consumidores finais da rede (Vázquez, 2014), em especial relacionado ao fornecimento de energia (Zhang, 2012).

Assim, o uso de RP é muito adequado na modelagem de automação de sistemas elétricos como o sistema de BT e MGUs, pois é um método formal amplamente adaptado aos requisitos de engenharia, devido à sua ampla gama de ambientes para a modelagem dinâmica (Silva, 2019), (Murata, 1989). Destacando-se que a abordagem hierárquica também ajustaria a arquitetura imposta ao sistema legado, contribuindo com a modernização da sua estrutura e automatização dos seus procedimentos (Salmon, 2017), bem como na identificação dos pontos para acoplar o serviço de BF (Gomes, 2006).

Neste trabalho, vamos considerar a modelagem de um sistema de controle de BF na rede secundária, baseada numa aplicação de RP simples, com quatro níveis hierárquicos, que são integrados – a rede de BT legada, o sistema CCMG, o sistema de algoritmo proposto como parte do CCMG, e os algoritmos combinados que o conformam - para procedimentos de BF nas fases da rede de BT.

2.4.1. Redes de Petri Hierárquicas

Uma rede de Petri Hierárquica é definida como:

2.4.1.1. *Definição de Rede de Petri Hierárquica (RPH)*. Uma RHP é uma 6-upla, como definida como indicada na expressão 2.1.

$$N = (P, T, A, \omega, M_0, F) \quad (2.1)$$

1. Onde: A 5-upla

$$\acute{E} \quad B = (P, T, A, \omega, M_0) \quad (2.2)$$

é uma rede de Petri marcada, onde:

- “P” é um conjunto finito de lugares, $P \neq \Phi$;
 - “T” é um conjunto finito de transições, $T \neq \Phi$;
 - “A” é o conjunto de arcos vindos dos “P” lugares para as “T” transições de tal forma que: $A \subseteq (PxT) \cup (TxP)$;
 - “ ω ” é a função peso nos arcos da rede, tal que: $\omega \rightarrow \{1,2,3, \dots\}$
 - “ M_0 ” é a marca inicial da RP (Salmon, 2014), (Murata, 1989).
2. “F” é a função de Substituição de Limitação por Lugar (*SLL*)- *Place Bounded Substitution (PBS)*, que garante a existência de uma sub-rede Y representada por um “macro-lugar” equivalente e limitada por transições (que demarcam a borda ou fronteira da sub-rede), cuja estratificação pode ser expandida por lugares, garantindo-se apenas um fluxo de entrada e um fluxo de saída pelo macro-lugar equivalente, gerando assim uma outra rede:

$$N' = (P', T', A') \quad (2.3)$$

Onde:

- $P' = P \setminus S_y \cup \{s\}$, onde “ S_y ” é o conjunto de lugares na rede Y ;
- $T' = T \cup T_y$, onde “ T_y ” é um conjunto finito de transições na rede Y ;
- $F' = F \setminus Int(Y)$, onde “ $Int(Y)$ ” é conjunto de arcos internos da rede Y (Salmon, 2012), (Heiner, 1999).

Neste trabalho, o uso de Redes de Petri hierárquicas, justifica-se porque a através dos seus recursos e ferramentas de desenvolvimento formal, torna-se possível modelar e avaliar o *workflow* e propriedades de um novo sub- sistema de controle distribuído de balanceamento de fases, integrado como camada inferior ao sistema legado de BT.

Assim, a avaliação e a verificação das propriedades dinâmicas do modelo podem ser feitas através da propagação hierárquica de sub-redes inferiores a partir de macro-lugares via o método *SLL*.

Portanto, através da estrutura definida na equação “2.1” é possível modelar os estados e intervalos de operações e rotinas do fluxo de trabalho, na forma de lugares “*P*”, transições “*T*”, juntamente com as relações de início e fim entre cada um deles em arcos “*A*”, a ordem sequencial do fluxo de trabalho na marcação “*M₀*”, envolvendo os fluxos de cada nível do sistema de distribuição integrado: rede BT, MGU, sistema CBF-T e, os algoritmos combinados que o conformam, em sub-redes hierárquicas “*F*”.

Neste caso, o modelo do sistema começa pela rede de BT legada, como o primeiro nível hierárquico do sistema integrado, considerando o centro de supervisão como o lugar inicial. Ou seja, o local e a marcação inicial da rede. O segundo nível hierárquico é demarcado a partir dos transformadores da rede de BT, ou seja, a sub-rede CCMG, na qual toda a estrutura física de automação e controle do sistema de balanceamento de carga será representada. O terceiro nível hierárquico, é iniciado a partir do dispositivo de controle CCMG, ou seja, a sub-rede do sistema de balanceamento proposto. Nesta terceira sub-rede, todas as etapas programáveis do sistema proposto são representadas. Por fim, a sub-rede dos algoritmos combinados são representados no quarto nível hierárquico da rede integrada.

O desenvolvimento e validação dessa modelagem são apresentados no *capítulo 4* deste trabalho. Onde cada camada foi modelada como rede modular, inserida a través de macro-lugares específicos, que denotam em cada caso, o acoplamento das redes inferiores às redes hierárquicas superiores.

A simulação das redes desenvolvidas, validaram o fluxo integrado de automação das funcionalidades de balanceamento de fases na rede de BT, bem como o acoplamento eficiente desta nova estrutura de controle de BF, em razão da linearidade do *workflow* e alcançabilidade dos estados do sistema integrado. Tendo sido verificada também a conservação de hierarquia entre os sistemas: o sistema proposto de controle (inserido), seus algoritmos, o controle de microgrids urbanas e, a estrutura da rede legada.

CAPÍTULO III

SISTEMA DE CONTROLE DE BALANCEAMENTO DE FASES DO TRANSFORMADOR

3.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, serão abordadas: a descrição da arquitetura do sistema de Controle de Balanceamento de Fases do Transformador (CBF-T); o fluxograma do algoritmo do sistema de controle de BF; os modelos dos algoritmos combinados que o constituem; bem como a metodologia aplicada para o desenvolvimento da modelagem a eventos discretos com redes de Petri Hierárquicas do sistema.

3.2. O SISTEMA CBF-T

Sob a ótica do contexto e abrangência de MGU, os *Algoritmos de Gerenciamento de Consumo de Energia* (AGEs) permitem automatizar o fluxo de operações e integrar todos os setores de um sistema elétrico de BT, em particular os relacionados com o equilíbrio de carga na rede secundária (Gomes, 2019), (Bracco, 2017), (ETP,2012), (NIST, 2012), (EPRI,2008). O sistema proposto é uma alternativa de AGE para o balanceamento de fases na rede secundaria.

3.2.1. Arquitetura do sistema CBF-T

A funcionalidade de um AGE pode ser entendida considerando um modelo alternativo que integra os setores de aplicação de MGUs na infraestrutura da rede de BT, o qual segue os requisitos e bases do conceito e abrangência operacional de SG desejados (Ma, 2017), (Moslehi, 2010). O sistema proposto é um Controlador de Balanceamento de Fases do Transformador (CBF-T) baseado num sistema com quatro estágios programáveis ou algoritmos combinados, conforme ilustrado na Figura 3.1.

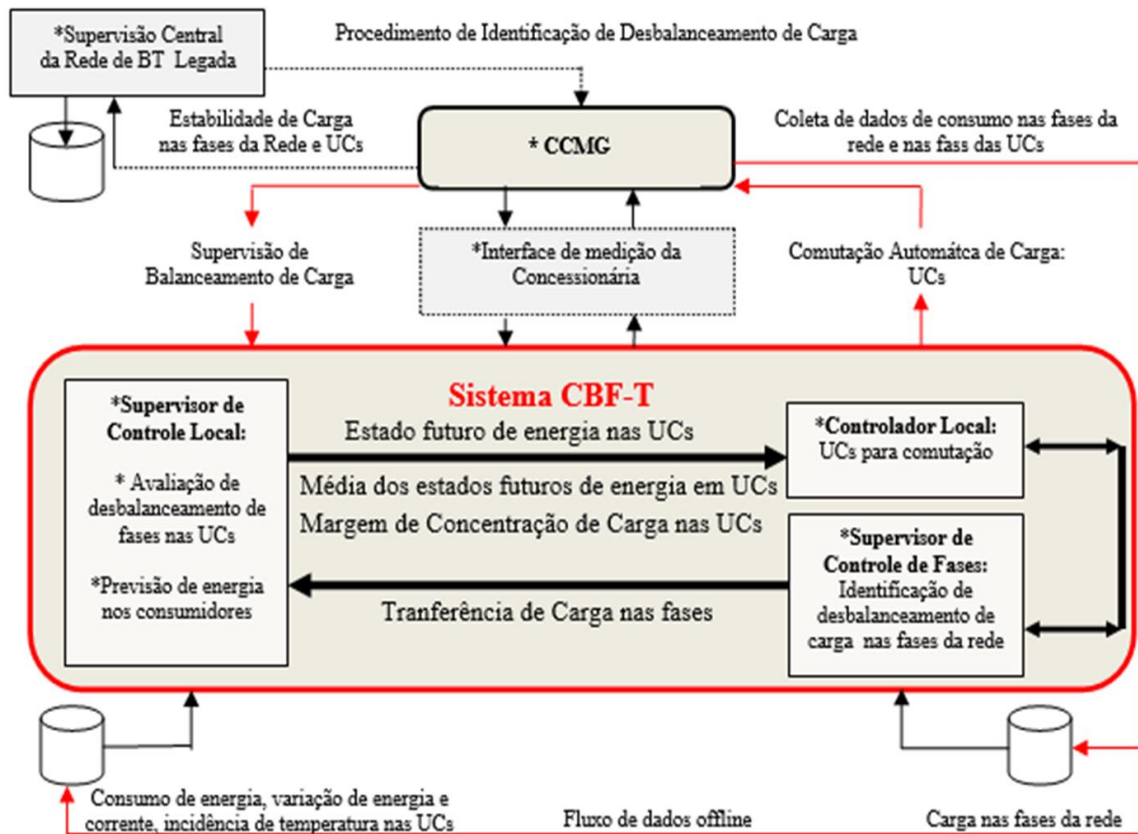


Figura 3.1. Arquitetura geral do sistema CBF-T.

Fonte: Autor

O sistema CBF-T é um controlador local distribuído na rede interna das UCs e na rede secundária, conforme ilustrado anteriormente na *seção 2.3.2.2* e, visa automatizar os procedimentos relacionados à identificação de desequilíbrio de carga nos alimentadores da rede e UCs, bem como na obtenção do arranjo ou matriz dos consumidores para o processo de comutação que é baseado no estado futuro de consumo, margem de concentração de carga nas UCs (Sicchar, 2017), da média dos estados futuro. O sistema CBF-T interage com a interface de medição da concessionária e é composto por:

- a). Supervisor de Controle de Fase (SCF). Gerencia o procedimento que identifica os desequilíbrios de carga nas fases da rede por meio de um sistema de inferência *Fuzzy* descrito na *seção 3.3*. O fluxo desse processo é iniciado a partir da “Supervisão Central” do sistema legado de BT. Os dados de carga processados são coletados do fluxo do sistema de informações do CCMG. Em caso de desequilíbrio de carga nas fases é ativado o “Supervisor de Controle Local”.

b). Supervisor de Controle Local (SCL). É ativado em casos de desequilíbrio nas fases da rede secundária. Realiza a identificação do desequilíbrio de carga (com base numa inferência difusa) e a previsão de energia (com base nas cadeias de *Markov*) nas UCs (Sicchar, 2015). Para a identificação de desequilíbrio de carga, são processados: o consumo de energia e a variação de energia, bem como a incidência de temperatura e, a variação de corrente elétrica mensais em cada fase das UCs de um circuito de BT. Os dados são coletados a partir do fluxo do sistema de informação do CCMG. Para a previsão de energia nas UCs, os dados de consumo de energia também serão coletados do CCMG.

c). Controlador local (CL). Recebe do SCL o fluxo de dados para obter o arranjo ou matriz de comutação. O critério de escolha é baseado nos consumidores que apresentam o maior estado futuro de energia, a maior média dos estados futuros de energia (três passos à frente) e a média de concentração de carga. A escolha é verificada com os níveis de transferência de carga indicados pelo SCF em cada fase. O resultado final é a matriz de comutação das unidades consumidoras, que garante o restabelecimento da estabilidade da carga das fases da rede de BT. O resultado é transferido ao SCF para a seleção de UCs para comutação. O resultado final é transferido ao CCMG e depois à Supervisão Central de BT.

Assim, o projeto do sistema proposto será baseado nesta arquitetura e no fluxograma do sistema CBF-T, como mostrado na Figura 3.2.

3.2.2. Fluxograma de Alto-Nível do sistema CBF-T

A Figura 3.2, mostra em detalhes o fluxograma de alto nível do sistema proposto, na forma de um controle alternativo ao processo de BF para a arquitetura da rede de BT e sua inserção na proposta de MGU. Assim, o sistema CBF-T também pode ser inserido de fato, como uma interface na rede secundária, visando atender à análise de consumo e de identificação de desequilíbrio de carga, tanto nas fases da rede, bem como nos consumidores finais. O fluxograma de alto nível do sistema é explicado da seguinte forma:

a) **Etapa de Transferência de Carga.** Destacada em vermelho. O fluxo é iniciado quando os níveis de consumo de “Carga” (banco de dados) em cada fase da rede de BT, são processados numa inferência ou algoritmo de transferência de desbalanceamento de carga (ATC), (explicada em detalhes na subseção a seguir) para detectar o desequilíbrio de carga nas fases. Como resultado, é informado se os alimentadores estão equilibrados ou não. Assim, ambas as situações são informadas pelo SCF.

Em casos de desequilíbrio de carga em alguma fase, a segunda etapa modular será iniciada. Caso contrário, o processo será finalizado.

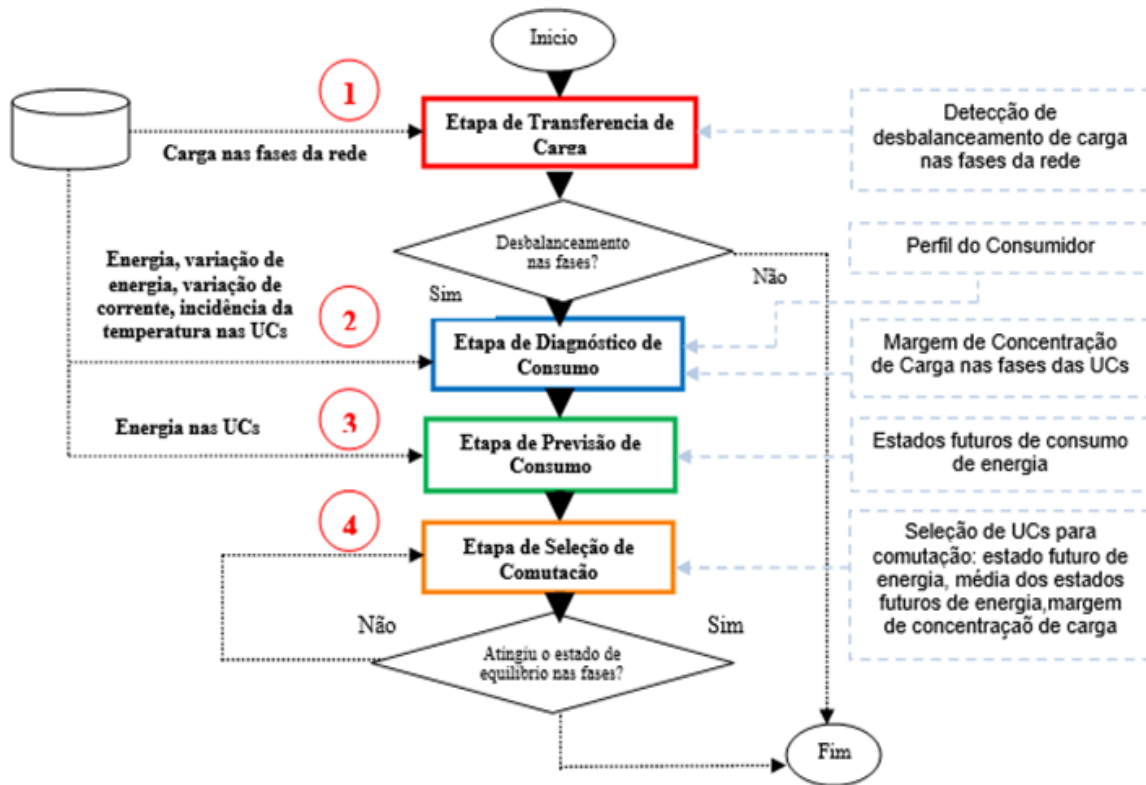


Figura 3.2. Fluxograma de alto-nível do sistema CBF-T.

Fonte: Autor

- b) **Etapa de Diagnóstico de Consumo.** Destacada em azul. Este módulo é ativado quando uma das fases da rede está desbalanceada. Operando como uma inferência ou algoritmo de diagnóstico de consumo (ADC), (também explicada na subseção seguinte) para identificar o perfil do consumidor e a margem de concentração de carga (MCP) nas UCs. Este resultado será usado para melhorar a escolha da matriz de comutação formado por unidades consumidoras. No caso de desbalanceamento, se procede o cálculo da previsão de consumo de energia nas UCs do circuito de BT.
- c) **Etapa de Previsão do Consumo.** Destacada em verde. Formada pelo algoritmo de previsão de consumo (APC) que detecta o consumo de carga futuro nas UCs. Os resultados futuros de consumo de energia, juntamente com a margem de concentração de carga são apresentados como uma matriz de diagnóstico de consumo durante um período de 12 meses. Na previsão também é indicada a previsão de três meses à frente do consumo de energia. Dados que serão importantes na seleção de UCs para comutação.

- d) **Etapa de Seleção de Comutação.** Destacada em laranja. Formada pelo algoritmo de seleção de comutação (ASC) que auxilia na obtenção de uma combinação confiável para a comutação das UCs nas fases da rede. O procedimento de escolha é baseado na matriz de diagnóstico de consumo de todas as UCs. Sendo ponderadas as que apresentem o maior estado futuro de energia de um mês específico, a média dos estados futuros de consumo de energia três passos à frente, bem como a MCP nas UCs, respeitando sempre o limite de carga em cada fase da rede. No caso de não encontrar um bom arranjo (matriz de comutação), um novo deverá ser encontrado, conforme indicado na seção seguinte. Caso contrário, o processo será finalizado.

3.3. FLUXOGRAMA DOS ALGORITMOS COMBINADOS DO SISTEMA CBF-T

A Figura 3.3 detalha o fluxograma de integração dos quatro algoritmos combinados ou etapas programáveis do sistema proposto, seguindo a ordem e as cores indicadas na Figura 3.2.

Etapa 1. Algoritmo de Transferência de Carga (ATC). Este primeiro algoritmo é destacado em vermelho na Figura 3.3. É baseada numa máquina de inferência *Fuzzy* – *Mamdani*, com apenas uma entrada denominada “Carga” e uma saída, chamada “Transferência de Carga” (Sicchar, 2017). A variável de saída tem oito “ S_{1i} ” conjuntos de pertinência, os quais representam os oito possíveis níveis de consumo de energia “ x_i ” em cada fase, com seu respectivo grau de pertinência “ μ_i ”, segundo definido na Expressão (3.1).

$$S_{1i} = \{(x_i, \mu_i(x_i)) \mid x_i \in \text{"Carga"}\} \quad (3.1)$$

onde $i=1, \dots, 8$.

A variável de saída tem também oito “ S_{1j} ” conjuntos de pertinência, os quais representam os oito possíveis níveis de transferência de carga “ y_j ” em cada fase da rede secundária. Isto é definido na Expressão (3.2).

$$S_{1j} = \{(x_j, \mu_j(x_j)) \mid x_j \in \text{"Transf de Carga"}\} \quad (3.2)$$

onde $j=1, \dots, 8$.

Ambas as variáveis são inferidas pelo ATC, segundo a Expressão (3.3).

$$\text{Se "Carga" é "x}_i\text{" Então "Transf de Carga" é "y}_j\text{"} \quad (3.3)$$

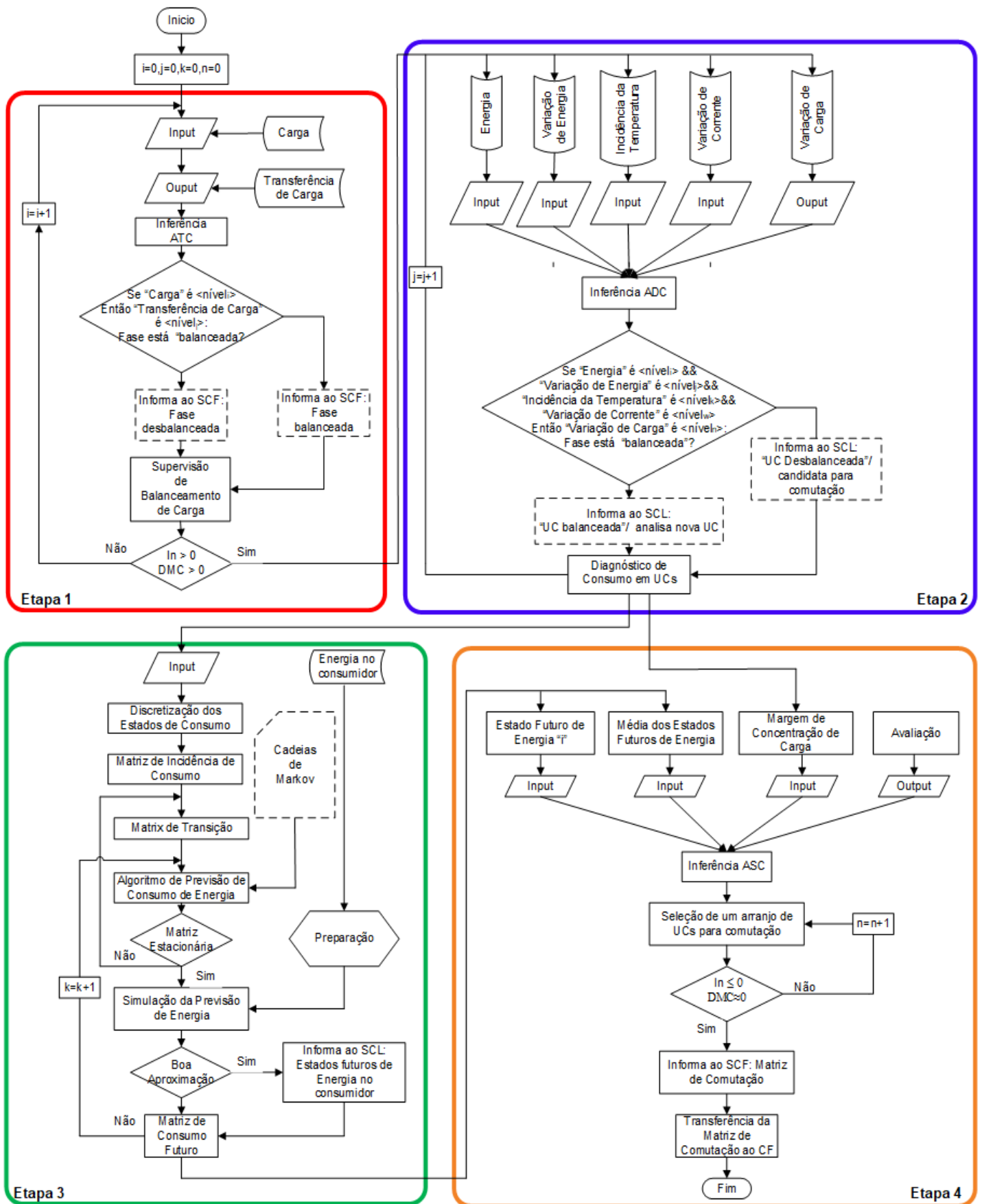


Figura 3.3. Fluxograma dos algoritmos combinados do sistema CBF-T.

Fonte: Autor

Depois desse processo, o SCF é informado que as fases estão balanceadas ou não. Ambas as situações são transferidas como resultado do processo de “Supervisão de Balanceamento de Carga”. No caso de desbalanceamento, a segunda etapa é iniciada. Caso contrário, o processo geral é encerrado e estará pronto para uma próxima verificação de desbalanceamento, conforme se ilustra em detalhes na Figura 3.4.

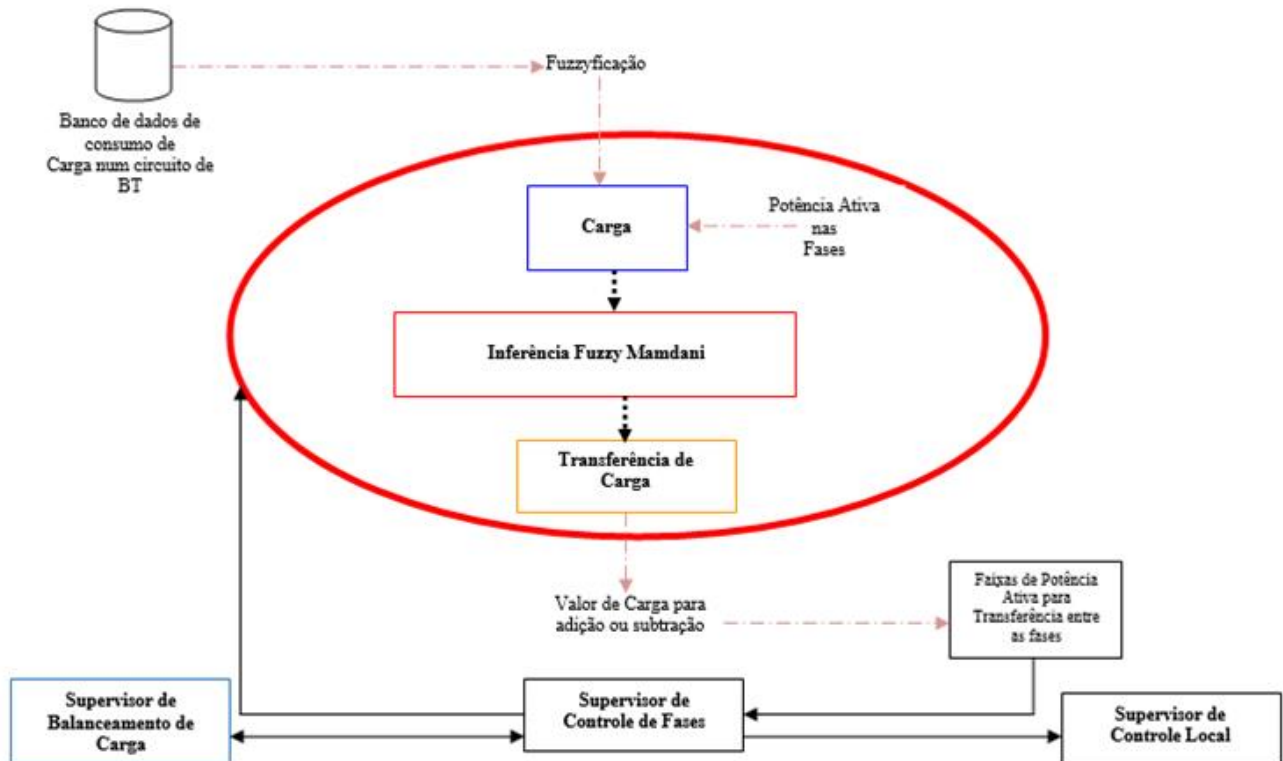


Figura 3.4. Arquitetura do Algoritmo de Transferência de Carga (ATC).

Fonte: Autor

Etapa 2. Algoritmo de Diagnóstico de Consumo (ADC). Este segundo algoritmo é destacado em azul na Figura 3.3 e é ativado quando uma das fases da rede secundária estiver desbalanceada. É aplicada nas UCs. Também é baseada numa máquina de inferência *Fuzzy-Mamdani* com quatro variáveis de entrada, denominadas, “Consumo de Energia”, “Variação de Energia”, “Incidência da Temperatura” e, “Variação de Corrente” (Sicchar, 2015) e, uma variável de saída, chamada de “Variação de Carga”, indicada em detalhes na Figura 3.5.

- “Consumo de Energia”. Esta primeira variável de entrada, tem três “ S_{2ai} ” conjuntos de pertinência, os quais indicam os três possíveis níveis de consumo mensal de energia “ x_{ai} ” (baixo, médio e alto) na fase, com seu respectivo grau de pertinência “ μ_{ai} ”, segundo a Expressão (3.4).

$$S_{2a_i} = \left\{ (x_{a_i}, \mu_{a_i}(x_{a_i})) \mid x_{a_i} \in \text{"Consumo de Energia"} \right\} \quad (3.4)$$

onde $i=1, \dots, 3$.

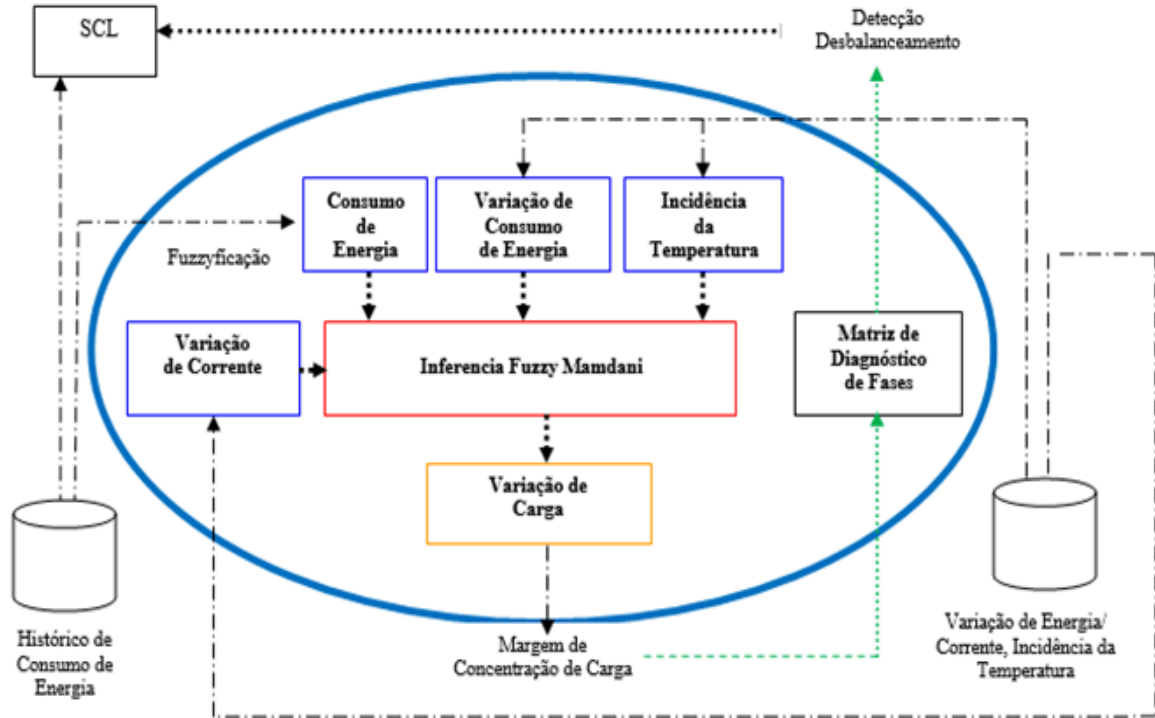


Figura 3.5. Arquitetura do Algoritmo de Diagnóstico de Consumo (ADC).

Fonte: Autor

- “Variação de Energia”. Esta segunda variável de entrada, tem também três “ S_{2b_i} ” conjuntos de pertinência, os quais representam os possíveis níveis de variação de energia mensal “ x_{b_i} ” (baixa, média e alta) na fase, em função do grau de pertinência “ μ_{b_i} ”, segundo a Expressão (3.5).

$$S_{2b_i} = \left\{ (x_{b_i}, \mu_{b_i}(x_{b_i})) \mid x_{b_i} \in \text{"Variação de Energia"} \right\} \quad (3.5)$$

onde $i=1, \dots, 3$.

- “Incidência da Temperatura”. A Expressão (3.6) mostra a incidência da temperatura mensal, em três “ S_{2c_i} ” conjuntos de pertinência, em função do grau de pertinência “ μ_{c_i} ”.

$$S_{2c_i} = \left\{ (x_{c_i}, \mu_{c_i}(x_{c_i})) \mid x_{c_i} \in \text{"Incidência da Temp"} \right\} \quad (3.6)$$

onde $i=1, \dots, 3$.

Havendo “ x_{ci} ” possíveis níveis da incidência da temperatura (baixa, média e alta) que influenciam no consumo de carga nas UCs (Xiao, 2017), (Kuzlu, 2012).

- “Variação de Corrente”. A Expressão (3.7) mostra a quarta variável de entrada com também três “ S_{2di} ” conjuntos de pertinência, os quais representam os possíveis “ x_{di} ” níveis de variação de corrente (baixa, média, alta) e, que também influenciam no consumo de carga residencial (Bracco, 2017), (Xiao, 2017).

$$S_{2d_i} = \left\{ (x_{d_i}, \mu_{d_i}(x_{d_i})) \mid x_{d_i} \in \text{"Variação de Corrente"} \right\} \quad (3.7)$$

onde $i=1, \dots, 3$.

- Variação de Carga. É a variável de saída do sistema do algoritmo ADC. A Expressão (3.8) mostra essa definição, notando-se três “ S_{2j} ” conjuntos de pertinência, que representam os possíveis “ y_j ” níveis de variação de carga (baixa, média, alta) que agem em função inferência das quatro variáveis de entrada.

$$S_{2_j} = \left\{ (y_j, \mu_j(y_j)) \mid y_j \in \text{"Variação Carga"} \right\} \quad (3.8)$$

onde $i=1, \dots, 3$.

Posteriormente, as quatro variáveis de entrada e variável de saída são processadas seguindo a inferência denotada na Expressão (3.9).

$$\begin{aligned} & \text{Se "Energia" é "x_{ai}" e "Variação de Energia" é "x_{bi}" } \\ & \text{e "Incidência da Temp" é "x_{ci}" e "Variação de Corrente" é "x_{di}" } \\ & \text{então "Variação Carga" é "y_j"} \end{aligned} \quad (3.9)$$

O resultado indica a margem de concentração de carga (MCP) nas fases das UCs. Classificando os limites de balanceamento. Em caso de balanceamento o SCL é informado e o processo é reiniciado. Caso contrário, o CL é ativado, iniciando-se o processo do APC.

Etapa 3. Algoritmo de Previsão de Consumo (APC). Este terceiro algoritmo é destacado em verde na Figura 3.3. Este projeta os estados futuros de consumo mensal de energia, visando ter um perfil das UCs e, selecionar as que apresentarem a maior tendência de consumo de energia, em intervalos futuros (Klonary, 2015).

A ideia da projeção de consumo futuro, justifica-se nas sazonalidades de consumo presentes em cada consumidor final ao longo do tempo, cuja tendência permite a identificação de picos eventuais de consumo de energia (Goucheng, 2016). A partir das séries temporais do perfil de consumo aleatório de cada UC e, das incidências nos estados discretos de consumo se torna possível projetar o consumo futuro de energia e/ou carga (Casella, 2016). Assim, a terceira etapa do sistema é baseado em cadeias de *Markov* que neste caso, projetam a previsão de consumo mensal de energia “ C_F ” na fase das UCs, segundo a Equação (3.10).

$$C_{F\pi_{ij}}^n = P\{X(k+n) = j | X(k) = i\} \quad (3.10)$$

onde: $C_{F\pi_{ij}} \geq 0$

O processo de previsão segue o algoritmo descrito em detalhes, como segue:

- O fluxo de dados de energia é preparado e é inserido na entrada para a “discretização” dos “ π ” estados de consumo (baixo, médio, alto). Logo, em função das “ π_{ij} ” probabilidades de salto de um “ $X(k)$ ” estado atual para incidir num “ $X(k+n)$ ” estado futuro de consumo de energia, é formada a “Matriz de Incidências de Consumo”. A Figura 3.6 ilustra em detalhes a arquitetura e o procedimento de previsão de consumo de energia para as UCs.

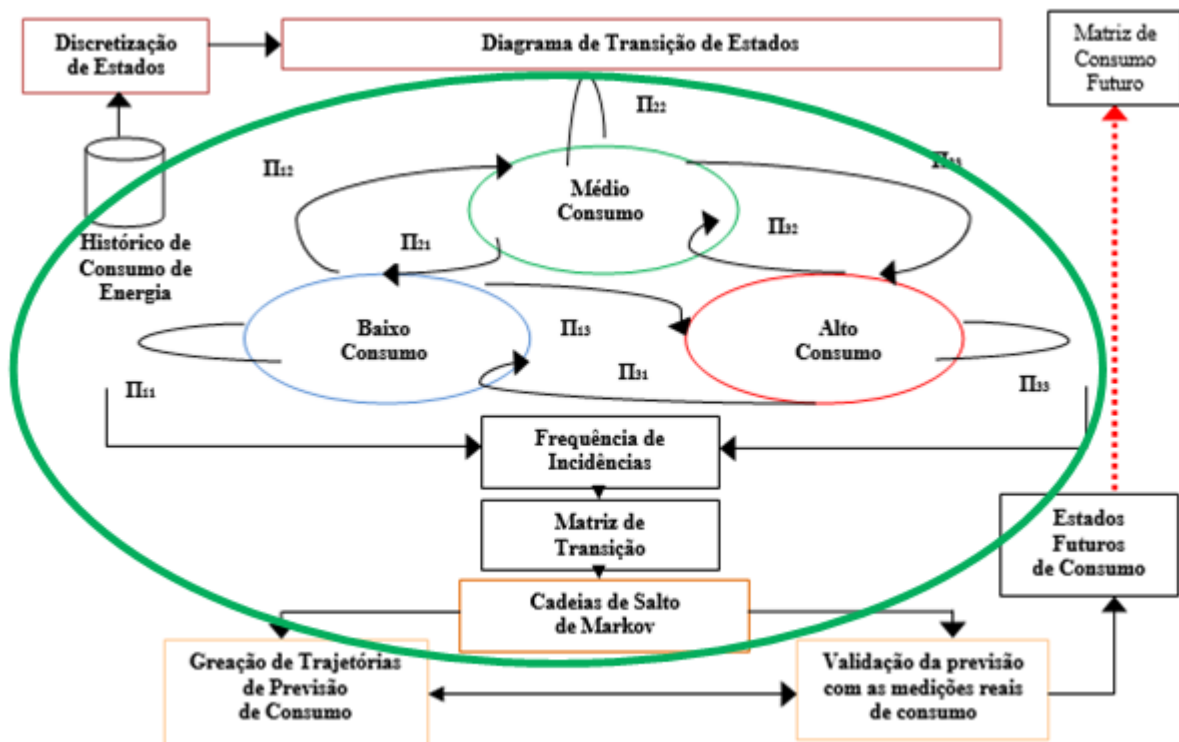


Figura 3.6. Arquitetura do Algoritmo de Previsão de Consumo (APC).

Fonte: Autor

- Logo, a distribuição percentual dessas asserções gera como resultado, a “Matriz de Transição” que, é o conjunto de dados de entrada do algoritmo de previsão de consumo de energia, que após sua ativação deve gerar a “Matriz Estacionária” do processo, condição fundamental de confiabilidade de um processo estocástico para o aprendizado e projeção de desempenho futuro (Hong, 2017).

- No caso de não obtenção da “Matriz Estacionária”, o fluxo será reiniciado a partir da etapa da “Matriz de Transição”. Caso contrário, a simulação de previsão de energia será obtida. Em casos de boa aproximação, o SCL será informado do “Estado Futuro de Consumo de Energia” (*EFE*) para cada UC. Caso contrário, a simulação será reiniciada.

A validação da série temporal de consumo de energia ao longo de um período específico é realizada antecipadamente, treinando um conjunto de dados para estabelecer um modelo de previsão confiável (Kuznetsova, 2013). Neste caso específico um histórico de 60 meses de consumo de energia será usado em cada UC para obter o *EFE* durante 12 meses. A seguir, é descrito o processo de modelagem para o processo de previsão de consumo nas UCs.

Modelagem do Processo de Previsão de Consumo de Energia em UCs

Para a modelagem do processo de previsão de consumo de energia, se toma como referência o diagrama de estados da Figura 3.6. Sendo considerados os “ π ” estados de consumo (neste caso três) para carga na fase das UCs: baixo consumo de energia “BCE”, consumo médio de energia “MCE” e alto consumo de energia “ACE” bem como as “ π_{ij} ” combinações de transição entre os estados discretos de consumo.

Na formulação dos estados discretos de consumo, é considerada a aproximação que adota o desvio padrão “ σ_x ” para *discretização* de variáveis aleatórias em processos estocásticos (de Oliveira, 2010). O coeficiente “ ρ ” é obtido a partir da definição da variância aleatória “ σ_x^2 ”, que é determinada pelo produto da incidência de “ nX_i ” do maior desvio, com o quadrado da diferença entre a medida com maior desvio (módulo) “ X_i ” e a média “ m_x ”, dividido pelas “ N ” medições de consumo num determinado espaço de tempo, como indicado em (3.11).

$$\sigma_x^2 = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{(X_i - m_x)^2 n X_i}{N} \quad (3.11)$$

O coeficiente de dispersão dos estados discretos de consumo “ ρ ” é definido por:

$$\rho \cong \frac{\sqrt{\sigma_x}}{100} \quad (3.12)$$

A média de consumo de energia, gera o estado “*Médio Consumo de Energia*” (MCE) que junto com “ ρ ” geram os demais estados discretos. Tendo-se para “*Baixo Consumo de Energia*” (BCE).

$$BCE = MCE - (MCE \cdot \rho) = MCE(1 - \rho) \quad (3.13)$$

Analogamente para “*Alto Consumo de Energia*” (ACE) se obtêm

$$ACE = MCE + (MCE \cdot \rho) = MCE(1 + \rho) \quad (3.14)$$

Logo, podemos formular um modelo de previsão de consumo de energia para as UCs baseado em cadeias de salto de *Markov*. Para isso consideramos o consumo de energia indicado anteriormente, na Equação (3.10). E, considerando a dinâmica estocástica do diagrama de transição de estados mostrada na Figura 3.6 se obtêm o sistema que representa a generalização do processo de “ n ” saltos probabilísticos que incidem em “ π ” estados discretos de consumo de corrente, com “ i ” probabilidades de transição de estados discretos anteriores e “ j ” probabilidades de transição de estados discretos futuros, conforme indicado na Expressão (3.15).

$$\begin{array}{cccc} C_F \pi_{11}^{(n)} + & C_F \pi_{12}^{(n)} + & \dots & C_F \pi_{1j}^{(n)} = 1 \\ C_F \pi_{21}^{(n)} + & C_F \pi_{22}^{(n)} + & \dots & C_F \pi_{2j}^{(n)} = 1 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ C_F \pi_{i1}^{(n)} + & C_F \pi_{i2}^{(n)} + & \dots & C_F \pi_{ij}^{(n)} = 1 \end{array} \quad (3.15)$$

Nota-se que cada linha desse sistema representa a soma total das probabilidades (igual a 1) de “ n ” saltos de incidência nos estados de consumo para infinitas iterações probabilísticas.

$$\sum_{j=0}^{\infty} C_F \pi_{ij}^{(n)} = 1 \quad (3.16)$$

A partir do sistema (3.16) podem ser extraídas as probabilidades de transições e reescritas na forma de matriz de transição, que rege a dinâmica estocástica do processo de previsão, conforme indicado em (3.17).

$$(C_F)_{\pi_{ij}} = \begin{bmatrix} (C_F)_{00} & (C_F)_{01} & (C_F)_{02} & \dots & (C_F)_{0m} \\ (C_F)_{10} & (C_F)_{11} & (C_F)_{12} & \dots & (C_F)_{1m} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ (C_F)_{m0} & (C_F)_{m1} & (C_F)_{m2} & \dots & (C_F)_{mm} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

A matriz de transição indicada em (3.17) é formada por “ m ” colunas com “ i ” probabilidades de transição de que incidem num estado anterior de consumo discreto, e “ m ” linhas com “ j ” probabilidades de transição que incidem num estado futuro de consumo discreto. A partir dessa matriz de transição gera-se a iteração combinatória durante “ n ” passos de projeção futura, em função das probabilidades de transição.

$$(C_{F\pi})_{ij}^{(n)} = \underbrace{(C_{F\pi})_{ij} \cdot (C_{F\pi})_{ij} \cdot (C_{F\pi})_{ij} \cdot \dots \cdot (C_{F\pi})_{ij}}_{\text{"n" passos}} = (C_{F\pi})_{ij}^k \quad (3.18)$$

Tendo assim, o modelo genérico que permite a obtenção das probabilidades de asserção de estados futuros de consumo de energia em “ n ” passos, na fase das UCs.

$$(C_F)_{\pi_{ij}}^{(n)} = \begin{bmatrix} (C_F)_{00}^{(n)} & (C_F)_{01}^{(n)} & (C_F)_{02}^{(n)} & \dots & (C_F)_{0m}^{(n)} \\ (C_F)_{10}^{(n)} & (C_F)_{11}^{(n)} & (C_F)_{12}^{(n)} & \dots & (C_F)_{1m}^{(n)} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ (C_F)_{m0}^{(n)} & (C_F)_{m1}^{(n)} & (C_F)_{m2}^{(n)} & \dots & (C_F)_{mm}^{(n)} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Para o caso específico de três “ π ” estados discretos de consumo de energia (BE, ME, AE), pode ser formulada a matriz de transição para projeção de consumo futuro para a fase de conexão. Assim teremos a matriz de transição para a fase das UCs, como indicado em (3.20).

$$\left(C_{F_{UC}} \right)_{3,ij}^n = \begin{bmatrix} (C_F)_{BE \rightarrow BE} & (C_F)_{BE \rightarrow ME} & (C_F)_{BE \rightarrow AE} \\ (C_F)_{ME \rightarrow BE} & (C_F)_{ME \rightarrow ME} & (C_F)_{ME \rightarrow AE} \\ (C_F)_{AE \rightarrow BE} & (C_F)_{AE \rightarrow ME} & (C_F)_{AE \rightarrow AE} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Para um processo de previsão robusto formulado por um processo de *Markov* completo, conforme definido em (3.20) o processo de previsão futura de consumo é definida pela projeção de saltos de iteração do modelo “ $C_{F\pi(k)}$ ” num período de tempo compreendido entre um instante inicial “ n ” até um instante específico futuro “ m ” (de Oliveira, 2010).

$$\left(C_{F\pi}\right)_{ij}^{(n \rightarrow m)} = \sum_{k=0}^{\infty} \left(C_{F\pi}\right)_{ik}^{(n)} \left(C_{F\pi}\right)_{kj}^{(m)} \quad (3.21)$$

$\forall (n, m) \geq 0$

Essa iteração é a concatenação combinatória entre as transições probabilísticas de asserção “ ik ” de estados discretos anteriores de consumo e das transições probabilísticas de asserção “ kj ” de estados discretos futuros de consumo. Assim, de forma generalizada a previsão de consumo de energia em “ n ” saltos de desempenho futuro é gerada buscando-se a *estacionariedade* do processo até “ $n-1$ ” saltos por meio da adaptação das equações de *Chalpmann-Kolmogorov* como indica (3.22).

$$\left(C_{F\pi}\right)_{ij}^{(n)} = \sum_{k=0}^{\infty} \left(C_{F\pi}\right)_{ik}^{(n)} \left(C_{F\pi}\right)_{kj}^{(n-1)} = \{C_{F\pi n} = k\} \quad (3.22)$$

onde:

$$\left(C_{F\pi}\right)_{ij}^{(n)} = \begin{cases} 1 & \text{se } i = j \\ 0 & \text{se } i \neq j \end{cases}$$

Com o processo de previsão no estado de *estacionariedade* pode ser obtido uma boa aproximação do modelo de previsão (Hong, 2017), (de Oliveira, 2010), (Morettin, 2006) tornando-se possível obter melhores probabilidades de simulação computacional.

A partir deste modelo, é iniciado o processo de previsão de consumo de energia seguindo as etapas do algoritmo, conforme já indicado anteriormente, mas resumido como segue:

- i. Início do processo, fazendo várias iterações focando a *estacionariedade* do processo e a determinação da matriz estacionária (para selecionar as melhores probabilidades de iteração) durante a previsão.
- ii. Caso não se obtenha a *estacionariedade*, se processam mais iterações com novas simulações computacionais do modelo, até encontrá-la;

- iii. Geração dos saltos de transição para projetar o consumo anual atual e as previsões de consumo, a partir da matriz estacionária;
- iv. Simulação das curvas de consumo para confronto das trajetórias das medições reais versus as trajetórias da variável do modelo.

Ao final do processo, tem-se a previsão de consumo de energia das UCs. Neste caso específico, considerando-se um horizonte de 12 passos à frente. Os resultados obtidos formam a matriz de consumo futuro para cada UC que, em função dela, permite ter, de forma objetiva e ampla, a situação de desbalanceamento atual e futuro de cada consumidor residencial, o que se torna muito útil na etapa de seleção das mesmas para o processo de comutação.

Etapa 4. Algoritmo de Seleção de Comutação (ASC). Este quarto algoritmo é destacado em laranja na Figura 3.3 e, tem como objetivo obter uma combinação ideal para selecionar as “ i ” UCs para comutação, a partir da análise do estado futuro de energia num mês específico “ i ” do ano, “ EFE_i ”, a média de três passos à frente dos estados futuros de consumo de energia “ MEF_i ”, e a margem de concentração de carga “ MCP_i ”, conforme indica a Equação (3.23).

$$L_i = \alpha \cdot \min(EFE_i) + \beta \cdot \min(MEF_i) + \gamma \cdot \min(MCP_i)$$

onde:

$$\sum_{i=1}^n T_{L_i} \leq P_j$$

(3.23)

Na Equação (3.23) é possível observar que a projeção de carga “ L_i ”, em cada UC está em função da minimização do “ EFE_i ”, “ MEF_i ” (baixo, médio e alto), e “ MCP_i ”. Os coeficientes “ α ”, “ β ” e “ γ ” estão em função do ajuste experimental por simulação. Sendo selecionadas para comutação, as UCs “ i ” que indicarem o maior nível de “ L_i ”.

Deve ser notada a restrição indicada também na Expressão (3.23), de tal forma que a quantidade de carga total “ T_{L_i} ” dos consumidores selecionados não deve ser maior que o nível de transferência de carga “ P_j ” indicado em cada fase “ j ”. No caso que não se obtenha um bom arranjo, o processo será reiniciado. Caso contrário, o processo será finalizado.

A Figura 3.7 ilustra a arquitetura do procedimento deste algoritmo. Notando-se, que o resultado da escolha das UCs, formam a “Matriz de Comutação” que é transferida como informação ao SCF, que por sua vez enviará esse fluxo ao CF para execução na rede de BT.

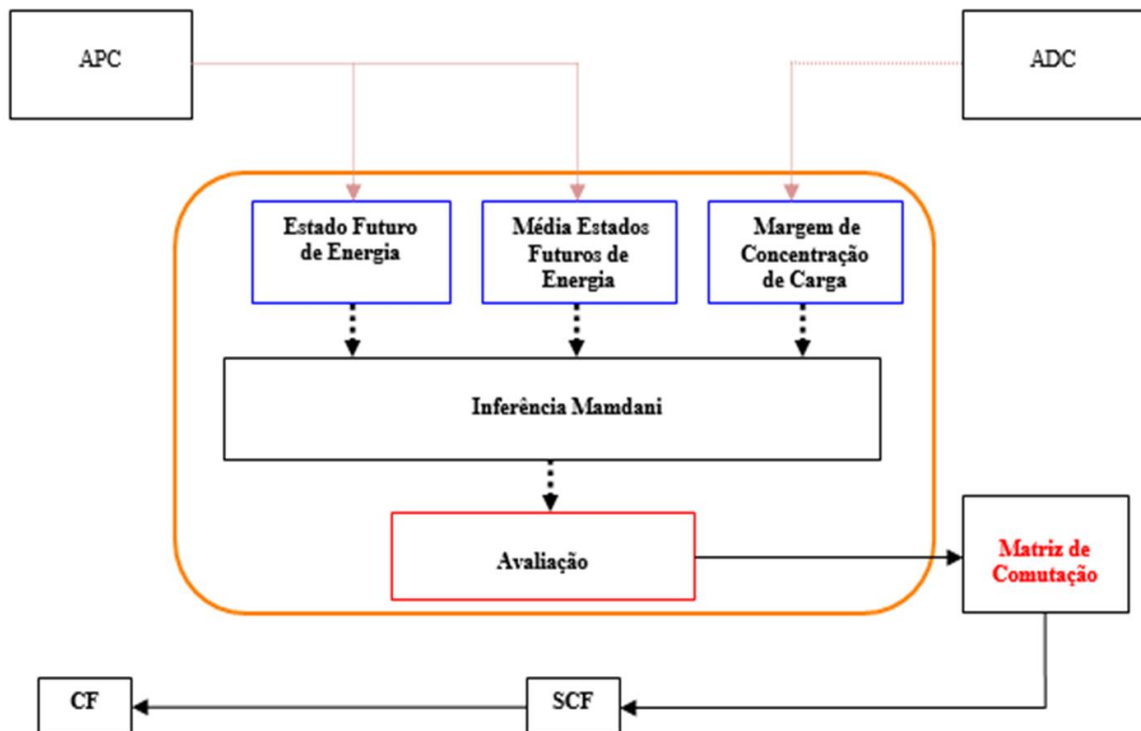


Figura 3.7. Arquitetura do Algoritmo de Seleção de Comutação (ASC).

Fonte: Autor

Caso os testes de validação experimental indicarem características de baixa robustez, estabilidade e precisão nas curvas de tensão, corrente e potência entre as fases do transformador, o ASC selecionará uma nova matriz de comutação até essas características serem validadas em níveis satisfatórios por um período de tempo aceitável.

3.4. MÉTODO DE MODELAGEM DO SISTEMA A EVENTOS DISCRETOS

A Figura 3.8, ilustra em detalhes o fluxograma de integração dos quatro algoritmos combinados ou etapas programáveis que serão implementadas para validar o sistema proposto.

Primeiro, a integração do fluxo do sistema representada uma RP principal: o fluxo da rede legada de BT, o sistema CCMG, o sistema CBF-T e os algoritmos combinados. Cada um deles compõe um nível estendido representado por camadas estratificadas. Notando-se que o CCMG, o sistema CBF-T e cada algoritmo combinado deverá ser representado como um macro-lugar de acordo com o método desenvolvido na *Seção 4.2*.

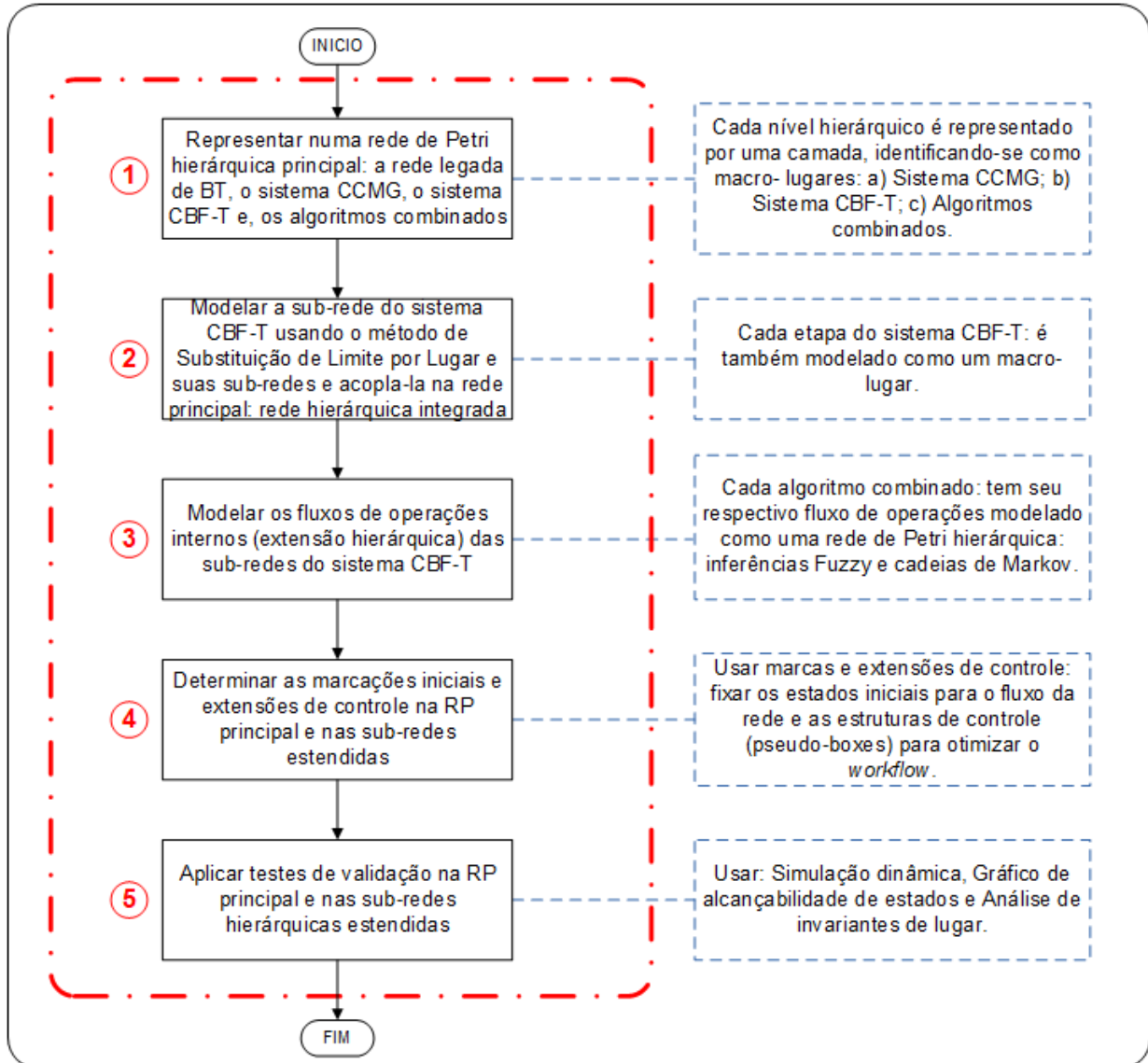


Figura 3.8. Fluxograma do método de modelagem SED do sistema CBF-T.

Fonte: Autor

No segundo passo, modelam-se as sub-redes (algoritmos combinados) do sistema CBF-T aplicando-se o método *SLL*, usando-se também para isso a representação inicial de macro-lugares, sendo acoplados à rede principal formando uma rede hierárquica integrada. No terceiro passo, modelam-se as sub-redes estendidas hierárquicas de cada algoritmo combinado (inferências *Fuzzy*, algoritmo de previsão de consumo, conforme abordado na *seção 3.3*). No quarto passo, inserem-se as marcações dos lugares iniciais e as extensões de controle (*pseudo-boxes*) para otimização de *workflow* na RP principal, e nas sub-redes do sistema CBF-T. Finalmente, no último passo, aplicam-se os testes de validação dinâmica e verificações das propriedades na rede principal e em cada sub-rede do sistema proposto: simulação dinâmica, diagrama de tangibilidade de estados e análise de invariantes de lugar.

Com a aplicação dos testes, pode ser avaliado o desempenho dinâmico do fluxo de operações de cada parte do sistema elétrico integrado como um todo (rede legada de BT, CCMG, sistema CBF-T e os algoritmos combinados), garantindo-se a confiabilidade e robustez do procedimento de balanceamento de fases, avaliando-se a integração automatizada dos procedimentos envolvidos desde a Central de Supervisão da rede até os algoritmos combinados do sistema proposto, analisando-se a incidência de conflitos e prováveis gargalos e *deadlocks*, bem como a verificação da efetividade das propriedades dinâmicas dos fluxos de automação integrada do sistema elétrico, como dos algoritmos combinados do sistema proposto.

Contudo, para reforçar a validação científica do sistema proposto, será aplicado uma metodologia de simulação num estudo de caso real sobre um circuito da rede legada de BT, cujo procedimento é explanado em detalhes a seguir.

3.5. MÉTODO DE VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL DO SISTEMA CBF-T

A Figura 3.9, ilustra em detalhes o fluxograma do método de validação experimental por simulação do sistema de algoritmos combinados CBF-T. Destacando-se para isso duas etapas, a primeira correspondente à *validação experimental* do sistema sob os dados de um circuito de BT local (a ser explicado na *seção 5.1*) e, a segunda etapa referente à aplicação de *validação comparativa* com outros métodos, entre eles o método legado usado pela concessionária de distribuição de energia, bem como, outros métodos indicados pela revisão bibliográfica, conforme abordado em detalhes na *seção 5.4*. A aplicação do método consiste num estudo de caso, num circuito de BT alimentado por um transformador de 110 KVA, com 60 UCs, entre elas monofásicas, bifásicas e trifásicas com suas respectivas potências ativas consumidas.

Na etapa de *Validação Experimental*, a Figura 3.9 ilustra como primeiro passo, a **estimativa dos parâmetros de desbalanceamento de fases** da rede secundária em função do “*desbalanceamento médio de carga*” (DMC) e, da “*corrente de Neutro*” (fasorial). Uma vez identificados os valores desses parâmetros, inicia-se o segundo passo, a aplicação do **ATC**, para identificar o nível de carga que será transferida entre as fases: subtraída quando a fase estiver sobre- carregada ou adicionada, quando a fase estiver balanceada com folga de capacidade de receber maior carga. Logo, identificam-se as fases que estiverem desbalanceadas e se procede o cálculo da estimativa do estado futuro de energia e da média dos estados futuros de consumo de energia das UCs conectadas nelas. Esse procedimento é realizado a através da aplicação da **ADC** e do **APC** respectivamente.

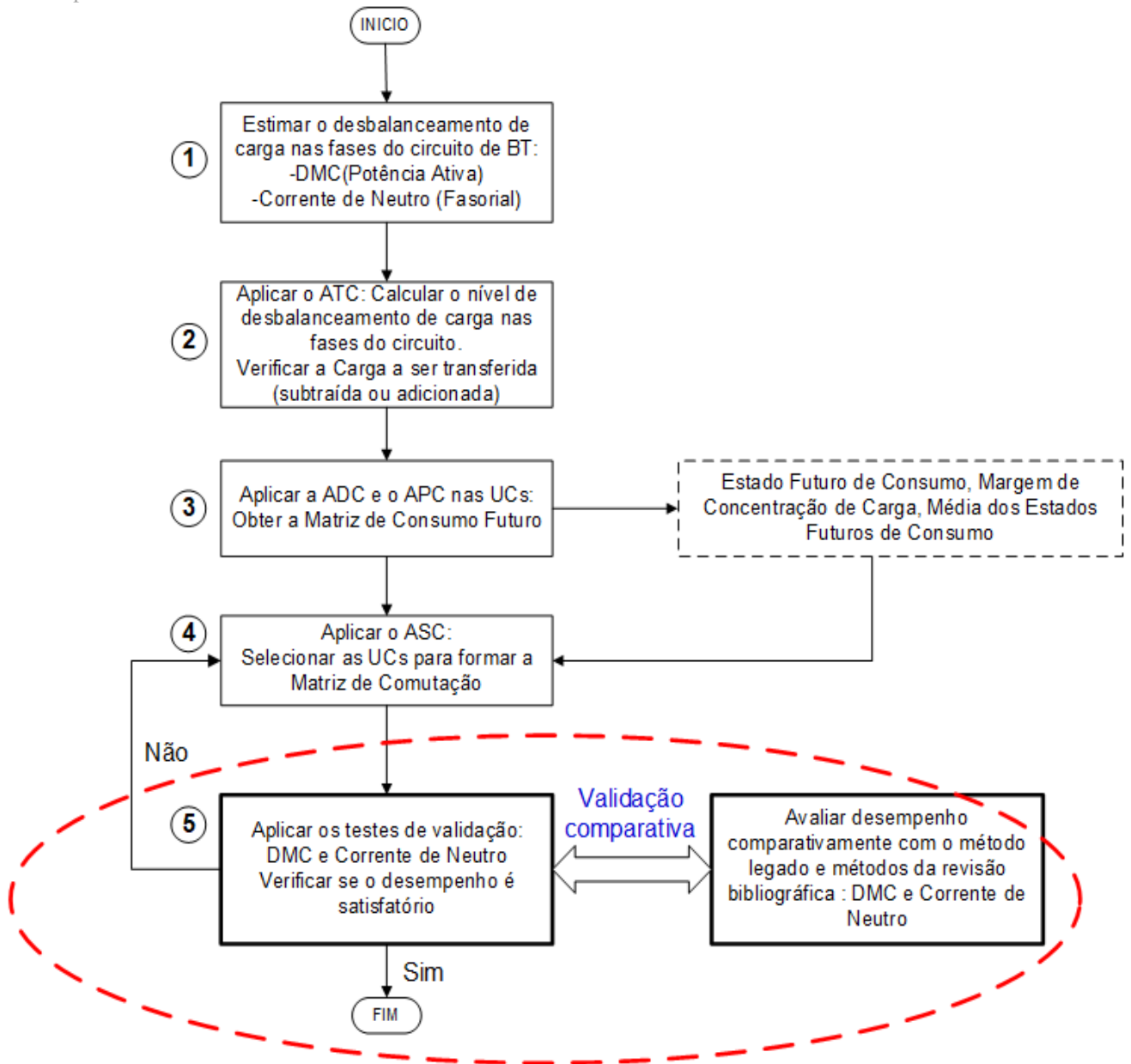


Figura 3.9. Fluxograma do método de validação do sistema CBF-T.

Fonte: Autor

Como resultado desse passo, é obtida a matriz de consumo futuro de cada UC, ferramenta que será importante para a etapa de seleção de UCs para comutação. Essa matriz tem como informação o “*Estado de Consumo Futuro*” (EFE_i), resultado do APC para um determinado mês “ i ” de avaliação (projeção de 12 meses à frente); a “*Margem de Concentração de Carga*” (MCP_i), resultado do ADC, na fase de conexão das UCs e; a “*Média dos Estados Futuros de Consumo*” (MEF_i), resultado do APC, a partir de um determinado mês “ i ” de avaliação, conforme indicado na descrição da Etapa 4 do sistema CBF-T, na seção 3.3.

A seguir, é aplicado o **ASC**, que tem como parâmetros de entrada os dados da “Matriz de Consumo Futuro” das UCs na qual se avaliam o estado futuro de consumo de energia de um mês específico, a margem de concentração de carga e, a média dos estados futuros de consumo de energia num horizonte de três passos à frente, gerando-se uma solução em função dos índices que apresentem maior consumo futuro de energia. Sendo então, selecionadas as UCs em cada fase da rede secundária, formando-se a “Matriz de Comutação”.

Após este procedimento, são remanejadas as UCs às fases indicadas e são calculados os parâmetros de validação experimental, como o DMC e a corrente de Neutro para análise de desempenho, bem como a projeção da estabilidade de carga no maior horizonte de tempo. Neste caso, tendo-se como previsão, a média dos estados futuro de consumo de energia “*MEFi*” de três passos à frente do mês de avaliação específica “*i*”.

Finalmente, para a *Validação Comparativa* são realizados os cálculos de BF e dos parâmetros de desempenho DMC e corrente de Neutro, com as técnicas de balanceamento de carga do sistema legado, inferência *Fuzzy* de reconfiguração de fases (Vuluvala,2018), (Siti, 2011) e, três variantes do sistema proposto. Com isso, tem-se a análise de resultados do desempenho de BF e do compromisso de duração de tempo, do estado de equilíbrio de carga entre as fases da rede secundária.

CAPÍTULO IV

MODELAGEM DO SISTEMA A EVENTOS DISCRETOS DO SISTEMA CBF-T

4.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, apresentamos, o desenvolvimento da modelagem a eventos discretos (SED) das redes de Petri, de cada elemento do sistema proposto. Indicando sua relação de integração com o sistema de distribuição elétrica de BT legado, bem como com a arquitetura de controle de microgrids inteligentes (sistema CCMG) e, a relação interna com cada sub- sistema que o conforma, isto é, os algoritmos combinados do sistema de controle proposto.

Assim, são apresentados os resultados e sua discussão pertinente. Considerando-se como sistema de referência para o desenvolvimento de modelagem: a) a arquitetura apresentada na *sub- seção 2.3.2.2*, onde se verifica a inserção do sistema CBF-T, como sistema alternativo de controle para BF, dentro do contexto do sistema elétrico legado de BT, e também na arquitetura do sistema CCMG; b) o modelo de referência o fluxograma de algoritmos combinados do sistema proposto, na *seção 3.3* e, c) a metodologia indicada na *seção 3.5*.

4.2. IMPLEMENTAÇÃO DA MODELAGEM SED DO SISTEMA CBF-T

Foram aplicadas em todas as redes (rede principal, rede hierárquica e nas sub-redes do sistema CBF-T) a simulação dinâmica para verificar a eficiência e a vivacidade das redes. A análise de invariantes de lugar foi usada para validar e verificar os fluxos de automação em cada rede e, o diagrama de alcançabilidade para verificar os estados e a limitação da rede.

Uma versão gratuita do editor de redes de Petri, *Pipe 4.3.0* foi empregada, sendo desenvolvidas redes de lugar e transição comuns (redes *place-transition- PT*) e redes estendidas simples para o desenvolvimento das hierarquias nas sub-redes.

4.2.1. MODELO DE INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS

4.2.1.1. Rede de Petri Principal

A Figura 4.1 mostra o modelo SED da RP principal do sistema que representa a integração de fluxo de operações entre a rede legada de BT, o sistema CCMG e o sistema CBF-T. São identificados três níveis de hierarquia, os quais são detalhados a seguir:

- a) **Rede do Sistema Legado BT.** De forma geral representa, um circuito de BT, no caso temos como lugar inicial o “Centro de Supervisão”, da onde parte a ordem de supervisão de BF. Depois tem-se o “Transformador de BT” e seguida pela interface de controle chamada “Sub-rede MG”, que se torna de fato um elemento de adaptação das redes legadas de BT ao contexto de MGU. Neste caso a mesma é representada por uma sub-rede particular destacada em verde formada por uma única entrada “MG-in” e uma única saída “MG-out”. Esta rede também tem um *pseudo-box* ou extensão especial chamada de “Controle inibidor MG” para habilitar o processamento do fluxo de automação através da transição “T4-MG” e inibir a transição “T56-MG”. Finalmente, na saída da sub-rede MG temos o lugar “Informação de BF” que recebe o resultado integral do processo de BF retornando esse fluxo como informação ao Centro de Supervisão.
- b) **Sub-rede CCMG.** Representa o Controle Central de Microgrid tendo seu início na borda formada pela transição “T4-MG” e finalizando na borda “T29-MG”. Essa sub-rede representa a discriminação estendida do sistema físico de BF e é formada pelo lugar “CCMG”. Ou seja, o Controle Central de MG que por sua vez abriga o sistema CBF-T que é representado por uma sub-rede particular destacada em verde, com uma única entrada “CBF-in” e uma única saída “CBF-out” da “sub-rede CBF-T”. Esta rede conta também com uma extensão especial como “Controle inibidor CBF” que habilita o fluxo do sistema CBF-T a través da transição “T7-CBF” e inibe a transição “T26-CBF”. Quando se tem o retorno do fluxo do sistema CBF-T a transição “T29-MG” é habilitada e o fluxo de processamento segue para o controlador de fases “CF” aonde é transferida a informação da sequência de comutação de UCs para comutação realizada na operação “Comutação de Carga”. O resultado volta ao lugar “Sub-rede MG”.

c) **Sub-rede do sistema CBF-T.** Representa o sistema de controle proposto para BF, cujos algoritmos são indicados com as mesmas cores das Figuras 3.2 e 3.3. O mesmo é demarcado pela borda entre a transição “T7-CBF” e a transição “T25-CBF”. O sistema consta com quatro subsistemas ou sub-redes específicas que representam os algoritmos combinados do sistema, a “Sub-rede ATC” (em vermelho) que representa o algoritmo de transferência de carga; a “Sub-rede ADC” (em azul) que representa o algoritmo de diagnóstico de consumo; a “Sub-rede APC” (em verde) que representa o algoritmo de previsão de consumo e; a “Sub-rede de ASC” (em laranja) que representa o algoritmo de seleção de comutação de UCs nas fases da rede secundária. Cada uma dessas sub-redes consta com uma única entrada e saída respectivamente.

O processo inicia-se no supervisor de balanceamento de fases, “SBF”, seguindo no supervisor de controle de fases, “SCF” para a avaliação de concentração de carga na sub-rede ATC, cujo resultado indicará na sua saída “ATC-out” duas possíveis situações: fases balanceadas e fases desbalanceadas, indicadas pelas transições “T12-CBF” e “T13-CBF” que indicam respectivamente os fluxos de automação para cada caso, cujo resultado é informado finalmente no lugar “Fim SBF” e passado posteriormente como informação para aplicação de comutação de carga na sub-rede CBF.

4.2.1.2. Validação e verificação da RP principal

São apresentados os resultados de validação e verificação aplicados na RP principal do sistema proposto. Como teste de validação foi aplicada a simulação dinâmica da rede, e como testes de verificação foram aplicados a análise de invariantes de lugar e o gráfico de alcançabilidade e tangibilidade respectivamente, como são mostrados e abordados a seguir.

a). *Simulação dinâmica da RP Principal.* A Figura 4.1 ilustra a simulação dinâmica do fluxo de operações do modelo de integração de sistemas. Como resultado foi validada a integração entre os sistemas da rede de BT legada, a sub-rede CCMG e a sub-rede do sistema CBF-T. Tratando-se de uma rede estendida simples PT, com três níveis de hierarquia, onde cada sub-rede é estratificada a partir de macro- lugares especiais baseados no método de “Substituição de Limitação por Lugar”- *SLL (place bounded substitution- PBS)*. Os mesmos são destacados em verde para representar a sub-rede do sistema CCMG e do sistema CBF-T, e destacados em vermelho para representar as sub-redes do sistema CBF-T respectivamente.

Pela simulação dinâmica, todos os fluxos de operação das sub-redes foram verificados bem como sua integração com todos os níveis superiores. Ou seja, a transição de *workflow* de automação de integração entre as redes e sub-redes. Neste teste, foram aplicadas muitas simulações com mais de 10.000 disparos (*triggers*) com 50 ms de transição entre cada disparo. Não foram evidenciados paradas momentâneas ou parciais e nem paradas totais ou *deadlocks* da rede.

Por outro lado, durante a simulação dinâmica desta rede, evidencia-se uma situação particular que indica os dois resultados na saída “ATC-out” do algoritmo de transferência de carga (ATC) do sistema CBF-T, conforme ilustra a Figura 4.2.

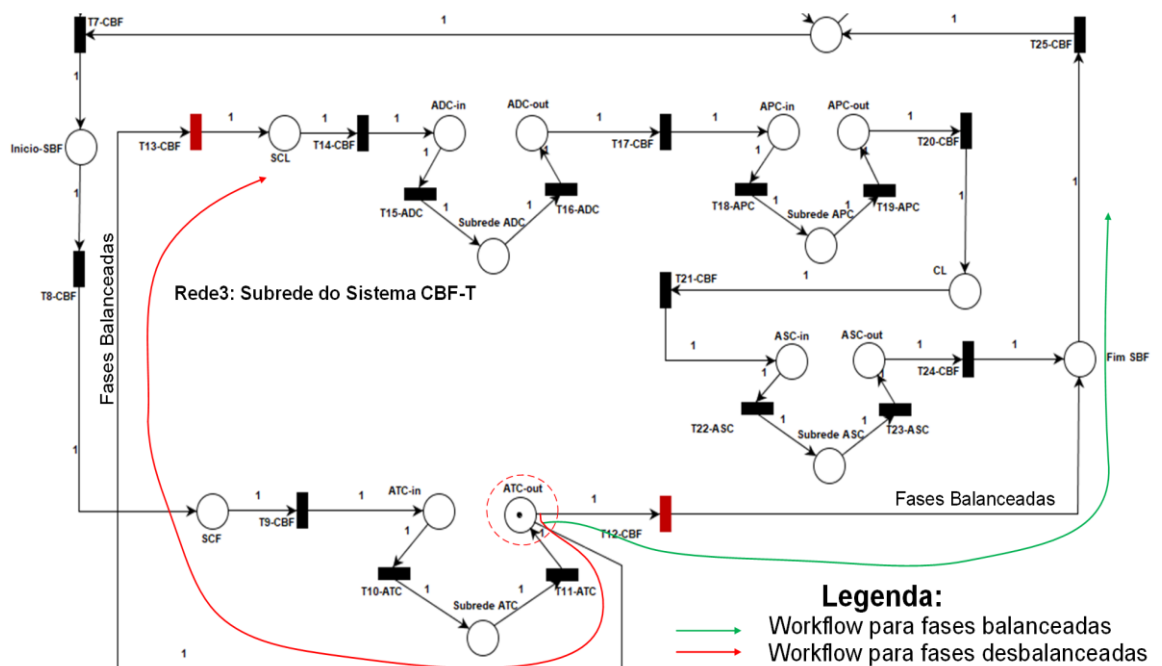


Figura 4.2. RP Principal: Opções para balanceamento de fases.

Fonte: Autor.

Assim, após o processamento interno da sub-rede ATC indicam-se como resultado, dois fluxos de operação possíveis: o *workflow* para fases balanceadas, destacado em verde indicando-se posteriormente a finalização do procedimento de BF e; o *workflow* para fases desbalanceadas, destacado em vermelho, originando neste segundo caso, a ativação dos demais algoritmos combinados do sistema de BF proposto.

Neste caso específico, trata-se de uma situação aleatória no resultado, e o mesmo estará sujeito ao nível de concentração de carga que fase apresentará na avaliação de BF nas UCs do circuito de BT. Contudo na simulação, isso pode gerar uma situação de provável conflito de concorrência, já que duas transições estão ativadas a partir da pré-

Nota-se que, através do supervisor de controle local, lugar “SCL”, ativam-se os demais algoritmos combinados do sistema conforme indica o *workflow para fases desbalanceadas*, indicado em vermelho, transferindo-se o resultado parcial ao controlador local, “CL” com o diagnóstico e previsão de consumo de carga em cada fase das UCs. Finalizando com o processo de seleção de comutação na sub-rede ASC e transferindo-se o resultado como fim do SBF e realimentação à sub-rede CBF.

b). *Análise de invariantes da RP Principal*. Foi aplicado o teste de invariantes de lugar no modelo da RP principal para verificar o *workflow* de automação melhorado, isto é, o fluxo formado pelo conjunto de lugares com o mesmo consumo constante de marcas, a fim de garantir eficientemente a realização dos eventos da rede. Complementarmente, com a análise de invariantes de lugar, verificamos também as propriedades de vivacidade e limitação na rede. Neste caso foi obtida apenas uma equação de invariantes de lugar, indicada na expressão (4.1).

$$\begin{aligned}
 &M(\text{Centro de Supervisão}) + M(\text{Transformador BT}) + M(\text{MG-in}) + M(\text{Subrede MG}) + \\
 &M(\text{CCMG}) + M(\text{CBF-in}) + M(\text{Subrede CBF}) + M(\text{Inicio-SBF}) + M(\text{SCF}) + M(\text{ATC-in}) + \\
 &M(\text{Subrede ATC}) + M(\text{ATC-out}) + M(\text{SCL}) + M(\text{ADC-in}) + M(\text{Subrede ADC}) + M(\text{ADC-out}) \\
 &+ M(\text{APC-in}) + M(\text{Subrede APC}) + M(\text{APC-out}) + M(\text{CL}) + M(\text{ASC-in}) + M(\text{Subrede ASC}) + \\
 &M(\text{ASC-out}) + M(\text{Fim SBF}) + M(\text{CBF-out}) + M(\text{CF}) + M(\text{Comutação de Carga}) + M(\text{MG-} \\
 &\text{out}) + M(\text{Informação de BF}) = 1
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

A equação (4.1) mostra o invariante de lugar da RP principal formado por um fluxo de “29” dos “32” lugares da rede. As duas extensões de controle inibidor não formam parte deste invariante de lugar. O *workflow* tem consumo constante de uma marca (M) para todos os lugares do fluxo totalizando o ciclo com uma marca, ou seja, igual a “1”. Isto é, nota-se, assim também que o fluxo de operação é invariante e constante. Verificando-se assim também, a limitação da rede a um conjunto de lugares invariantes que denota o fluxo melhorado de integração entre os sistemas.

Por outro lado, verifica-se também o *workflow* de automação relacionado, com a integração com todos os níveis hierárquicos, ou seja, com todos as redes do sistema partindo desde a rede superior legada de BT, até as sub-redes inferiores dos algoritmos combinados do sistema CBF-T.

A Figura 4.5 representa o *workflow* denotado pelo invariante de lugar avaliado. O mesmo está indicado em vermelho e sua trajetória identifica a realização na sequência de cada lugar da equação (4.1).

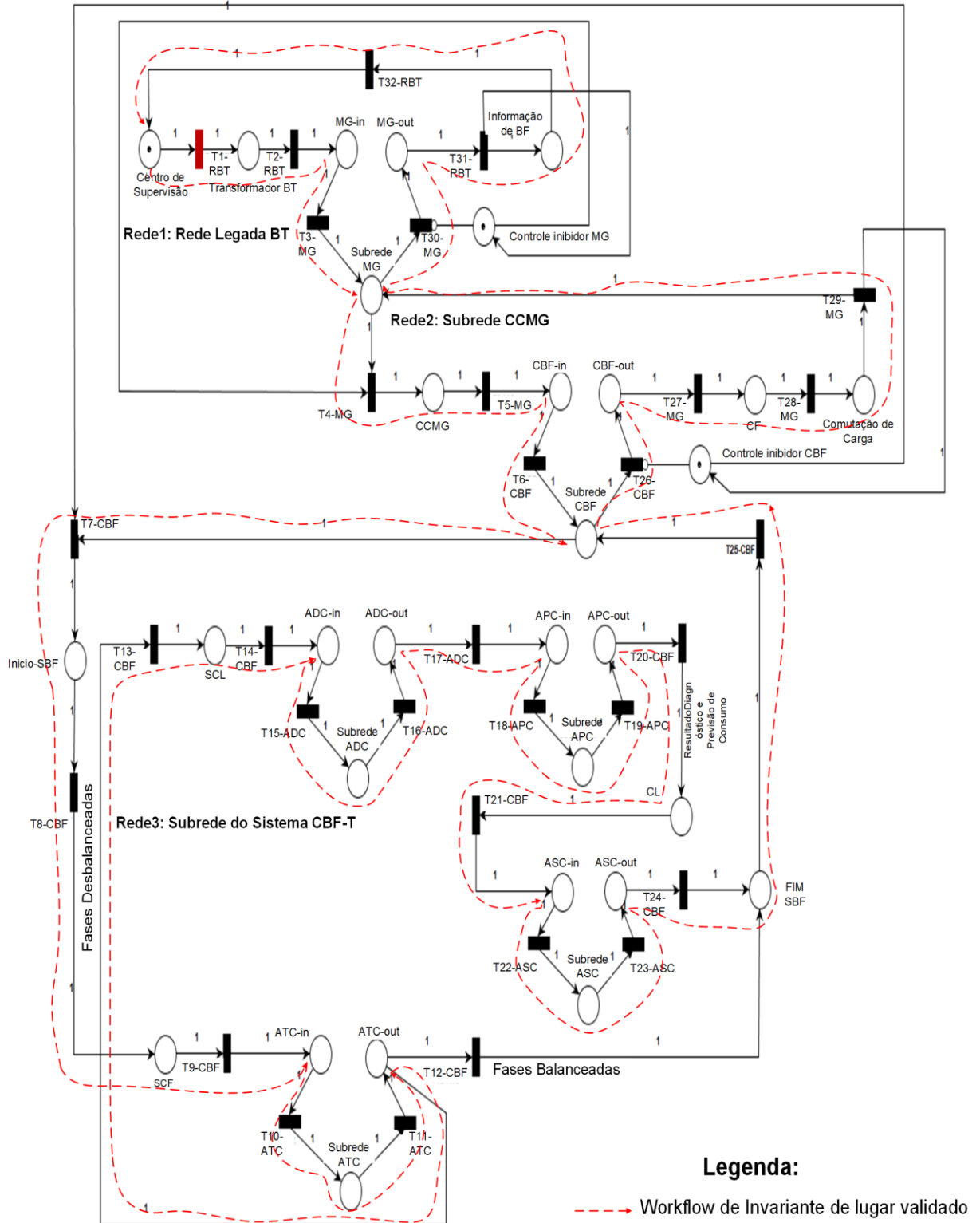


Figura 4.5. Invariantes de lugar na RP Principal: Workflow de automação validado.

Fonte: Autor.

c). *Gráfico de alcançabilidade e cobertura da RP Principal.* A Figura 4.7 ilustra o gráfico de alcançabilidade e cobertura de estados da RP principal.

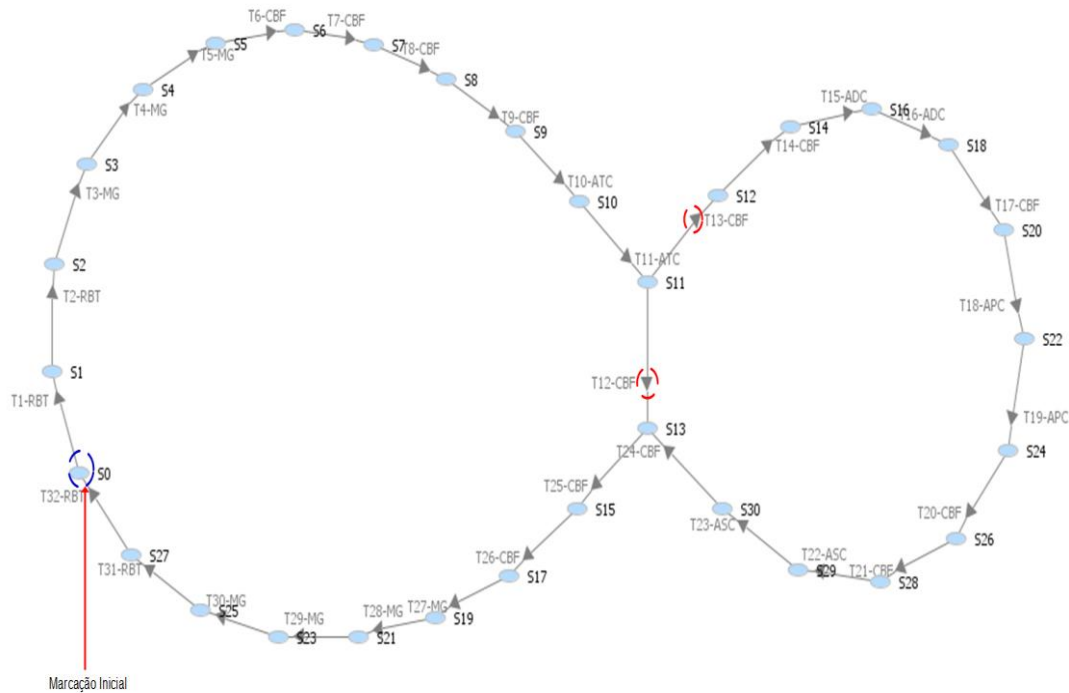


Figura 4.6. Alcançabilidade de estados na RP Principal: Gráfico de alcançabilidade e cobertura de estados validado.

Fonte: Autor.

A Figura 4.6 mostra o gráfico dos estados alcançados a partir do estado inicial “S₀” indicado pela seta vermelha. A través do mesmo é possível verificar a alcançabilidade e cobertura da rede nos seus “32” lugares e “32” transições. Tendo-se neste caso, uma árvore de alcançabilidade limitada sem conflitos, ciclos infinitos de repetência ou *deadlocks* que impossibilitam a concepção de uma rede limitada, viva e segura.

Com a obtenção do gráfico de alcançabilidade de estados foi possível verificar a alcançabilidade e cobertura entre os estados das redes principais e sub-redes do sistema integrado, ou seja, foi possível verificar a integração e conservação da propagação de hierarquia, entre as redes superiores e inferiores do sistema.

Por outro lado, a través desse diagrama também é possível verificar a alcançabilidade das duas opções para o processo de BF indicadas pelas transições “T12-CBF” e “T13-CBF” ambas indicadas em círculos vermelhos, que representam a verificação de alcançabilidade dos *workflows* para fases balanceadas e fases desbalanceadas, respectivamente.

4.2.2. MODELO DE INSERÇÃO DO SISTEMA CBF-T:

4.2.2.1. Rede de Petri Hierárquica

A Figura 4.7 mostra o modelo SED da RP Hierárquica que mostra a inserção do sistema CBF-T com a infraestrutura do sistema legado de BT e o sistema CCMG.

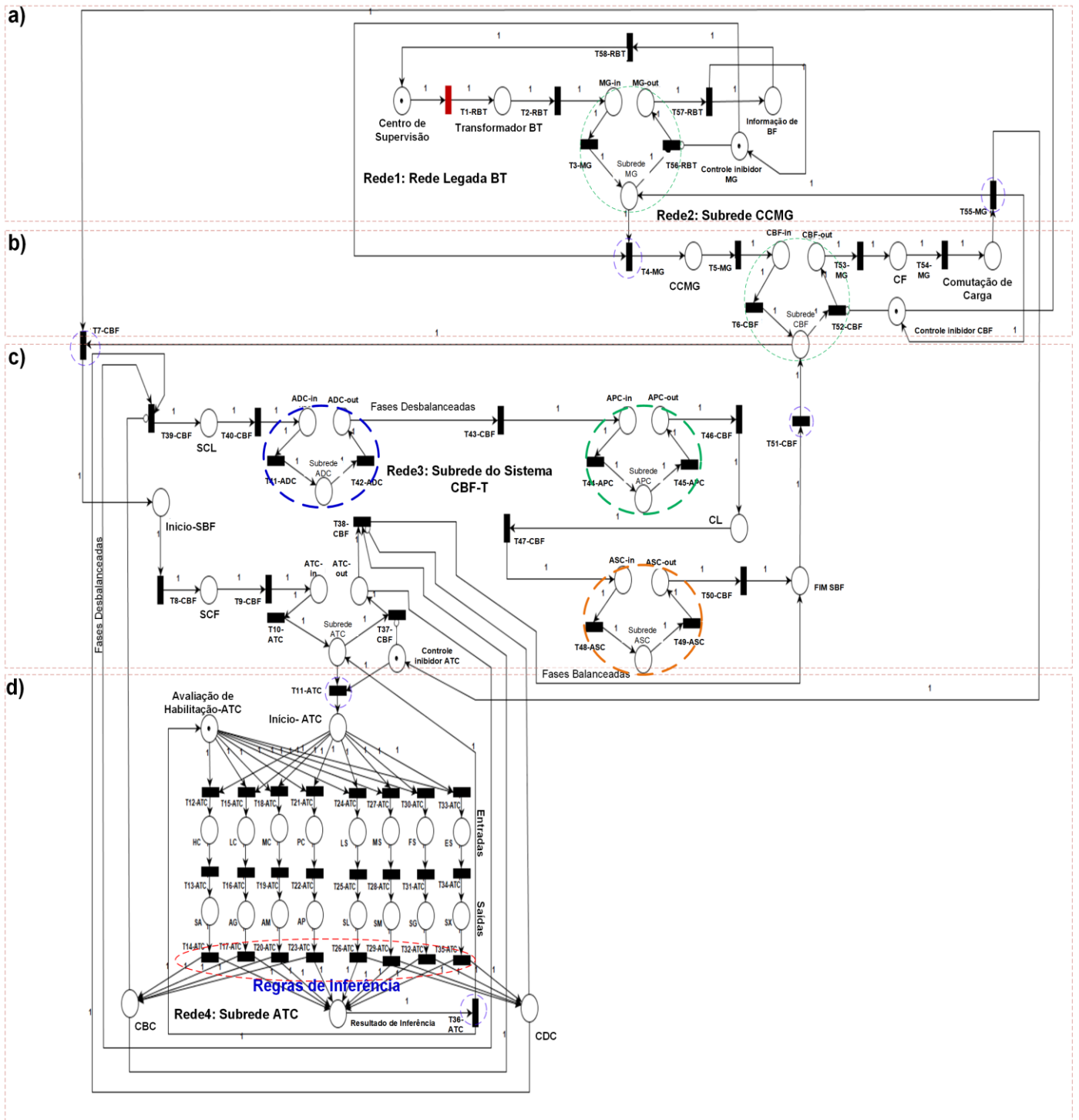


Figura 4.7. RP Hierárquica: a) Rede do sistema legado de BT. b) Rede CCMG. c) Rede do sistema CBF-T. d) Rede do Algoritmo de Transferência de Carga.

Fonte: Autor

A Figura 4.7 mostra o modelo SED da RP hierárquica do sistema que representa a inserção do sistema CBF-T e integração hierárquica entre as redes superiores e sub-redes inferiores do sistema integrado. Assim, são identificados quatro níveis de hierarquia: a rede do sistema Legado de BT, a rede do sistema CCMG e a rede do sistema CBF-T, conforme explanado anteriormente na *sub-subseção 4.2.2.1*. Tendo-se agora complementarmente, a discriminação da sub-rede do algoritmo de transferência de carga, sub-rede ATC do sistema CBF-T. Neste caso, é inserida apenas uma sub-rede do sistema de BF, em razão de destacar o processo de avaliação de identificação de desbalanceamento de fases nas UCs. Os demais algoritmos junto com o ATC, são abordados em detalhes na *seção 4.2.3*.

Sub-rede ATC. Representa o algoritmo de transferência de carga (ATC). A sub-rede é demarcada pela borda entre a transição “T11-ATC” e a transição “T36-ATC”. O sistema consta com oito entradas que representam os possíveis níveis de concentração de carga nas fases das UCs e, oito saídas que representam os níveis de transferência de carga para adicionar numa fase com folga de carga ou balanceada, ou para subtrair numa fase desbalanceada. A nomenclatura e faixas de valores são indicadas na abordagem da sub-rede ATC, na *sub-subseção 4.2.3.1*.

O processo inicia-se no lugar “Início-ATC”, seguindo para a habilitação dos oito níveis de concentração de carga numa fase. Sendo apenas uma selecionada para avaliação pelo controle de “Avaliação de Habilitação-ATC”, ou seja, é permitida apenas a evidência de um nível de carga para cada fase em análise. Uma vez selecionada uma entrada é avaliada junto a sua saída correspondente, em função do nível equivalente de transferência de carga (que se encontra na sequência) para formar as “regras de inferência”. Resultando numa avaliação de concentração de carga.

Evidenciam-se, assim dois grupos de quatro possibilidades cada. O primeiro grupo de possibilidades é referente às regras que inferem como resultado “fases balanceadas”, neste caso as saídas são induzidas para o controle “CBC” que habilitará a transição “T38-CBF” inibindo a transição “T39-CBF” para seguir o fluxo de “fases balanceadas” e finalizar o procedimento de BF em “Fim SBF”, transmitindo o resultado à rede superior CBF-T.

Já o segundo o grupo de possibilidades está em função às regras que inferem como resultado “fases desbalanceadas”, neste caso as saídas são induzidas para o controle “CDC” que habilitará a transição “T39-CBF” inibindo a transição “T38-CBF” para seguir o fluxo de “fases desbalanceadas” e, ativar os demais algoritmos combinados do sistema CBF-T.

4.2.2.2. Validação e verificação da RP hierárquica

São apresentados os resultados de validação e verificação aplicados na RP hierárquica do sistema proposto. Como teste de validação foi aplicada a simulação dinâmica da rede, e como testes de verificação foram aplicados a análise de invariantes de lugar e o gráfico de alcançabilidade e cobertura respectivamente, como são mostrados e abordados a seguir.

a). *Simulação dinâmica da RP hierárquica.* A Figura 4.7 ilustra a simulação dinâmica do fluxo de operações do modelo de inserção do sistema CBF-T na estrutura da rede legada de BT e do sistema CCMG. Como resultado foi validado a inserção eficiente do sistema CBF-T na arquitetura atual da rede de distribuição de BT. A sub-rede ATC teve também uma integração eficiente no *workflow* interno junto com as sub-redes dos demais algoritmos combinados do sistema de BF proposto.

Através da simulação dinâmica todos os fluxos de operação das sub-redes do sistema CBF-T foram verificados em especial a da sub-rede ATC. Havendo uma integração eficiente com todos os níveis superiores, ou seja, a transição de *workflow* de automação de integração entre as redes e sub-redes. Analogamente foram aplicadas neste teste muitas simulações com mais de 10.000 disparos (*triggers*) com 50 ms de transição entre cada disparo, e não foram evidenciados paradas momentâneas ou parciais e nem paradas totais ou *deadlocks* da rede.

Na Figura 4.8, pode ser observado em detalhes, a validação dinâmica da RP hierárquica. No caso, observa-se a validação de fluxo na sub-rede ATC. Estando a marca no “Início-ATC” são habilitadas as oito transições referentes aos diferentes níveis de concentração de carga nas fases das UCs, no caso representados por também oito lugares.

Assim, os lugares “HC” (hipo-carregada), “LC” (levemente carregada), “MC” (medianamente carregada), “PC” (perfeitamente carregada) apresentam a discriminação de pouca concentração de carga. Já os lugares, “LS” (levemente sobrecarregada), “MS” (medianamente sobrecarregada), “FS” (fortemente sobrecarregada) e “ES” (extremamente sobrecarregada) apresentam a discriminação de grande concentração de carga.

Seguidamente, os lugares “SA” (super-adição), “AG” (adição grande), “AM” (adição média), “AP” (adição perfeita) discriminam os níveis de adição de carga em cada fase, ou seja, os níveis de transferência de carga a receber quando as fases estão balanceadas.

Já os lugares “SL” (subtração leve), “SM” (subtração média), “SG” (subtração grande) e, “SX” (subtração muito grande) discriminam os níveis de subtração de carga na fase, ou seja, os níveis de carga a retirar quando as fases estão desbalanceadas.

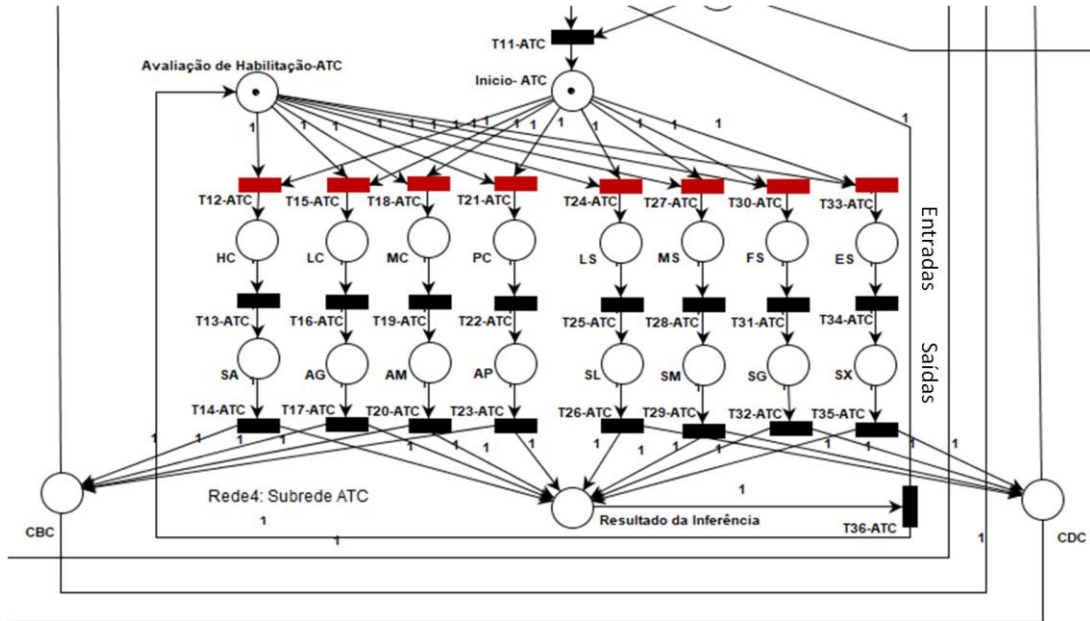


Figura 4.8. RP Hierárquica: Níveis de concentração de carga.

Fonte: Autor

Na Figura 4.9 pode ser observada a habilitação do nível de “HC” de carga na fase.

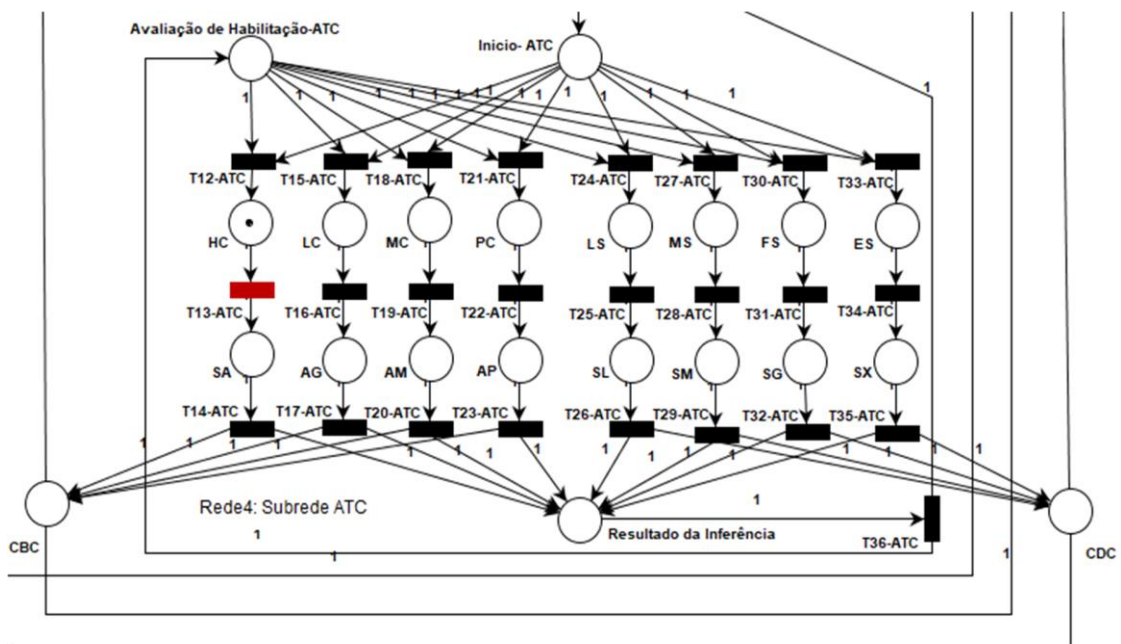


Figura 4.9. RP Hierárquica: Nível Hipo Carregado (HC).

Fonte: Autor

Neste caso específico, é avaliado apenas o caso de concentração de carga “HC” (hipocarregada) sendo inferida a saída correspondente “SA” (superadição) conforme as regras de inferência estabelecidas para o *sub-sistema ATC* indicadas na Tabela 5.6 da *sub-subseção 5.3.1*. Após a avaliação de inferência entre as entradas e saídas, o resultado neste caso pertence ao grupo de “fases balanceadas”. Consequentemente, o controle de balanceamento de carga (CBC) é habilitado e a resposta é transferida à saída da sub-rede ATC por meio da transição “T36-ATC”, conforme mostra a Figura 4.10.

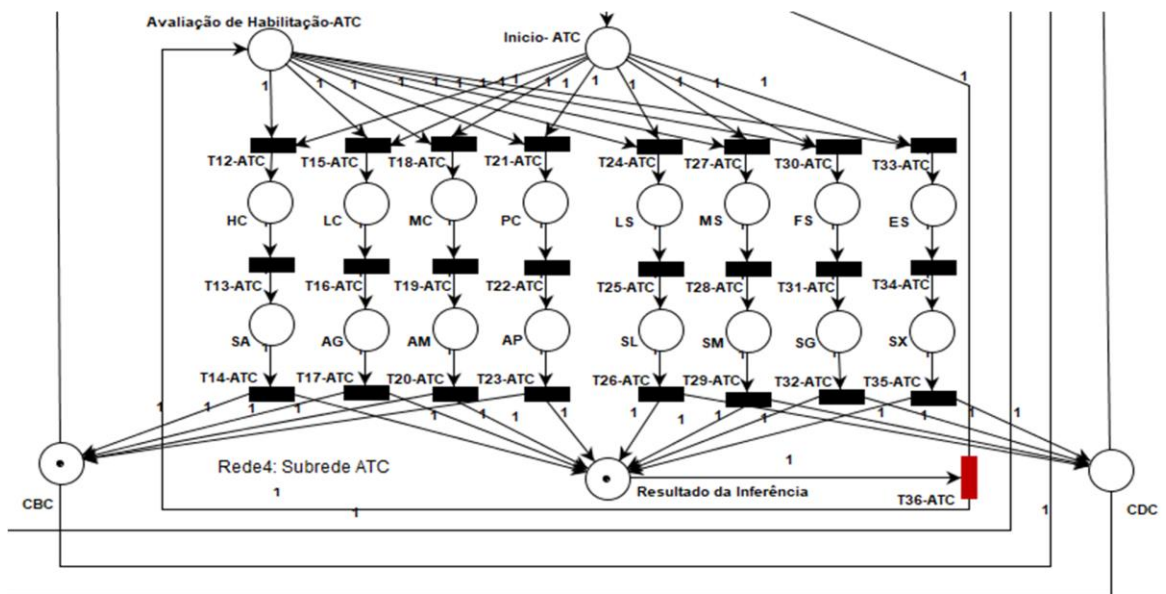


Figura 4.10. RP Hierárquica: Habilidade de CBC.

Fonte: Autor

A seguir, a Figura 4.11 mostra a habilitação da transição “T38-CBF”.

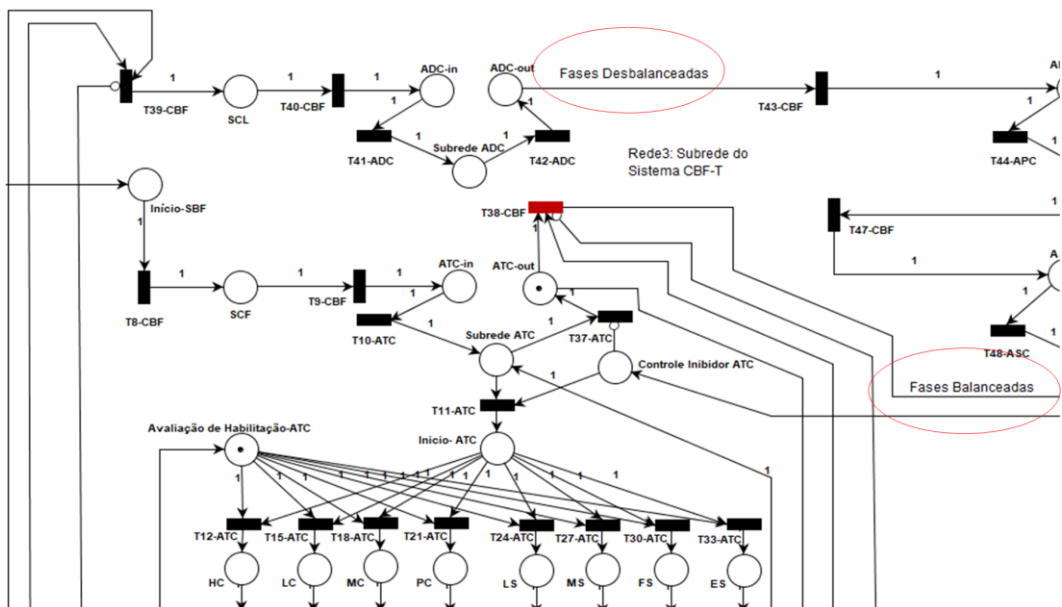


Figura 4.11. RP Hierárquica: Habilidade da transição T38-CBF-T.

Fonte: Autor

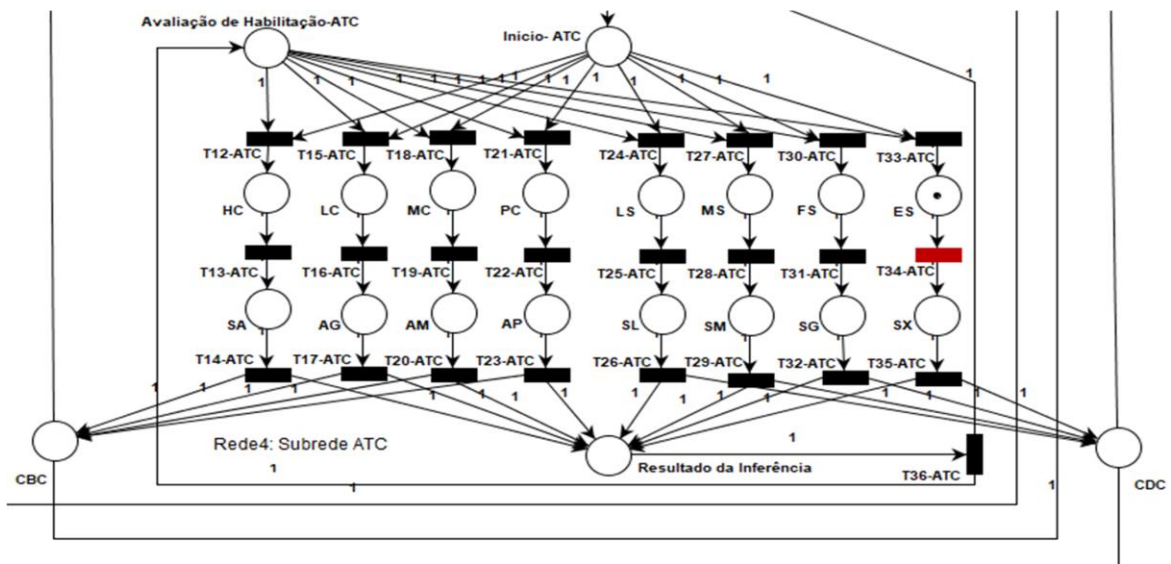


Figura 4.13. RP Hierárquica: Nível Extremamente Sobrecarregada (ES).

Fonte: Autor

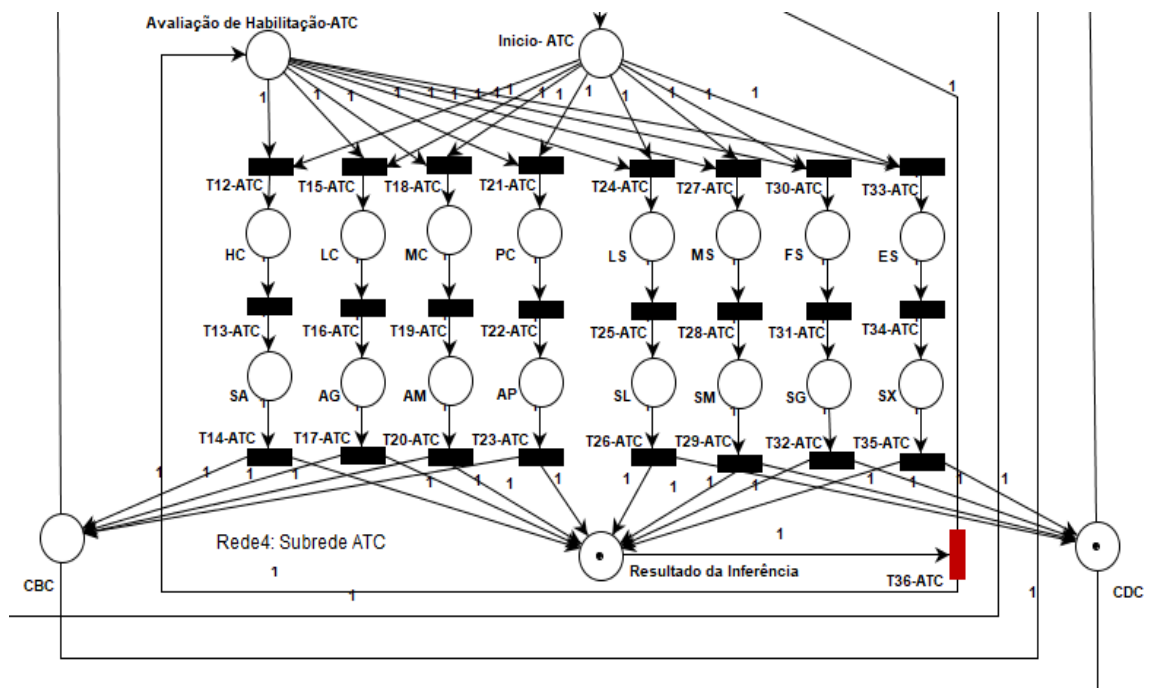


Figura 4.14. RP Hierárquica: Habilitação de CDC.

Fonte: Autor

A seguir, a Figura 4.15 mostra o fluxo do resultado inferido anteriormente destacado em vermelho. Ou seja, para fases desbalanceadas, quando se tem “extremamente sobrecarregada” (ES) de carga na fase, correspondendo neste caso como saída inferida “subtração muito grande” (SX) de carga adicional na fase.

O lugar “Início-ATC” e as duas extensões de controle “CBC” e “CDC” não formam parte deste invariante de lugar. O *workflow* resultante tem consumo constante de uma marca (M) para todos os lugares do fluxo totalizando o ciclo com uma marca, ou seja, igual a “1”, tornando-se invariante e constante. Verifica-se assim também, a limitação da rede a um conjunto de lugares invariantes que denota neste caso o fluxo melhorado de avaliação dos níveis de transferência de carga para cada nível de concentração de carga nas fases de cada UC. A Figura 4.16 representa o *workflow* denotado pelo invariante de lugar avaliado. O mesmo está indicado em vermelho e sua trajetória identifica a realização na sequência de cada lugar da equação (4.2).

Analogamente, a equação (4.3) mostra o segundo invariante de lugar obtido da RP hierárquica, o qual é formado por um fluxo de “47” dos “53” lugares da rede.

$$\begin{aligned}
 &M(\text{Centro de Supervisão}) + M(\text{Transformador BT}) + M(\text{MG-in}) + M(\text{Subrede MG}) + \\
 &M(\text{CCMG}) + M(\text{CBF-in}) + M(\text{Subrede CBF}) + M(\text{Início-SBF}) + M(\text{SCF}) + M(\text{ATC-in}) + \\
 &M(\text{Subrede ATC}) + M(\text{Início- ATC}) + M(\text{HC}) + M(\text{SA}) + M(\text{LC}) + M(\text{AG}) + M(\text{MC}) + \\
 &M(\text{AM}) + M(\text{PC}) + M(\text{AP}) + M(\text{LS}) + M(\text{SL}) + M(\text{MS}) + M(\text{SM}) + M(\text{FS}) + M(\text{SG}) + M(\text{ES}) + \\
 &M(\text{SX}) + M(\text{Resultado da Inferência}) + M(\text{ATC-out}) + M(\text{SCL}) + M(\text{ADC-in}) + M(\text{Subrede ADC}) + \\
 &M(\text{ADC-out}) + M(\text{APC-in}) + M(\text{Subrede APC}) + M(\text{APC-out}) + M(\text{CL}) + M(\text{ASC-in}) + \\
 &M(\text{Subrede ASC}) + M(\text{ASC-out}) + M(\text{Fim SBF}) + M(\text{CBF-out}) + M(\text{CF}) + M(\text{Comutador de Carga}) + \\
 &M(\text{MG-out}) + M(\text{Informação de BF}) = 1
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

Os seis lugares de controle inibidor e de fluxo e avaliação, “Controle inibidor MG”, “Controle inibidor CBF”, “Controle inibidor ATC”, “CBC”, “CDC” e, “Avaliação de Habilitação-ATC”, não formam parte deste invariante de lugar. O *workflow* resultante tem consumo constante de uma marca (M) para todos os lugares do fluxo totalizando o ciclo com uma marca, ou seja, igual a “1”, tornando-se invariante e constante. Verificando-se assim também, a limitação da rede a um conjunto de lugares invariantes que denota neste caso o fluxo melhorado de integração entre todas as redes superiores e as sub-redes inferiores do sistema, validando a integração de controle entre as sub-redes do sistema proposto e, deste com o sistema CCMG e o sistema legado de BT.

A Figura 4.16 representa o *workflow* denotado pelo invariante de lugar avaliado. O mesmo está indicado em azul e sua trajetória identifica a realização na sequência de cada lugar da equação (4.3).

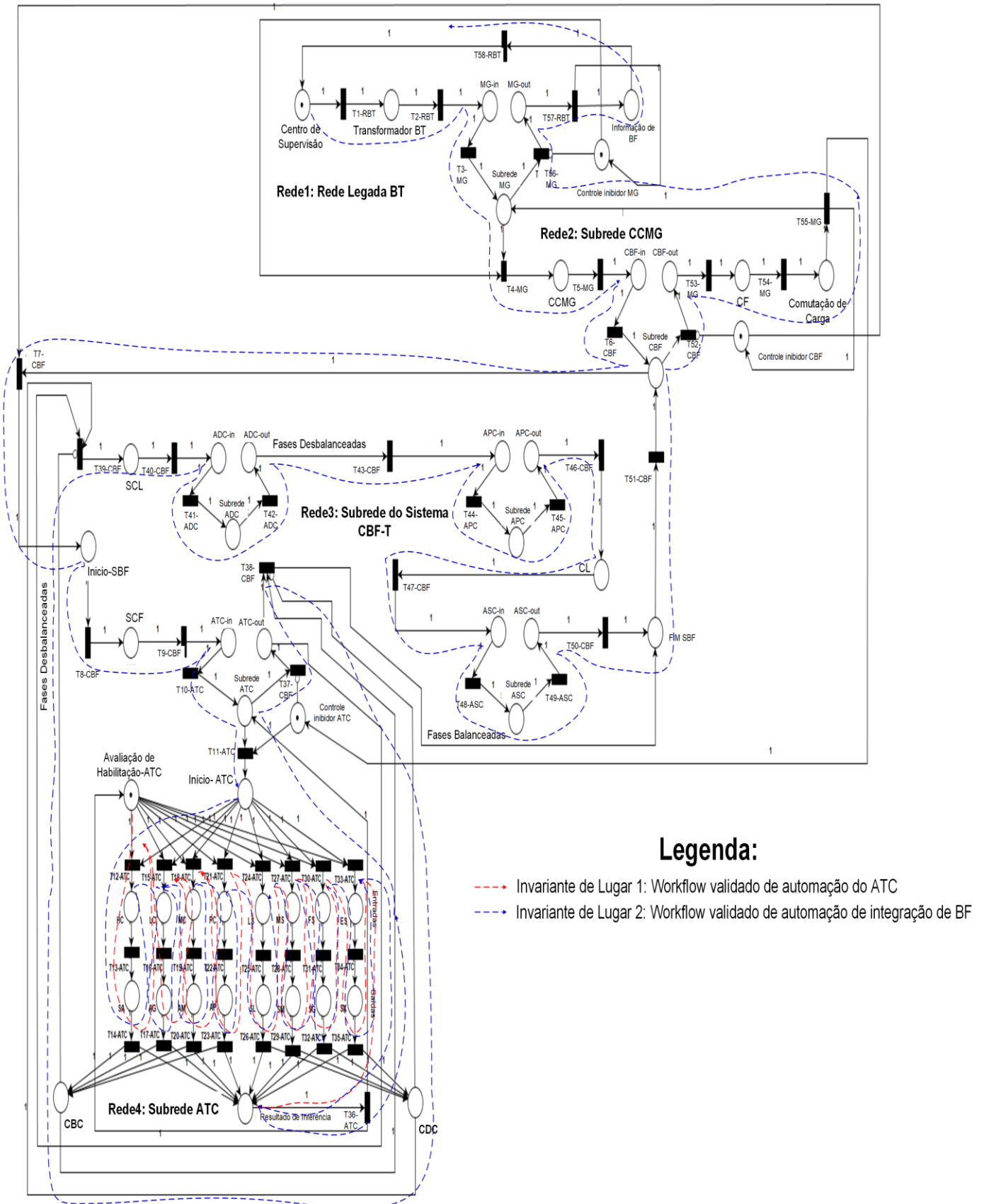


Figura 4.16. Invariantes de lugar na RP Hierárquica: Workflows de automação validados.

Fonte: Autor.

c). *Diagrama de alcançabilidade e cobertura da RP Hierárquica.* A Figura 4.17 ilustra o gráfico de alcançabilidade e cobertura de estados da RP hierárquica.

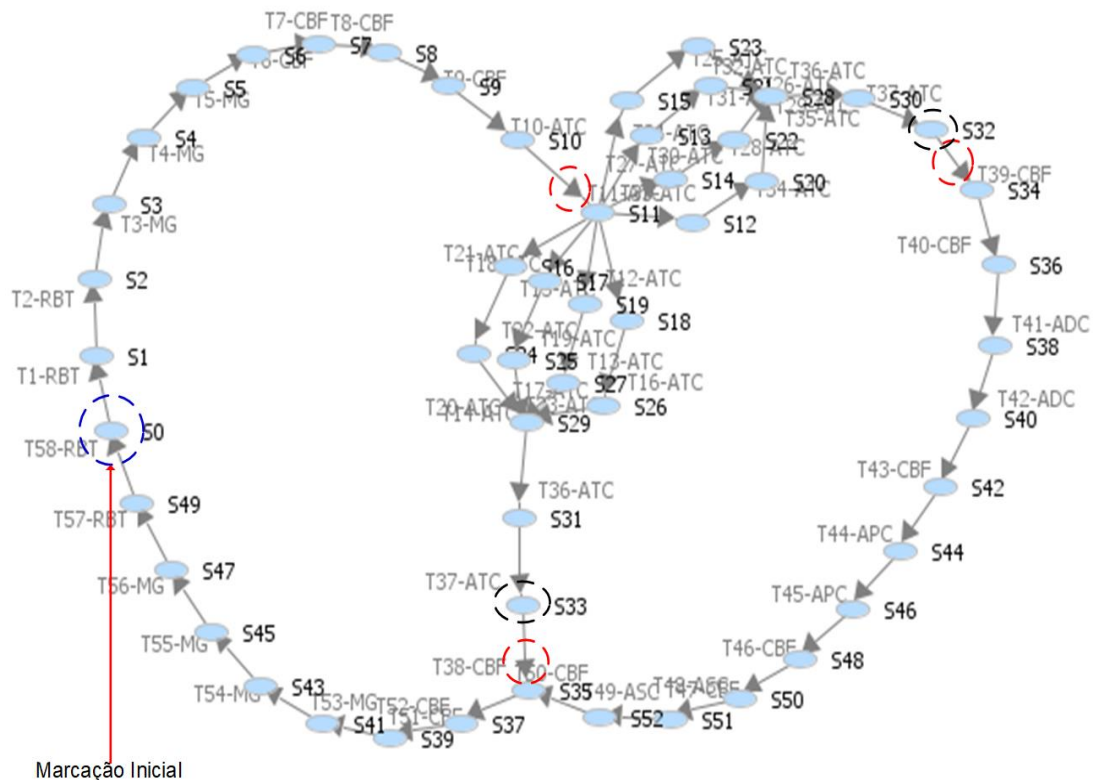


Figura 4.17. Alcançabilidade de estados na RP Hierárquica: Gráfico de alcançabilidade e cobertura de estados validado.

Fonte: Autor

A Figura 4.17 mostra o gráfico de estados alcançados a partir do estado inicial “S₀” indicado pela seta vermelha. A través do mesmo é possível verificar a alcançabilidade e cobertura dos “53” lugares e “58” transições da rede. Tendo-se neste caso também, uma árvore de alcançabilidade limitada sem conflitos, ciclos infinitos de repetência ou *deadlocks*. Com a obtenção do gráfico de alcançabilidade de estados neste caso também, foi possível verificar a alcançabilidade e cobertura entre os estados das redes principais e sub-redes do sistema integrado. Ou seja, foi possível verificar a integração e a conservação da propagação de hierarquia, entre as redes superiores e inferiores do sistema.

É também possível verificar no detalhe superior da Figura 4.17 (sub-rede formada a partir da transição “T11” destacada em círculo vermelho) a alcançabilidade dos “21” estados da sub-rede ATC. Incluindo as extensões de controle de inibição, avaliação e de fluxo “CBC” e “CDC”, respectivamente.

Por outro lado, a través desse diagrama também é possível verificar a alcançabilidade do controle inibidor e habilitador alternado para o controle dos fluxos de “fases balanceadas” e “fases desbalanceadas” respectivamente. Observa-se assim, que foi obtida também a alcançabilidade desse controle alternado, evidenciando-se nas transições “T38-CBF” e “T39-CBF” (ambas destacas em círculos vermelhos) que não são mais concorrentes e sim disjuntas, cada um com um lugar pré-condicional “S32” e “S33” que correspondem às extensões de controle de fluxo alternativo “CBC” e, “CDC” ambos destacados em círculos pretos, respectivamente.

4.2.3. SUBREDES DO SISTEMA CBF-T:

4.2.3.1.1. Sub-rede ATC

A Figura 4.18 mostra o modelo SED da sub-rede ATC do sistema CBF-T. Cujo modelo é especificamente destacado na borda descrita pelo retângulo vermelho, demarcadas pelas transições “T11-ATC” e “T36-ATC” destacadas em azul, respectivamente. Neste caso o modelo mostra a abstração da inferência *Fuzzy* tipo *Mamdani* descrita na subseção 3.3.

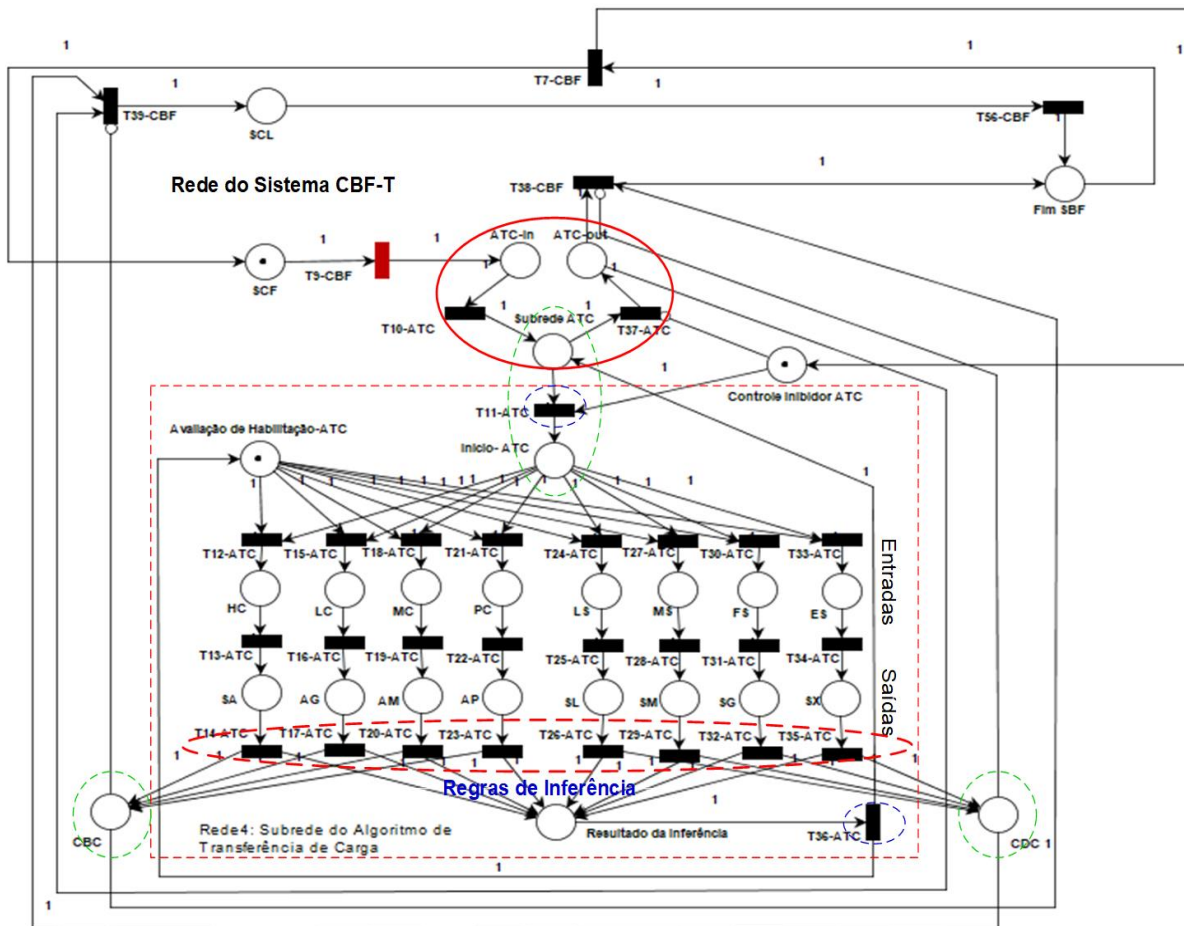


Figura 4.18. Sub-rede ATC: Sub-rede, transmissão de hierarquia e controle de fluxo.

Fonte: Autor

O fluxo integral de BF inicia-se no “Supervisor de Controle Local” (SCL). Ativando-se a seguir a sub-rede ATC, que neste caso é representada pelo macro- lugar destacado no círculo vermelho, com entrada “ATC-in” e saída “ATC-out” e, o lugar da “sub-rede ATC”, como parte da rede CBF-T. Nota-se neste caso, que a estratificação (destacado em espiral verde) da “Sub-rede ATC” é realizada por meio do método por substituição de limitação por lugar, a partir da transição “T11-ATC” que transfere o fluxo ao “Início-ATC”.

A sub-rede ATC emula as regras de inferência destacadas no espiral vermelho, conforme os oitos níveis de entrada e saída indicadas nas equações (3.1-3.3) da *subseção 3.3*.

Assim, considerando os seguintes níveis na entrada Carga:

-“Hipo-Carregada” (HC), “Levemente-Carregada” (LC), “Medianamente Carregada” (MC), “Perfeitamente Carregada” (PC), “Levemente Sobrecarregada” (LS), “Medianamente Sobrecarregada” (MS), “Fortemente Sobrecarregada” (FS) e, “Extremamente Sobrecarregada” (ES).

Assim, considerando os seguintes níveis na entrada as saídas:

-“Super Adição” (SA), “Adição Grande” (AG), “Adição Média” (AM), “Adição Perfeita” (AP), “Subtração Leve” (SL), “Subtração Média” (SM), “Subtração Grande” (SG), “Subtração Muito Grande” (SX).

São inferidas as seguintes regras:

1. Se carga é “HC” então transferência de carga é “SA”.
2. Se carga é “LC” então transferência de carga é “AG”.
3. Se carga é “MC” então transferência de carga é “AM”.
4. Se carga é “PC” então transferência de carga é “AP”.
5. Se carga é “LS” então transferência de carga é “SL”.
6. Se carga é “MS” então transferência de carga é “SM”.
7. Se carga é “FS” então transferência de carga é “SG”.
8. Se carga é “ES” então transferência de carga é “SX”.

Assim, essas regras inferidas estão representadas na espiral vermelha da Figura 4.18. Entretanto, em função da entrada e saída específica, gera-se um resultado específico que está relacionado com a situação de balanceamento ou desbalanceamento de fases, na rede de BT.

4.2.3.1.2. Validação da sub-rede ATC

São apresentados os resultados de validação e verificação aplicados na sub-rede ATC do sistema CBF-T. Como teste de validação foi aplicada a simulação dinâmica da rede, e como testes de verificação foram aplicados a análise de invariantes de lugar e o gráfico de alcançabilidade e cobertura respectivamente, como são mostrados e abordados a seguir.

a). *Simulação dinâmica da Sub-rede ATC.* A Figura 4.19 ilustra a simulação dinâmica do fluxo de operações do modelo do algoritmo de transferência de carga.

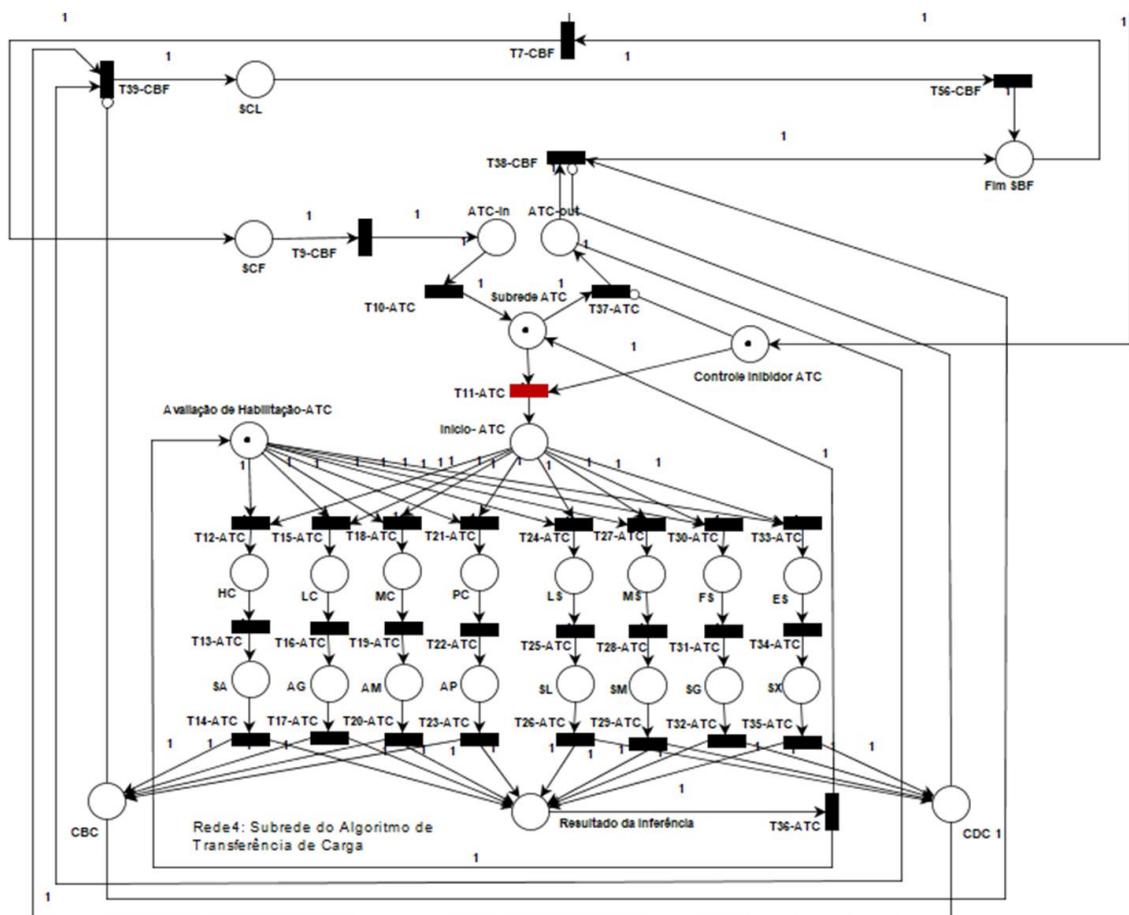


Figura 4.19. Sub-rede ATC: Workflow de inferência de transferência de carga validado.

Fonte: Autor

Esse resultado obtido, todavia, é o mesmo ao *workflow* obtido anteriormente, nas Figuras 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 no caso de fases balanceadas e, 4.13 e, 4.14 no caso de fases desbalanceadas. Notando-se também que para ambos os casos os controles de fluxo “CBC” e “CDC” ambos destacados em círculos verdes, habilitam o fluxo de operação respectivo. Neste caso, como resultado observa-se também a validação de recepção da transmissão de informação de BF ao lugar “Fim de SBF”.

b). *Análise de invariantes da Sub-rede ATC.* Foi aplicado o teste de invariantes de lugar no modelo da sub-rede ATC para verificar o *workflow* de automação melhorado, isto é, o fluxo formado pelo conjunto de lugares com o mesmo consumo constante de marcas, a fim de garantir eficientemente a realização dos eventos desta rede. Também, analogamente com a análise de invariantes de lugar, verificamos também as propriedades de vivacidade e limitação na rede. Neste caso foram obtidas três equações de invariantes de lugar, conforme se mostra a seguir.

A equação (4.4) mostra o primeiro invariante de lugar obtido da sub-rede ATC, formada por um fluxo de “24” dos “28” lugares da rede.

$$M(SCF) + M(ATC-in) + M(Subrede ATC) + M(Inicio- ATC) + M(HC) + M(SA) + M(LC) + M(AG) + M(MC) + M(AM) + M(PC) + M(AP) + M(LS) + M(SL) + M(MS) + M(SM) + M(FS) + M(SG) + M(ES) + M(SX) + M(Resultado da Inferência) + M(ATC-out) + M(SCL) + M(Fim SBF) = 1$$

(4.4)

As extensões de controle “Controle inibidor ATC”, “Avaliação de Habilitação-ATC”, “CBC” e “CDC” não formam parte deste invariante de lugar. Nota-se também que o *workflow* resultante tem consumo constante de uma marca (M) para todos os lugares do fluxo totalizando o ciclo com uma marca, ou seja, igual a “1”, tornando-se invariante e constante. Com isso, verifica-se também, a limitação da rede a um conjunto de lugares invariantes que denota neste caso específico, o fluxo melhorado de resultado de BF como “fases desbalanceadas”, em função das regras de inferência para transferência de carga nas fases da rede de BT. A Figura 4.20 representa o *workflow* denotado pelo invariante de lugar avaliado. O mesmo está indicado em vermelho e sua trajetória identifica a realização na sequência de cada lugar da equação (4.4).

Analogamente, a equação (4.5) mostra o segundo invariante de lugar da sub-rede ATC, cujo fluxo é formado por um fluxo de “18” dos “28” lugares da rede.

$$M(Avaliação de Habilitação-ATC) + M(HC) + M(SA) + M(LC) + M(AG) + M(MC) + M(AM) + M(PC) + M(AP) + M(LS) + M(SL) + M(MS) + M(SM) + M(FS) + M(SG) + M(ES) + M(SX) + M(Resultado da Inferência) = 1$$

(4.5)

Todas as extensões de controle de fluxo, avaliação e de inibição, não formam parte deste invariante de lugar, bem como os lugares “SCF”, “SCL”, e os lugares que formam o macro-lugar da sub-rede ATC e, o lugar “Fim SBF”. Nota-se também neste caso, que o *workflow* resultante tem consumo constante de uma marca (M) para todos os lugares do fluxo totalizando o ciclo com uma marca, ou seja, igual a “1”, tornando-se também invariante e constante. Com isso, verifica-se, a limitação da rede a um conjunto de lugares invariantes que denota neste caso específico, o fluxo melhorado das regras de inferência para o processo de BF. A Figura 4.20 representa o *workflow* denotado pelo invariante de lugar avaliado. O mesmo está indicado em azul e sua trajetória identifica a realização na sequência de cada lugar da equação (4.5).

Complementarmente, a equação (4.6) mostra o terceiro invariante de lugar da sub-rede ATC, formada pelo fluxo de “22” dos “28” lugares da rede.

$$M(\text{Controle inibidor ATC}) + M(\text{Inicio- ATC}) + M(\text{HC}) + M(\text{SA}) + M(\text{LC}) + M(\text{AG}) + M(\text{MC}) + M(\text{AM}) + M(\text{PC}) + M(\text{AP}) + M(\text{CBC}) + M(\text{LS}) + M(\text{SL}) + M(\text{MS}) + M(\text{SM}) + M(\text{FS}) + M(\text{SG}) + M(\text{ES}) + M(\text{SX}) + M(\text{CDC}) + M(\text{SCL}) + M(\text{Fim SBF}) = 1$$

(4.6)

Neste caso específico, os lugares “SCF”, e os lugares do macro-lugar da sub-rede ATC, não formam parte deste invariante. Entretanto pode ser observado que o “Controle inibidor-ATC”, e os controles de fluxo “CBC” e “CDC” fazem parte desse fluxo. Ficando assim, validado o *workflow* referente ao controle de inibição e de fluxo como extensões de controle eficientes para a obtenção de um fluxo melhorado de operações sem conflitos e resultados aleatórios na validação. Nota-se também neste caso, que o *workflow* resultante tem consumo constante de uma marca (M) para todos os lugares do fluxo totalizando o ciclo com uma marca, ou seja, igual a “1”, tornando-se também invariante e constante. Com isso, verifica-se, a limitação da rede a um conjunto de lugares invariantes que denota neste caso específico, o fluxo melhorado de realização do processo de BF que é habilitado pelo “Controle inibidor ATC”, e da inferência dos resultados de BF: “fases balanceadas” e “fases desbalanceadas” habilitando de forma exclusiva apenas um fluxo a traves das extensões de controle “CBC” e “CDC”, respectivamente.

A Figura 4.20 representa o *workflow* denotado pelo invariante de lugar avaliado. O mesmo está indicado em verde e sua trajetória identifica a realização na sequência de cada lugar da equação (4.6).

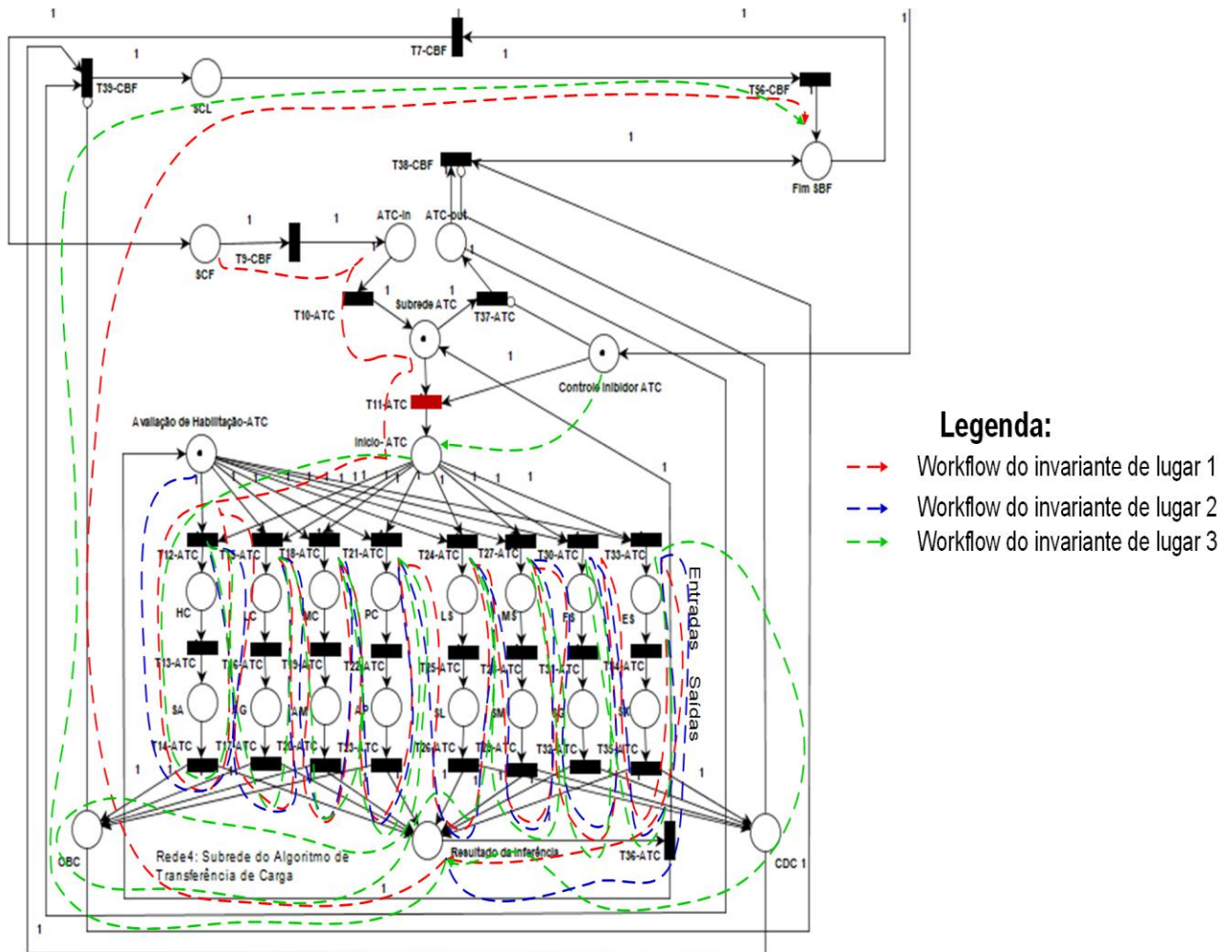


Figura 4.20. Invariantes de lugar na sub-rede ATC: Workflows de automação validados.

Fonte: Autor.

c). *Gráfico de alcançabilidade e cobertura da sub-rede ATC.* A Figura 4.21 mostra o gráfico de estados alcançados a partir do estado inicial “S₀” destacado no círculo vermelho. A través deste diagrama é possível verificar a alcançabilidade e cobertura dos “28” lugares e “33” transições da rede avaliada. Tendo-se neste caso também, uma árvore de alcançabilidade limitada sem conflitos, ciclos infinitos de repetência ou *deadlocks*.

A través do gráfico de alcançabilidade de estados neste caso também, foi possível verificar, a integração e a conservação da propagação do *workflow* entre os níveis hierárquicos, ou seja, entre a rede superior do sistema CBF-T e a sub-rede ATC, conforme destacado no espiral verde, que engloba os lugares “S₀” e “S₁” que representam os lugares da “Sub-rede ATC” e do “Início ATC”, destacados em círculos azuis respectivamente.

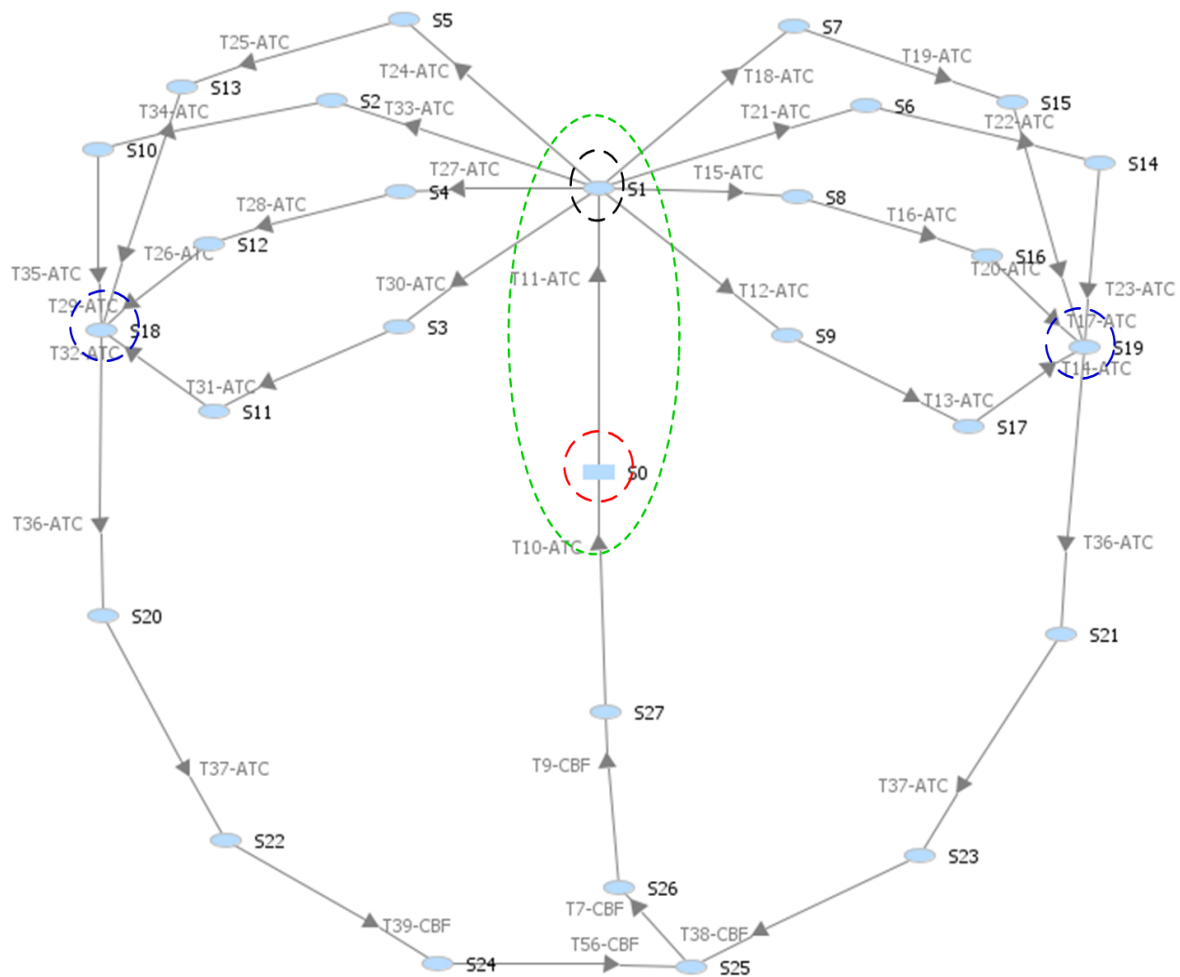


Figura 4.21. Alcançabilidade de estados na sub-rede ATC: Gráfico de alcançabilidade e cobertura de estados validado.

Fonte: Autor

Por outro lado, a través desse diagrama também é possível verificar a alcançabilidade do controle inibidor e habilitador alternado para o controle dos fluxos de “fases balanceadas” e “fases desbalanceadas” respectivamente. Observa-se assim, que foi conservada também a mesma alcançabilidade das extensões especiais de controles de fluxo alternados obtidas anteriormente, para a RP Hierárquica. Obtendo-se para este caso específico, de forma clara os dois fluxos de inferência de BF: o fluxo de processamento esquerdo ou de “fases balanceadas”, habilitado pelo lugar “S18”, destacado em círculo azul e, o fluxo de processamento direito ou de “fases desbalanceadas”, habilitado pelo lugar “S19” também destacado em círculo azul. Por fim, verifica-se também que os fluxos resultantes, tem como lugar final, o lugar “S25”, que representa “Fim SBF”.

A sub-rede ADC emula a inferência de diagnóstico de consumo (destacada no espiral vermelho) nas fases das UCs, conforme as nove regras inferidas, em função das quatro entradas e a saída indicadas nas equações (3.4-3.8) da *subseção 3.3*.

Consideram-se os seguintes conjuntos na primeira entrada, Consumo de Energia (CE):

-“Baixo Consumo de Energia” (BCE), “Médio Consumo de Energia” (MCE), e “Alto Consumo de Energia” (ACE).

Para a segunda entrada, Variação de Consumo de Energia (VE):

-“Baixa Variação de Energia” (BVE), “Médio Variação de Energia” (MVE), e “Alta Variação de Energia” (AVE).

Para a se terceira entrada, Incidência da Temperatura (IT):

-“Baixa Incidência de Temperatura” (BIT), “Média Incidência de Temperatura” (MIT), e “Alta Incidência de Temperatura” (AIT).

E na quarta entrada, Variação de Consumo de Corrente (VI):

-“Baixa Variação de Corrente” (BVI), “Média Variação de Corrente” (MVI), e “Alta Variação de Corrente” (AVI).

Analogamente, temos os seguintes conjuntos na saída, Variação de Carga (VC):

-“Baixa Variação de Carga” (BVC), “Média Variação de Carga” (MVC), e “Alta Variação de Carga” (AVC).

Sendo inferidas as seguintes regras:

1. Se “CE” (BCE) e “VE” (AVE) e “IT” (AIT) e “VI” (AVI) então “VC” (BVC).
2. Se “CE” (MCE) e “VE” (MVE) e “IT” (AIT) e “VI” (AVI) então “VC” (MVC).
3. Se “CE” (MCE) e “VE” (AVE) e “IT” (AIT) e “VI” (AVI) então “VC” (AVC).
4. Se “CE” (ACE) e “VE” (BVE) e “IT” (BIT) e “VI” (BVI) então “VC” (MVC).
5. Se “CE” (ACE) e “VE” (MVE) e “IT” (MIT) e “VI” (MVI) então “VC” (AVC).
6. Se “CE” (ACE) e “VE” (MVE) e “IT” (AIT) e “VI” (MVI) então “VC” (AVC).
7. Se “CE” (ACE) e “VE” (MVE) e “IT” (BIT) e “VI” (BVI) então “VC” (AVC).
8. Se “CE” (ACE) e “VE” (AVE) e “IT” (MIT) e “VI” (MVI) então “VC” (AVC).
9. Se “CE” (ACE) e “VE” (AVE) e “IT” (AIT) e “VI” (AVI) então “VC” (AVC).

Assim, essas regras inferidas estão representadas no espiral vermelho da Figura 4.22. Observando-se, portanto, para cada regra uma avaliação e resultado, denotada na entrada de cada nível de nas variáveis de entrada, denotadas pela transição de avaliação e, pela transição que indica o resultado para cada combinação de inferência avaliada.

4.2.3.2.2. Validação da sub-rede ADC

São apresentados os resultados de validação e verificação aplicados na sub-rede ADC do sistema CBF-T. Como teste de validação foi aplicada a simulação dinâmica da rede, e como testes de verificação foram aplicados a análise de invariantes de lugar e o gráfico de alcançabilidade e cobertura respectivamente, como são mostrados e abordados a seguir.

a). *Simulação dinâmica da Sub-rede ADC.* A Figura 4.23 ilustra a simulação dinâmica do fluxo de operações do modelo do algoritmo de diagnóstico de consumo de carga, para as fases de cada UC.

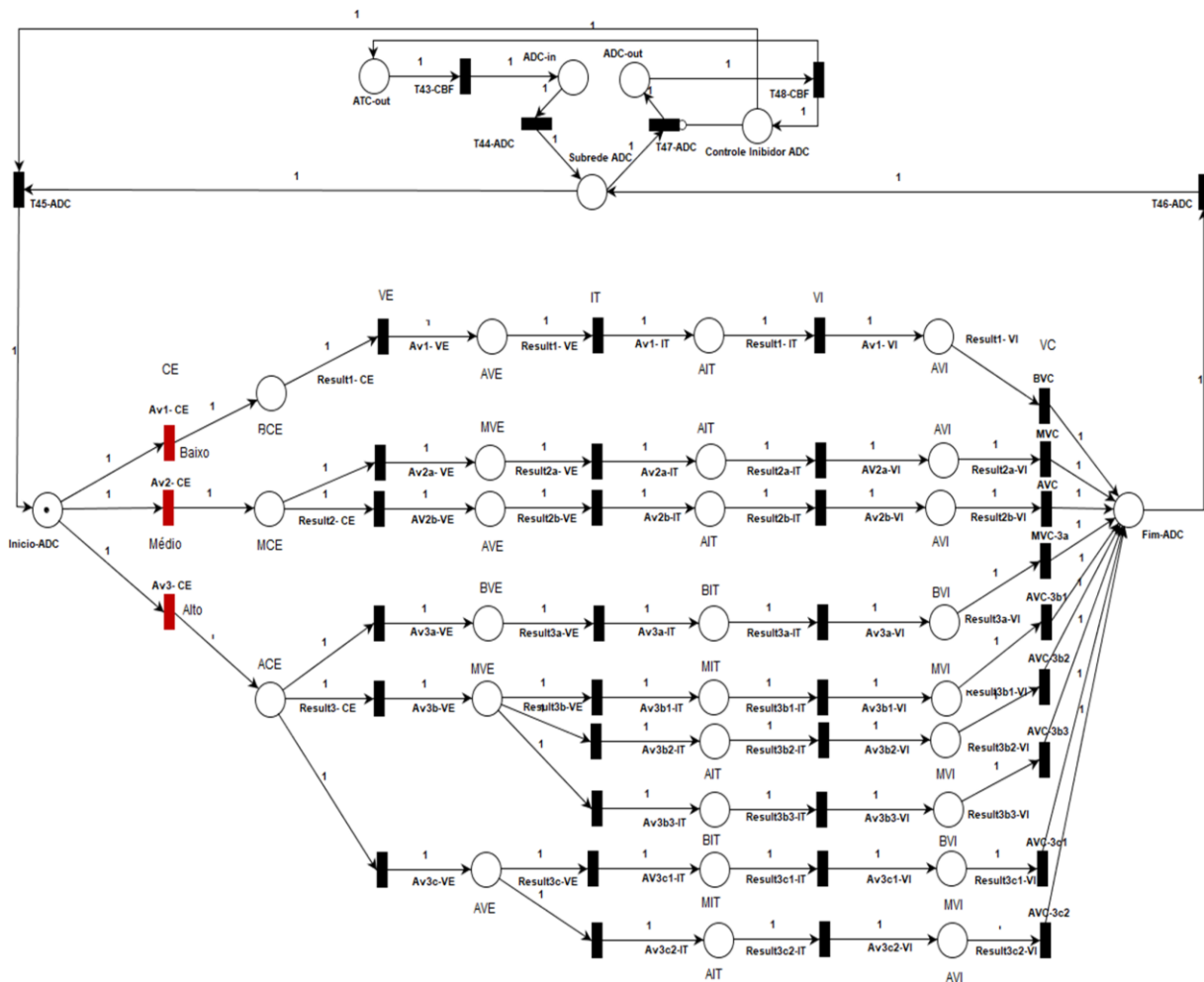


Figura 4.23. Sub-rede ADC: Workflow de inferência de diagnóstico de consumo validado.

Fonte: Autor

Esse resultado obtido, representa o *workflow* da inferência de nove regras para a avaliação ou diagnóstico de consumo de carga em cada fase das UCs ligadas em cada fase da rede secundária. Cada regra produz um nível de concentração de variação de carga, que pode ser convenientemente BVC, MVC ou AVC como já definido anteriormente.

b). *Análise de invariantes da Sub-rede ADC*. Foi aplicado o teste de invariantes de lugar no modelo da sub-rede ADC para verificar o *workflow* de automação melhorado, isto é, o fluxo formado pelo conjunto de lugares com o mesmo consumo constante de marcas, a fim de garantir eficientemente a realização dos eventos desta rede. Também, analogamente com a análise de invariantes de lugar, verificamos as propriedades de vivacidade e limitação na rede. Neste caso foi obtida apenas uma equação de invariantes de lugar, conforme se mostra a seguir.

A equação (4.7) mostra o invariante de lugar obtido da sub-rede ADC, formada por um fluxo de “33” dos “34” lugares da rede.

$$\begin{aligned}
 &M(ATC-out) + M(ADC-in) + M(Subrede\ ADC) + M(Inicio-ADC) + M(Result1- CE) + \\
 &M(Result1- VE) + M(Result1- IT) + M(Result1- VP) + M(Result2- CE) + M(Result2a- VE) + \\
 &M(Result2a-IT) + M(Result2a-VI) + M(Result2b-VE) + M(Result2b-IT) + M(Result2b-VI) + \\
 &M(Result3- CE) + M(Result3a-VE) + M(Result3a-IT) + M(Result3a-VI) + M(Result3b-VE) + \\
 &M(Result3b1-IT) + M(Result3b1-VI) + M(Result3b2-IT) + M(Result3b2-VI) + M(Result3b3-IT) \\
 &+ M(Result3b3-VI) + M(Result3c-VE) + M(Result3c1-IT) + M(Result3c1-VI) + M(Result3c2- \\
 &IT) + M(Result3c2-VI) + M(Fim-ADC) + M(ADC-out) = 1
 \end{aligned}
 \tag{4.7}$$

Neste caso específico, apenas a extensão de “Controle inibidor ADC”, não forma parte deste invariante. Por meio deste invariante, valida-se o *workflow* referente às nove regras de inferência para avaliação ou diagnóstico de consumo da variação de carga em cada fase de UC, em função das quatro entradas consideradas. Nota-se também neste caso, que o *workflow* resultante tem consumo constante de uma marca (M) para todos os lugares do fluxo totalizando o ciclo com uma marca, ou seja, igual a “1”, tornando-se também invariante e constante. Com isso, verifica-se, a limitação da rede a um conjunto de lugares invariantes que denota neste caso específico, o fluxo melhorado de realização do processo de diagnóstico de consumo de carga como descrito anteriormente, bem como a propagação de hierarquia para a sub-rede estratificada.

A Figura 4.24 representa o *workflow* denotado pelo invariante de lugar avaliado. O mesmo está indicado em vermelho e sua trajetória identifica a realização na sequência de cada lugar da equação (4.7).

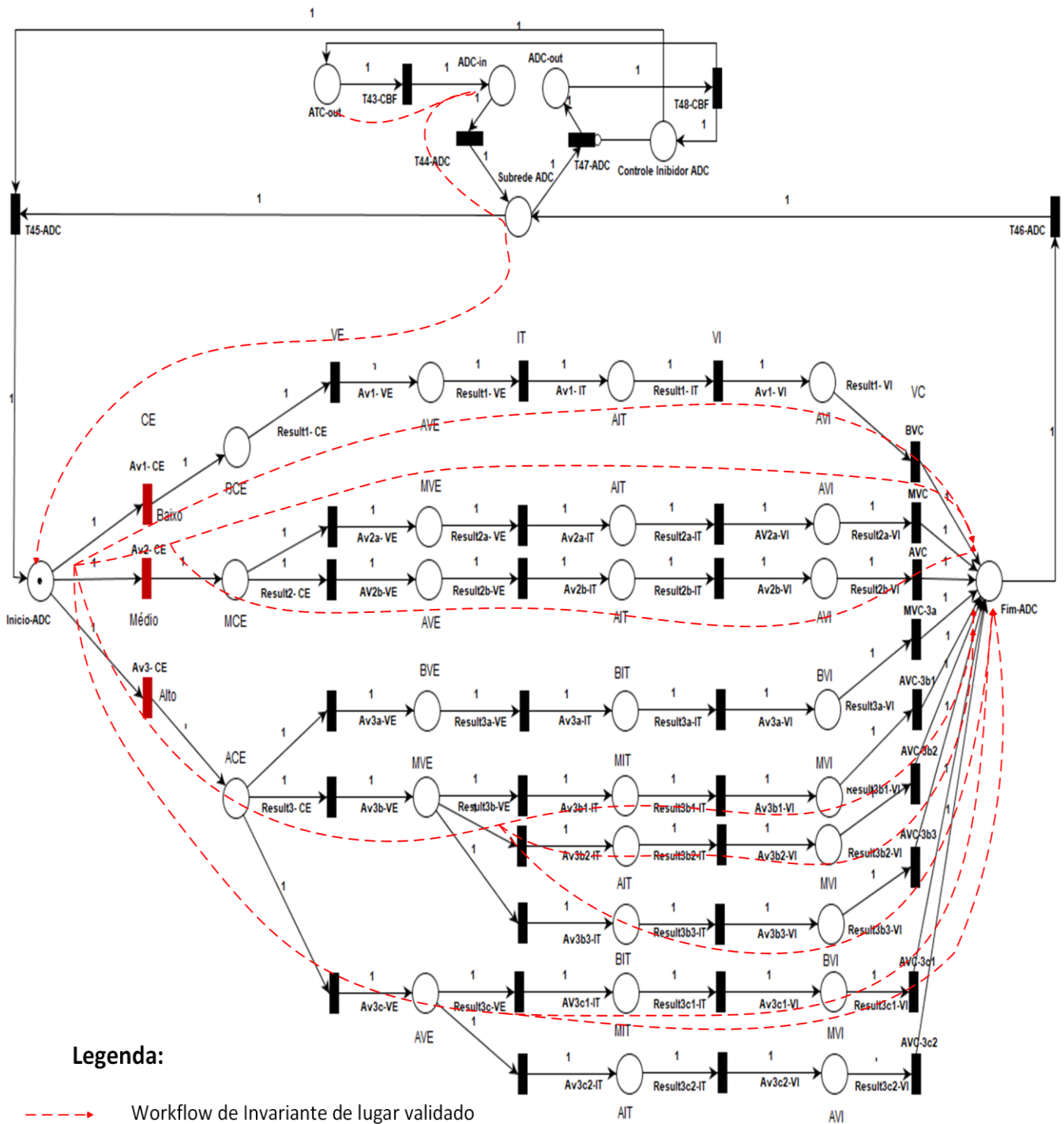


Figura 4.24. Invariantes de lugar na sub-rede ADC: Workflow de automação validado.
 Fonte: Autor.

c). *Gráfico de alcançabilidade e cobertura da sub-rede ADC.* A Figura 4.25 mostra o gráfico de estados alcançados a partir do estado inicial “S₀” destacado no círculo vermelho. A través do mesmo é possível verificar a alcançabilidade e cobertura dos “34” lugares e “42” transições da rede. Tendo-se neste caso também, uma árvore de alcançabilidade limitada sem conflitos, ciclos infinitos ou *deadlocks*.

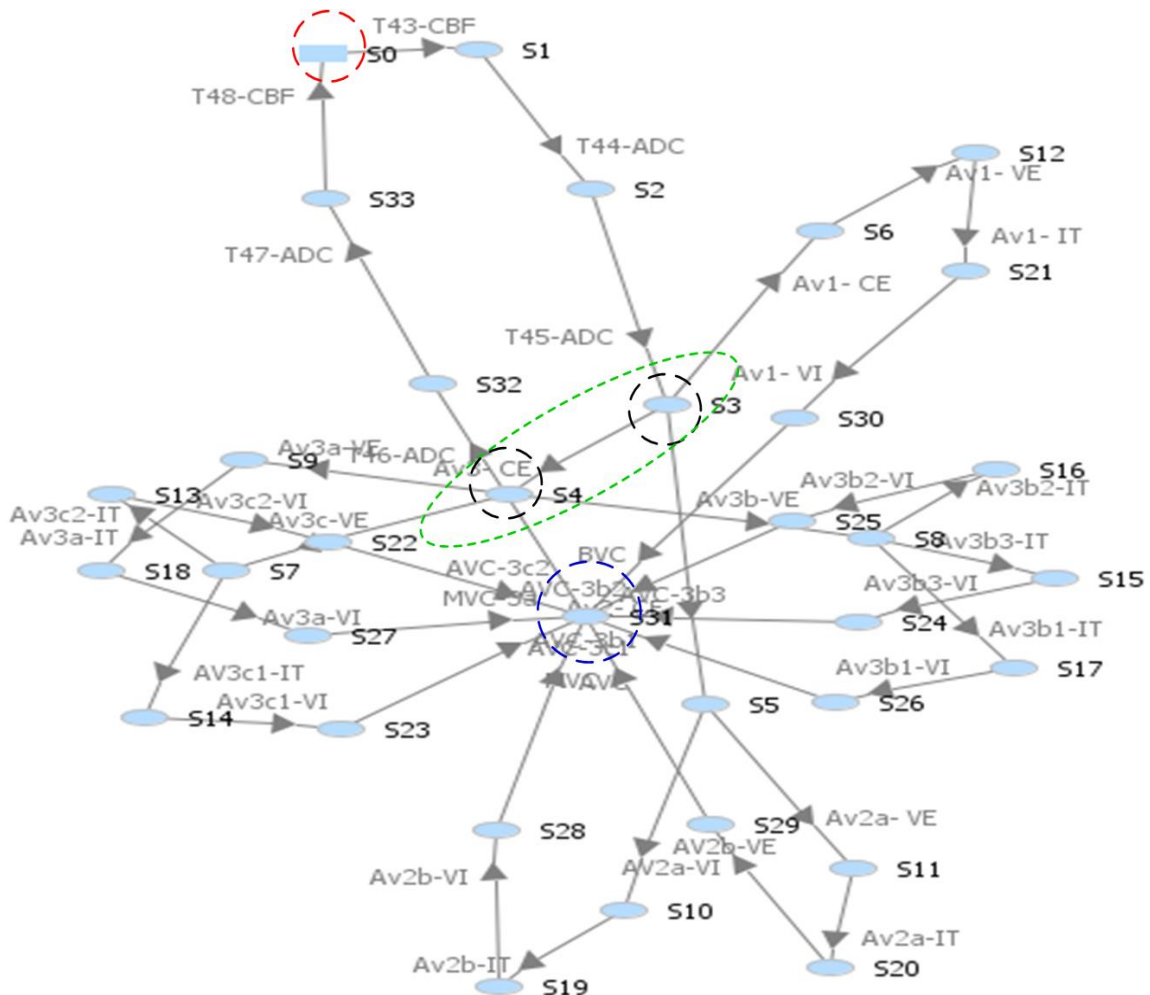


Figura 4.25. Alcançabilidade de estados na sub-rede ADC: Gráfico de alcançabilidade e cobertura de estados validado.

Fonte: Autor

Também, foi possível verificar a alcançabilidade e cobertura da conservação de hierarquia do *workflow*, a través da estratificação da sub-rede ADC, conforme destacado no espiral verde, que engloba os lugares “S₃” e “S₄” que representam os lugares da “Sub-rede ADC” e do “Início ADC”, ambos destacados em círculo preto, respectivamente. Por último, foi também verificado a alcançabilidade das regras de inferência, que convergem no lugar “S₃₁” ou “Fim ADC”, destacado pelo círculo azul.

4.2.3.3.1. Sub-rede APC

A Figura 4.26 mostra o modelo SED da sub-rede APC do sistema CBF-T. Cujo modelo é especificamente destacado na borda descrita pelo retângulo vermelho, demarcadas pelas transições “T45-APC” e “T53-APC” destacadas em azul, respectivamente. Neste caso o modelo mostra a abstração do sistema de previsão de estados futuros de consumo de energia nas fases das UCs, baseada em cadeias de *Markov*, descrita na *subseção 3.3*.

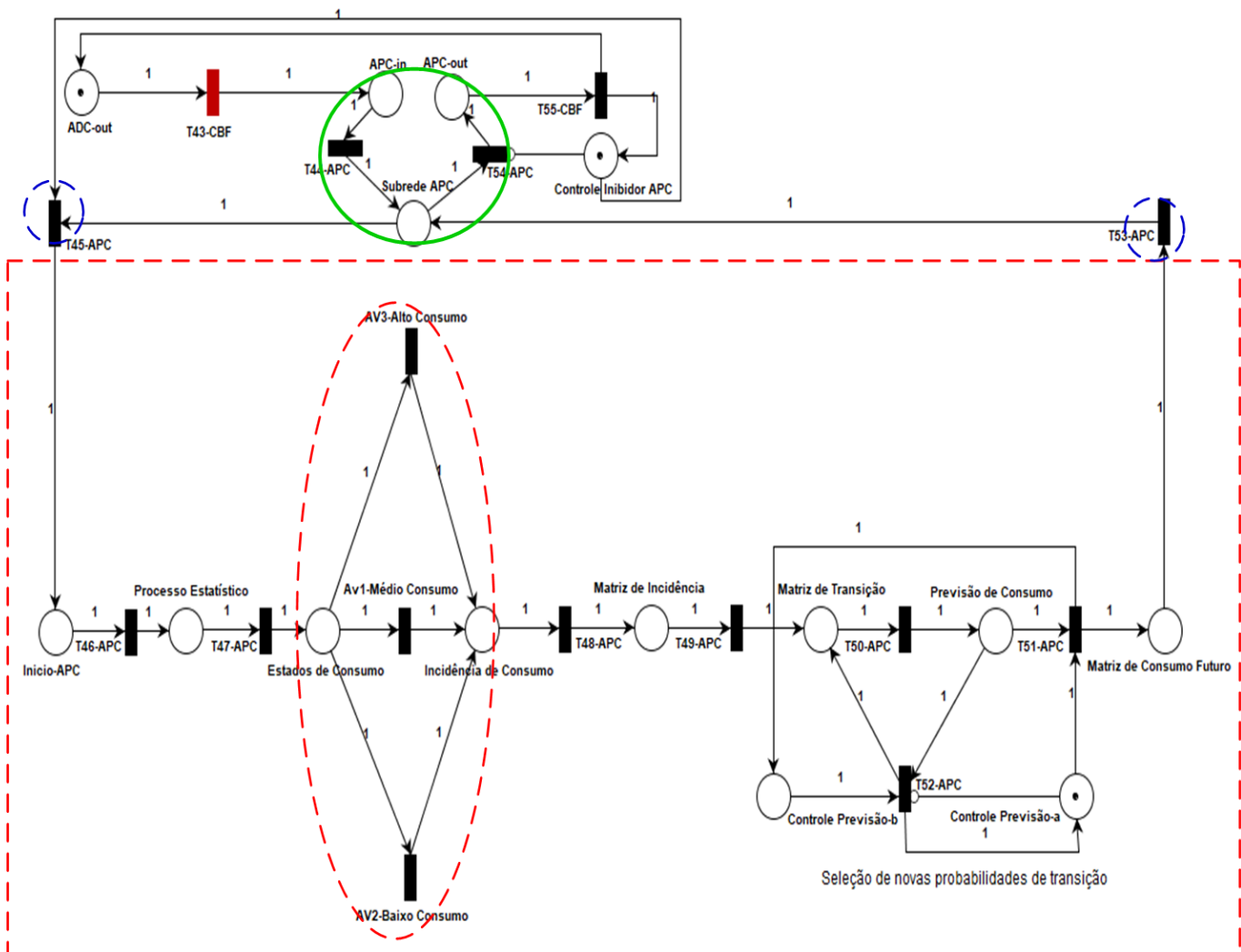


Figura 4.26. Sub-rede APC: Sub-rede, fluxo de previsão de consumo.

Fonte: Autor

Nota-se que o fluxo de operação é iniciado na saída da sub-rede ADC (ADC-out). Sendo ativado a seguir a sub-rede APC, que neste caso é representada pelo macro-lugar destacado no círculo verde, com entrada “APC-in” e saída “APC-out” e, o lugar da “Sub-rede APC”.

Neste caso, a estratificação da “Sub-rede APC” é realizada por meio do método de substituição de limitação por lugar, a partir da transição “T45-APC” que transfere o fluxo ao “Início-APC”. Pelo modelo simulado, observa-se que a sub-rede APC emula o fluxo de operações indicado nas equações (3.10-3.22) da *subseção 3.3*. Assim, o *workflow* validado é formado pelo tratamento estatístico, a formulação dos estados discretos de consumo de energia (espiral vermelho), a incidências desses estados, a formação da matriz de transição, a previsão de consumo e, finalmente a obtenção da matriz de consumo futuro mensal de energia elétrica para cada UC.

4.2.3.3.2. Validação da sub-rede APC

São apresentados os resultados de validação e verificação aplicados na sub-rede APC do sistema CBF-T. Como teste de validação foi aplicada a simulação dinâmica da rede, e como testes de verificação foram aplicados a análise de invariantes de lugar e o gráfico de alcançabilidade e cobertura respectivamente, como são mostrados e abordados a seguir.

a). *Simulação dinâmica da Sub-rede APC*. A Figura 4.27 mostra a simulação dinâmica do fluxo de operações do modelo do algoritmo de previsão mensal dos estados futuros de consumo de energia, para as fases de cada UC.

Esse resultado obtido, representa o *workflow* de previsão para o consumo de energia em cada UC da rede de BT. O modelo validado, abrange todo o procedimento realizado a partir da informação de consumo de energia em cada UC. Desde o tratamento estatístico, as incidências nos estados de consumo de energia (Baixo, Médio e Alto) (neste caso ativadas no detalhe), bem como a formação das probabilidades de ocorrência da matriz de transição, até a formação da matriz dos estados futuros de consumo mês a mês, representada como resultado final dessa sub-rede. Notando-se também, que o procedimento é recursivo caso não se obtenha uma boa aproximação de previsão, podendo ser escolhidas novas probabilidades de transição, habilitado neste caso pelas extensões de “Controle de Previsão-a” que habilita o fluxo quando se obtém uma boa aproximação de previsão e “Controle de Previsão-b, caso contrário, que habilita a seleção de novas probabilidades de transição.

Observa-se que a propagação de hierarquia na sub-rede, é demarcada a partir dos lugares “Sub-rede APC” e “Início APC”, habilitada pela extensão de controle inibidor APC, através da transição “T45-APC”. O resultado final retorna ao nível hierárquico superior da “Sub-rede APC” (macro-lugar) por meio da transição “T53-APC”.

$$M(ADC-out) + M(APC-in) + M(Subrede APC) + M(Inicio-APC) + M(Processo Estatístico) + M(Estados de Consumo) + M(Incidência de Consumo) + M(Matriz de Incidência) + M(Matriz de Transição) + M(Previsão de Consumo) + M(Matriz de Consumo Futuro) + M(APC-out) = 1 \tag{4.8}$$

Neste caso específico, apenas as duas extensões de “Controle inibidor APC” e “Controle Inibidor de Previsão”, não formam parte deste invariante. Assim, a través deste invariante, valida-se o *workflow* referente ao procedimento de previsão dos futuros estados de consumo de energia mensal, nas UCs. Nota-se também neste caso também que o *workflow* resultante tem consumo constante de uma marca (M) para todos os lugares do fluxo totalizando o ciclo com uma marca, ou seja, igual a “1”, tornando-se também invariante e constante. Com isso, verifica-se, a limitação da rede a um conjunto de lugares invariantes que denota neste caso específico, o fluxo melhorado de realização do processo de previsão de consumo como descrito anteriormente, bem como a propagação de hierarquia para a sub-rede estratificada de previsão de consumo. Na Figura 4.28 é ilustrado o *workflow* deste primeiro invariante de lugar avaliado.

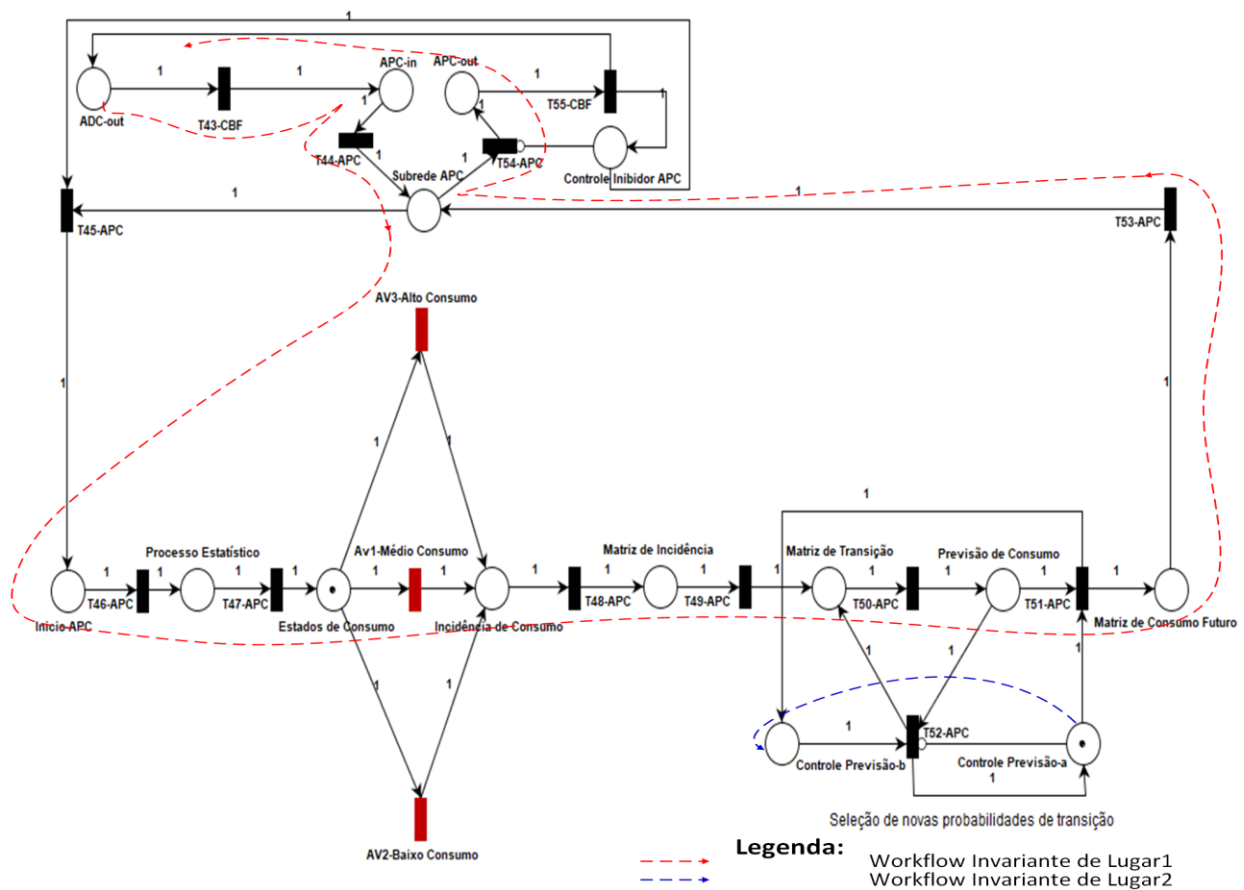


Figura 4.28. Invariantes de lugar na sub-rede APC: Workflows de automação validados.

Fonte: Autor.

O mesmo está indicado em vermelho e sua trajetória identifica a realização na sequência de cada lugar da equação (4.8).

Por outro lado, a equação (4.9) mostra o *workflow* deste segundo invariante de lugar obtido da sub-rede APC, formada por um fluxo de apenas “2” dos “14” lugares da rede.

$$M(\text{Controle Previsão- } a) + M(\text{Controle Previsão- } b) = 1 \tag{4.9}$$

Neste caso, este invariante, valida-se o *workflow* referente ao procedimento de habilitação, no procedimento de seleção de novas probabilidades de transição no caso de não se obter uma boa aproximação de previsão de consumo. Caso contrário o controle inibe esta ação. A Figura 4.28 ilustra o fluxo deste segundo invariante de lugar avaliado. O mesmo está denotado em azul e, sua trajetória identifica a realização na sequência dos lugares da equação (4.9).

c). *Gráfico de alcançabilidade e cobertura da sub-rede APC.* A Figura 4.29 mostra o gráfico de estados alcançados a partir do estado inicial “S₀” destacado num círculo preto. A través do mesmo é possível verificar a trajetória “vermelha” dos estados alcançados e cobertos quando se obtém uma boa aproximação de previsão. Validando-se neste caso, a habilitação de controle sob a transição “T51-APC”, seguindo a trajetória do algoritmo a través da transição “T53-APC, ambas destacadas em vermelho.

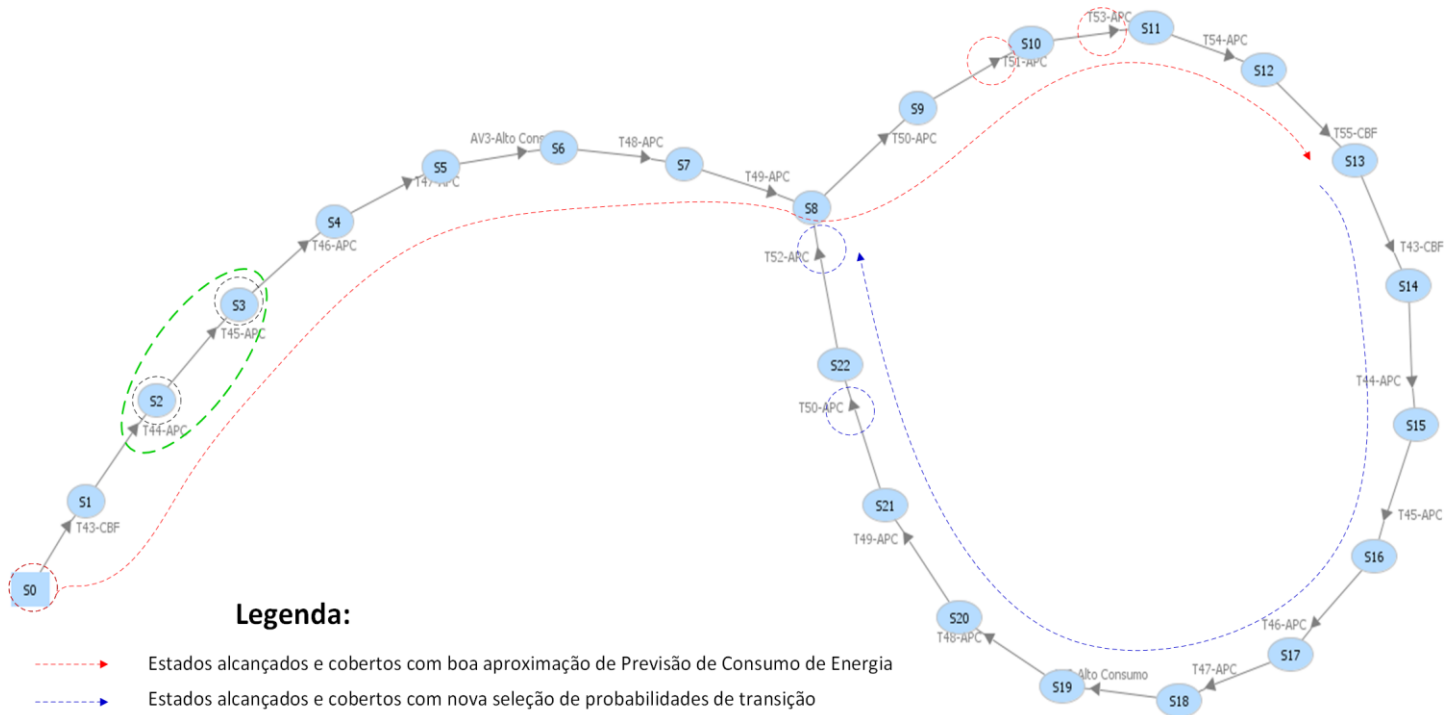


Figura 4.29. Alcançabilidade de estados na sub-rede APC: Gráfico de alcançabilidade e cobertura de estados validado.

Fonte: Autor

Caso contrário se tem a trajetória “azul” que mostra os estados alcançados e cobertos, para selecionar novas probabilidades de transição. Neste caso, validam-se a alcançabilidade e cobertura dos estados inerentes. Cujo controle de habilitação é representado pela transição “T50-APC”, que segue a trajetória do algoritmo de previsão de consumo, a través, da transição “T52-APC”, ambas destacadas em azul.

Também, foi possível verificar a alcançabilidade e cobertura da conservação de hierarquia do *workflow* destacado em verde entre as redes, a través da estratificação da sub-rede APC, como indicado entre “S2” e “S3” que representam os lugares da “Sub-rede APC” e do “Início APC”, destacados em círculos pretos, respectivamente.

4.2.3.4.1. Sub-rede ASC

A Figura 4.30 mostra o modelo SED da sub-rede ASC do sistema CBF-T.

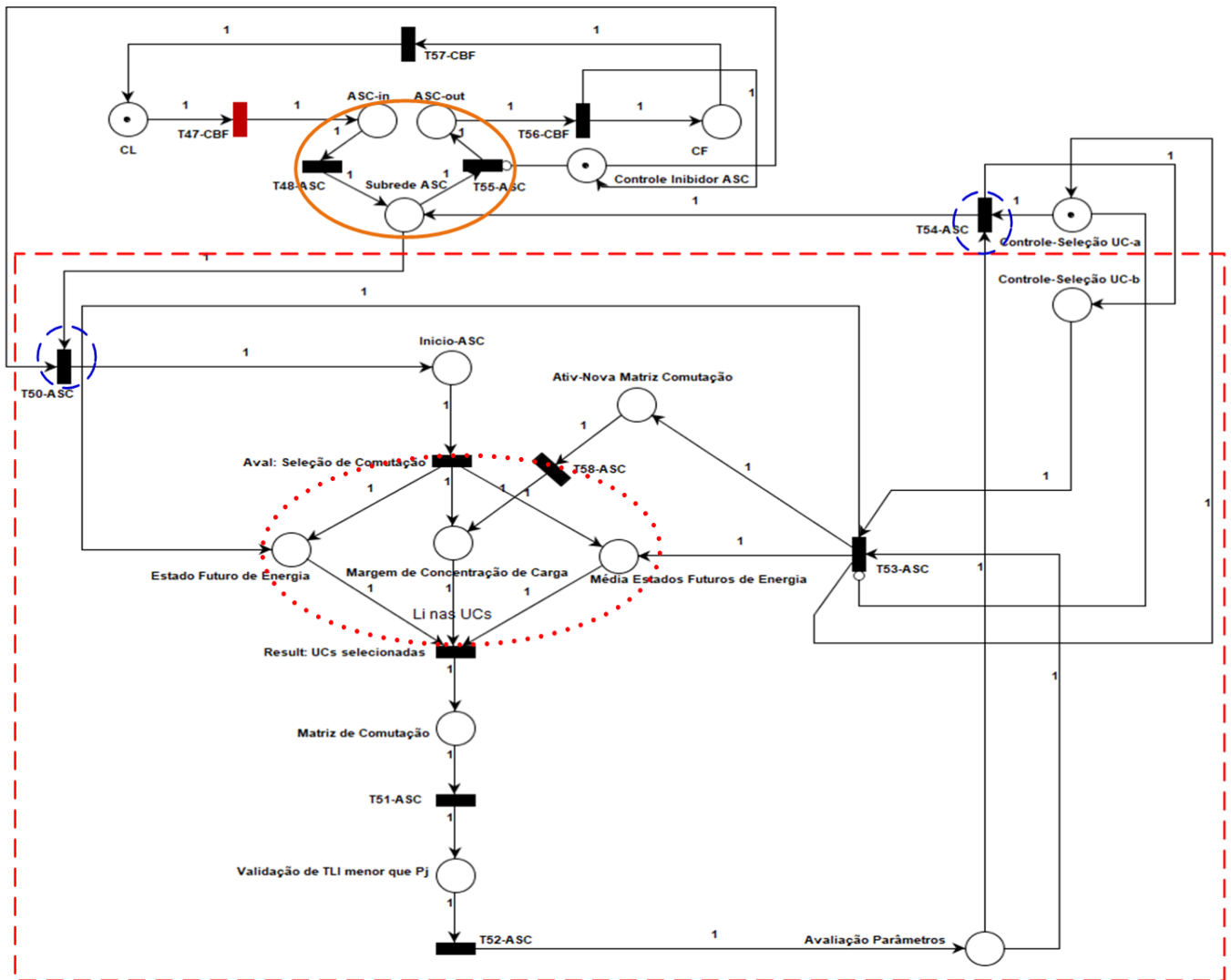


Figura 4.30. Sub-rede ASC: Sub-rede, fluxo de seleção de UCs.

Fonte: Autor

O modelo é especificamente destacado na borda descrita pelo retângulo vermelho, demarcadas pelas transições “T50-ASC” e “T54-ASC” indicadas em azul, respectivamente. Neste caso o design mostra a abstração do sistema de seleção de UCs para o processo de comutação nas fases da rede secundária, baseada no algoritmo descrito, na *subseção 3.3*.

Nota-se que o fluxo de operação é iniciado na saída do controlador local “CL”, que transfere a informação da matriz de consumo futuro, resultado do processamento das sub-redes “ADC” e, “APC”, respectivamente. Ativando-se a seguir, a sub-rede ASC, que neste caso também é representada pelo macro- lugar destacado no círculo laranja, com entrada “ASC-in” e saída “ASC-out” e, o lugar “sub-rede ASC”. Neste caso, a estratificação da “Sub-rede ASC” é realizada via o método de substituição de lugar por borda, a partir da transição “T50-ASC” que transfere o fluxo ao “Início- ASC”. Pelo modelo simulado, observa-se que a sub-rede ASC emula o fluxo de operações indicado na expressão (3.23) da *subseção 3.3*. Portanto, o *workflow* validado é formado pela previsão de carga “ L_i ” nas UCs (em função do estado futuro de energia, margem de concentração de carga e, a média dos estados futuros de energia das mesmas), a matriz de comutação, a validação da restrição “ $TL_i \geq P_j$ ” (respeitando a quantidade limite para transferência de carga nas fases da rede de BT), a avaliação dos parâmetros (em função do DCM e corrente de Neutro) e, a transferência da sequência de comutação validada.

4.2.3.4.2. Validação da sub-rede ASC

São apresentados os resultados de validação e verificação aplicados na sub-rede ASC do sistema CBF-T. Como teste de validação foi aplicada a simulação dinâmica da rede, e como testes de verificação foram aplicados a análise de invariantes de lugar e o diagrama de alcançabilidade e cobertura respectivamente, como são mostrados e abordados a seguir.

a). *Simulação dinâmica da Sub-rede ASC*. A Figura 4.31 mostra a simulação dinâmica do fluxo de operações do modelo do algoritmo de seleção de comutação (SC) das UCs às fases da rede de BT. O modelo validado, abrange todo o procedimento realizado a partir da informação da matriz de consumo futuro de energia para as UCs, como resultado de processamento das sub-redes “ADC” e “APC”, respectivamente e, a validação da restrição de carga permitida, ou seja, verificando-se que a quantidade de carga para transferência (escolha das UCs) não ultrapasse, a capacidade de carga (folga) permitida em cada fase da rede de BT.

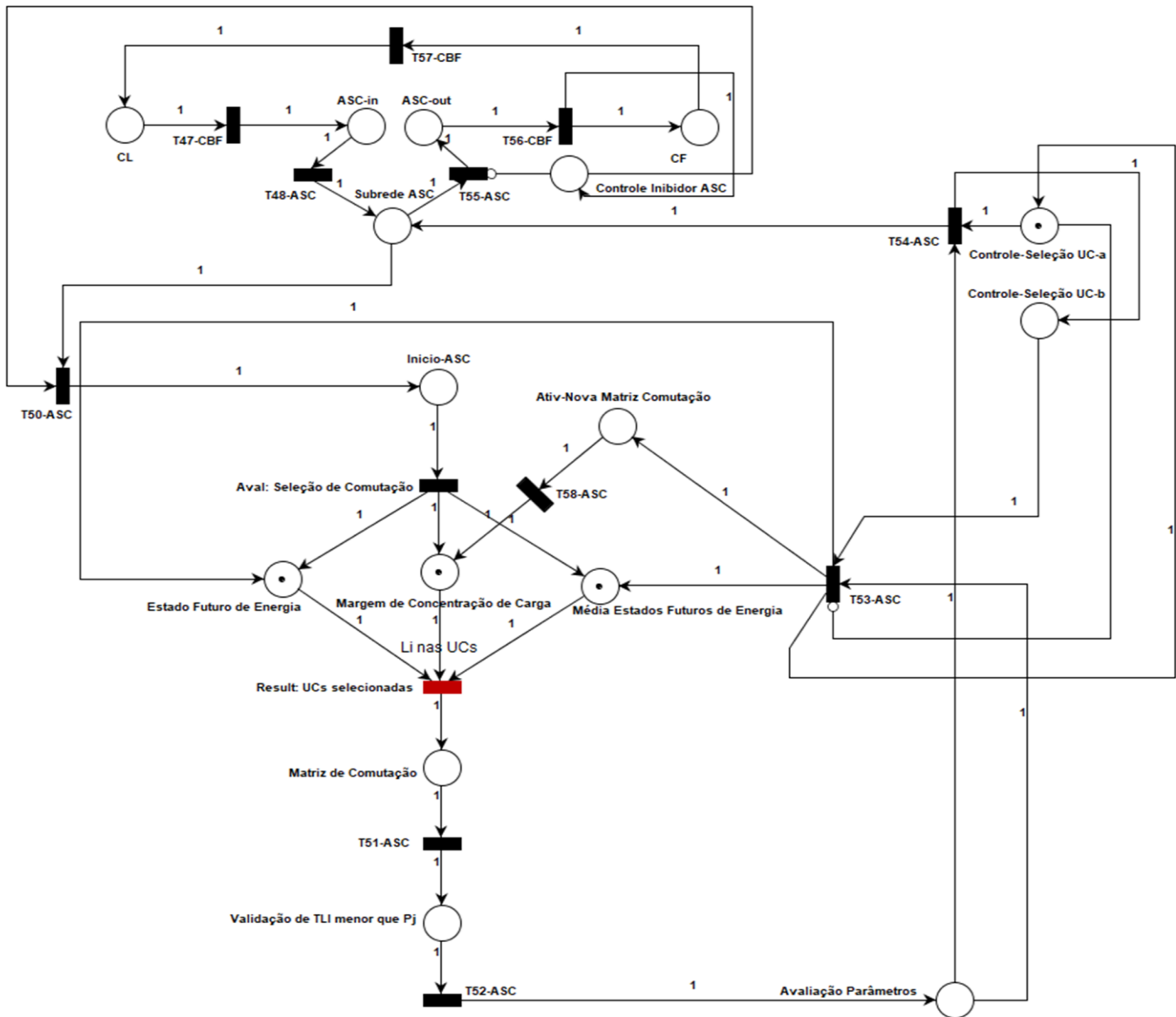


Figura 4.31. Sub-rede ASC: Workflow de seleção de comutação de UCs validado.

Fonte: Autor

Na Figura 4-31, nota-se no detalhe, o fluxo da avaliação da seleção de UCs para comutação, a través da transição “Result: UCs selecionadas”, formando-se com isso, a “Matriz de Comutação”. Avaliando-se a restrição permitida para transferência de carga em cada fase da rede de BT, no lugar “Validação de TL_i menor que P_j ” e, transferindo-se esse resultado ao lugar “Avaliação Parâmetros” para analisar o desempenho de balanceamento de fases (DCM e a corrente de Neutro) dessa seleção. No caso de atenuação eficiente desses parâmetros, será habilitada a implementação do arranjo de UCs selecionadas pelo “Controle de Seleção UC-a”. Transferindo-se finalmente, o fluxo de comutação como resultado à “Sub-rede ASC”.

Caso contrário, o procedimento é recursivo reiniciando-se o cálculo de um novo arranjo a través da extensão “Controle de Seleção UC-b”, que habilita a transição “T53-ASC” e o lugar “Ativ-Nova Matriz Comutação” a obtenção da nova matriz de comutação.

Complementarmente, observa-se que a propagação de hierarquia na sub-rede, é demarcada a partir dos lugares “Sub-rede ASC” e “Inicio ASC”, habilitada pela extensão de controle inibidor ASC, através da transição “T50-ASC”. O resultado final retorna ao nível hierárquico superior da “Sub-rede ASC” (macro-lugar) por meio da transição “T54-ASC.

b). *Análise de invariantes da Sub-rede ASC.* Foi aplicado o teste de invariantes de lugar no modelo da sub-rede ASC para verificar o *workflow* de automação melhorado, isto é, o fluxo formado pelo conjunto de lugares com o mesmo consumo constante de marcas, a fim de garantir eficientemente a realização dos eventos desta rede. Também, analogamente com a análise de invariantes de lugar, verificamos as propriedades de vivacidade e limitação na rede. Neste caso foram obtidas quatro equações de invariantes de lugar, conforme se mostra a seguir.

A equação (4.10) mostra este primeiro invariante de lugar obtido da sub-rede ASC, o qual está formado pelos dois lugares de extensão de controle habilitador, “Controle-Seleção UC-a” que habilita a seleção para a transferência de matriz de comutação para implementação física e, “Controle-Seleção UC-b”, que habilita uma nova seleção de matriz de comutação, ou seja, uma nova seleção de UCs. A Figura 4.32 mostra a trajetória indicada em marrom, deste *workflow* validado.

$$M(\text{Controle-Seleção UC-a}) + M(\text{Controle-Seleção UC-b}) = 1 \quad (4.10)$$

Por outro lado, a equação (4.11) mostra o segundo invariante de lugar obtido. O qual valida, o fluxo de seleção de UCs, na qual se destaca a ponderação do “Estado Futuro de Energia” em cada uma das mesmas. Na Figura 4.32 também se mostra a trajetória indicada em vermelho, deste *workflow* validado.

$$\begin{aligned} M(CL) + M(ASC-in) + M(Subrede ASC) + M(Início-ASC) + M(Estado Futuro de Energia) + \\ M(Matriz de Comutação) + M(Validação de TLI menor que Pj) + M(Avaliação Parâmetros) \\ + M(ASC-out) + M(CF) = 1 \end{aligned} \quad (4.11)$$

A seguir, a equação (4.12) mostra o terceiro invariante de lugar obtido. O qual valida, o fluxo de seleção de UCs, na qual se destaca a ponderação da “*Média dos Estados Futuros de Energia*” num mês específico “*i*” em cada UC. Na Figura 4.32 também se mostra a trajetória indicada em azul, deste *workflow* validado.

$$M(CL) + M(ASC-in) + M(Subrede ASC) + M(Inicio-ASC) + M(Média Estados Futuros de Energia) + M(Matriz de Comutação) + M(Validação de TLI menor que Pj) + M(Avaliação Parâmetros) + M(ASC-out) + M(CF) = 1 \quad (4.12)$$

Na equação (4.13) denota-se a validação do quarto invariante de lugar, o fluxo recursivo do novo cálculo de seleção de UCs, no caso de um desempenho ruim na avaliação dos parâmetros de BF. Neste caso, pondera-se a “*Margem de Concentração de Carga*” em cada UC. A Figura 4.32 indica em verde a trajetória, deste *workflow* validado.

$$M(ASC-out) + M(CF) + M(CL) + M(ASC-in) + M(Subrede ASC) + M(Inicio-ASC) + M(Margem de Concentração de Carga) + M(Matriz de Comutação) + M(Validação de TLI menor que Pj) + M(Avaliação Parâmetros) + M(Ativ-Nova Matriz Comutação) = 1 \quad (4.13)$$

Essas quatro equações de invariantes de lugar, validam o fluxo de automação planejado ao ASC, quando do processo de seleção das UCs para o processo de comutação dinâmica. Observando-se a definição de quatro *workflows* de automação que funcionam conforme os fluxos denotados em cada equação, conforme segue:

- a) Fluxo de alternância de controles. Denotada na equação (4.10) a validação do fluxo de automação dos controles alternados, em função da avaliação dos parâmetros de balanceamento (DMC e corrente de Neutro) para seleção das UCs.
- b) Fluxo de operação do Estado Futuro de Energia. Denotando-se na equação (4.11) a superposição do fluxo de automação validado do “*Estado Futuro de Energia*”
- c) Fluxo de operação da Média dos Estados Futuros de Energia. Denotando-se na equação (4.12) a superposição do fluxo de automação validado da “*Média dos Estados Futuros de Energia*” para a seleção das UCs.
- d) Fluxo de operação da Margem de Concentração de Carga. Denotando-se na equação (4.13) a superposição do fluxo de automação validado da “*Margem de Concentração de Carga*” para a seleção das UCs.

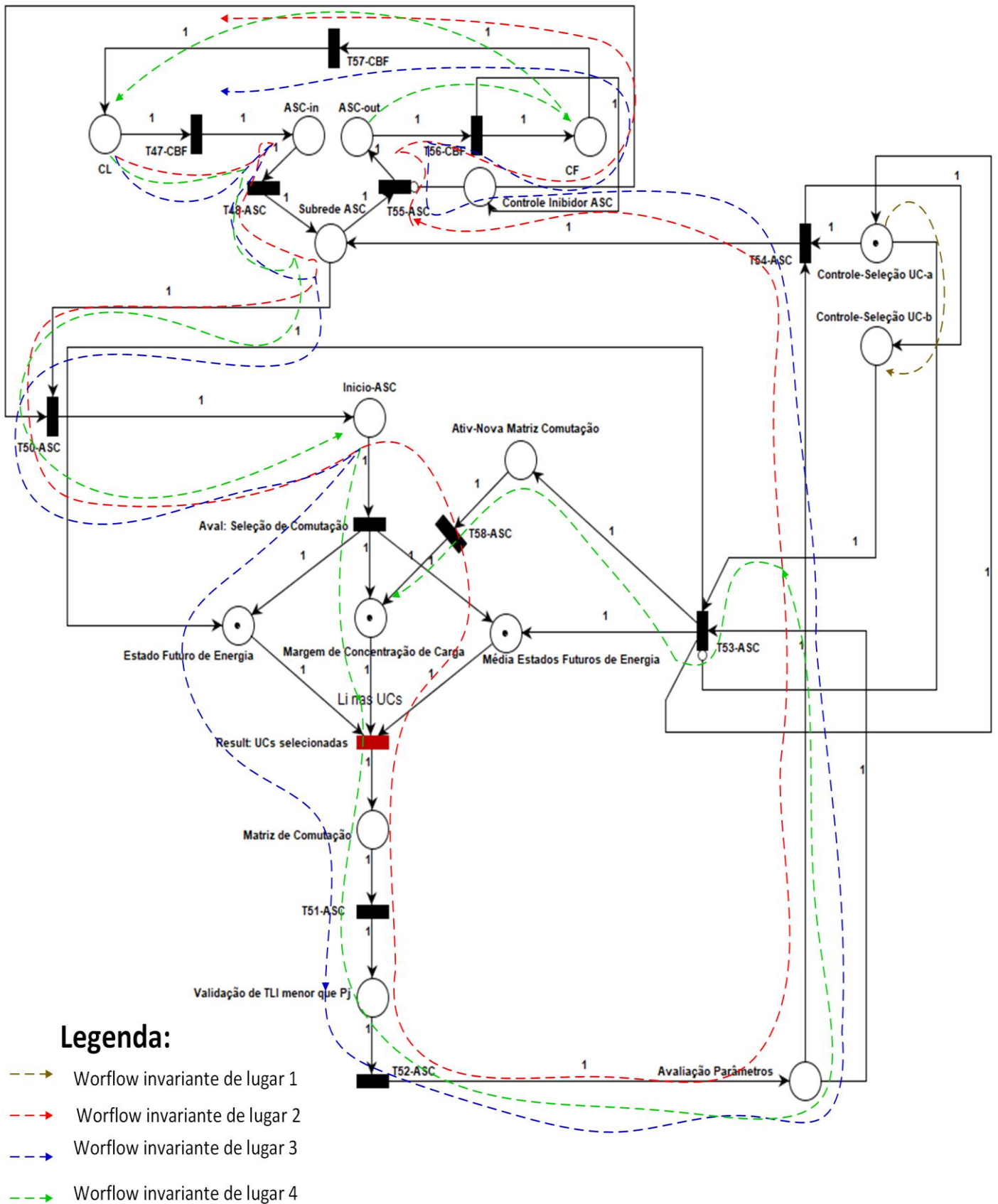


Figura 4.32. Invariantes de lugar na sub-rede ASC: Workflows de automação validados.

Fonte: Autor.

4.2.4. DISCUSSÃO DA MODELAGEM SED

Após dos resultados de desenvolvimento dos modelos SED, podemos abrir uma discussão em função da validação de desempenho e verificação das propriedades aplicadas. Focando-se no design de rede e na avaliação de desempenho de cada rede do sistema proposto.

A). No design da rede. A través da simulação na RP Principal validou-se sua arquitetura observando-se que: a) na rede do sistema legado de BT configurada como uma máquina de estados, (apresentando uma pré-condição e uma pós-condição para cada transição da rede) há o acoplamento da sub- rede MGCC, por meio de um macro- lugar, originando-se uma rede estendida simples. O fluxo de marcação em direção à rede MGCC é garantida pelo controle inibidor MG, que habilita o fluxo de marcação à rede MGCC, inibindo-se a transmissão de marcação de realimentação ao lugar de origem da rede legada de BT. Habilitando-se a realimentação quando executa-se o fluxo total de marcação nas demais camadas da rede principal; b) a segunda camada ou rede MGCC também apresenta a inserção da sub-rede do sistema proposto (sub- sistema CBF) via um macro- lugar, gerando-se uma rede estendida simples. Seu fluxo de marcação é garantido através do controle inibidor CBF. Habilitando-se o fluxo de realimentação após o processamento da camada inferior da rede; c) a rede do sistema CBF-T é configurada como uma rede lugar- transição simples, cujo fluxo demarca o processamento de cada algoritmo combinado, cada um representado por um macro- lugar. O fluxo final de marcação retorna ao macro- lugar de extensão (que origina) a rede CBF-T.

No caso da RP Hierárquica, estendeu-se uma quarta camada hierárquica, que representa a sub-rede do ATC, a qual origina-se no macro- lugar “Sub-rede ATC”. Seu fluxo conota uma rede estendida com várias habilitações (oito transições) na entrada da sub-rede. A seleção de apenas uma delas é garantida através do controle “Avaliação de Habilitação- ATC” que garante apenas a habilitação de uma das transições de entrada, permitindo-se assim a inferência de um lugar de entrada com um lugar de saída, ou seja, uma regra específica de inferência na avaliação dos níveis de carga nas fases da rede secundária, de acordo com as regras da máquina de inferência do ATC definidas na *sub- seção 4.2.3.1.1*. Quando da identificação de algum dos quatro casos de fases balanceadas é ativado o fluxo de retorno (finalização do algoritmo) via a extensão de controle CBC (Controle de Balanceamento de Carga). Analogamente, ativa-se o fluxo de processamento dos demais algoritmos combinados, via a extensão de controle CDC (Controle de Desbalanceamento de Carga) quando é identificado algum dos quatro casos de fases desbalanceadas.

B). No desempenho de rede. Apresentando-se a seguinte discussão.

- a) **Discussão dos resultados na RP Principal.** Mediante a aplicação do teste de simulação dinâmica dessa rede, conseguiu-se validar o *workflow* dos sistemas envolvidos durante o processo de BF. A partir da rede legada de BT, o sistema CCMG, bem como os algoritmos combinados do novo sistema de BF, sem ocorrências de conflitos, ciclos infinitos e *deadlocks*. Com a aplicação da análise de invariantes de lugar nessa rede, verificou-se a limitação e vivacidade da rede, em razão de validar os fluxos ótimos de automação de operações em cada rede superior e sub-rede (algoritmos combinados), cada um deles com fluxo constante de marcas em cada conjunto dos *workflows* obtidos. Complementarmente, como resultado do diagrama de alcançabilidade e cobertura dos estados dessa RP, verificou-se que todos os estados da rede foram atingidos, garantindo-se uma RP limitada, bem como a propagação hierárquica de *workflow* entre as redes.
- b) **Discussão dos resultados na RP Hierárquica.** Em função dos resultados dessa RP, validou-se primeiramente o *workflow* de integração entre as redes superiores com a sub-rede do sistema proposto, bem como das sub-redes inferiores do sistema CBF-T. De forma especial, foi mostrada também a validação da inferência de análise para BF e transferência de carga, ou seja, foi validada a arquitetura da inferência do sub-sistema ATC, habilitando os resultados, de “fases balanceadas” e “fases desbalanceadas” de forma eficiente, sem conflitos, nem *deadlocks*. Foram obtidos dois invariantes de lugar, que verificam dois *workflows* com consumo constante de marcas para a realização eficiente e ótima das operações de integração e análise de BF, respectivamente. Também foi verificada, a alcançabilidade e cobertura dos estados. Verificando-se também a propagação de hierarquia entre os lugares das redes superiores e inferiores.
- c) **Discussão dos resultados nas Sub-redes do sistema CBF-T.** Foi validada o *workflow* dinâmico de cada algoritmo combinado, bem como sua relação de propagação de hierarquia entre as redes superiores e inferiores. Foram também verificados os *workflows* de cada sub-rede, cujos fluxos garantem consumo constante de marcas nas suas rotinas específicas bem como, na integração de hierarquia entre os fluxos de operação. Finalmente, foi verificada em cada sub-rede, a alcançabilidade e cobertura dos estados e o fluxo de transferência entre as redes superiores e inferiores do sistema.

CAPÍTULO V

SIMULAÇÃO DO SISTEMA CBF-T: RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo apresentamos, a implementação via simulação do sistema de algoritmos combinados do sistema CBF-T, a fim de validar eficientemente a efetividade de desempenho do sistema proposto, como método alternativo de controle de BF na rede secundária legada e em micro-redes urbanas.

Para isso, foi realizado um estudo de caso de um circuito de BT da cidade de Manaus, com um transformador de potência nominal de 110 Kilo-Volts-Ampere (KVA), com aproximadamente 67 Kilo-Watts (KW) de potência ativa, um total de 51 UCs, entre elas monofásicas, bifásicas e trifásicas. Tendo sido considerados para isso os dados de consumo de potência ativa nas fases da rede secundária (discriminadas para cada UC), referentes ao um mês de histórico de consumo do mês de setembro de 2015 do circuito, bem como de 48 meses de consumo de energia, variação de carga, temperatura e preço de energia para as UCs do circuito.

Assim, serão apresentados na sequência: a análise de desbalanceamento do circuito de BT estudado; a simulação e resultados dos algoritmos combinados do sistema CBF-T e; a simulação de outros métodos de balanceamento de fases, como do sistema legado, método Fuzzy, método Fuzzy com entradas triangulares e ajuste de erro médio, e três combinações de seleção de comutação do sistema proposto, para finalmente, avaliar comparativamente o método proposto com os resultados dos outros métodos simulados, em função da corrente de neutro e do desbalanceamento médio de carga entre as fases da rede de BT.

5.2. ANÁLISE DE DESBALANEAMENTO DE CARGA: Estudo de Caso

A Tabela 5.1 mostra em detalhes, o consumo de potência ativa (kW) de 51 UCs conectadas nas fases de um circuito de distribuição elétrica da rede de BT legada da cidade de Manaus.

Tabela 5.1. Consumo de carga no circuito de BT

Fase A		Fase B		Fase C	
UC	KW	UC	KW	UC	KW
1	2,0	21	0,6	21	0,5
2	2,3	22	0,1	37	0,1
3	1,6	23	0,6	38	1,3
4	1,2	24	1,0	24	0,8
5	1,0	5	0,6	39	0,2
6	1,8	25	0,1	40	0,6
7	1,8	26	0,1	41	0,1
8	1,5	27	1,5	42	0,1
9	0,7	9	0,5	9	0,2
10	2,5	28	1,7	43	1,8
11	2,0	29	1,0	44	0,1
12	0,2	30	1,2	45	0,6
13	1,8	31	1,5	46	0,1
14	2,5	32	0,1	47	1,6
15	2,4	33	0,1	48	0,5
16	2,7	34	0,1	49	1,4
17	1,0	17	1,0	17	0,5
18	0,5	35	1,7	50	0,2
19	1,5	36	2,5	51	1,0
20	1,0	20	1,0	20	0,3
PFA	32,00	PFB	17,00	FC	12,00

Para análise de desbalanceamento de fases do circuito, foram considerados os mesmos avaliadores indicados na literatura científica: “o desbalanceamento médio de carga” (DMC) obtida a partir da equação (5.1), em função da potência ativa “ PF_i ” entre as fases e, a “corrente de Neutro” (IN) indicada na equação (5.2), (Vuluvala, 2018), (Siti, 2011).

$$DMC(kW) = \frac{(|P_{FA} - P_{FB}| + |P_{FB} - P_{FC}| + |P_{FC} - P_{FA}|)}{3} = 13,33kW \quad (5.1)$$

E para a corrente de neutro do circuito, definida por:

$$I_N(A) = IF_A + IF_B + IF_C \quad (5.2)$$

Observando-se que a condição de fases balanceadas é que ambas atinjam o valor nulo. Caso contrário, o circuito estará com as fases desbalanceadas.

Para o cálculo da corrente da fase A, foram considerados os dados de consumo, indicados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2. Dados de consumo da fase A

UC	P(KW)	Q(KVAR)	N(KVA)	N(M)	Teta (rad)	Teta (ang)	M	Teta
1	2	1	2+i	2,2361	0,4636	26,5650	2,2361	26,5650
2	2,3	1,1	2,3+1,1i	2,5495	0,4461	25,5599	2,5495	25,5599
3	1,6	0,2	1,6+0,2i	1,6125	0,1244	7,1250	1,6125	7,1250
4	1,2	1	1,2+i	1,5620	0,6947	39,8055	1,5620	39,8055
5	1,0	1	1+i	1,4142	0,7854	44,9999	1,4142	44,9999
6	1,8	0,1	1,8+0,1i	1,8028	0,0555	3,1798	1,8028	3,1798
7	1,8	0,2	1,8+0,2i	1,8111	0,1107	6,3402	1,8111	6,3402
8	1,5	1	1,5+i	1,8028	0,5880	33,6900	1,8028	33,6900
9	0,7	0,1	0,7+0,1i	0,7071	0,1419	8,1301	0,7071	8,1301
10	2,5	1	2,5+i	2,6926	0,3805	21,8014	2,6926	21,8014
11	2,0	1	2+i	2,2361	0,4636	26,5650	2,2361	26,5650
12	0,2	0,6	0,2+0,6i	0,6325	1,2490	71,5649	0,6325	71,5649
13	1,8	0,7	1,8+0,7i	1,9313	0,3709	21,2505	1,9313	21,2505
14	2,5	0,5	2,5+0,5i	2,5495	0,1974	11,3099	2,5495	11,3099
15	2,4	0,1	2,4+0,1i	2,4021	0,0416	2,3859	2,4021	2,3859
16	2,7	0,8	2,7+0,8i	2,8160	0,2881	16,5043	2,8160	16,5043
17	1,0	0,2	1+0,2i	1,0198	0,1974	11,3099	1,0198	11,3099
18	0,5	1,1	0,5+1,1i	1,2083	1,1442	65,5559	1,2083	65,5559
19	1,5	1,2	1,5+1,2i	1,9209	0,6747	38,6597	1,9209	38,6597
20	1,0	0,7	1+0,7i	1,2207	0,6107	34,9919	1,2207	34,9919
PFA	32	13,6	32+13,6i	34,7701	0,4019	23,0254	34,7701	23,0254

Na Tabela 5.2 notam-se os dados de consumo de potência de todas as UCs nela conectadas. No caso, para o cálculo da corrente de cada fase é necessário considerarmos a potência nominal complexa “SFA” em Volt-Amperes (VA) formada pelos fasores de potência ativa P em kilowatts (KW) e a potência reativa e, kilop Volts- Amperes- Reativo (kVAR). Calculada conforme a expressão (5.3).

$$S_F (VA) = P_F (kW) \pm jQ_F (kVAR) \quad (5.3)$$

E para o cálculo da corrente na fase,

$$I_F (A) = \frac{S_F}{3 * V_F} \quad (5.4)$$

Assim, considerando-se a tensão: $V_{FA} = 127 \angle 0 \quad V$

Podemos obter:

$$I_{FA} (A) = 91,2601 \angle 23,0250 \quad (5.5)$$

Analogamente para a fase B, teremos

Tabela 5.3. Dados de consumo na fase B

UC	P(KW)	Q(KVAR)	N(KVA)	N(M)	Teta (rad)	Teta (ang)	M	Teta
21	0,6	0,3	0,6+0,3i	0,6708	0,4636	26,5650	0,6708	26,5650
22	0,1	0,2	0,1+0,2i	0,2236	1,1071	63,4348	0,2236	63,4348
23	0,6	0,8	0,6+0,8i	1,0000	0,9273	53,1300	1,0000	53,1300
24	1,0	0,8	1+0,8i	1,2806	0,6747	38,6597	1,2806	38,6597
5	0,6	0,5	0,6+0,5i	0,7810	0,6947	39,8055	0,7810	39,8055
25	0,1	0,2	0,1+0,2i	0,2236	1,1071	63,4348	0,2236	63,4348
26	0,1	0,3	0,1+0,3i	0,3162	1,2490	71,5649	0,3162	71,5649
27	1,5	1	1,5+i	1,8028	0,5880	33,6900	1,8028	33,6900
9	0,5	0,6	0,5+0,6i	0,7810	0,8761	50,1943	0,7810	50,1943
28	1,7	0,4	1,7+0,4i	1,7464	0,2311	13,2405	1,7464	13,2405
29	1,0	0,2	1+0,2i	1,0198	0,1974	11,3099	1,0198	11,3099
30	1,2	0,3	1,2+0,3i	1,2369	0,2450	14,0362	1,2369	14,0362
31	1,5	0,2	1,5+0,2i	1,5133	0,1326	7,5946	1,5133	7,5946
32	0,1	0,2	0,1+0,2i	0,2236	1,1071	63,4348	0,2236	63,4348
33	0,1	0,1	0,1+0,1i	0,1414	0,7854	44,9999	0,1414	44,9999
34	0,1	0,2	0,1+0,2i	0,2236	1,1071	63,4348	0,2236	63,4348
17	1,0	0,3	1+0,3i	1,0440	0,2915	16,6992	1,0440	16,6992
35	1,7	0,2	1,7+0,2i	1,7117	0,1171	6,7098	1,7117	6,7098
36	2,5	0,3	2,5+0,3i	2,5179	0,1194	6,8428	2,5179	6,8428
20	1,0	0,1	1+0,1i	1,0050	0,0997	5,7106	1,0050	5,7106
PFB	17	7,2	17+7,2i	18,4619	0,4006	22,9540	18,4619	22,9540

Para o cálculo da corrente da “fase B”, consideram-se os dados de consumo da potência complexa indicados, na Tabela 5.3.

Notando-se que a tensão nessa fase é $V_{FB} = 127 \angle -120 \text{ V}$

Obtendo-se a corrente de fase: $I_{FB}(A) = 48,4563 \angle 142,9540$ (5.6)

Analogamente, para o cálculo da corrente da “fase C”, consideram-se os dados de consumo da potência complexa indicados, na Tabela 5.4.

Notando-se que a tensão na fase é: $V_{FC} = 127 \angle 120 \text{ V}$

Obtendo-se a corrente de fase: $I_{FC}(A) = 34,2225 \angle -96,9746$ (5.7)

Tabela 5.4. Dados de consumo na fase C

UC	P(KW)	Q(KVAR)	N(KVA)	N(M)	Teta (rad)	Teta (ang)	M	Teta
21	0,5	0,3	0,5+0,3i	0,5831	0,5404	30,9637	0,5831	30,9637
37	0,1	0,2	0,1+0,2i	0,2236	1,1071	63,4348	0,2236	63,4348
38	1,3	0,3	1,3+0,3i	1,3342	0,2268	12,9946	1,3342	12,9946
24	0,8	0,2	0,8+0,2i	0,8246	0,2450	14,0362	0,8246	14,0362
39	0,2	0,3	0,2+0,3i	0,3606	0,9828	56,3098	0,3606	56,3098
40	0,6	0,3	0,6+0,3i	0,6708	0,4636	26,5650	0,6708	26,5650
41	0,1	0,2	0,1+0,2i	0,2236	1,1071	63,4348	0,2236	63,4348
42	0,1	0,2	0,1+0,2i	0,2236	1,1071	63,4348	0,2236	63,4348
9	0,2	0,1	0,2+0,1i	0,2236	0,4636	26,5650	0,2236	26,5650
43	1,8	0,4	1,8+0,4i	1,8439	0,2187	12,5288	1,8439	12,5288
44	0,1	0,2	0,1+0,2i	0,2236	1,1071	63,4348	0,2236	63,4348
45	0,6	0,1	0,6+0,1i	0,6083	0,1651	9,4623	0,6083	9,4623
46	0,1	0,2	0,1+0,2i	0,2236	1,1071	63,4348	0,2236	63,4348
47	1,6	0,5	1,6+0,5i	1,6763	0,3029	17,3540	1,6763	17,3540
48	0,5	0,2	0,5+0,2i	0,5385	0,3805	21,8014	0,5385	21,8014
49	1,4	0,4	1,4+0,4i	1,4560	0,2783	15,9454	1,4560	15,9454
17	0,5	0,3	0,5+0,3i	0,5831	0,5404	30,9637	0,5831	30,9637
50	0,2	0,2	0,2+0,2i	0,2828	0,7854	44,9999	0,2828	44,9999
51	1,0	0,3	1+0,3i	1,0440	0,2915	16,6992	1,0440	16,6992
20	0,3	0,2	0,3+0,2i	0,3606	0,5880	33,6900	0,3606	33,6900
PFC	12	5,1	12+5,1i	13,0388	0,4019	23,0254	13,0388	23,0254

A seguir com as correntes em cada fase, e em razão da configuração do circuito em estrela, as correntes de fase, se tornam as correntes de linha para as UCs do circuito, ou seja, $I_F=I_L$.

Portanto, podemos determinar a corrente de neutro para o circuito em avaliação, conforme a expressão (5.2). Obtendo-se:

$$I_N(A) = 51,4781 \angle 36,9145 \quad (5.8)$$

Portanto, pelos valores encontrados de “DMC” e “ I_N ” podemos verificar que as fases da rede estão desbalanceadas. Logo, o procedimento de balanceamento de fases deve ser aplicado.

5.3. SIMULAÇÃO DOS ALGORITMOS COMBINADOS

Nesta seção é apresentada a implementação e resultados dos algoritmos combinados do sistema CBF-T, com o intuito de aplicar a validação dos *workflows* de cada RP modelada. Assim, são apresentados na sequência a implementação do ATC, ADC, APC e, ASC respectivamente.

5.3.1. SIMULAÇÃO DO ALGORITMO DE TRANSFERENCIA DE CARGA

Apresentamos o desenvolvimento do Algoritmo de Transferência de Carga (ATC), o qual é baseado no fluxograma apresentado na *seção 3.3*, e no *workflow* validado em cima da sub RP hierárquica ATC, abordada na *sub- seção 4.2.3.1.2*.

Na simulação do ATC, foi baseado no sistema Fuzzy Mamdani com conjuntos de pertinência triangulares, (Siti, 2011) – *Fuzzy-T*. Depois foi desenvolvido, o método proposto, um sistema Fuzzy Mamdani, *ATC*, com dois conjuntos extremos trapezoidais: mínimo (HC) e máximo (ES) para equalizar o grau de pertinência entre os valores máximos e mínimos de concentração de carga nas fases da rede. Foram aplicadas duas aproximações, ajuste direto do total de carga transferida entre as fases e, com o ajuste de erro médio -EM (Siti, 2011) para equalizar a precisão da carga a ser transferida em cada fase.

5.3.1.1. Simulação Fuzzy-T. Baseada numa máquina de inferência *Fuzzy*, tipo *Mamdani* com uma entrada, “Carga” e uma saída “Transferência de Carga” (Siti, 2011). As regras formadas inferem as situações de “fases balanceadas” e “fases desbalanceadas”, indicando a carga a ser adicionada ou subtraída, nas fases da rede secundária.

Na Tabela 5.5 indica-se, a nomenclatura distribuída para a variável de entrada “Carga”. Sendo indicados ao todo oito possíveis conjuntos de pertinência *Fuzzy* triangulares: “Hipo-Carregada” (HC), “Levemente Carregada” (LC), “Medianamente Carregada” (MC), “Levemente Sobrecarregada” (LS), “Medianamente Sobrecarregada” (MS), “Fortemente Sobrecarregada” (FS) e, “Extremamente Sobrecarregada” (ES), mostrando-se suas respectivas faixas de concentração de carga em kW.

Por outro lado, na Tabela 5.6 indica-se, a nomenclatura distribuída para a variável de saída “Transferência Carga”. Sendo indicados também, oito possíveis conjuntos de pertinência *Fuzzy* triangulares: “Super- Adição” (SA), “Adição Grande” (AG), “Adição Média” (AM), “Adição Prefeita” (AP), “Subtração Leve” (SL), “Subtração Média” (SM), “Subtração Grande” (SG) e, “Subtração Muito Grande” (SX), indicando-se suas respectivas faixas de concentração de carga em kW.

Complementarmente, a Tabela 5.7 mostra as regras de inferência aplicadas em função da entrada e saída consideradas. Foram geradas oito regras para cada nível de concentração de carga. Portanto, para cada concentração de carga dito “folgado” nas fases, poderá ser adicionada carga adicional nela. Caso contrário deverá ser subtraída ou retirada, ou seja, transferida para uma outra fase que apresente folga disponível para recepção de carga.

Tabela 5.5. Nomenclatura das entradas do sistema Fuzzy-T

Entrada	Descrição	Nomenclatura Fuzzy	Faixa (kW)
1	Hipo – Carregada	HC	0 - 5
2	Levemente Carregada	LC	3,8 - 9,0
3	Medianamente Carregada	MC	7,3 - 13,3
4	Perfeitamente Carregada	PC	11,8 – 19,3
5	Levemente Sobrecarregada	LS	16,3 – 23,3
6	Medianamente Sobrecarregada	MS	21,7 – 28,4
7	Fortemente Sobrecarregada	FS	27,2 – 33,4
8	Extremamente Sobrecarregada	ES	32,3 – 39,8

Tabela 5.6. Nomenclatura das Saídas do sistema Fuzzy-T

Saída	Descrição	Nomenclatura Fuzzy	Faixa (kW)
1	Super Adição	AS	-2,0 a – 15,3
2	Adição Grande	AG	-16,5 a -1,0
3	Adição Média	AM	-12,9 a - 3,6
4	Adição Perfeita	AP	-4,9 – 2,0
5	Subtração Leve	SL	0 – 6,0
6	Subtração Média	SM	5 – 11,2
7	Subtração Grande	SG	10,1 – 15,7
8	Subtração Muito Grande	SX	15 – 20,0

Tabela 5.7. Regras de inferência do sistema Fuzzy-T

Regras	SE (Entrada)	É	ENTÃO (Saída)	É
1	“Carga”	HC	“Transferência Carga”	SA
2	“Carga”	LC	“Transferência Carga”	AG
3	“Carga”	MC	“Transferência Carga”	AM
4	“Carga”	PC	“Transferência Carga”	AP
5	“Carga”	LS	“Transferência Carga”	SL
6	“Carga”	MS	“Transferência Carga”	SM
7	“Carga”	FS	“Transferência Carga”	SG
8	“Carga”	ES	“Transferência Carga”	SX

O desenvolvimento foi realizado por simulação no *toolbox* Fuzzy do ambiente Matlab, conforme pode ser visto na Figura 5.1. Notando-se: a) os oito conjuntos de pertinência triangulares da entrada “Carga”; b) os oito conjuntos triangulares da saída “Transferência Carga” e; c) as regras de inferência obtidas que neste caso, mostra especificamente a pertinência de disponibilidade de carga, ou seja, a fase está em nível “Hipo- Carregada” (HC), isto é, “Super Adição” (SA) adicional na fase.

Os conjuntos de pertinência Fuzzy para a variável de entrada “Carga” são discriminadas a seguir.

$$HC = [0 \quad 2,67 \quad 5] \quad (5.9)$$

$$LC = [3,8 \quad 6,67 \quad 9,08] \quad (5.10)$$

$$MC = [7,3 \quad 10,43 \quad 13,27] \quad (5.11)$$

$$PC = [11,8 \quad 16 \quad 19,3] \quad (5.12)$$

$$LS = [16,3 \quad 20,23 \quad 23,23] \quad (5.13)$$

$$MS = [21,79 \quad 25,09 \quad 28,48] \quad (5.14)$$

$$FS = [27,27 \quad 30,47 \quad 33,47] \quad (5.15)$$

$$ES = [32,3 \quad 36 \quad 39,8] \quad (5.16)$$

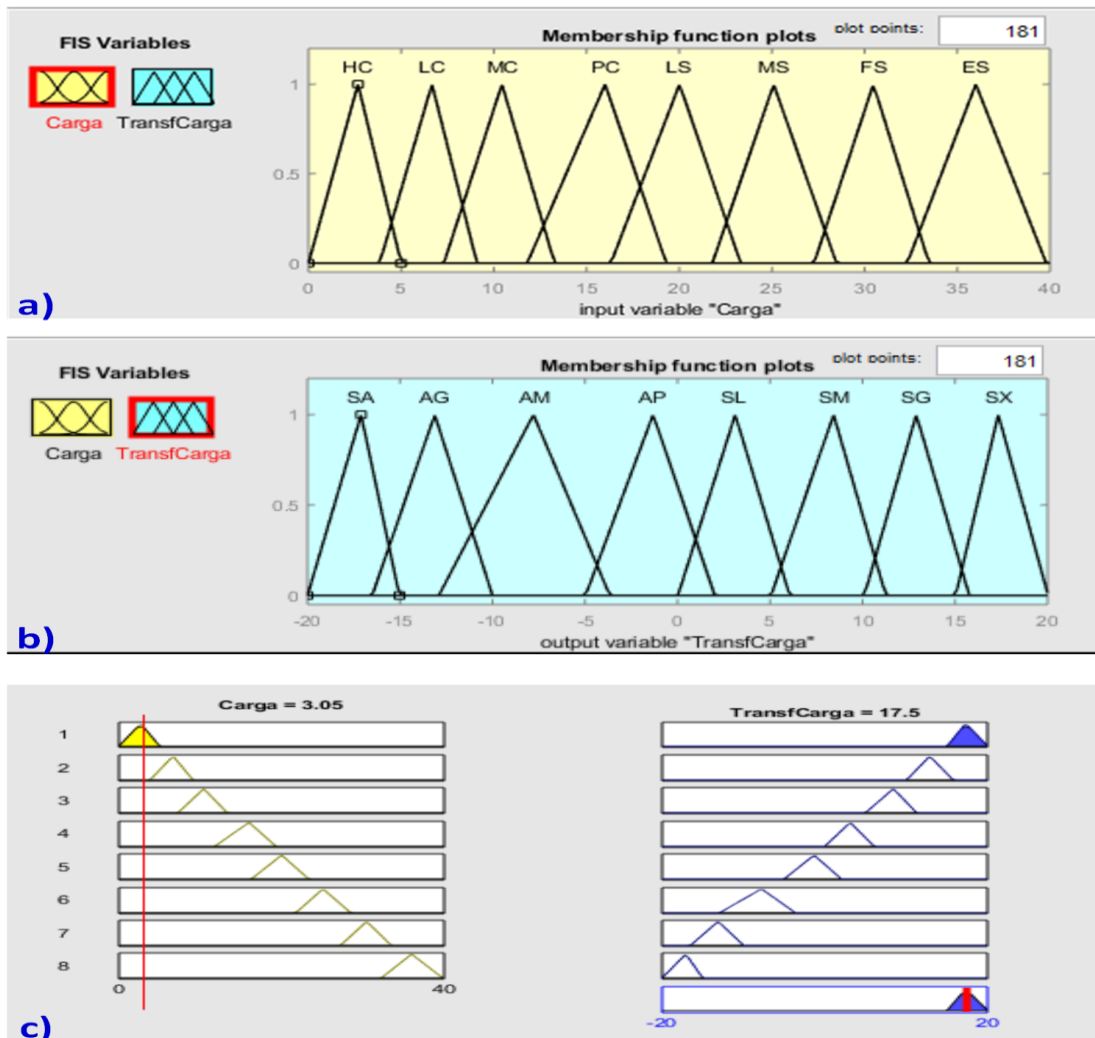


Figura 5.1. Simulação do sistema Fuzzy-T (Siti, 2011): a) Entrada; b) Saída; c) Regras de Inferência.

Os conjuntos de pertinência Fuzzy para a variável de saída “Transferência Carga” são discriminadas a seguir.

$$SA = [-20 \quad -17,1 \quad -15,03] \quad (5.18)$$

$$AG = [-16,5 \quad -13,2 \quad -10] \quad (5.19)$$

$$AM = [-12,9 \quad -7,787 \quad -3,66] \quad (5.20)$$

$$AP = [-4,97 \quad -1,32 \quad 2,017] \quad (5.21)$$

$$SL = [0,0216 \quad 3,12 \quad 6,06] \quad (5.22)$$

$$SM = [5,057 \quad 8,437 \quad 11,26] \quad (5.23)$$

$$SG = [10,1 \quad 12,91 \quad 15,77] \quad (5.24)$$

$$SX = [15,04 \quad 17,34 \quad 20,04] \quad (5.25)$$

Para aplicação do sistema, tomamos como referência o total das potências ativas nas fases da rede secundária, indicadas na Tabela 5.1. As mesmas se tornam as potências de entrada (P_e) para o processo de análise de transferência de carga.

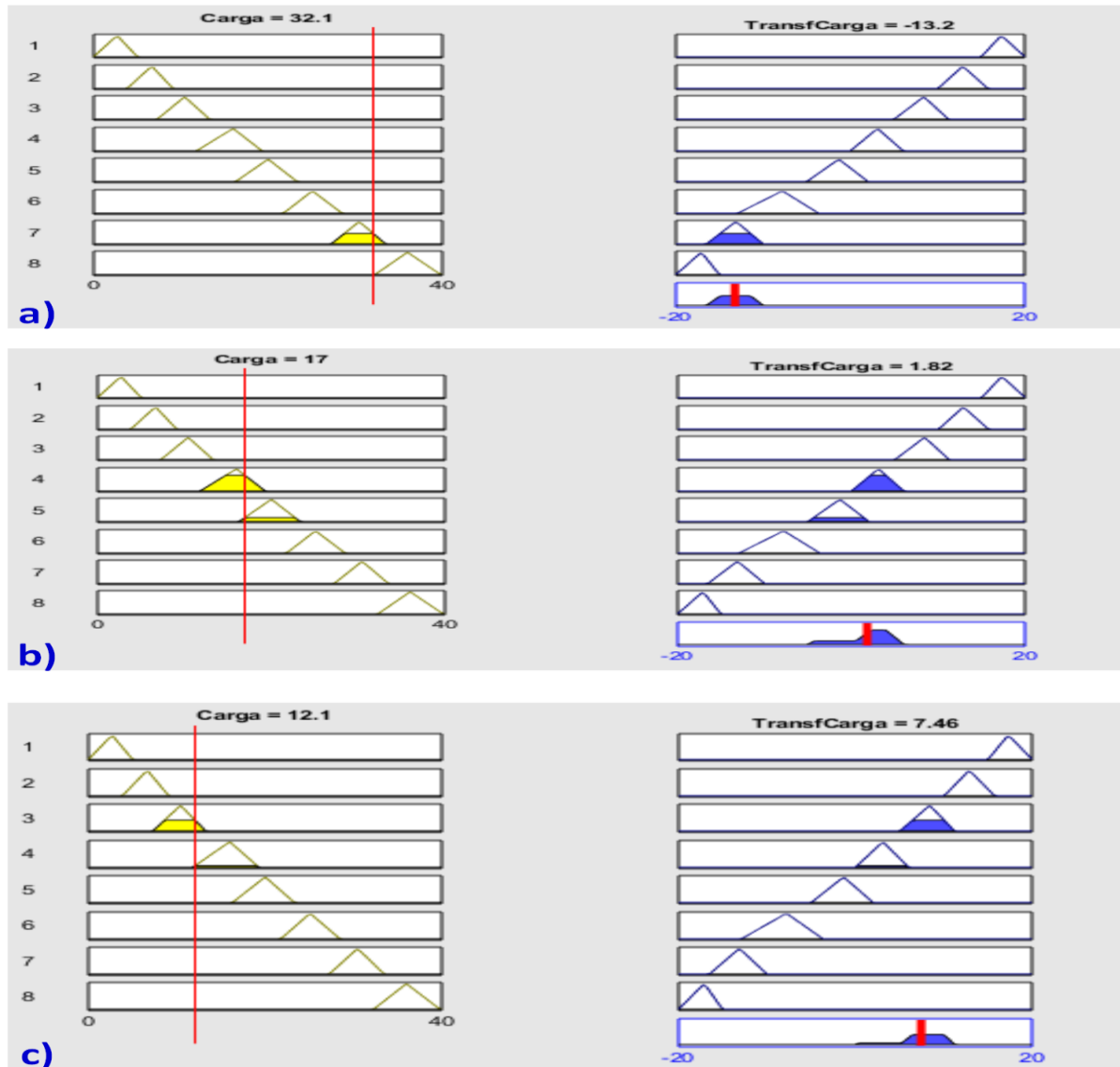


Figura 5.2. Simulação do sistema Fuzzy-T: Identificação de Transferência de Carga (Siti, 2011): a) Fase A; b) Fase B; c) Fase C.

$$P_e = \left[\sum PF_A \quad \sum PF_B \quad \sum PF_C \right]^T \quad kW \quad (5.26)$$

Obtendo-se:

$$P_e = [32 \quad 17 \quad 12]^T \quad kW \quad (5.27)$$

Com as potências de entrada indicadas em (5.27) inferem-se as quantidades de carga para transferência nas fases da rede, conforme identifica-se na Figura 5.2.

O vetor de potência para transferência de carga obtido pelas regras de inferência, conforme a Figura 5.2, nas fases é:

$$\Delta P_{Fuzzy} = [-14 \quad 2 \quad 8]^T \quad kW \quad (5.28)$$

Tendo-se assim, o valor de potência final para transferência em cada fase:

$$P_{Final} = P_{en} + \Delta P_{Fuzzy} = [18 \quad 19 \quad 20]^T \quad kW \quad (5.29)$$

Sendo este valor como primeira aproximação o valor inferido para a transferência de carga entre as fases do circuito avaliado.

A seguir, considera-se o ajuste do erro médio (EM) para equalizar a distribuição não linear de carga, em função do grau de pertinência de cada conjunto.

Da equação (5.28) nota-se que:

$$\sum \Delta P_{Fuzzy} = -4(kW) \neq 0 \quad (5.30)$$

Portanto, é necessário reduzir esse diferencial de potência, em função do erro médio (EM), (Siti, 2011), conforme a seguir:

$$EM = round\left[\left(\frac{1}{3}\right)\sum \Delta P_{Fuzzy}\right] = -2 \quad (5.31)$$

$$\Delta P_{erro} = \begin{bmatrix} EM \\ EM \\ \sum \Delta P_{Fuzzy} - 2 + EM \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2 \\ -2 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.32)$$

Podendo então determinar as faixas de transferência de potência corrigidas, conforme:

$$\Delta P = \Delta P_{Fuzzy} - \Delta P_{erro} = \begin{bmatrix} -12 \\ 4 \\ 8 \end{bmatrix} \quad (5.33)$$

Obtendo-se as faixas de transferência de potência em cada fase:

$$P_{Final} = P_{en} + \Delta P = \begin{bmatrix} 20 \\ 21 \\ 20 \end{bmatrix} \quad (5.34)$$

Portanto, os valores indicados na expressão (5.33) são os valores ajustados em função de EM, para transferência de carga em cada fase de BT do circuito em estudo. A Tabela 5.8 mostra, em resumo a transferência de carga para este primeiro método de BF.

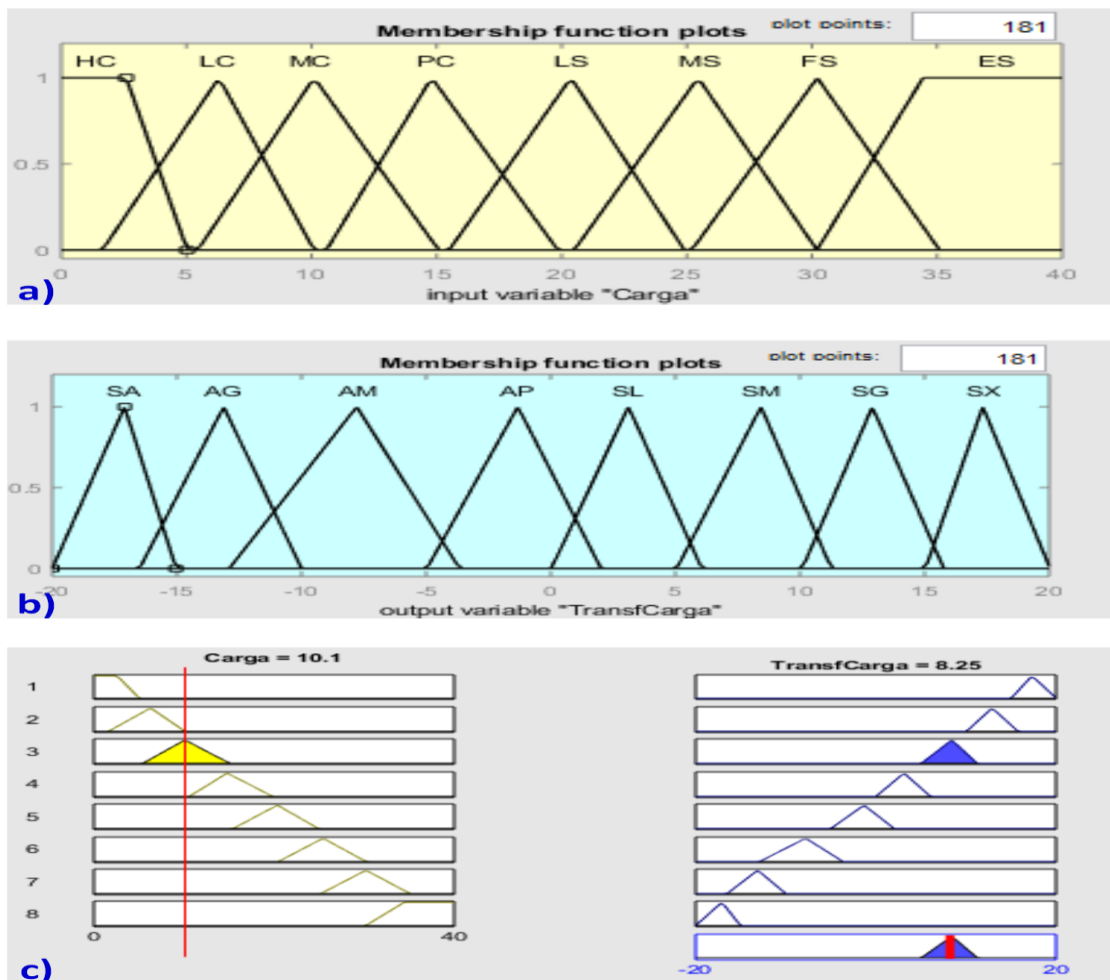
Tabela 5.8. Transferência de carga nas fases pelo sistema Fuzzy-T

Método	Potência Fase A (kW)	Potência Fase B(kW)	Potência Fase C (kW)	DMC (kW)
Fuzzy-T	18	19	20	1,33
Fuzzy-T - ajuste EM	20	21	20	0,67

5.3.1.2. Simulação do ATC. Baseada ainda na máquina de inferência *Fuzzy-T* (Siti, 2011). Mas conta com dois conjuntos trapezoidais na variável de entrada “Carga”, “HC” e “ES”, conforme são definidos a seguir.

$$HC = [-5,23 \quad -2,9 \quad 2,59 \quad 5,03] \quad (5.35)$$

$$ES = [30,2 \quad 34,44 \quad 41,44 \quad 44,44] \quad (5.36)$$

**Figura 5.3. Simulação do ATC:** a) Entrada; b) Saída; c) Regras de Inferência.

Fonte: Autor.

Obtendo-se por inferência direta conforme indicado na Figura 5.4, os seguintes valores para transferência de carga, nas fases da rede do circuito avaliado.

$$\Delta P_{Fuzzy} = [-15 \quad 1 \quad 6]^T \quad kW \quad (5.37)$$

Obtendo-se assim:

$$P_{Final} = P_{en} + \Delta P_{Fuzzy} = [17 \quad 18 \quad 18]^T \quad kW \quad (5.38)$$

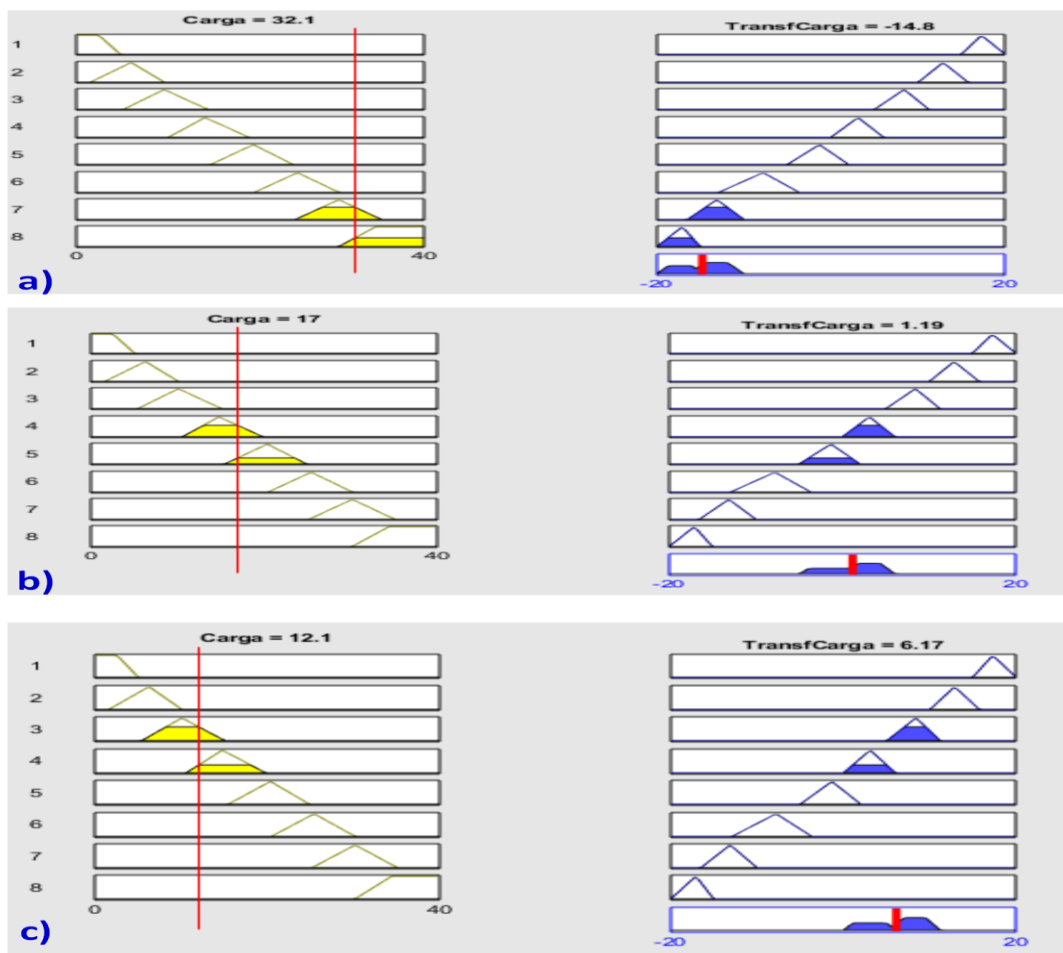


Figura 5.4. Simulação do ATC- Identificação de transferência de carga: a) Fase A; b) Fase B; c) Fase C.

Fonte: Autor

Seguindo o ajuste de EM descrito nas equações (5-29 a 5.33) obtemos também:

$$P_{Final} = P_{en} + \Delta P = \begin{bmatrix} 20 \\ 21 \\ 20 \end{bmatrix} \quad (5.39)$$

Na Tabela 5.9 mostra-se, em resumo a transferência de carga para o método ATC com inferência direta e ajuste de EM.

Tabela 5.9. Transferência de carga nas fases pelo ATC

Método	Potência Fase A (kW)	Potência Fase B(kW)	Potência Fase C (kW)	DMC (kW)
ATC	17	18	18	0,67
ATC com ajuste EM	20	21	20	0,67

Neste caso, obteve-se duas aproximações de transferência de carga, com o mesmo índice de DMC. Também, os valores do ATC com ajuste EM são os mesmos que o obtido no método *Fuzzy-T*. O qual fornece um ponto de partida para a melhora de combinações de transferência de carga obtidas pelo CBF-T, como será mostrado na Seção 5.4.

5.3.2. SIMULAÇÃO DO ALGORITMO DE DIAGNÓSTICO DE CONSUMO

Nesta seção mostra-se a implementação no *toolbox* do Matlab, do Algoritmo de Diagnóstico de Consumo (ADC), o qual é formado por quatro entradas e uma saída. O mesmo é baseado no fluxograma apresentado na seção 3.3, na inferência indicada na expressão (3.9), e no *workflow* validado em cima da sub RP hierárquica ADC, abordada na sub- seção 4.2.3.2.2.

Baseado nos resultados apresentados de análise de fases desbalanceadas e do ATC, torna-se necessário obter a concentração de carga nas UCs. Assim foi simulado o ADC em todas as UCs do circuito de BT em estudo. Para isso, foi necessário avaliar o histórico de consumo mensal de cinco anos, no período de 2010 a 2014. Identificando os períodos cíclicos de uma série temporal estocástica (Moretin, 2010).

5.3.2.1. ADC aplicado numa UC monofásica. A simulação foi aplicada na UC monofásica n° 18 ligada na Fase A. Na Tabela 5.1, indica-se um consumo mensal no mês de setembro de 2015 de 0,5 kW de carga (potência ativa), ou seja, 360 kWh de consumo de energia. A través do histórico de consumo desta UC monofásica (Anexo I) foi obtida a seguinte avaliação.

Na Figura 5.5 mostra-se a série temporal do consumo de energia mensal durante 2010 a 2014, na fase na UC monofásica em estudo. Observam-se quatro períodos assim denotados: - Janeiro de 2010 a Julho de 2011. Com um pico de 850 kWh em fevereiro de 2010 e de aproximadamente 700 kWh em maio de 2011 e, uma queda considerável em julho de 2011 perto dos 300 kWh, em consequência do retardo do início do inverno local nesse ano.

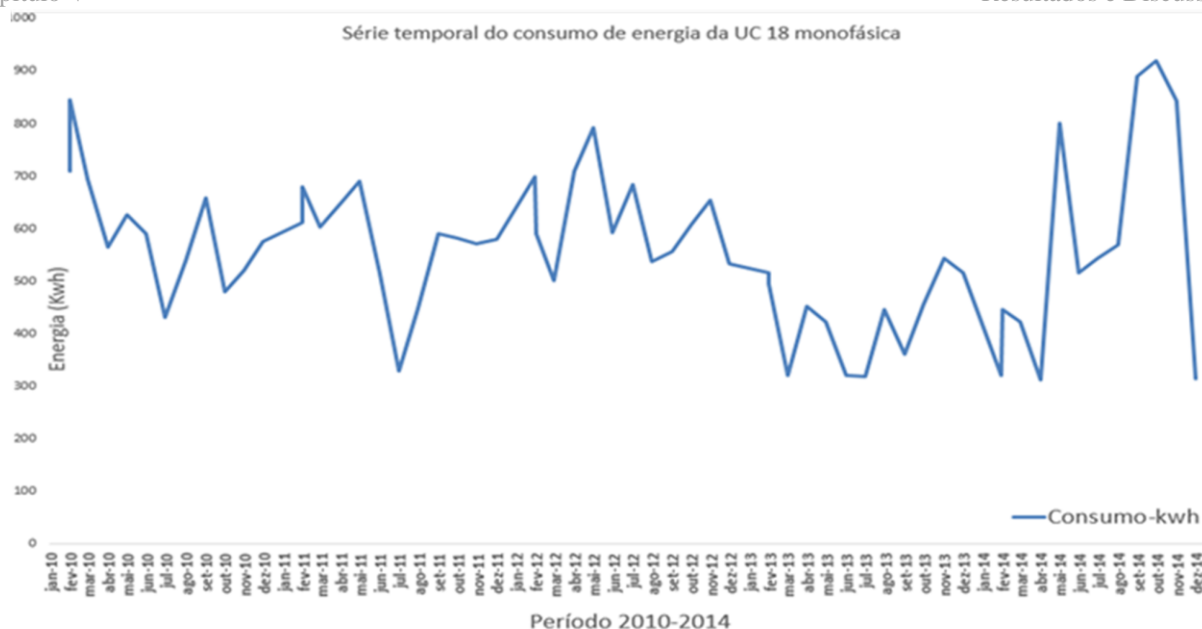


Figura 5.5. Série temporal da UC 18 monofásica: Consumo de energia elétrica por mês (2010-2014).
Fonte: Amazonas Energia

- Agosto de 2011 a Março de 2012. Com um pico de quase 800 kWh em maio de 2012, ano marcado por um verão extenso e bastante prolongado. Evidenciando-se, uma queda de energia em março de 2012 perto de 300 kWh, por efeito do retardo das chuvas.
- Abril de 2012 a Abril de 2013. Com apenas um pico de consumo de aproximadamente 550 kWh em novembro de 2012. E uma queda de consumo de energia em próximos a 300 kWh nos meses de abril de 2013, em razão do efeito prolongado da época das chuvas.
- Maio de 2014 a Dezembro de 2014. Com um pico de consumo em aproximadamente 800 kWh em maio desse ano e outro de quase 900 kWh em setembro. E uma queda de consumo de energia em torno de 300 kWh em dezembro, em razão do efeito prolongado da época das chuvas nesse período do ano.

A Tabela 5.10 mostra os parâmetros estatísticos da série temporal do consumo de energia mensal no período de 2010-2014 conforme histórico indicado no Anexo I. Sendo o consumo médio (média) em torno de 559,98 kWh, a variância aleatória " σ_x^2 " em torno de 1793,98 e o coeficiente de dispersão " ρ " de 0,42, em função do máximo desvio encontrado (2 incidências) de 328 kWh. Assim, com esses dados obtidos e seguindo o método indicado na seção 3.3 (equações 3.11- 3.14) se formam os estados discretos de consumo de energia "Baixo Consumo de Energia" (BCE), "Médio Consumo de Energia (MCE) e, "Alto Consumo de Energia" (ACE, para a formação dos conjuntos de pertinência do ADC, bem como para a projeção dos estados futuros de consumo pelo APC.

Tabela 5.10. Dados da série temporal de consumo de energia da UC 18 monofásica

Dados	Valores
Média (Mx)	559,98 kWh
Maior Desvio(Xi)	328 kWh
Incidência do maior desvio (nXi)	2
Número de amostras	60
Variância aleatória (σ^2)	1793,88
Coeficiente de dispersão (ρ)	0,42
Estados de Consumo de Energia	
Baixo Consumo de Energia (BCE)	322,81 kWh
Médio Consumo de Energia (MCE)	559,98 kWh
Alto Consumo de Energia (ACE)	797,16 kWh

Obtendo-se as seguintes faixas da variável de consumo de energia (CE):

$$0 \leq BCE \leq 322,81 \quad 322,8 \leq MCE < 559,98 \quad 559,98 \leq ACE < 797,16$$

Tendo-se assim, a seguinte distribuição para os conjuntos pertinência da variável “Consumo de Energia (CE), cujos conjuntos de pertinência são indicados na Figura 5.6, bem como dos demais conjuntos das demais entradas do ADC e da saída.

$$BCE = [-13,1 \quad -10,3 \quad 299,6 \quad 560] \quad (5.40)$$

$$MCE = [241 \quad 560 \quad 907] \quad (5.41)$$

$$ACE = [560 \quad 800 \quad 1180 \quad 1190] \quad (5.42)$$

A segunda variável de entrada, “Variação Energia” (VE) contém três conjuntos de pertinência: Baixa Variação de Energia (BVE), Média Variação de Energia (MVE) e, Alta Variação de Energia (AVE). Conforme histórico indicado, no Anexo II.

$$BVE = [-0,2 \quad -0,1 \quad 0,2 \quad 0,5] \quad (5.43)$$

$$MVE = [0,2 \quad 0,5 \quad 0,8] \quad (5.44)$$

$$AVE = [0,5 \quad 0,8 \quad 1 \quad 1,2] \quad (5.45)$$

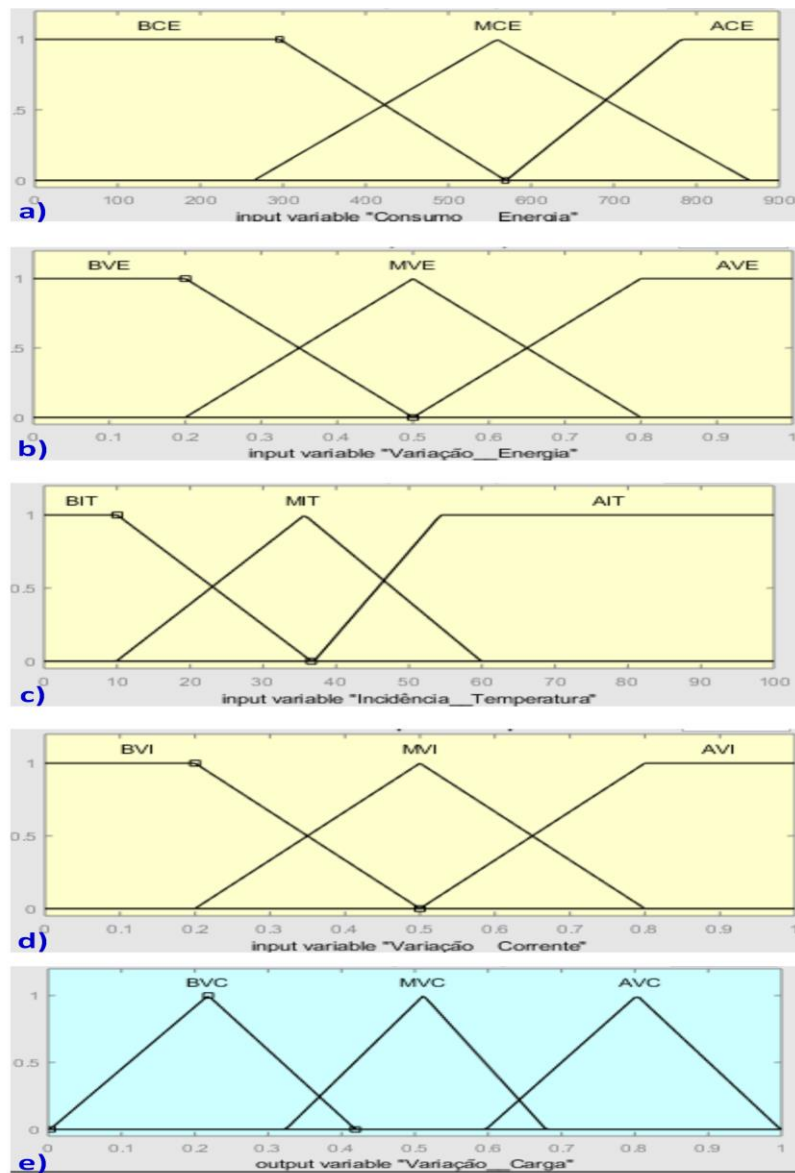


Figura 5.6. Simulação ADC-UC monofásica: a) Consumo de Energia; b) Variação de Energia; c) Incidência de Temperatura; d) Variação Corrente; e) Variação Carga.

Fonte: Autor.

A terceira variável de entrada, “Intensidade da Temperatura” (IT) contém três conjuntos de pertinência: Baixa Intensidade de Temperatura (BIT), Média Intensidade de Temperatura (MIT) e, Alta Intensidade de Temperatura (AIT). Conforme indicado no Anexo II.

$$BIT = [-20 \quad -10 \quad 10,02 \quad 36,6] \quad (5.46)$$

$$MIT = [9,92 \quad 36,7 \quad 59,9] \quad (5.47)$$

$$AIT = [37 \quad 54,33 \quad 102 \quad 107] \quad (5.48)$$

A quarta variável de entrada, “Variação da Corrente” (VI) contém três conjuntos de pertinência, conforme indicado no Anexo II.

$$BVI = [-0,2 \quad -0,1 \quad 0,2 \quad 0,5] \quad (5.49)$$

$$MVI = [0,2 \quad 0,5 \quad 0,8] \quad (5.50)$$

$$AVI = [0,5 \quad 0,8 \quad 1 \quad 1,2] \quad (5.51)$$

A variável de saída, “Variação Carga” (VC) contém três conjuntos de pertinência, conforme também indicado abaixo.

$$BVC = [0,00285 \quad 0,2183 \quad 0,419] \quad (5.52)$$

$$MVC = [0,3239 \quad 0,5119 \quad 0,6789] \quad (5.53)$$

$$AVC = [0,597 \quad 0,803 \quad 0,9987] \quad (5.54)$$

Na Tabela 5.11 mostra-se como resultado do ADC os valores obtidos das “Margens de Concentração de Carga” para três condições diferentes de “BCE” da variável “Consumo de Energia”: 100, 200 e 300 kWh, respectivamente. Avaliados nos seguintes cenários: “Variação de Energia” em 10%, 20% e 25%, “Intensidade da Temperatura” em 25°, 30° e 35° e, “Variação da Corrente” em 10%, 20% e 30%, resultando em 50% de “Variação de Carga” em todos os casos avaliados.

Tabela 5.11. Margens de concentração de carga para BCE na UC 18 monofásica

Consumo de Energia (kWh)	Variação Energia	Incidência Temperatura (°C)	Variação Corrente	Variação Carga
100	0,10	25	0,10	0,50
200	0,20	30	0,20	0,50
300	0,25	35	0,30	0,50

Na Tabela 5.12 mostra-se como resultado do ADC os valores obtidos das “Margens de Concentração de Carga” para três condições diferentes de “MCE” da variável “Consumo de Energia”: 350, 400 e 500 kWh, respectivamente. Avaliados nos seguintes cenários: “Variação de Energia” em 30%, 40% e 50%, “Intensidade da Temperatura” em 37°, 38° e 40° e, “Variação da Corrente” em 35%, 40% e 50%, resultando também em 50% de “Variação de Carga” em todos os casos avaliados.

Tabela 5.12. Margens de concentração de carga para MCE na UC 18 monofásica

Consumo de Energia (kWh)	Varição Energia	Incidência de Temperatura (°C)	Varição da Corrente	Varição Carga
350	0,30	37	0,35	0,50
400	0,40	38	0,40	0,50
500	0,50	40	0,50	0,51

Na Tabela 5.13 mostra-se como resultado do ADC os valores obtidos das “*Margens de Concentração de Carga*” para três condições diferentes de “BCE” da variável “Consumo de Energia”: 550, 600 e 700 kWh, respectivamente. Avaliados nos seguintes cenários: “*Varição de Energia*” em 50%, 60% e 70%, “*Intensidade da Temperatura*” em 40°, 42° e 45° e, “*Varição da Corrente*” em 50%, 60% e 70%, resultando em três percentuais diferentes de “*Varição de Carga*”, respectivamente.

Tabela 5.13. Margens de concentração de carga para ACE na UC 18 monofásica

Consumo de Energia (kWh)	Varição Energia	Incidência da Temperatura (° C)	Varição Temperatura	Varição Carga
550	0,50	40	0,50	0,50
600	0,60	42	0,60	0,66
700	0,70	45	0,70	0,80

Em função dos casos considerados anteriormente, podem ser selecionadas algumas condições para reger as margens de concentração de carga na fase da UC-18. Assim a Tabela 5.14 apresenta as condições limites para o processo de BF para os estados discretos de consumo de consumo de energia na UC-18. Considera-se acima de 50% de variação de carga a situação de desbalanceamento de carga na fase de UCs (Mansani, 2016).

Tabela 5.14. Margens limites para os estados de consumo na UC18 monofásica

Consumo de Energia (kWh)	Varição Energia	Intensidade da Temperatura (° C)	Varição de Corrente	Varição Carga
BCE	0,25	35	0,30	≤ 0,50
MCE	0,50	40	0,50	> 0,50
ACE	0,60	42	0,60	> 0,50

Um procedimento similar foi aplicado para as demais UCs monofásicas em todas as fases do circuito de BT. O resultado será indicado junto ao resultado de previsão de consumo de energia do APC, formando a matriz de consumo futuro de carga nas UCs do circuito de BT, conforme será mostrado na próxima seção.

5.3.2.2. ADC aplicado numa UC bifásica. A simulação também foi aplicada na UC bifásica n° 5 ligada nas fases A e B do circuito de BT conforme se mostra na Tabela 5.1. A qual apresenta para o mês de setembro de 2015 seu consumo de carga.

Indicando-se um consumo de 1,0 kW de carga, ou seja, 720 kWh de consumo de energia na fase A, e 0,6 kW de carga, ou seja, 432 kWh de consumo de energia na fase B. A través do histórico de consumo desta UC bifásica (Anexo III) foi obtida a seguinte avaliação.

Na Figura 5.7 mostra-se a série temporal do consumo de energia mensal durante 2010 a 2014, na fase na UC bifásica em estudo. Observam-se quatro períodos assim denotados: - Janeiro de 2010 a Julho de 2011. Com um de 850 kWh em fevereiro de 2010 e de aproximadamente 700 kWh em maio de 2011 e, uma queda considerável em julho de 2011 perto dos 300 kWh, em consequência do retardo do início do inverno local nesse ano.

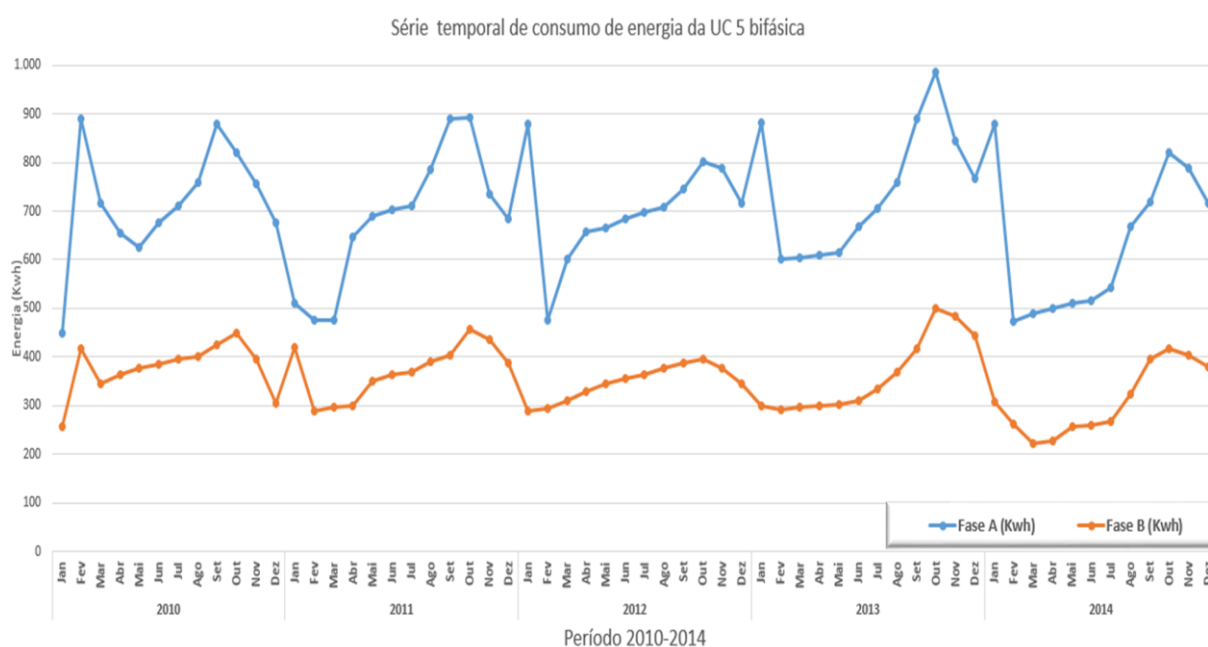


Figura 5.7. Série temporal da UC 5 bifásica: Consumo de energia nas fases por mês (2010-2014).
Fonte: Amazonas Energia

Na Figura 5.5 mostra-se a série temporal do consumo de energia mensal durante 2010 a 2014, na fase na UC bifásica em estudo. Observam-se quatro períodos assim denotados:

a) Na fase A. Apresentando os seguintes períodos:

- Janeiro de 2010 a Fevereiro de 2011. Apresentando dois picos de aproximadamente de 900 kWh em fevereiro e outubro de 2010.
- Março de 2011 a Fevereiro de 2012. Apresentando três picos de aproximadamente de 900 kWh em setembro, outubro de 2011 e dezembro de 2012.
- Março de 2013 a Fevereiro de 2014. Apresentando o maior pico de aproximadamente de 1000 kWh em outubro de 2013.

- Fevereiro a Dezembro de 2014. Apresentando seu maior pico de aproximadamente de 850 kWh em outubro desse ano.

b) Na fase B. Apresentando os seguintes períodos:

- Janeiro de 2010 a Fevereiro de 2011. Apresentando dois picos de aproximadamente de 450 kWh em outubro de 2010.

- Março de 2011 a Janeiro de 2012. Apresentando seu maior pico de aproximadamente de 450 kWh em outubro de 2011.

- Fevereiro de 2012 a Janeiro de 2014. Apresentando seu pico máximo de aproximadamente 500 kWh em outubro de 2013.

- Fevereiro a Dezembro de 2014. Apresentando seu maior pico de aproximadamente de 400 kWh em outubro de 2014.

A Tabela 5.15 mostra os parâmetros estatísticos da série temporal do consumo de energia mensal no período de 2010-2014 por fases, conforme histórico indicado no Anexo III.

Assim, observa-se que:

- Na fase A. O consumo médio (média) é de 693,23 kWh, a variância aleatória " σ_x^2 " em torno de 661,57 e o coeficiente de dispersão " ρ " de 0,26, em função do máximo desvio encontrado (1 incidência) de 497 kWh. Obtendo-se para o "Baixo Consumo de Energia" (BCE) 517,16 kWh, para "Médio Consumo de Energia" (MCE) 696,23 e, para o "Alto Consumo de Energia" (ACE) 875,31 kWh.

- Na fase B. O consumo médio (média) é de 353,92 kWh, a variância aleatória " σ_x^2 " em torno de 307,89 e o coeficiente de dispersão " ρ " de 0,18 em função do máximo desvio encontrado (1 incidência) de 218 kWh. Obtendo-se para o "Baixo Consumo de Energia" (BCE) 291,82 kWh, para "Médio Consumo de Energia (MCE) 353,92 kWh e, para o "Alto Consumo de Energia" (ACE) 416,02 kWh. Obtendo-se as seguintes faixas de consumo de energia (CE):

-Na fase A:

$$0 \leq BCE \leq 517,16 \quad 517,16 \leq MCE < 696,23 \quad 696,23 \leq ACE < 875,31$$

-Na fase B:

$$0 \leq BCE \leq 291,82 \quad 291,82 \leq MCE < 353,92 \quad 353,92 \leq ACE < 416,02$$

Tabela 5.15. Dados da série temporal de consumo de energia nas fases da UC 5 bifásica

Dados	Fase A	Fase B
Média (Mx)	696,23 kWh	353,92 kWh
Maior Desvio(Xi)	497 kWh	218 kWh
Incidência do maior desvio (nXi)	1	1
Número de amostras	60	60
Variância aleatória (σ^2)	661,57	307,89
Coefficiente de dispersão (ρ)	0,26	0,18
Baixo Consumo de Energia (BCE)	517,16 kWh	291,82 kWh
Médio Consumo de Energia (MCE)	696,23 kWh	353,92 kWh
Alto Consumo de Energia (ACE)	875,31 kWh	416,02 kWh

-ADC na fase A. Tem-se a seguinte distribuição para os conjuntos pertinência da variável “Consumo de Energia (CE), cujos conjuntos de pertinência são indicados nas equações abaixo, bem como dos demais conjuntos das demais entradas, e da saída.

$$BCE = [-5,52 \quad -1,52 \quad 353 \quad 696] \quad (5.55)$$

$$MCE = [275,5 \quad 695,9 \quad 1135] \quad (5.56)$$

$$ACE = [696 \quad 1019 \quad 1510 \quad 1520] \quad (5.57)$$

Neste caso, os valores dos conjuntos de pertinência das demais variáveis de entrada “Variação Energia” (VE), “Irradiação da Temperatura” (IT), “Variação de Corrente” (VI), relacionados à fase A, são os indicados no Anexo IV, onde consta o histórico das variáveis de entrada por mês referentes ao ano 2015, da UC bifásica em estudo.

A simulação do ADC neste caso é aplicada em ambas as fases seguindo a configuração do sistema mostrado na Figura 5.6. Considerando-se em cada simulação, as faixas de valores dos estados discretos de consumo para cada conjunto de pertinência da primeira variável, isto é, “Consumo de Energia”. Assim, são mostrados a seguir, as margens de concentração de carga para cada fase da UC bifásica em estudo.

A Tabela 5.16 mostra as condições limites para os estados discretos de “Consumo de Energia” na Fase A. Sendo um parâmetro de diagnóstico na seleção de UCs para comutação, e para o diagnóstico de concentração de carga nas fases das UCs.

Tabela 5.16. Margens limites para os estados de consumo na UC5 bifásica-fase A

Consumo de Energia (kWh)	Varição Energia	Intensidade da Temperatura (° C)	Varição de Corrente	Varição Carga
BCE	0,25	35	0,30	≤ 0,50
MCE	0,40	38	0,40	> 0,50
ACE	0,60	42	0,60	> 0,50

Os valores indicados para cada entrada do sistema influenciam, cada estado discreto de consumo, indicando-se neste caso três condições limites de concentração de carga, ou seja, variação de carga (VC) para cada um dos estados de consumo. O valor indicado de VC indica a condição de sobrecarga, isto é, de diagnóstico de “comutação”. Caso contrário, o diagnóstico será “não comutação”, como se indica na Tabela 5.22 que apresenta a matriz de consumo futuro por fases para cada UC em estudo e do circuito de BT.

-ADC na fase B. Tem-se a seguinte distribuição para os conjuntos pertinência da variável “Consumo de Energia (CE), cujos conjuntos de pertinência são indicados nas equações abaixo, bem como dos demais conjuntos das demais entradas da saída.

$$BCE = [-28,5 \quad -26,1 \quad 137 \quad 353,9] \quad (5.58)$$

$$MCE = [95,5 \quad 353,92 \quad 624] \quad (5.59)$$

$$ACE = [353,9 \quad 553 \quad 855 \quad 861] \quad (5.60)$$

Também neste caso, também os valores dos conjuntos de pertinência das demais variáveis de entrada “Variação Energia” (VE), “Irradiação da Temperatura” (IT), “Variação de Corrente” (VI), relacionados à fase B, são os indicados no Anexo IV, onde consta o histórico das variáveis de entrada por mês referentes ao ano 2015, da UC bifásica em estudo.

Tabela 5.17. Margens limites para os estados de consumo na UC5 bifásica-fase B

Consumo de Energia (kWh)	Varição Energia	Intensidade da Temperatura (° C)	Varição de Corrente	Varição Carga
BCE	0,25	35	0,30	≤ 0,50
MCE	0,50	40	0,50	> 0,50
ACE	0,60	42	0,60	> 0,50

Assim, a Tabela 5.17 mostra as condições limites para os estados discretos de “Consumo de Energia. Havendo neste caso três condições limites de concentração de carga, ou seja, variação de carga (VC) para cada um dos estados de consumo. O valor indicado de VC indica a condição de sobrecarga, isto é, de diagnóstico de “comutação”. Caso contrário, o diagnóstico será “não comutação”.

5.3.2.3. ADC aplicado numa UC trifásica. A simulação também foi aplicada na UC trifásica nº 9 ligada nas fases A, B e C do circuito de BT conforme se mostra também na Tabela 5.1.

Registrando-se um consumo de 0,7 kW de carga ou 504 kWh de consumo de energia na fase A; com 0,6 kW de carga ou 360 kWh de consumo de energia na fase B e; com 0,2 kW ou 144 Kwh na fase C. A través do histórico de consumo desta UC trifásica (Anexo V) foi obtida a seguinte avaliação. Na Figura 5.8 mostra-se a série temporal do consumo de energia mensal durante 2010 a 2014, na fase na UC 9 trifásica em estudo.

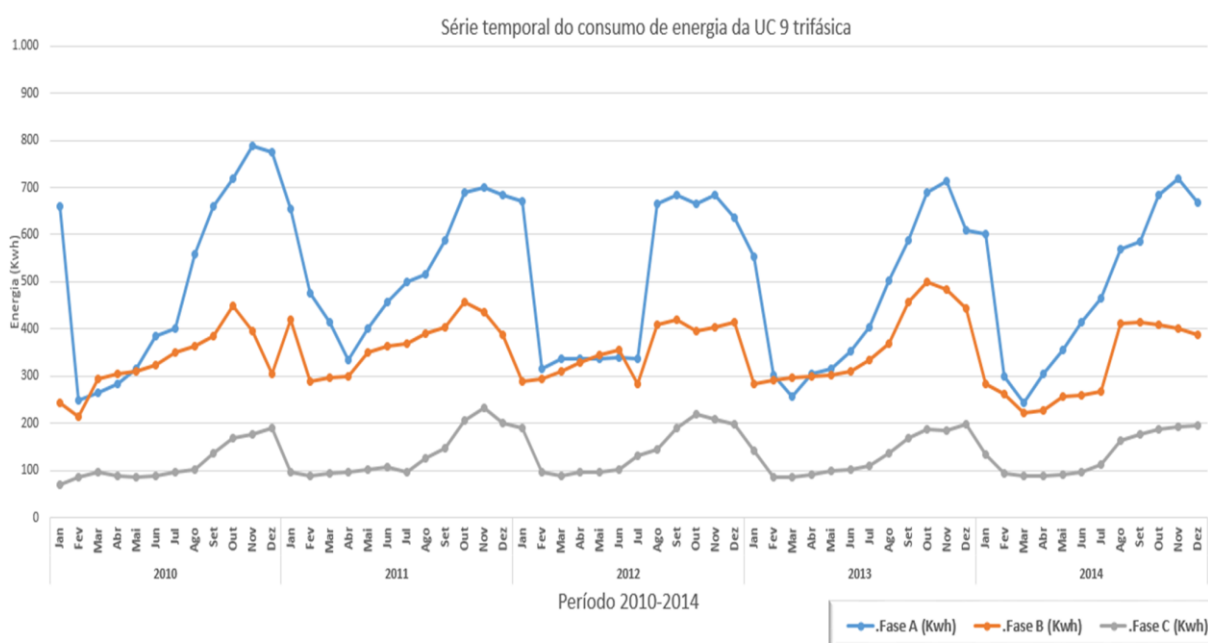


Figura 5.8. Série temporal da UC 9 trifásica: Consumo de energia nas fases por mês (2010-2014).
Fonte: Amazonas Energia

Na Figura 5.5 mostra-se a série temporal do consumo de energia mensal durante 2010 a 2014, na fase na UC trifásica em estudo. Observam-se quatro períodos assim denotados:

a) Na fase A. Apresentando os seguintes períodos:

- Fevereiro de 2010 a Abril de 2011. Com um pico de quase 850 kWh em novembro de 2010.
- Abril de 2011 a Fevereiro de 2012. Com um pico em torno de 700 kWh em novembro de 2011, iniciado em setembro e finalizado em janeiro de 2012.

- Março de 2012 a Março de 2013. Com dois picos em torno de 700 kWh em setembro e novembro de 2013.

- Abril de 2013 a Março de 2014. Com um pico em torno de 720 kWh em novembro de 2013.

b) Na fase B. Apresentando os seguintes períodos:

- Março de 2010 a Abril de 2011. Com um pico máximo de 750 kWh em outubro de 2010.

- Abril de 2011 a Fevereiro de 2012. Com um pico máximo de 750 kWh em outubro de 2011.

- Março de 2012 a Março de 2013. Com dois picos aproximadamente 710 kWh em setembro e dezembro de 2012.

- Abril de 2013 a Julho de 2014. Com um pico máximo de 500 kWh em outubro de 2013.

c) Na fase C. Apresentando os seguintes períodos:

- Janeiro de 2010 a Abril de 2011. Com um pico de quase 200 kWh em dezembro de 2010.

- Maio de 2011 a Maio de 2012. Com um pico de quase 230 kWh em novembro de 2012.

- Junho de 2012 a Maio de 2013. Com um pico de quase 710 kWh em outubro de 2012.

- Junho de 2013 a Junho de 2014. Com um pico máximo de 200 kWh em dezembro de 2013.

A Tabela 5.18 mostra os parâmetros estatísticos da série temporal do consumo de energia mensal no período de 2010-2014 por fases, conforme histórico indicado no Anexo V.

Tabela 5.18. Dados da série temporal de consumo de energia nas fases da UC 9 trifásica

Dados	Fase A	Fase B	Fase C
Média (Mx)	499,97 kWh	347,37 kWh	132,78 kWh
Maior Desvio(Xi)	250 kWh	210 kWh	70 kWh
Incidência do maior desvio (nXi)	1	1	1
Número de amostras	60	60	60
Variância aleatória (σ^2)	1041,39	314,49	65,70
Coefficiente de dispersão (ρ)	0,32	0,18	0,08
Baixo Consumo de Energia (BCE)	338,62 kWh	285,76 kWh	122,02 kWh
Médio Consumo de Energia (MCE)	499,97 kWh	347,37 kWh	132,78 kWh
Alto Consumo de Energia (ACE)	661,31 kWh	408,97 kWh	143,55 kWh

Obtendo-se as seguintes faixas de consumo de energia (CE):

- Na fase A:

$$0 \leq BCE \leq 338,62 \quad 338,62 \leq MCE < 499,97 \quad 499,97 \leq ACE < 661,31$$

- Na fase B:

$$0 \leq BCE \leq 285,76 \quad 285,76 \leq MCE < 347,37 \quad 347,37 \leq ACE < 408,97$$

- Na fase C:

$$0 \leq BCE \leq 122,02 \quad 122,02 \leq MCE < 132,78 \quad 132,78 \leq ACE < 143,55$$

- **ADC na fase A.** Tem-se a seguinte distribuição para os conjuntos pertinência da variável “Consumo de Energia (CE), cujos conjuntos de pertinência são indicados nas equações abaixo, bem como dos demais conjuntos das demais entradas (dados no Anexo VI).

$$BCE = [-4,25 \quad -1,17 \quad 259,5 \quad 499,97] \quad (5.61)$$

$$MCE = [171 \quad 499,97 \quad 833] \quad (5.62)$$

$$ACE = [499,97 \quad 744,9 \quad 1130 \quad 1130] \quad (5.63)$$

A Tabela 5.19 mostra as condições limites ou margens de concentração de carga, para os estados discretos de “Consumo de Energia” na Fase A, na UC trifásica em avaliação.

Tabela 5.19. Margens limites para os estados de consumo na UC9 trifásica-fase A

Consumo de Energia (kWh)	Variação Energia	Intensidade da Temperatura (° C)	Variação de Corrente	Variação Carga
BCE	0,25	35	0,30	≤ 0,50
MCE	0,40	38	0,40	> 0,50
ACE	0,60	42	0,60	> 0,50

- **ADC na fase B.** Foi obtida a seguinte distribuição para os conjuntos pertinência da variável “Consumo de Energia (CE), cujos conjuntos de pertinência são indicados nas equações abaixo, bem como dos demais conjuntos de entrada, dados no Anexo VI.

$$BCE = [-3,4 \quad -0,936 \quad 155 \quad 347,37] \quad (5.64)$$

$$MCE = [83,9 \quad 347,37 \quad 61,3] \quad (5.65)$$

$$ACE = [347,37 \quad 543 \quad 851 \quad 851] \quad (5.66)$$

A Tabela 5.20 mostra as condições limites ou margens de concentração de carga, para os estados discretos de “Consumo de Energia” na Fase B, na UC trifásica em avaliação.

Tabela 5.20. Margens limites para os estados de consumo na UC9 trifásica-fase B

Consumo de Energia (kWh)	Varição Energia	Intensidade da Temperatura (° C)	Varição de Corrente	Varição Carga
BCE	0,25	35	0,30	≤ 0,50
MCE	0,40	38	0,40	> 0,50
ACE	0,60	42	0,60	> 0,50

- **ADC na fase C.** Foi obtida a seguinte distribuição para os conjuntos pertinência da variável “Consumo de Energia (CE), cujos conjuntos, são indicados nas equações abaixo, bem como dos demais conjuntos de entrada, dados no Anexo VI.

$$BCE = [-1,27 \quad -0,351 \quad 58,1 \quad 132,8] \quad (5.67)$$

$$MCE = [33 \quad 132,8 \quad 231] \quad (5.68)$$

$$ACE = [132,8 \quad 205 \quad 321 \quad 321] \quad (5.69)$$

A Tabela 5.21 mostra as condições limites ou margens de concentração de carga, para os estados discretos de “Consumo de Energia” na Fase C, na UC trifásica em avaliação.

Tabela 5.21. Margens limites para os estados de consumo na UC9 trifásica-fase C

Consumo de Energia (kWh)	Varição Energia	Intensidade da Temperatura (° C)	Varição de Corrente	Varição Carga
BCE	0,25	35	0,30	≤ 0,50
MCE	0,50	40	0,50	> 0,50
ACE	0,60	42	0,60	> 0,50

5.3.3. SIMULAÇÃO DO ALGORITMO DE PREVISÃO DE CONSUMO

Apresentamos o desenvolvimento do Algoritmo de Previsão de Consumo (APC), o qual é também baseado no fluxograma apresentado na *seção 3.3*, e no *workflow* validado em cima da sub RP hierárquica APC, abordada na *sub- seção 4.2.3.3.2*. Para a sua simulação foram considerados os dados de consumo das séries temporais das UCs do circuito em avaliação. Neste caso, também apresentamos as previsões de consumo de energia das três UCs consideradas do ADC (monofásica, bifásica e trifásica),

5.3.3.1. Simulação do APC numa UC monofásica. Foi realizada a simulação do método, na mesma unidade consumidora monofásica UC-18. Cujo processamento de dados foi realizado em cima do histórico de consumo de energia indicado no Anexo I.

Para os ensaios de aplicação experimental via simulação foram empregados, os valores de energia (estados de consumo discretos) e do coeficiente de dispersão para a formulação desses estados de consumo, no período de 2010 a 2014, conforme mostra a Tabela 5.22.

Tabela 5.22. Estados discretos de consumo de energia na UC18 monofásica

ρ	BCE (kWh)	MCE (kWh)	ACE (kWh)
0,42	322,81	559,98	797,18

Em função dos valores para os estados discretos de consumo se têm, o os valores discretizados de uso de energia dos sessenta meses de validação. O resultado é apresentado no Apêndice A.

Assim, foram estabelecidas nove combinações de transições entre estados.

- No Baixo Consumo: Baixo Consumo para Baixo Consumo (BCE-BCE), Baixo Consumo para Médio Consumo (BCE-MCE), Baixo Consumo para Alto Consumo (BCE-ACE).
- No Médio Consumo: Médio Consumo para Baixo Consumo (MCE-BCE), Médio Consumo para Médio Consumo (MCE-MCE), Médio Consumo para Alto Consumo (MCE-ACE).
- No Alto Consumo: Alto Consumo para Baixo Consumo (ACE-BCE), Alto Consumo para Médio Consumo (ACE-MCE), Alto Consumo para Alto Consumo (ACE-ACE).

5.3.3.1.1. Incidências dos estados de consumo na UC 18

Foi realizada a contagem das incidências de ocorrência nos três estados discretos de consumo de energia definidos anteriormente, de mês para mês em cima dos valores discretos de consumo indicados, no Apêndice A.

Foram registradas as frequências relativas, as incidências de ocorrência para cada estado discreto específico de consumo atingido, na fase de conexão da UC monofásica avaliada, durante os meses considerados como histórico de aplicação (2010- 2014) para a fase de memória do processo de previsão de consumo de energia das cadeias de *Markov*.

A Tabela 5.23 mostra as incidências de ocorrência nos estados de consumo distribuídos na fase da UC-18 em avaliação, em função das nove combinações de transição entre os estados de consumo de energia considerados.

Tabela 5.23. Incidências nos estados de consumo-UC18 monofásica

BCE-BCE	1	MCE-BCE	4	ACE-BCE	1
BCE-MCE	3	MCE-MCE	43	ACE-MCE	2
BCE-ACE	1	MCE-ACE	2	ACE-ACE	2
Total	5		49		5
Total Incidências					59

5.3.3.1.2. Matriz de transição de consumo na UC 18

Através das incidências de ocorrência dos estados de consumo identificadas, na Tabela 5.23 determinam-se as probabilidades de transição na fase monofásica da UC experimental em estudo. As mesmas foram obtidas da relação de cada incidência específica de transição pelo total de incidências de ocorrência de cada estado discreto de consumo.

A Tabela 5.24 apresenta as probabilidades de transição durante o período de validação de sessenta meses.

Tabela 5.24. Probabilidades de transição- UC18 monofásica

Disc-BCE		Disc-MCE		Disc-ACE	
BCE-BCE	0,20	MCE-BCE	0,08	ACE-BCE	0,20
BCE-MCE	0,60	MCE-MCE	0,88	ACE-MCE	0,40
BCE-ACE	0,20	MCE-ACE	0,04	ACE-ACE	0,40
Total	1,00		1,00		1,00

Esse resultado pode ser colocado na forma de matriz de transição de estados de consumo da UC em avaliação, como mostrado na Tabela 5.25.

Tabela 5.25. Matriz de transição-UC18 monofásica

	BCE	MCE	ACE
BCE	0,20	0,60	0,20
MCE	0,08	0,88	0,04
ACE	0,20	0,40	0,40

5.3.3.1.3. Simulação de previsão de consumo na UC 18

A partir da matriz de transição obtida na seção anterior, foi realizada a simulação do processo de previsão de consumo (em cima dos estados discretos de consumo de energia formados anteriormente) para o ano de 2015 baseados nos dados de consumo mensal dos anos 2010 a 2014. Neste caso o desenvolvimento do APC foi realizado usando o ambiente computacional *Matchad*, cujo código fonte está indicado no Apêndice B. São apresentados como resultados: i) *a curva de estacionariedade das probabilidades de transição*; e ii) *a trajetória de previsão de consumo*.

- *Curva de convergência de estacionariedade das iterações Markovianas*

A Figura 5.9 mostra a convergência constante finita, não nula, não negativa, e não indefinida na iteração dos saltos para cada estado discreto em função das suas probabilidades de transição, denotando assim a regularidade da matriz de transição e da distribuição limite das probabilidades de salto na fase da UC em avaliação.

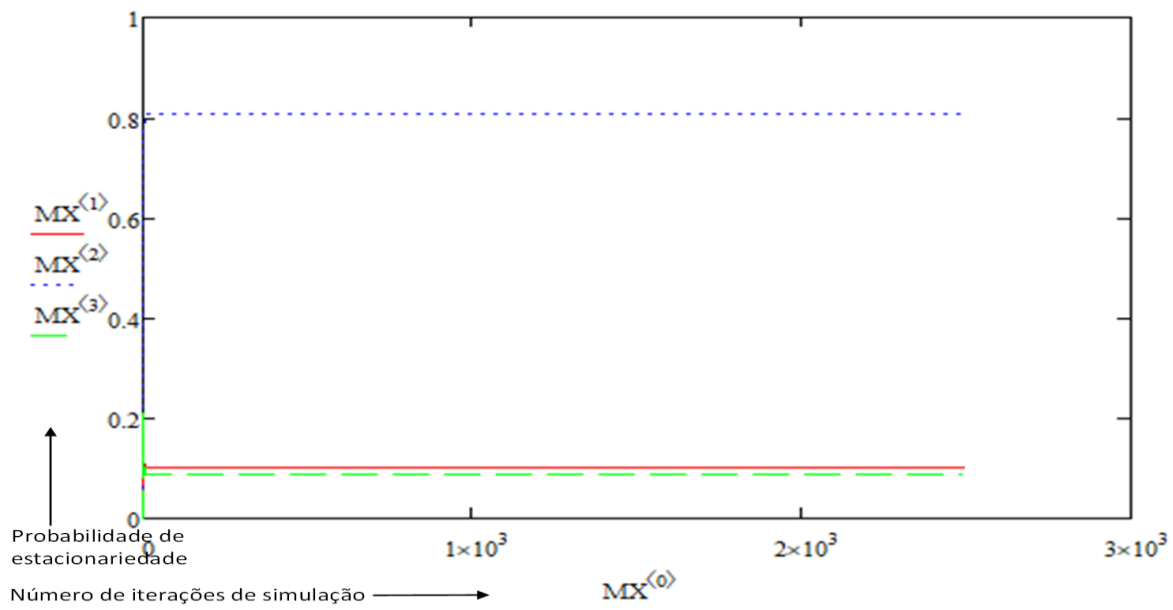


Figura 5.9. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC-18.

Fonte: Autor

A convergência de regularidade da iteração das probabilidades de transição é vista em detalhes para cada um dos estados discretos. Para BCE (trajetória vermelha) indica-se uma probabilidade de transição de 0,103; para MCE (trajetória verde) indica-se uma probabilidade de transição de 0,809 e; para ACE (trajetória azul pontilhada) nota-se uma probabilidade de transição de 0,088.

Tais probabilidades demarcam uma quantidade de iterações finitas, não nulas e, definidas (2500) que convergem à estacionariedade do processo estocástico. Portanto, as mesmas foram consideradas como as probabilidades de “estacionariedade” do processo que permitiram a previsão de consumo de energia.

- *Trajetoária de previsão de consumo*

De posse das probabilidades de estacionariedade e da matriz de transição obtida foi realizada, a simulação gráfica de previsão de consumo dos doze meses do ano 2015, a partir de 60 passos anteriores no período de 2010 a 2014, como se ilustra na Figura 5.10.

Notando-se que esse período funciona como uma “memória curta” (de Oliveira, 2010) que permite ao modelo alcançar o regime estacionário e ajustar sua *performance* preditiva. Nas simulações foram consideradas para o desempenho dos dados reais, representadas pelas incidências “azuis” denotadas pela variável “*Fase*”, e o desempenho do modelo APC denotado pela variável “*Consumo*” por incidências vazias “vermelhas”. Para as simulações, foram adotados três valores discretos: “0” para baixo consumo, “1” para consumo médio, e “2” para “alto consumo”.

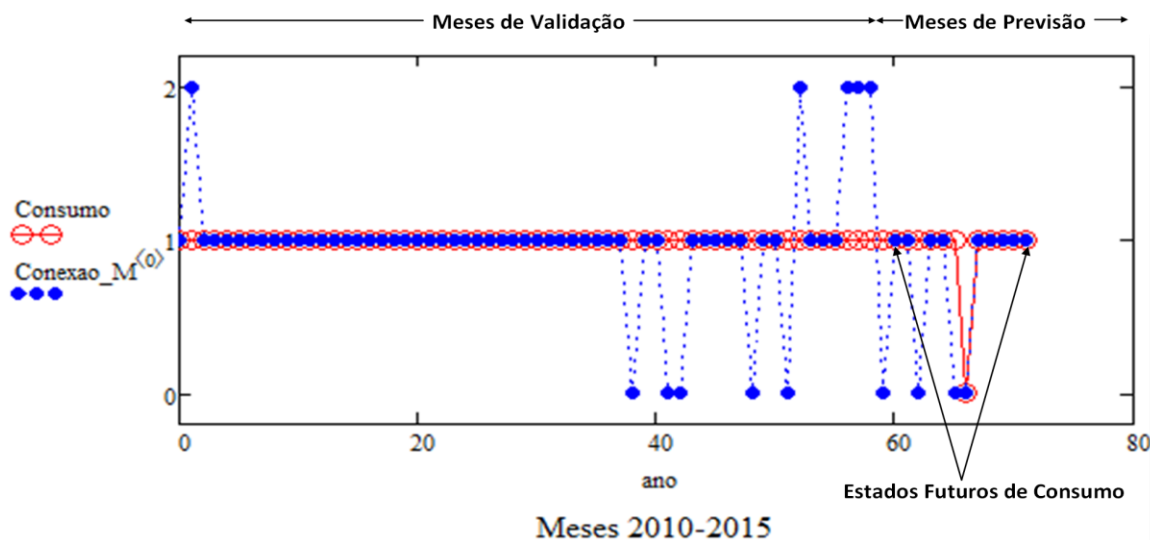


Figura 5.10. Trajetória de Previsão de Consumo de Energia para 2015: UC-18.

Fonte: Autor

Analisando a trajetória da Figura 5.10 observa-se que nos 60 meses de validação (2010 a 2014) o modelo do algoritmo APC (variável “Consumo”) obteve um padrão bastante similar que a trajetória dos dados de medição reais (variável “Conexão M”) com muita boa asserção. Evidenciando-se para os 12 meses de 2015 (doze passos à frente) boa margem de previsão de consumo futuro (83,33%), com acerto de “10” meses de um total de “12”. Portanto, a partir do resultado da trajetória de previsão dos estados futuros de consumo nos meses de 2015, pode ser construída a matriz de consumo futuro da UC-18, conforme mostra a seguir.

5.3.3.1.4. Matriz de consumo futuro na UC 18

Em função dos resultados encontrados na previsão de consumo na fase da UC avaliada foi desenvolvida a projeção mensal dos estados futuros de consumo de energia mensal para o ano de 2015, na UC avaliada indicado na Tabela 5.26. Tendo sido colocados com asterisco os valores de consumo que não coincidiram com os dados reais do processo.

Tabela 5.26. Estados de consumo futuro de energia para 2015 – UC 18 monofásica

Meses	Estado de Consumo
Janeiro	MCE
Fevereiro	MCE
Março	BCE*
Abril	MCE
Maiο	MCE
Junho	BCE*
Julho	BCE
Agosto	MCE
Setembro	MCE
Outubro	MCE
Novembro	MCE
Dezembro	MCE

O intuito dessa organização é ilustrar o comportamento de consumo diferenciado de energia para cada período específico de tempo, considerando-se para o caso local de Manaus, as duas estações meteorológicas existentes na região (inverno de dezembro a junho e verão de julho a novembro). O consumidor final (usuário da UC) terá conseqüentemente algumas possibilidades de programação de uso de energia para esse período. Podendo ser adotadas para períodos futuros subsequentes, em função da semelhança de incidência das estações meteorológicas em Manaus. Bem como a de analisar o diagnóstico de consumo de energia na fase de conexão.

5.3.3.1.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 18

Com as margens limites de consumo na fase da UC 18 indicadas na Tabela 5.14, junto aos valores mensais das variáveis de “Variação de Energia”, “Incidência de Temperatura” e, “Variação de Corrente” que constam no Anexo II, foi aplicado um diagnóstico de balanceamento de fases, encima dos estados futuros de consumo da Tabela 5.26.

Como resultado mostra-se, o diagnóstico de balanceamento na fase: “*Balanceado*” quando não é ultrapassado o nível de carga permitido em cada fase, e “*Não Balanceado*”, caso contrário.

A Tabela 5.27 mostra o diagnóstico dos níveis de consumo da fase da UC-18 para cada mês de 2015. Indicando-se na maior parte dos meses a situação “*Balanceado*”

Tabela 5.27. Matriz de consumo futuro de 2015-UC 18 monofásica

Mês	Estado de Consumo	Var-Energia (VE)	Inc. Temperatura (IT)	Var-Corrente (VI)	Var-Carga (VC)	Situação Fase
Janeiro	MCE	0	35°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Fevereiro	MCE	0	36°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Março	BCE*	0,3	35°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Abril	MCE	0,3	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Mai	MCE	0,5	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Junho	BCE*	0,1	37°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Julho	BCE	0,2	38°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Agosto	MCE	0,5	40°	0,5	> 0,5	Desbalanceada
Setembro	MCE	0,55	42°	0,5	> 0,5	Desbalanceada
Outubro	MCE	0,37	43°	0,5	> 0,5	Desbalanceada
Novembro	MCE	0,35	39°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Dezembro	MCE	0,3	38°	0,2	≤ 0,5	Balanceada

Por outro lado, indica-se a situação “*Desbalanceado*” para os meses de agosto, setembro e outubro, em razão que a concentração de “*VE*”, “*IC*” e, “*VI*” aponta para esses três meses um valor acima do limite, o que afeta na concentração de carga “*VC*” também neste caso além do limite considerado (maior que 50%). Portanto, considerando essa análise a situação de comutação para os meses de setembro e outubro, torna-se assim procedente.

Para o estudo de caso, no circuito de BT, aplicou-se o mesmo procedimento nas demais UCs monofásicas do circuito de BT. O intuito é deixar disponível a informação de previsão dos estados futuros de consumo para cada UC, para o processo decisório de seleção de UCs para a comutação dinâmica nas fases.

Neste caso, foi focado no resultado do ATC indicando à fase A do circuito de BT em avaliação como a que apresenta maior desbalanceamento de carga. Focando-se assim, na aplicação do diagnóstico de consumo futuro nas UCs monofásicas ligadas nesta fase. Não sendo necessário neste caso obter a matriz de consumo futuro das UCs monofásicas ligadas nas fases B e C, respectivamente.

Assim, após a aplicação do APC em cada UC monofásica obteve-se a previsão específica do estado consumo futuro de energia para o mês de setembro de 2015. Indicando-se a situação de balanceamento ou desbalanceamento na fase de cada UC da fase A do circuito de BT em avaliação. Os resultados desse procedimento estão indicados na Tabela 5.28, onde destaca-se em vermelho o diagnóstico da UC 18, com estado futuro de consumo de energia “MCE” e situação de fase “Desbalanceada”.

Tabela 5.28. Diagnóstico de consumo futuro setembro de 2015 nas UCs monofásicas - Fase A

UC	EFE	Situação	UC	EFE	Situação
1	ACE	Desbalanceada	11	MCE	Desbalanceada
2	ACE	Desbalanceada	12	ACE	Desbalanceada
3	BCE	Balanceada	13	MCE	Desbalanceada
4	MCE	Desbalanceada	14	ACE	Desbalanceada
6	BCE	Balanceada	15	MCE	Balanceada
7	BCE	Balanceada	16	ACE	Desbalanceada
8	MCE	Desbalanceada	18	MCE	Desbalanceada
10	ACE	Desbalanceada	19	ACE	Desbalanceada

5.3.3.2. Simulação do APC numa UC Bifásica. Analogamente, foi também realizada a simulação do método, na unidade consumidora bifásica UC-5. Neste caso foi aplicada nas duas fases de ligação da UC em estudo, verificando-se primeiramente as incidências nos estados discretos de consumo, e em função das mesmas a obtenção das probabilidades de transição e a sua respectiva matriz de transição e, a partir dessa última a realização da simulação de previsão. Assim, são apresentados os resultados do APC na fase A e B.

5.3.3.2.1. APC aplicado na UC 5: fase A.

Cujo processamento de dados foi realizado em cima do histórico de consumo de energia indicado no Anexo III. A Tabela 5.29 mostra os estados discretos de consumo de energia para a fase A da UC em avaliação.

Tabela 5.29. Estados discretos de consumo de energia- UC5 -Fase A

P	BCE (kWh)	MCE (kWh)	ACE (kWh)
0,26	517,16	696,23	875,31

5.3.3.2.1.1. Incidências dos estados de consumo na UC 5: Fase A

Foi realizada a contagem das incidências de ocorrência nos três estados discretos de consumo de energia de mês para mês em cima dos valores discretos de consumo indicados, no Apêndice C. Foram registradas as frequências relativas, as incidências para cada estado discreto específico de consumo atingido, na fase A da UC bifásica avaliada, durante os meses considerados como histórico de aplicação (2010- 2014) para a fase de memória do processo de previsão de consumo de energia das cadeias de *Markov*.

A Tabela 5.30 mostra as incidências de ocorrência nos estados de consumo distribuídos na fase A da UC-5 em avaliação, em função das nove combinações de transição entre os estados de consumo de energia considerados.

Tabela 5.30. Incidência nos estados discretos de consumo- UC5 bifásica: Fase A

BCE-BCE	21	MCE-BCE	3	ACE-BCE	3
BCE-MCE	5	MCE-MCE	14	ACE-MCE	4
BCE-ACE	2	MCE-ACE	5	ACE-ACE	2
Total	28		22		9
Total Incidências					59

5.3.3.2.1.2. Matriz de transição de consumo na UC 5: Fase A

Através das incidências de ocorrência dos estados de consumo identificadas, na Tabela 5.30 determinam-se as probabilidades de transição na fase A da UC bifásica em estudo. As mesmas foram obtidas da relação de cada incidência específica de transição pelo total de incidências de ocorrência de cada estado discreto de consumo (Apêndice C). A Tabela 5.31 apresenta as probabilidades de transição durante o período de validação de sessenta meses.

Tabela 5.31. Probabilidades de transição- UC 5: Fase A

Disc-BCE		Disc-MCE		Disc-ACE	
BCE-BCE	0,75	MCE-BCE	0,33	ACE-BCE	0,33
BCE-MCE	0,18	MCE-MCE	0,64	ACE-MCE	0,44
BCE-ACE	0,07	MCE-ACE	0,23	ACE-ACE	0,22
Total	1,00		1,00		1,00

Esse resultado também pode ser colocado, na forma de matriz de transição de estados de consumo da UC em avaliação, como mostrado na Tabela 5.32.

Tabela 5.32. Matriz de transição - UC 5 bifásica: Fase A

	BCE	MCE	ACE
BCE	0,75	0,14	0,33
MCE	0,18	0,64	0,44
ACE	0,07	0,23	0,22

5.3.3.2.1.3. Simulação de previsão de consumo na UC 5: Fase A

Com os dados da matriz de transição da Tabela 5.32 foi realizada a simulação do processo de previsão de consumo (em cima dos estados discretos de consumo de energia formados anteriormente) para o ano de 2015, ver programa no Apêndice D.

- *Curva de convergência de estacionariedade das iterações Markovianas*

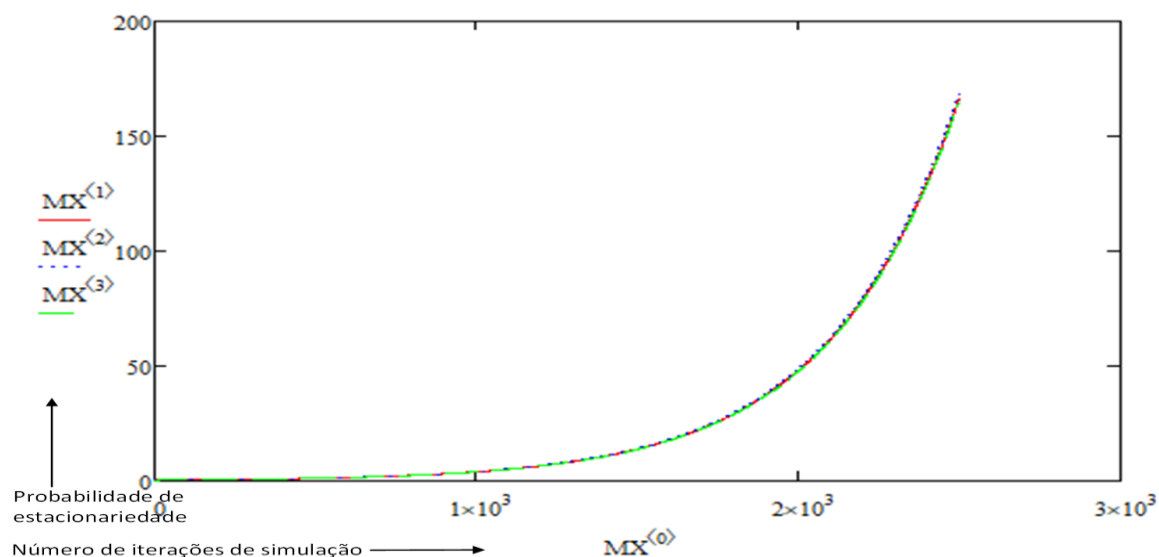


Figura 5.11. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC5 –Fase A.

Fonte: Autor

Na Figura 5.11 mostra-se um crescimento não linear das probabilidades de salto para cada estado discreto de consumo. Denotando-se por tanto um processo estocástico não estacionário. Assim, torna-se interessante selecionar de forma iterativa (na simulação) as probabilidades que consigam descrever um processo de previsão confiável.

Assim, foram selecionadas as seguintes probabilidades para a estacionariedade do processo: para BCE (trajetória vermelha) indica-se uma probabilidade de transição de 0,33; para MCE (trajetória verde) indica-se uma probabilidade de transição de 0,33 e; para ACE (trajetória azul pontilhada) nota-se uma probabilidade de transição de 0,33.

- *Trajétoria de previsão de consumo*

De posse das probabilidades de estacionariedade e da matriz de transição obtida foi realizada, a simulação gráfica de previsão de consumo dos doze meses do ano 2015, a partir de 60 passos anteriores no período de 2010 a 2014, como se ilustra em detalhes, na Figura 5.12.

Nas simulações também foram consideradas para o desempenho dos dados reais, as incidências “azuis” denotando a variável “Fase”, e o desempenho do modelo APC denotado pela variável “Consumo” por incidências vazias “vermelhas”. Para as simulações, também foram adotados três valores discretos: “0” para baixo consumo, “1” para consumo médio, e “2” para “alto consumo”.

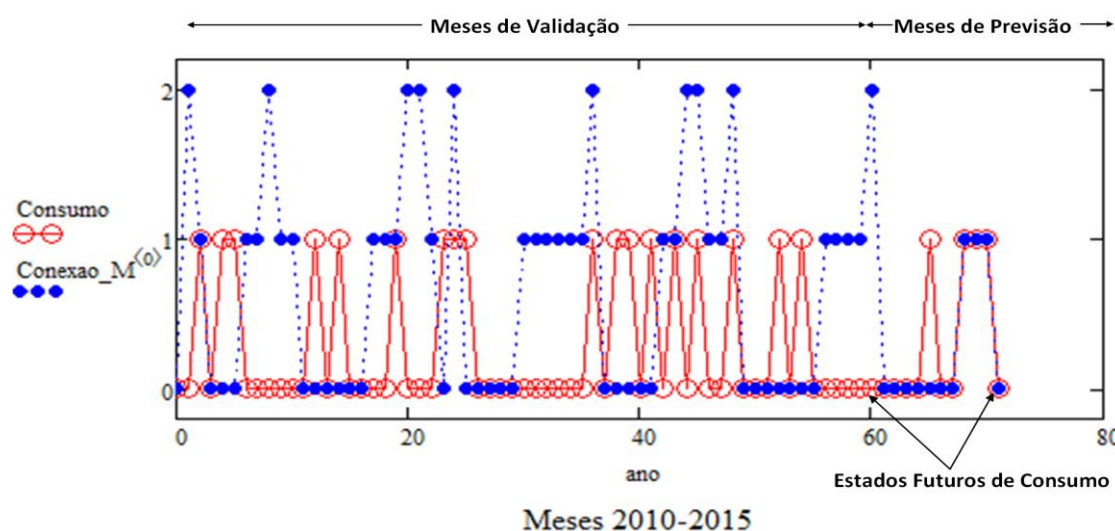


Figura 5.12. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC5-Fase A.

Fonte: Autor

Analisando a trajetória da Figura 5.12 observa-se que nos 60 meses de validação (2010 a 2014) o modelo do algoritmo APC (variável “Consumo”) obteve um padrão irregular durante o processo de “memorização” do perfil da trajetória de consumo. Entretanto, denota-se para os 12 meses de 2015 (doze passos à frente) boa margem de previsão de consumo futuro (83,33%), com acerto de “10” meses de um total de “12”.

Portanto, a partir do resultado da trajetória de previsão dos estados futuros de consumo nos meses de 2015, pode ser construída a matriz de consumo futuro na fase A da UC- 5 bifásica, conforme se mostra na seção a seguir.

5.3.3.2.1.4. Matriz de consumo futuro na UC 5- Fase A

Em função dos resultados encontrados na previsão de consumo na fase da UC avaliada foi desenvolvida a projeção mensal dos estados futuros de consumo de energia mensal para o ano de 2015, na fase A, da UC avaliada indicado na Tabela 5.33. Foram colocados com asterisco os valores de consumo que não coincidiram com os dados reais do processo. Neste caso no mês de janeiro (com ACE como valor real de estado de consumo) e no mês de junho (com MCE como valor real de estado de consumo).

Tabela 5.33. Estados de consumo futuro de energia para 2015 – UC 5: Fase A

Meses	Estado de Consumo
Janeiro	BCE*
Fevereiro	BCE
Março	BCE
Abril	BCE
Maiο	BCE
Junho	MCE*
Julho	BCE
Agosto	BCE
Setembro	MCE
Outubro	MCE
Novembro	MCE
Dezembro	BCE

5.3.3.2.1.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 5: Fase A

A Tabela 5.34 apresenta o diagnóstico dos níveis de consumo da fase A da UC- 5 para cada mês de 2015.

Tabela 5.34. Matriz de consumo futuro de energia - UC 5: fase A

Mês	Estado de Consumo	Var-Energia (VE)	Inc. Temperatura (IT)	Var-Corrente (VI)	Var-Carga (VC)	Situação Fase
Janeiro	BCE*	0,3	35°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Fevereiro	BCE	0,15	36°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Março	BCE	0,3	36°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Abril	BCE	0,35	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Maiο	BCE	0,5	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Junho	MCE*	0,1	37°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Julho	BCE	0,2	38°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Agosto	BCE	0,4	39°	0,4	> 0,5	Desbalanceada
Setembro	MCE	0,46	40°	0,6	> 0,5	Desbalanceada
Outubro	MCE	0,5	43°	0,7	> 0,5	Desbalanceada
Novembro	MCE	0,6	41°	0,6	> 0,5	Desbalanceada
Dezembro	BCE	0,3	35°	0,2	≤ 0,5	Balanceada

Observam-se quatro meses em situação de fases “Desbalanceadas”, meses de agosto, setembro, outubro e novembro, em razão que a concentração de “VE”, “IC” e, “VI” aponta para esses três meses um valor acima do limite de carga (maior que 50%).

5.3.3.2.2. APC aplicado na UC 5: fase B.

O processamento de dados foi realizado em cima do histórico de consumo de energia indicado no Anexo III. A Tabela 5.35 mostra os estados discretos de consumo de energia para a fase B da UC em avaliação.

Tabela 5.35. Estados discretos de consumo de energia- UC5: fase B

ρ	BCE (kwh)	MCE (kwh)	ACE (kwh)
0,18	291,82	353,92	416,02

5.3.3.2.2.1. Incidências dos estados de consumo na UC 5: Fase B

A Tabela 5.36 mostra as incidências de ocorrência nos estados discretos de consumo distribuídos na fase B da UC-5 (Anexo IV), em função das nove combinações de transição entre os estados de consumo de energia considerados.

Tabela 5.36. Incidência nos estados de consumo – UC 5 bifásica: Fase B

BCE-BCE	21	MCE-BCE	3	ACE-BCE	3
BCE-MCE	5	MCE-MCE	14	ACE-MCE	3
BCE-ACE	2	MCE-ACE	4	ACE-ACE	4
Total	28		21		10
Total Incidências					59

5.3.3.2.2.2. Matriz de transição de consumo na UC 5: Fase B

Através das incidências de ocorrência dos estados de consumo identificadas, na Tabela 5.36 determinam-se as probabilidades de transição na fase B da UC bifásica em estudo. As mesmas foram obtidas da relação de cada incidência específica de transição pelo total de incidências de ocorrência de cada estado discreto de consumo.

A Tabela 5.37 apresenta as probabilidades de transição durante o período de validação de sessenta meses. As mesmas são a base para o processo de simulação de previsão de consumo futuro dos estados discretos de energia, neste caso específico para os meses de 2015.

Tabela 5.37. Probabilidades de transição – UC 5 bifásica: Fase B

Disc-BCE		Disc-MCE		Disc-ACE	
BCE-BCE	0,75	MCE-BCE	0,14	ACE-BCE	0,30
BCE-MCE	0,18	MCE-MCE	0,67	ACE-MCE	0,30
BCE-ACE	0,07	MCE-ACE	0,19	ACE-ACE	0,40
Total	1,00		1,00		1,00

Esse resultado também pode ser colocado, na forma de matriz de transição de estados de consumo da UC em avaliação, como mostrado na Tabela 5.38.

Tabela 5.38. Matriz de transição – UC 5 bifásica: Fase B

	BCE	MCE	ACE
BCE	0,75	0,14	0,30
MCE	0,18	0,67	0,30
ACE	0,07	0,19	0,40

5.3.3.2.2.3. Simulação de previsão de consumo na UC 5: Fase B

Com os dados da matriz de transição da Tabela 5.38 foi realizada a simulação do processo de previsão de consumo (em cima dos estados discretos de consumo de energia formados anteriormente) para o ano de 2015, ver programa no Apêndice E.

- *Curva de convergência de estacionariedade das iterações Markovianas*

A Figura 5.13 mostra a convergência constante finita, não nula, não negativa, e não indefinida na iteração dos saltos para cada estado discreto em função das suas probabilidades de transição, denotando assim a regularidade da matriz de transição e da distribuição limite das probabilidades de salto na fase B da UC em avaliação.

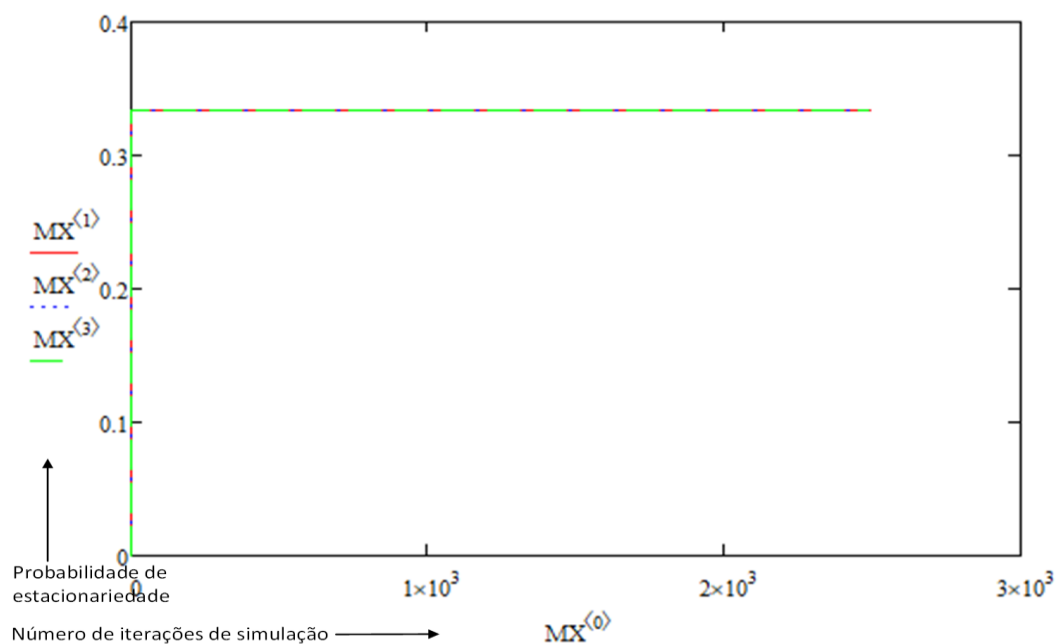


Figura 5.13. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC5 –Fase B.

Fonte: Autor

Assim, foram selecionadas as seguintes probabilidades de estacionariedade do processo: para BCE (trajetória vermelha) indica-se uma probabilidade de transição de 0,4; para MCE

trajetória verde) indica-se uma probabilidade de transição de 0,3 e; para ACE (trajetória azul pontilhada) nota-se uma probabilidade de transição de 0,3.

- *Trajetoária de previsão de consumo*

De posse das probabilidades de estacionariedade e da matriz de transição obtida foi realizada, a simulação gráfica de previsão de consumo dos doze meses do ano 2015, a partir de 60 passos anteriores no período de 2010 a 2014, como se ilustra em detalhes, na Figura 5.14.

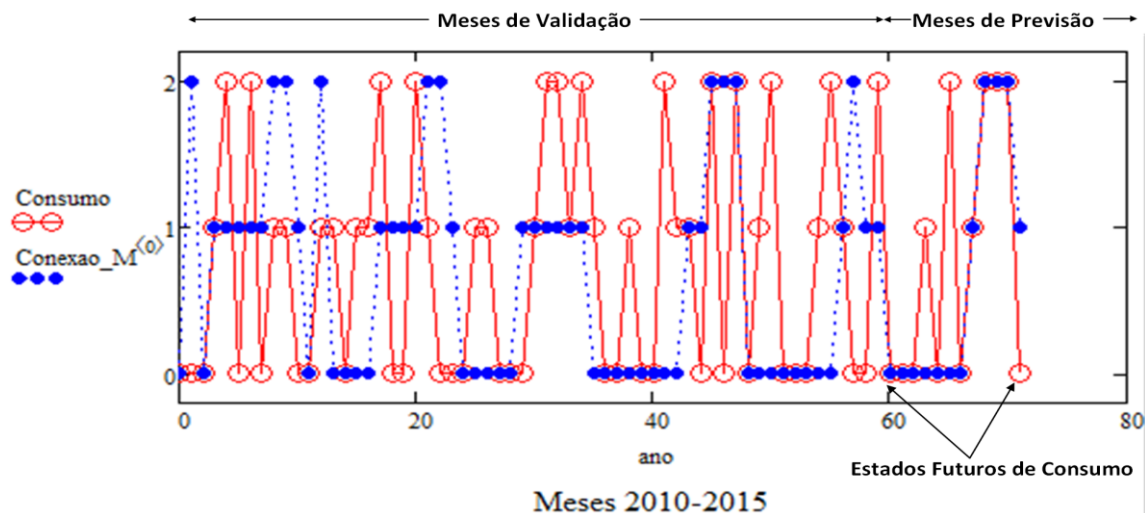


Figura 5.14. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC5-Fase B.

Fonte: Autor

Analisando a trajetória da Figura 5.14 observa-se que nos 60 meses de validação (2010 a 2014) o modelo do algoritmo APC (variável “Consumo”) obteve um padrão irregular durante o processo de “memorização” do perfil da trajetória de consumo. Entretanto, denota-se para os 12 meses de 2015 (doze passos à frente) boa margem de previsão de consumo futuro (75%), com acerto de “9” meses de um total de “12”.

5.3.3.2.2.4. Matriz de consumo futuro na UC 5- Fase B

A Tabela 5.39 mostra o diagnóstico de consumo encima da projeção mensal dos estados futuros de consumo de energia para o ano de 2015, na fase B, da UC avaliada. Foram colocados com asterisco os valores de consumo que não coincidiram com os dados reais do processo. Neste caso no mês de abril (com BCE como valor real de estado de consumo), no mês de junho (com BCE como valor real de estado de consumo) e no mês de dezembro (com MCE como valor real do estado de consumo).

Tabela 5.39. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 5 bifásica: Fase B

Meses	Estado de Consumo
Janeiro	BCE
Fevereiro	BCE
Março	BCE
Abril	MCE*
Maió	BCE
Junho	ACE*
Julho	BCE
Agosto	MCE
Setembro	ACE
Outubro	ACE
Novembro	ACE
Dezembro	BCE*

5.3.3.2.2.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 5: Fase B

A Tabela 5.40 apresenta o diagnóstico dos níveis de consumo da fase B da UC- 5.

Tabela 5.40. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 5 bifásica: Fase B

Mês	Estado de Consumo	Var-Energia (VE)	Inc. Temperatura (IT)	Var-Corrente (VI)	Var-Carga (VC)	Situação Fase
Janeiro	BCE	0,2	33°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
**Fevereiro	BCE	0,15	32°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Março	BCE	0,3	33°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Abril	MCE*	0,35	34°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Maió	BCE	0,35	34°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Junho	ACE*	0,15	33°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Julho	BCE	0,2	35°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Agosto	MCE	0,5	40°	0,5	> 0,5	Desbalanceada
Setembro	ACE	0,56	43°	0,65	> 0,5	Desbalanceada
Outubro	ACE	0,58	43°	0,73	> 0,5	Desbalanceada
Novembro	ACE	0,69	42°	0,6	> 0,5	Desbalanceada
Dezembro	BCE*	0,3	38°	0,2	≤ 0,5	Balanceada

No circuito de BT avaliado, nota-se que a UC 21 e UC 24 também são bifásicas, cujas fases estão conectadas nas fases B e C, respectivamente.

Assim foi também aplicado o APC nelas. A Tabela 5.41 apresenta o diagnóstico de consumo futuro para setembro de 2015, nas fases de todas as UCs bifásicas do circuito em avaliação.

Tabela 5.41. Diagnóstico de consumo futuro setembro de 2015 nas UCs bifásicas

Fase A			Fase B			Fase C		
UC	EFE	Situação	UC	EFE	Situação	UC	EFE	Situação
5	ACE	Desbalanceada	5	MCE	Desbalanceada			
			21	MCE	Balanceada	21	BCE	Balanceada
			24	ACE	Balanceada	24	BCE	Balanceada

5.3.3.3. Simulação do APC numa UC Trifásica. Analogamente, foi também realizada a simulação do método, na unidade consumidora trifásica UC-9. Neste caso foi aplicada nas três fases de ligação da UC em estudo, verificando-se primeiramente as incidências nos estados discretos de consumo, e em função das mesmas a obtenção das probabilidades de transição e a sua respectiva matriz de transição e, a partir dessa última a realização da simulação de previsão. Assim, são apresentados os resultados do APC na fase A, B e C.

5.3.3.2.1. APC aplicado na UC 9: fase A.

Cujo processamento de dados foi realizado em cima do histórico de consumo de energia indicado no Anexo V. A Tabela 5.41 mostra os estados discretos de consumo de energia para a fase A da UC em avaliação.

Tabela 5.42. Estados discretos de consumo de energia - UC 9 trifásica: Fase A

ρ	BCE (kwh)	MCE (kwh)	ACE (kwh)
0,32	338,62	499,97	661,31

5.3.3.3.1.1. Incidências dos estados de consumo na UC 5: Fase A

Foi realizada a contagem das incidências nos três estados discretos de consumo de energia de mês para mês em cima dos valores discretos de consumo indicados no Apêndice F.

Foram registradas as frequências relativas, as incidências para cada estado discreto específico de consumo atingido, na fase A da UC trifásica avaliada, durante os meses

considerados como histórico de aplicação (2010- 2014) para a fase de memória do processo de previsão de consumo de energia das cadeias de *Markov*.

A Tabela 5.43 mostra as incidências de ocorrência nos estados de consumo distribuídos na fase A da UC-9 em avaliação, em função das nove combinações de transição entre os estados de consumo de energia considerados.

Tabela 5.43. Incidência nos estados de consumo – UC 9 trifásica: Fase A

BCE-BCE	19	MCE-BCE	1	ACE-BCE	4
BCE-MCE	3	MCE-MCE	4	ACE-MCE	1
BCE-ACE	2	MCE-ACE	3	ACE-ACE	22
Total	24		8		27
Total Incidências					59

5.3.3.3.1.2. Matriz de transição de consumo na UC 9: Fase A

Através das incidências de ocorrência dos estados de consumo identificadas, na Tabela 5.43 determinam-se as probabilidades de transição na fase A da UC trifásica em estudo. As mesmas foram obtidas da relação de cada incidência específica de transição pelo total de incidências de ocorrência de cada estado discreto de consumo. A Tabela 5.44 apresenta as probabilidades de transição durante o período de validação de sessenta meses.

Tabela 5.44. Probabilidades de transição – UC 9 trifásica: Fase A

Disc-BCE		Disc-MCE		Disc-ACE	
BCE-BCE	0,79	MCE-BCE	0,13	ACE-BCE	0,15
BCE-MCE	0,13	MCE-MCE	0,50	ACE-MCE	0,04
BCE-ACE	0,08	MCE-ACE	0,38	ACE-ACE	0,81
Total	1,00		1,00		1,00

Esse resultado também pode ser colocado, na forma de matriz de transição de estados de consumo da UC em avaliação, como mostrado na Tabela 5.45.

Tabela 5.45. Matriz de transição – UC 9 trifásica: Fase A

	BCE	MCE	ACE
BCE	0,79	0,13	0,15
MCE	0,13	0,50	0,04
ACE	0,08	0,38	0,81

5.3.3.3.1.3. Simulação de previsão de consumo na UC 9: Fase A

Com os dados da matriz de transição da Tabela 5.45 foi realizada a simulação do processo de previsão de consumo (em cima dos estados discretos de consumo de energia formados anteriormente) para o ano de 2015, ver programa no Apêndice G.

- Curva de convergência de estacionariedade das iterações Markovianas

Na Figura 5.15 mostra-se um crescimento não linear das probabilidades de salto para cada estado discreto de consumo. Denotando-se por tanto um processo estocástico não estacionário. Assim, torna-se interessante de forma iterativa (na simulação) as probabilidades que consigam descrever um processo de previsão confiável.

Assim, foram selecionadas as seguintes probabilidades para a estacionariedade do processo: para BCE (trajetória vermelha) indica-se uma probabilidade de transição de 0,45; para MCE (trajetória verde) indica-se uma probabilidade de transição de 0,35 e; para ACE (trajetória azul pontilhada) nota-se uma probabilidade de transição de 0,20.

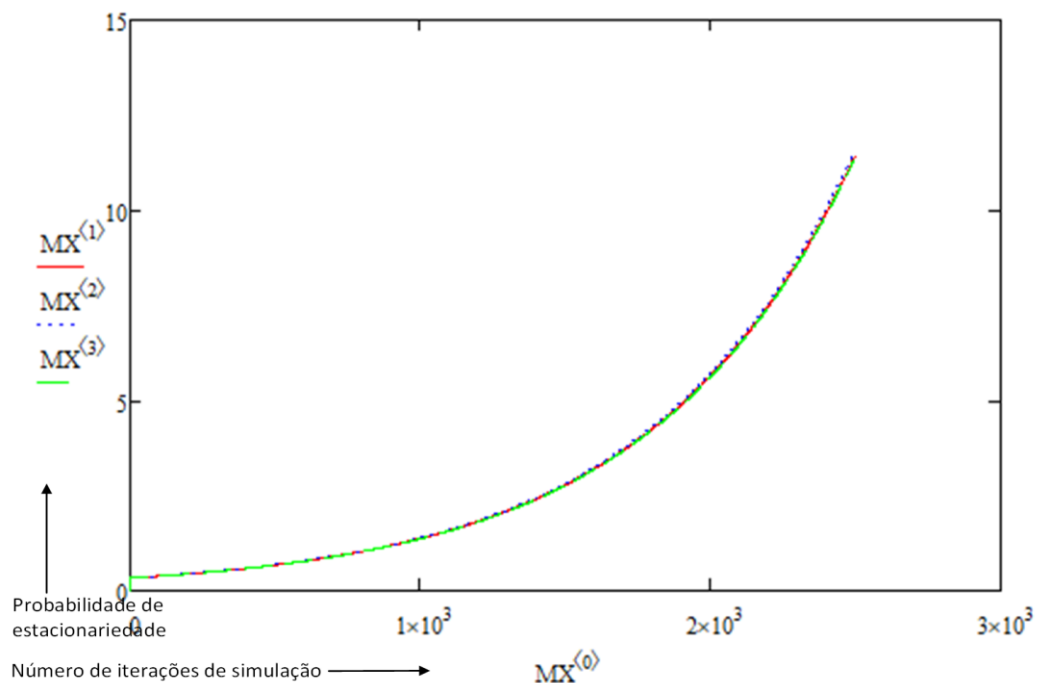


Figura 5.15. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC9 –Fase A.

Fonte: Autor

- Trajetória de previsão de consumo

De posse das probabilidades de estacionariedade e da matriz de transição obtida foi realizada, a simulação gráfica de previsão de consumo dos doze meses do ano 2015, a partir de 60 passos anteriores no período de 2010 a 2014, ver Figura 5.16.

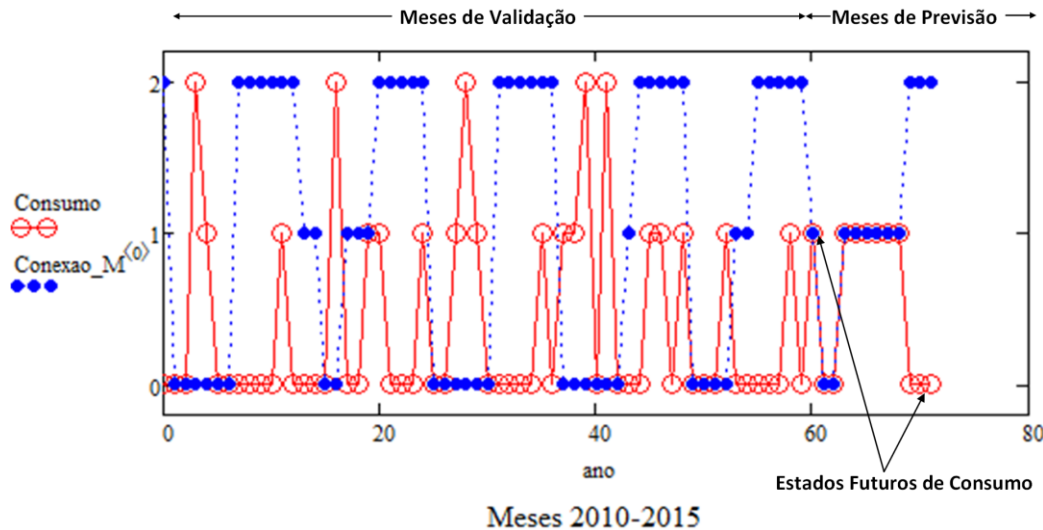


Figura 5.16. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC9-Fase A.

Fonte: Autor

Analisando a trajetória da Figura 5.16 observa-se que nos 60 meses de validação (2010 a 2014) o modelo do algoritmo APC (variável “Consumo”) obteve um padrão irregular durante o processo de “memorização” do perfil da trajetória de consumo. Entretanto, denota-se para os 12 meses de 2015 (doze passos à frente) boa margem de previsão de consumo futuro (75%), com acerto de “9” meses de um total de “12”.

Portanto, a partir do resultado da trajetória de previsão dos estados futuros de consumo nos meses de 2015, pode ser construída a matriz de consumo futuro na fase A da UC- 9 trifásica, conforme se mostra na seção a seguir.

5.3.3.2.2.4. Matriz de consumo futuro na UC 9- Fase A

A Tabela 5.46 mostra o diagnóstico de consumo acima da projeção mensal dos estados futuros de consumo de energia para o ano de 2015, na fase A, da UC avaliada. Foram colocados com asterisco os valores de consumo que não coincidiram com os dados reais do processo. Neste caso nos meses de outubro, novembro e dezembro (com BCE como valor real de estado de consumo).

Tabela 5.46. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 9 trifásica: Fase A

Meses	Estado de Consumo
Janeiro	MCE
Fevereiro	BCE
Março	BCE
Abril	MCE
Maio	MCE
Junho	MCE
Julho	MCE
Agosto	MCE
Setembro	MCE
Outubro	BCE*
Novembro	BCE*
Dezembro	BCE*

5.3.3.2.2.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 9: Fase A

A Tabela 5.47 apresenta o diagnóstico dos níveis de consumo da fase A da UC- 9.

Tabela 5.47. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 9 trifásica: Fase A

Mês	Estado de Consumo	Var-Energia (VE)	Inc. Temperatura (IT)	Var-Corrente (VI)	Var-Carga (VC)	Situação Fase
Janeiro	MCE	0,2	35°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Fevereiro	BCE	0,15	35°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Março	BCE	0,3	35°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Abril	MCE	0,35	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Maio	MCE	0,35	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Junho	MCE	0,15	37°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Julho	MCE	0,2	37°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Agosto	MCE	0,4	39°	0,4	> 0,5	Desbalanceada
Setembro	MCE	0,5	41°	0,5	> 0,5	Desbalanceada
Outubro	BCE*	0,58	43°	0,73	> 0,5	Desbalanceada
Novembro	BCE*	0,69	42°	0,6	> 0,5	Desbalanceada
Dezembro	BCE*	0,5	41°	0,4	≤ 0,5	Balanceada

5.3.3.3.2. APC aplicado na UC 9: fase B.

Cujo processamento de dados foi realizado em cima do histórico de consumo de energia indicado no Anexo V. A Tabela 5.48 mostra os estados discretos de consumo de energia para a fase B da UC em avaliação.

Tabela 5.48. Estados discretos de consumo de energia - UC 9 trifásica: Fase B

ρ	BCE (kwh)	MCE (kwh)	ACE (kwh)
0,18	285,76	347,37	408,97

5.3.3.3.2.1. Incidências dos estados de consumo na UC 9: Fase B

Foi realizada a contagem das incidências nos três estados discretos de consumo de energia de mês para mês em cima dos valores discretos de consumo indicados, no Apêndice F. Foram registradas as frequências relativas, as incidências para cada estado discreto específico de consumo atingido, na fase B da UC trifásica avaliada, durante os meses considerados como histórico de aplicação (2010- 2014) para a fase de memória do processo de previsão de consumo de energia das cadeias de *Markov*.

A Tabela 5.49 mostra as incidências de ocorrência nos estados de consumo distribuídos na fase B da UC-9 em avaliação, em função das nove combinações de transição entre os estados de consumo de energia considerados.

Tabela 5.49. Incidência de ocorrências nos estados de consumo – UC 9 trifásica: Fase B

BCE-BCE	13	MCE-BCE	2	ACE-BCE	3
BCE-MCE	4	MCE-MCE	16	ACE-MCE	4
BCE-ACE	2	MCE-ACE	5	ACE-ACE	10
Total	19		23		17
Total Incidências					59

5.3.3.3.2.2. Matriz de transição de consumo na UC 9: Fase B

A Tabela 5.50 apresenta as probabilidades de transição durante o período de validação de sessenta meses.

Tabela 5.50. Probabilidades de transição – UC 9 trifásica: Fase B

Disc-BCE		Disc-MCE		Disc-ACE	
BCE-BCE	0,68	MCE-BCE	0,09	ACE-BCE	0,18
BCE-MCE	0,21	MCE-MCE	0,70	ACE-MCE	0,24
BCE-ACE	0,11	MCE-ACE	0,22	ACE-ACE	0,59
Total	1,00		1,00		1,00

Esse resultado também pode ser colocado, na forma de matriz de transição de estados de consumo da UC em avaliação, como mostrado na Tabela 5.51.

Tabela 5.51. Matriz de transição – UC 9 trifásica: Fase B

	BCE	MCE	ACE
BCE	0,68	0,09	0,18
MCE	0,21	0,70	0,24
ACE	0,11	0,22	0,59

5.3.3.3.2.3. Simulação de previsão de consumo na UC 9: Fase B

Com os dados da matriz de transição da Tabela 5.51 foi realizada a simulação do processo de previsão de consumo (em cima dos estados discretos de consumo de energia formados anteriormente) para o ano de 2015, ver programa no Apêndice H.

- Curva de convergência de estacionariedade das iterações Markovianas

Na Figura 5.17 mostra-se um crescimento não linear das probabilidades de salto para cada estado discreto de consumo. Denotando-se por tanto um processo estocástico não estacionário. Assim, torna-se interessante selecionar de forma iterativa (na simulação) as probabilidades que consigam descrever um processo de previsão confiável.

Assim, foram selecionadas as seguintes probabilidades para a estacionariedade do processo: para BCE (trajetória vermelha) indica-se uma probabilidade de transição de 0,40; para MCE (trajetória verde) indica-se uma probabilidade de transição de 0,30 e; para ACE (trajetória azul pontilhada) nota-se uma probabilidade de transição de 0,30.

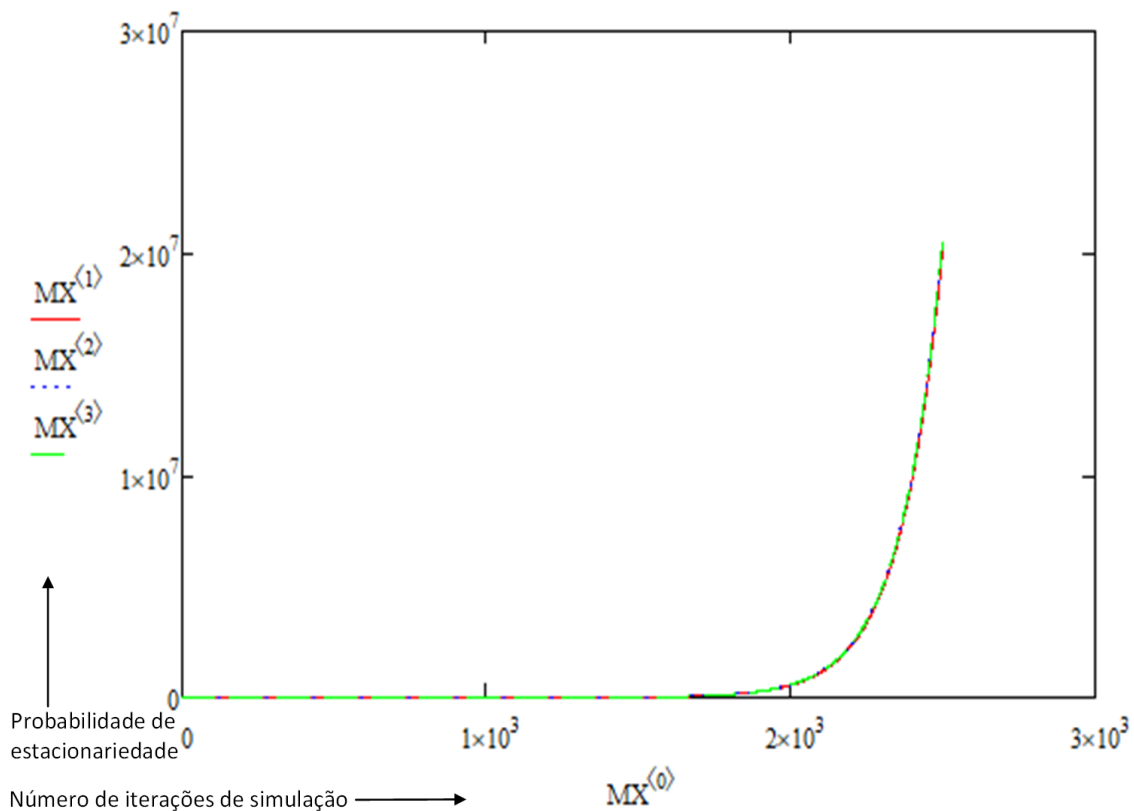


Figura 5.17. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC9 –Fase B.

Fonte: Autor

- Trajetória de previsão de consumo

De posse das probabilidades de estacionariedade e da matriz de transição obtida foi realizada, a simulação gráfica de previsão de consumo dos doze meses do ano 2015, a partir de 60 passos anteriores no período de 2010 a 2014, ver Figura 5.18.

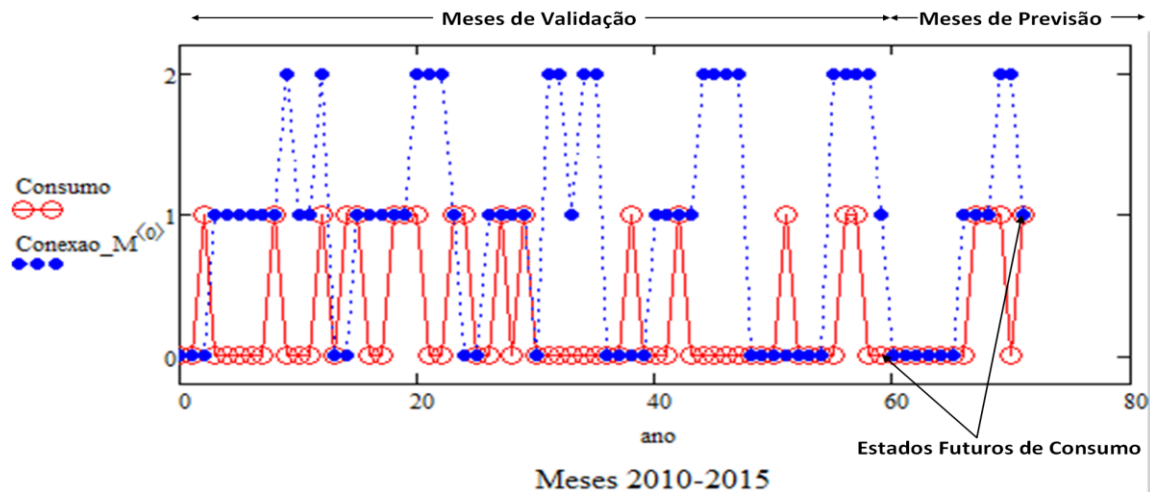


Figura 5.18. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC9-Fase B.

Fonte: Autor

Analisando a trajetória da Figura 5.18 observa-se que nos 60 meses de validação (2010 a 2014) o modelo do algoritmo APC (variável “Consumo”) obteve um padrão irregular durante o processo de “memorização” do perfil da trajetória de consumo. Entretanto, denota-se também para os 12 meses de 2015 (doze passos à frente) boa margem de previsão de consumo futuro (75%), com acerto de “9” meses de um total de “12”.

Portanto, a partir do resultado da trajetória de previsão dos estados futuros de consumo nos meses de 2015, pode ser construída a matriz de consumo futuro na fase B da UC- 9 trifásica, conforme se mostra na seção a seguir.

5.3.3.3.2.4. Matriz de consumo futuro na UC 9- Fase B

A Tabela 5.52 mostra o diagnóstico de consumo encima da projeção mensal dos estados futuros de consumo de energia para o ano de 2015, na fase B, da UC avaliada. Foram colocados com asterisco os valores de consumo que não coincidiram com os dados reais do processo. Neste caso no mês de julho (com MCE como valor real de estado de consumo), no mês de outubro (com ACE como valor real do estado de consumo), no mês de novembro (com ACE como valor real do estado de consumo).

Tabela 5.52. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 9 trifásica: Fase B

Meses	Estado de Consumo
Janeiro	BCE
Fevereiro	BCE
Março	BCE
Abril	BCE
Maio	BCE
Junho	BCE
Julho	BCE*
Agosto	MCE
Setembro	MCE
Outubro	MCE*
Novembro	BCE*
Dezembro	MCE

5.3.3.3.2.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 9: Fase B

A Tabela 5.53 apresenta o diagnóstico dos níveis de consumo da fase B da UC- 9.

Tabela 5.53. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 9 trifásica: Fase B

Mês	Estado de Consumo	Var-Energia (VE)	Inc. Temperatura (IT)	Var-Corrente (VI)	Var-Carga (VC)	Situação Fase
Janeiro	BCE	0,2	35°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Fevereiro	BCE	0,15	36°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Março	BCE	0,3	36°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Abril	BCE	0,35	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Maio	BCE	0,35	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Junho	BCE	0,15	37°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Julho	BCE*	0,2	37°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Agosto	MCE	0,4	39°	0,4	> 0,5	Desbalanceada
Setembro	MCE	0,5	42°	0,5	> 0,5	Desbalanceada
Outubro	MCE*	0,6	43°	0,73	> 0,5	Desbalanceada
Novembro	BCE*	0,6	42°	0,6	> 0,5	Desbalanceada
Dezembro	MCE	0,5	40°	0,4	>0,5	Desbalanceada

5.3.3.3.3. APC aplicado na UC 9: fase C.

Cujo processamento de dados foi realizado em cima do histórico de consumo de energia indicado no Anexo V. A Tabela 5.54 mostra os estados discretos de consumo de energia para a fase C da UC m avaliação.

Tabela 5.54. Estados discretos de consumo de energia - UC 9 trifásica: Fase C

ρ	BCE (kwh)	MCE (kwh)	ACE (kwh)
0,08	122,02	132,78	143,55

5.3.3.3.1. Incidências dos estados de consumo na UC 9: Fase C

Foi realizada a contagem das incidências nos três estados discretos de consumo de energia de mês para mês em cima dos valores discretos de consumo indicados, no Apêndice F. Foram registradas as frequências relativas, as incidências para cada estado discreto específico de consumo atingido, na fase C da UC trifásica avaliada, durante os meses considerados como histórico de aplicação (2010- 2014) para a fase de memória do processo de previsão de consumo de energia das cadeias de *Markov*.

A Tabela 5.55 mostra as incidências de ocorrência nos estados de consumo distribuídos na fase C da UC-9 em avaliação, em função das nove combinações de transição entre os estados de consumo de energia considerados.

Tabela 5.55. Incidência de ocorrências nos estados de consumo – UC 9 trifásica: Fase C

BCE-BCE	27	MCE-BCE	2	ACE-BCE	2
BCE-MCE	4	MCE-MCE	2	ACE-MCE	2
BCE-ACE	1	MCE-ACE	4	ACE-ACE	15
Total	32		8		19
Total Incidências					59

5.3.3.3.2. Matriz de transição de consumo na UC 9: Fase C

A Tabela 5.56 apresenta as probabilidades de transição durante o período de validação de sessenta meses.

Tabela 5.56. Probabilidades de transição – UC 9 trifásica: Fase C

Disc-BCE		Disc-MCE		Disc-ACE	
BCE-BCE	0,84	MCE-BCE	0,25	ACE-BCE	0,11
BCE-MCE	0,13	MCE-MCE	0,25	ACE-MCE	0,11
BCE-ACE	0,03	MCE-ACE	0,50	ACE-ACE	0,79
Total	1,00		1,00		1,00

Esse resultado também pode ser colocado, na forma de matriz de transição de estados de consumo da UC em avaliação, como mostrado na Tabela 5.57.

Tabela 5.57. Matriz de transição – UC 9 trifásica: Fase C

	BCE	MCE	ACE
BCE	0,84	0,25	0,11
MCE	0,13	0,25	0,11
ACE	0,03	0,50	0,79

5.3.3.3.3. Simulação de previsão de consumo na UC 9: Fase C

Com os dados da matriz de transição da Tabela 5.57 foi realizada a simulação do processo de previsão de consumo (em cima dos estados discretos de consumo de energia formados anteriormente) para o ano de 2015, ver programa no Apêndice I.

- *Curva de convergência de estacionariedade das iterações Markovianas*

Na Figura 5.19 mostra-se também um crescimento não linear das probabilidades de salto para cada estado discreto de consumo. Denotando-se por tanto um processo estocástico não estacionário.

Por isso torna-se interessante selecionar de forma iterativa (na simulação) as probabilidades que consigam descrever um processo de previsão confiável.

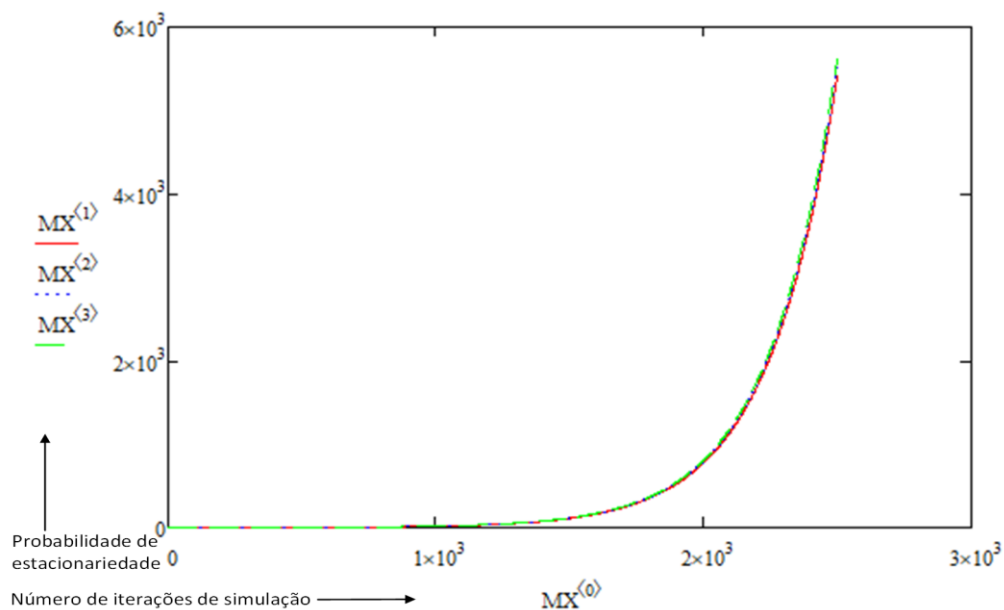


Figura 5.19. Trajetória de estacionariedade das probabilidades de transição: UC9 –Fase C.

Fonte: Autor

Assim, foram selecionadas as seguintes probabilidades para a estacionariedade do processo: para BCE (trajetória vermelha) indica-se uma probabilidade de transição de 0,45;

para MCE (trajetória verde) indica-se uma probabilidade de transição de 0,25 e; para ACE (trajetória azul pontilhada) nota-se uma probabilidade de transição de 0,30.

- *Trajetoária de previsão de consumo*

De posse das probabilidades de estacionariedade e da matriz de transição obtida foi realizada, a simulação gráfica de previsão de consumo dos doze meses do ano 2015, a partir de 60 passos anteriores no período de 2010 a 2014, ver Figura 5.20.

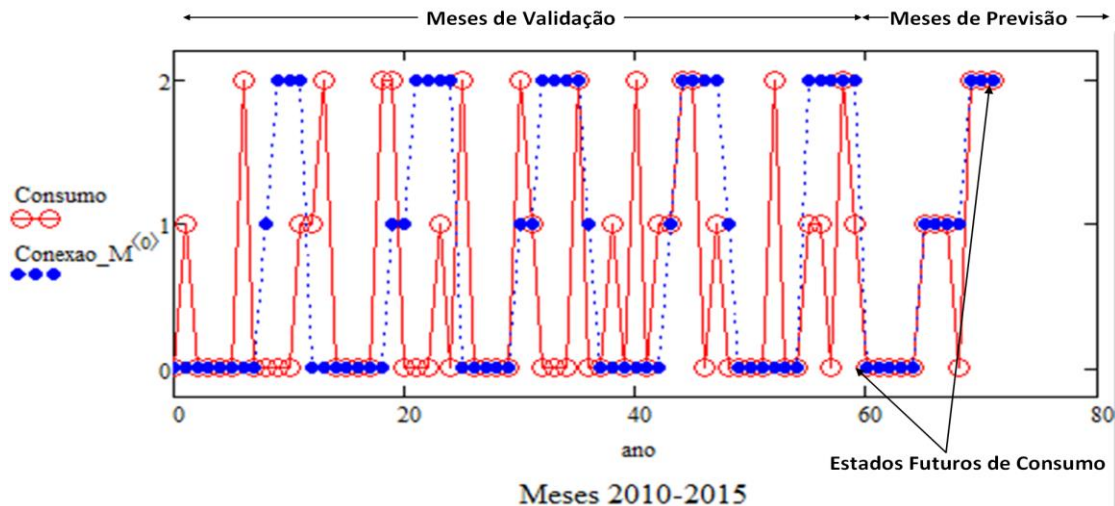


Figura 5.20. Trajetória de previsão de consumo de energia para 2015: UC9-Fase C.

Fonte: Autor

Analisando a trajetória da Figura 5.20 observa-se que nos 60 meses de validação (2010 a 2014) o modelo do algoritmo APC (variável “Consumo”) obteve um padrão irregular durante o processo de “memorização” do perfil da trajetória de consumo. Entretanto, denota-se para os 12 meses de 2015 (doze passos à frente) excelente margem de previsão de consumo futuro (92%), com acerto de “11” meses de um total de “12”.

Portanto, a partir do resultado da trajetória de previsão dos estados futuros de consumo nos meses de 2015, pode ser construída a matriz de consumo futuro na fase C da UC- 9 trifásica, conforme se mostra na seção a seguir.

5.3.3.3.2.4. Matriz de consumo futuro na UC 9- Fase C

A Tabela 5.58 mostra o diagnóstico de consumo encima da projeção mensal dos estados futuros de consumo de energia para o ano de 2015, na fase C, da UC avaliada. Foram colocados com asterisco os valores de consumo que não coincidiram com os dados reais do processo, tendo sido registrado apenas no mês de setembro (com ACE como valor real de estado de consumo).

Tabela 5.58. Estados de consumo futuro de energia para 2015 –UC 9 trifásica: Fase C

Meses	Estado de Consumo
Janeiro	BCE
Fevereiro	BCE
Março	BCE
Abril	BCE
Maio	BCE
Junho	MCE
Julho	MCE
Agosto	MCE
Setembro	BCE*
Outubro	ACE
Novembro	ACE
Dezembro	ACE

5.3.3.3.5. Diagnóstico de consumo ano 2015 na UC 9: Fase C

A Tabela 5.59 apresenta o diagnóstico dos níveis de consumo da fase C da UC- 9.

Tabela 5.59. Matriz de consumo futuro de 2015 – UC 9 trifásica: Fase C

Mês	Estado de Consumo	Var-Energia (VE)	Inc. Temperatura (IT)	Var-Corrente (VI)	Var-Carga (VC)	Situação Fase
Janeiro	BCE	0,2	34°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Fevereiro	BCE	0,15	35°	0,1	≤ 0,5	Balanceada
Março	BCE	0,2	35°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Abril	BCE	0,2	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Maio	BCE	0,2	36°	0,2	≤ 0,5	Balanceada
Junho	MCE	0,2	37°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Julho	MCE	0,3	38°	0,3	≤ 0,5	Balanceada
Agosto	MCE	0,5	40°	0,5	> 0,5	Desbalanceada
Setembro	BCE*	0,5	42°	0,5	> 0,5	Desbalanceada
Outubro	ACE	0,6	42°	0,63	> 0,5	Desbalanceada
Novembro	ACE	0,6	42°	0,6	> 0,5	Desbalanceada
Dezembro	ACE	0,5	40°	0,4	≤ 0,5	Balanceada

No circuito de BT avaliado, a UC 17 e UC 20 também são trifásicas. Assim foi também aplicado o APC nelas. A Tabela 5.59 apresenta o diagnóstico de consumo futuro para setembro de 2015, nas fases de todas as UCs trifásicas do circuito em avaliação.

Tabela 5.60. Diagnóstico de consumo futuro setembro de 2015 –UCS trifásicas

Fase A			Fase B			Fase C		
UC	EFE	Situação	UC	EFE	Situação	UC	EFE	Situação
9	MCE	Desbalanceada	9	MCE	Desbalanceada	9	BCE*	Desbalanceada
17	ACE	Balanceada	17	MCE	Balanceada	17	BCE	Balanceada
20	MCE	Balanceada	20	ACE	Balanceada	20	BCE	Balanceada

Com esse resultado observa-se que a única UC trifásica desbalanceada (nas suas três fases) é a UC 9 (em avaliação). O que permitirá priorizá-la no processo de avaliação de seleção para comutação de balanceamento de fases no circuito de BT em estudo.

5.3.4. SIMULAÇÃO DO ALGORITMO DE SELEÇÃO DE COMUTAÇÃO

Apresentamos a simulação do Algoritmo de Seleção de Consumo (ASC), o qual é também baseado no fluxograma apresentado na *seção 3.3*, e no *workflow* validado em cima da sub RP hierárquica ASC, abordada na *sub- seção 4.2.3.4.1*.

Para um melhor entendimento, a simulação foi desenvolvida em todas as UCs do circuito de BT, com a finalidade de fornecer a avaliação de comutação em cada unidade consumidora por tipo de ligação, facilitando-se a obtenção de vários arranjos de comutação, por fase. Neste caso específico foi obtida uma matriz geral de análise de comutação para todas as UCs e a matriz de comutação da fase A do circuito de BT em análise, em razão de ter-se adotado como estratégia a transferência de carga dessa fase com maior desbalanceamento de carga.

Na simulação do ADC foram considerados, nas suas entradas e saída valores genéricos que podem inferir de forma geral as condições específicas para seleção de qualquer UC nas fases de BT, usando-se para isso o estado futuro de consumo de energia, a média dos estados futuros de consumo, e a situação de avaliação da margem de consumo de carga nas UCs.

A simulação do ADC foi realizada numa máquina de inferência com três entradas e uma saída, conforme indica-se na Figura 5.21. Tendo-se como inferência uma máquina Fuzzy *Mamdani*. Podem ser verificadas as entradas, saídas e regras de inferência que auxiliarão no processo de seleção de UCs para um processo ótimo, robusto e eficiente de BF nas fases da rede de BT do circuito em avaliação.

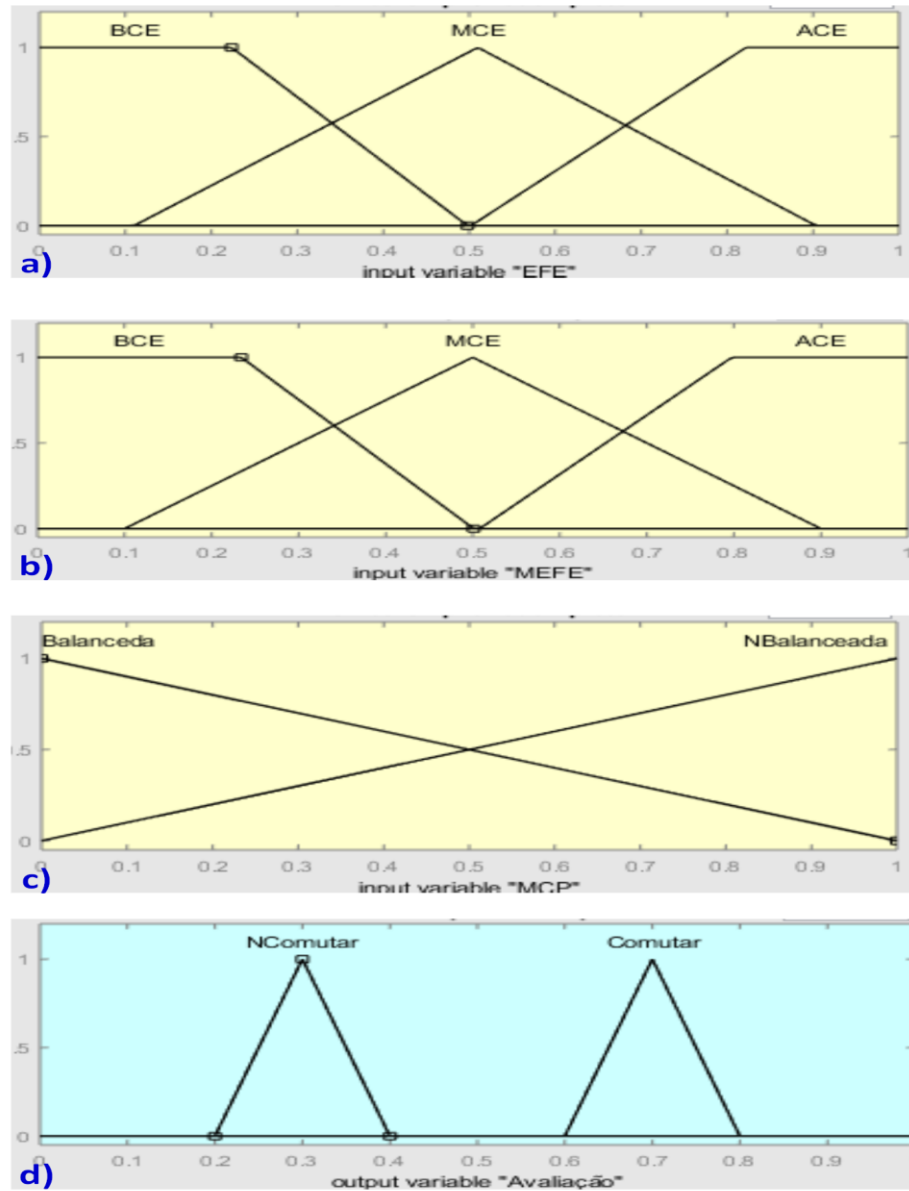


Figura 5.21. Simulação do ASC: a) Entrada: EFE; b) Entrada: MEFE; c) MCP; d) Saída: Avaliação.
Fonte: Autor.

A primeira entrada representa o “Estado Futuro de Consumo” (EFE) de um determinado mês “ i ” de avaliação para análise de BF. Podem ser atribuídos, três possíveis níveis estados futuros de energia (BCE, MCE, ACE), conforme é discriminado a seguir.

$$BCE = [-0,222 \quad -0,104 \quad 0,2235 \quad 0,498] \quad (5.70)$$

$$MCE = [0,11 \quad 0,51 \quad 0,9034] \quad (5.71)$$

$$ACE = [0,502 \quad 0,822 \quad 1,086 \quad 1,22] \quad (5.72)$$

A segunda entrada representa a “Média dos Estados Futuros de Energia” (MEFE) três passos à frente do mês de avaliação “*i*”. Podem ser atribuídos também, três possíveis níveis estados futuros de energia (BE, ME, AE), conforme é discriminado a seguir.

$$BCE = [-0,352 \quad -0,0321 \quad 0,2341 \quad 0,501] \quad (5.73)$$

$$MCE = [0,1 \quad 0,5 \quad 0,9] \quad (5.74)$$

$$ACE = [0,508 \quad 0,7976 \quad 1,02 \quad 1,23] \quad (5.75)$$

A terceira entrada representa a “Margem de Concentração de Carga” (MCP), como resultado do ADC, ou seja, indicando se as fases das UCs estão “Balanceadas” ou “Desbalanceadas”. Assim, tem dois conjuntos de pertinência, conforme é discriminado a seguir.

$$Balanceada = [-1 \quad 0 \quad 1] \quad (5.76)$$

$$Não_Balanceada = [0 \quad 1 \quad 2] \quad (5.77)$$

A saída “Avaliação” indicará a otimização da seleção em função das entradas do sistema. São atribuídos dois conjuntos de pertinência: “Não Comutar” e “Comutar”, conforme é discriminado a seguir.

$$NComutar = [0,2 \quad 0,3 \quad 0,4] \quad (5.78)$$

$$Comutar = [0,5 \quad 0,7 \quad 0,8] \quad (5.79)$$

Na Tabela 5.61 mostram-se as regras de inferência aplicadas para o processo de seleção de UCs. Sendo neste caso, nove regras. Portanto, a através delas pode-se inferir a seleção nas UCs do circuito de BT, sejam trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Neste caso específico, a aplicação das regras de inferência do ADC como mencionado anteriormente, apenas nas UCs monofásicas da fase A do circuito de BT em avaliação.

Tabela 5.61. Regras de inferência para seleção de comutação de UCs

Regras	SE (EFE)	E (MEFE)	E (MCP)	ENTÃO (Avaliação)
1	BCE	MCE	Balanceda	Não Comutar
2	BCE	MCE	Não Balanceda	Comutar
3	BCE	ACE	Não Balanceda	Comutar
4	MCE	BCE	Não Balanceda	Comutar
5	MCE	MCE	Não Balanceda	Comutar
6	MCE	ACE	Não Balanceda	Comutar
7	ACE	BCE	Não Balanceda	Não Comutar
8	ACE	MCE	Não Balanceda	Comutar
9	ACE	ACE	Não Balanceda	Comutar

Como resultado da inferência desse sistema, são obtidas as condições de seleção de UCs, as conforme as seguintes condições:

- Para o estado futuro de energia (EFE) com “BCE” (até 0,35 de grau de pertinência), e MEFE com “MCE” (com grau de pertinência 0,5), e MCP com fase “Não Balanceda” (com grau de pertinência 0,5) a avaliação é “Não Comutar”.
- Para o estado futuro de energia (EFE) com “MCE” (até 0,4 de grau de pertinência), e MEFE com “MCE” (com grau de pertinência 0,5), e MCP com fase “Não Balanceda” (com grau de pertinência 0,5) a avaliação é “Comutar”.
- Para o estado futuro de energia (EFE) com “ACE” (até 0,75 de grau de pertinência), e MEFE com “MCE” (com grau de pertinência 0,5), e MCP com fase “Não Balanceda” (com grau de pertinência 0,5) a avaliação é “Comutar”.

Essas regras representam uma referência de auxílio interessante na seleção de UCs das fases da rede secundária. A aplicação do ASC foi realizada em todas as UCs do circuito e os resultados são mostrados a seguir.

Primeiramente, são mostradas as aplicações das regras de seleção em cada uma das UCs estudadas (por tipo de conexão). Na Tabela 5.62 mostram-se os resultados da aplicação do ASC na UC 18, UC 5 e UC 9, respectivamente.

Tabela 5.62. Resultados da avaliação de seleção de comutação nas UCs: 18,5 e 9

Fase A					Fase B					Fase C				
UC	EFE	MEFE	MCP	AV	UC	EFE	MEFE	MCP	AV	UC	EFE	MEFE	MCP	AV
18	MCE	MCE	NB	C										
5	MCE	MCE	NB	C	5	ACE	ACE	NB	C					
9	MCE	BCE	NB	C	9	MCE	MCE	NB	C	9	BCE	ACE	NB	C

Nela pode se observar que as regras do ADC inferem na avaliação sobre a situação final de cada UC, em relação ao processo de seleção de comutação. Assim, essa avaliação está em função do estado futuro de energia- EFE, do mês de setembro de 2015, da média dos estados futuros de consumo - MEFE (três meses à frente do mês considerado, ou seja, setembro) e do diagnóstico da margem de concentração de carga – MCP: “não balanceado” (NB) ou “balanceado” B. Resultando-se na avaliação (AV) de “comutar” (C) ou “não comutar” (NC).

Neste caso, observa-se que a avaliação da UC 18 indica “comutar”, em função de incidir na quinta regra do ADC.

Analogamente, nota-se que a avaliação da UC 5 indica “comutar” na fase A e B, em função de incidir na quinta e nona regra do ADC, respectivamente.

Complementarmente, nota-se também que a avaliação da UC 9 indica “comutar” em todas as fases, em função de incidir na quarta, quinta e terceira regra do ADC, respectivamente.

Consequentemente, as regras do ADC foram aplicadas em todas os diagnósticos de consumo futuro de energia (mês de setembro de 2015) das 51 UCs do circuito de BT em avaliação. A Tabela 5.63 apresenta os resultados da aplicação da inferência do ADC, e a situação final de avaliação de “comutar” (C) ou “não comutar” (NC) para cada UC, em cada fase do circuito. A mesma é a base da matriz de comutação de UCs para as fases da rede secundária. Indicando-se assim, de forma fácil a situação de comutação para o processo de seleção de comutação. Portanto, devem ser consideradas prioritariamente as UCs com situação de “comutar” (C) para a formação de uma sequência de comutação de fases.

Tabela 5.63. Resultado da aplicação do ADC em todas as UCs do circuito de BT

Fase A					Fase B					Fase C				
UC	EFE	MEFE	MCP	AV	UC	EFE	MEFE	MCP	AV	UC	EFE	MEFE	MCP	AV
1	ACE	MCE	NB	C	21	MCE	BCE	B	NC	21	BCE	MCE	B	NC
2	ACE	ACE	NB	C	22	BCE	MCE	B	NC	37	MCE	BCE	B	NC
3	MCE	MCE	B	NC	23	BCE	BCE	B	NC	38	MCE	MCE	B	NC
4	MCE	MCE	NB	C	24	ACE	BCE	B	NC	24	BCE	MCE	B	NC
5	MCE	MCE	NB	C	5	ACE	ACE	NB	C	39	BCE	MCE	B	NC
6	MCE	BCE	B	NC	25	BCE	MCE	B	NC	40	MCE	MCE	NB	C
7	ACE	BCE	B	NC	26	BCE	MCE	B	NC	41	BCE	MCE	B	NC
8	MCE	MCE	NB	C	27	MCE	BCE	NB	C	42	MCE	BCE	B	NC
9	MCE	BCE	NB	C	9	MCE	MCE	NB	C	9	BCE	ACE	NB	C
10	ACE	MCE	NB	C	28	ACE	MCE	NB	C	43	MCE	BCE	NB	C
11	MCE	ACE	NB	C	29	MCE	BCE	NB	C	44	BCE	MCE	B	NC
12	BCE	MCE	NB	C	30	MCE	BCE	B	NC	45	MCE	ACE	NB	C
13	MCE	MCE	NB	C	31	MCE	MCE	NB	C	46	BCE	MCE	B	NC
14	ACE	ACE	NB	C	32	BCE	MCE	B	NC	47	MCE	ACE	NB	C
15	ACE	BCE	NB	NC	33	MCE	BCE	B	NC	48	MCE	MCE	NB	C
16	ACE	ACE	NB	C	34	BCE	BCE	B	NC	49	MCE	BCE	NB	C
17	ACE	BCE	B	NC	17	MCE	BCE	B	NC	17	BCE	MCE	B	NC
18	MCE	MCE	NB	C	35	MCE	ACE	NB	C	50	BCE	MCE	NB	C
19	MCE	ACE	NB	C	36	ACE	BCE	NB	NC	51	ACE	MCE	NB	C
20	MCE	MCE	B	NC	20	ACE	BCE	B	NC	20	BCE	MCE	B	NC

A partir dos resultados da Tabela 5.63 para um maior entendimento, foram agrupadas as UCs avaliadas para “comutar” e por carga a ser transferida, conforme é ilustrada na Tabela 5.64. Neste caso, a seleção foi realizada em cima das UCs monofásicas da fase A, seguindo a indicação do resultado de maior desbalanceamento nesta fase, pelo ATC. Assim, como estratégia tomada neste trabalho, o processo de balanceamento de fases será realizado em cima da comutação das UCs monofásicas, em função de apresentar maior flexibilidade de comutação e por causar o maior desbalanceamento nas fases (Vuluvala, 2018), (Safitri, 2016). Portanto, as UCs da fase A, foram transferidas para a fase B e C, respectivamente, conforme se mostrará em detalhes na *seção 5.4*.

Tabela 5.64. Matriz de Comutação de UCs- Fase A

UC	Avaliação	Carga	UC	Avaliação	Carga
1	Comutar	2,0	11	Comutar	2,0
2	Comutar	2,3	12	Comutar	0,2
3	N Comutar	1,6	13	Comutar	1,8
4	Comutar	1,2	14	Comutar	2,5
6	N Comutar	1,8	15	N Comutar	2,4
7	N Comutar	1,8	16	Comutar	2,7
8	Comutar	1,5	18	Comutar	0,5
10	Comutar	2,5	19	Comutar	1,5

Na Tabela 5.64 observa-se destacado em vermelho a situação da UC 18 monofásica, que neste caso teve a avaliação de “Comutar”. As demais UCs monofásicas ligadas na fase A, também tem suas respectivas avaliações, sendo indicada para cada uma delas a avaliação procedente para “Comutar” ou “Não Comutar”. Assim, torna-se possível aplicar um processo confiável e baseado em critérios que descrevem, além do consumo atual de carga, a projeção de consumo futuro bem como as margens limite de concentração de carga em cada fase das UCs. Os resultados dessa matriz de comutação permitiram diminuir a corrente de Neutro e o DMC de forma eficiente entre as fases, como será mostrado a seguir.

5.4. ANÁLISE DE SIMULAÇÃO DE TÉCNICAS DE BALANCEAMENTO DE FASE

A Tabela 5.65 mostra o cenário de avaliação para cada fase, em função dos fasores: da potência nominal complexa - S (Volt-Ampere- VA), tensão - V (Volts- V) e, corrente - I (Ampere- A), bem como a corrente de Neutro (IN), conforme se indica na Tabela 5.65.

Tabela 5.65. S, V, I e IN do circuito desbalanceado

	Fase A	Fase B	Fase C
S(VA)	34.770,10 \angle 23,02°	18.461,85 \angle 22,95°	13.038,79 \angle 23,02°
V(V)	127,00 \angle 0,00°	127,00 \angle -120,00°	127,00 \angle 120,00°
I(A)	1,26 \angle 23, 02°	48,45 \angle 142,95°	34,22 \angle -96,97°
Carga (kW)	32	17	12
BF (kW)	-12	4	8
IN (A)	51,47 \angle 36,41°		

Nota-se que as potencias e correntes nas fases estão desbalanceadas em fase. O efeito desse desbalanceamento será mostrado em detalhes na Seção 5.5. Na Tabela 5.65 também se registra a carga presente em cada fase (kW), indicando-se na fase A, 32 kW, na fase B, 17 kW, e na fase C, 12 kW. Também é indicada a quantidade de carga (kW) para balanceamento de fases (BF), como resultado do ATC. Neste caso, na fase A, devem ser retirados 12 kW, na fase B podem ser adicionados até 4 kW, e na fase C podem ser adicionados até 8 kW.

Para a validação da solução proposta, tornou-se necessário verificar o desempenho da mesma, junto com a avaliação comparativa de outros métodos aplicados na revisão bibliográfica. Neste caso adotamos os seguintes métodos para avaliação comparativa:

- método de balanceamento de fases do sistema legado de BT, neste caso da concessionaria local (legado);
- método de balanceamento com sistema Fuzzy sem ajuste;
- método Fuzzy com ajuste de erro médio;
- método de balanceamento com o sistema proposto (CBF1);
- método de balanceamento com o sistema proposto com segunda configuração de seleção de UCs (CBF2) e;
- método de balanceamento com o sistema proposto com terceira configuração de seleção de UCs (CBF3).

A seguir mostramos os resultados de cada método aplicado, e sua respectiva discussão de resultados. A avaliação comparativa dos parâmetros é apresentada na seção 5.5.

a) Método Legado.

A solução adotada para o processo de balanceamento de fases (BF) na concessionária é apresentada a seguir, que é baseada na comutação de UCs monofásicas, em função da medição de carga atual concentrada em cada fase, e na avaliação de campo das equipes de operação. A solução adotada é ilustrada na Tabela 5.66. Notando-se a comutação da: UC 1 (2,0 kW), UC 8 (1,5 kW), UC 11 (2,0 kW), UC 19 (2,0 kW), UC 27 (1,5 kW), UC 29 (1,0 kW) e UC 36 (2,5 kW), somando no total os 12 kW para subtração na fase A. Nota-se nesta solução adotada, que foram comutadas quatro UCs das fases A: UC1, UC 8, UC 11 e a UC 19; e três UCs da fase B: UC 27, UC 29 e UC 36, respectivamente. No total foram comutadas sete UCs monofásicas para fase C, que recebeu os 12 kW adicionados na mesma.

Tabela 5.66. Resultados de comutação de UCs- Legado

Fase A		Fase B		Fase C	
UC	KW	UC	KW	UC	KW
1		21	0,6	21	0,5
2	2,3	22	0,1	37	0,1
3	1,6	23	0,6	38	1,3
4	1,2	24	1,0	24	0,8
5	1,0	5	0,6	39	0,2
6	1,8	25	0,1	40	0,6
7	1,8	26	0,1	41	0,1
8		27		42	0,1
9	0,7	9	0,5	9	0,2
10	2,5	28	1,7	43	1,8
11		29		44	0,1
12	0,2	30	1,2	45	0,6
13	1,8	31	1,5	46	0,1
14	2,5	32	0,1	47	1,6
15	2,4	33	0,1	48	0,5
16	2,7	34	0,1	49	1,4
17	1,0	17	1,0	17	0,5
18	0,5	35	1,7	50	0,2
19		36		51	1,0
20	1,0	20	1,0	20	0,3
				1	2,0
				8	1,5
				11	2,0
				19	1,5
				27	1,5
				29	1,0
				36	2,5
FA	25,00	FB	12,00	FC	24,00

As UCs transferidas à fase C, estão destacadas em azul, e suas respectivas cargas adicionadas na mesma, em vermelho. Conseqüentemente, a nova distribuição de carga nas fases ficou conforme se indica também na Tabela 5.66, fase A (FA) com 25 kW, fase B (FB) com 12 kW e, a fase C (FC) com 24 kW. Na Tabela 5.67 são indicados os valores da potência nominal (S), tensão (V), corrente (I) em cada fase, e a corrente de neutro (IN), após o processo de balanceamento.

Tabela 5.67. Desempenho de S, V, I e IN – cenário sistema Legado

	Fase A	Fase B	Fase C
S(VA)	26.708,80 \angle 20,60°	13.284,95 \angle 25,40°	26.318,05 \angle 24,22°
V(V)	127,00 \angle 0,00°	127,00 \angle -120,00°	127,00 \angle 120,00°
I(A)	70,10 \angle 20,60°	34,86 \angle 145,40°	69,07 \angle -95,77°
IN (A)	38,55 \angle -38,99°		

b) Método Fuzzy

Pelos resultados atingidos na simulação do ADC, baseado no sistema Fuzzy-T sem o ajuste de erro médio indicado na Tabela 5.8. Foram usados esses resultados como referência para BF. Ou seja, na fase A temos transferência de carga de 18 kW, na fase B de 19 kW e na fase C transferência de 20 kW.

Assim, foi realizada a simulação de balanceamento de fases com a aplicação do ASC, e em conformidade a um ajuste de seleção de UCs, obtivemos um novo resultado de transferência de carga: fase A com 22 kW, fase B com 19 kW e fase C com 20 kW. Assim, temos 10 kW para serem subtraídos da fase A, 2 kW para serem adicionados na fase B, e 8 kW para serem adicionados na fase C, como se mostra na Tabela 5.68.

Tabela 5.68. Parâmetros para BF - método Fuzzy

	Fase A	Fase B	Fase C
Cargas original (kW)	32	17	12
Transferência de carga Fuzzy (kW)	18	19	20
Transferência de carga Fuzzy- ASC (kW)	22	19	20
BF (kW)	-8	2	8

Notando-se a comutação de seis UCs monofásicas da fase A: UC 1 (2,0 kW), UC 10 (2,5 kW), UC 11 (2,0 kW), UC 12 (0,2 kW), UC 13 (1,8 kW), e UC 19 (1,5 kW) somando no total os 10 kW para subtração na fase A. Sendo transferida apenas uma UC para fase B (em azul e sua carga em vermelho): UC1 adicionando-se 2 kW; e cinco UCs para a fase C (em azul e suas cargas em vermelho): UC10, UC 11, UC 12, UC 13 e UC 19, adicionando-se 8 kW. Na Tabela 5.69 mostram-se os resultados de balanceamento de fases simulado.

Tabela 5.69. Resultados de comutação de UCs- Fuzzy

Fase A		Fase B		Fase C	
UC	KW	UC	KW	UC	KW
1		21	0,6	21	0,5
2	2,3	22	0,1	37	0,1
3	1,6	23	0,6	38	1,3
4	1,2	24	1,0	24	0,8
5	1,0	5	0,6	39	0,2
6	1,8	25	0,1	40	0,6
7	1,8	26	0,1	41	0,1
8	1,5	27	1,5	42	0,1
9	0,7	9	0,5	9	0,2
10		28	1,7	43	1,8
11		29	1,0	44	0,1
12		30	1,2	45	0,6
13		31	1,5	46	0,1
14	2,5	32	0,1	47	1,6
15	2,4	33	0,1	48	0,5
16	2,7	34	0,1	49	1,4
17	1,0	17	1,0	17	0,5
18	0,5	35	1,7	50	0,2
19		36	2,5	51	1,0
20	1,0	20	1,0	20	0,3
		1	2,0	10	2,5
				19	1,5
				11	2
				12	0,2
				13	1,8
FA	22,00	FB	19,00	FC	20,00

A Tabela 5.70 mostra o efeito de transferência de carga nas fases do circuito em avaliação, apresentando como resultado desse processo de BF, as novas potências nominais, tensão e correntes em cada fase, bem como a corrente de neutro.

Tabela 5.70. Desempenho de S,V, I e IN – cenário sistema Fuzzy

	Fase A	Fase B	Fase C
S(VA)	23.443,76 \angle 20,21°	20.693,96 \angle 23,34°	22.184,68 \angle 25,64°
V(V)	127,00 \angle 0,00°	127,00 \angle -120,00°	127,00 \angle 120,00°
I(A)	61,53 \angle 20,21°	54,31 \angle 143,34°	58,22 \angle -94,35°
IN (A)	10,68 \angle -24,16°		

c) Método Fuzzy-T e CBF1

Pelos resultados atingidos na simulação do ADC, tanto pelo método da referência bibliográfica o sistema Fuzzy-T com ajuste de erro médio (indicado na Tabela 5.8) e o ATC com ajuste de erro médio, mostrado na Tabela 5.9 (que o denominaremos CBF1), nota-se que os parâmetros de ambos os métodos, ilustrados na Tabela 5.71 são similares no desempenho de ambos. Assim, realizamos a simulação de balanceamento de fases para os dois métodos com a aplicação do ASC, considerando-se a mesma referência de balanceamento de fases, conforme é mostrado a seguir.

Tabela 5.71. Parâmetros de balanceamento de fases: Fuzzy-T e CBF1

Cenário	Fase A (kW)	Fase B (kW)	Fase C (kW)	DMC (kW)	I _N (A)
Circuito Original	32	17	12	13,33	51,47
Fuzzy-T	20	21	20	0,67	3,19
CBF1	20	21	20	0,67	3,19

Neste caso, simulamos, seguindo o diagnóstico de transferência de carga do ATC de compensar a fase com maior desbalanceamento (12kW), a fase A. Assim, 12 kW foram retirados na fase A, 4 kW adicionados na fase B e, 8 kW foram adicionados na fase C. Gerando a distribuição de carga balanceada, conforme verifica-se em ambos os métodos, na Tabela 5.68: 20 kW na fase A, 21 kW na fase B e, 20 kW na fase C.

Para realizar a transferência de carga indicada em cada fase, e atingir a distribuição desejada (20kW-21kW-20kW), foi usada a matriz de comutação (Tabela 5.64), para encontrar a melhor sequência de comutação de UCs que retirem 12 kW da fase A, e adicionem 4 kW na fase B e, adicionem 8 kW na fase C. A Tabela 5.72 mostra o resultado de BF simulado para a transferência de carga nas fases, obtidas pelos sistemas Fuzzy-T e sistema CBF1.

Notando-se a comutação de sete UCs monofásicas da fase A: UC 10 (2,5 kW), UC 19 (1,5 kW), UC 2 (2,3 kW), UC 14 (2,5 kW), UC 16 (2,7 kW) e UC 18 (0,5 kW) somando no total os 12 kW para subtração na fase A. Sendo transferidas duas UCs para fase B (em azul e suas cargas em vermelho): UC1 e UC 19 adicionando-se 4 kW; e quatro UCs para a fase C (em azul e suas cargas em vermelho): UC2, UC 14, UC 16 e UC 18, adicionando-se 8 kW.

Tabela 5.72. Resultados de comutação de UCs- Fuzzy-T e CBF1

Fase A		Fase B		Fase C	
UC	kW	UC	KW	UC	KW
1	2,0	21	0,6	21	0,5
2		22	0,1	37	0,1
3	1,6	23	0,6	38	1,3
4	1,2	24	1,0	24	0,8
5	1,0	5	0,6	39	0,2
6	1,8	25	0,1	40	0,6
7	1,8	26	0,1	41	0,1
8	1,5	27	1,5	42	0,1
9	0,7	9	0,5	9	0,2
10		28	1,7	43	1,8
11	2,0	29	1,0	44	0,1
12	0,2	30	1,2	45	0,6
13	1,8	31	1,5	46	0,1
14		32	0,1	47	1,6
15	2,4	33	0,1	48	0,5
16		34	0,1	49	1,4
17	1,0	17	1,0	17	0,5
18		35	1,7	50	0,2
19		36	2,5	51	1,0
20	1,0	20	1,0	20	0,3
		10	2,5	2	2,3
		19	1,5	14	2,5
				16	2,7
				18	0,5

FA	20,00	FB	21,00	FC	20,00
----	-------	----	-------	----	-------

A Tabela 5.73 mostra o efeito de transferência de carga nas fases do circuito em avaliação, apresentando como resultado desse processo de BF, as novas potências nominais, tensões e correntes em cada fase, bem como a corrente de neutro.

Tabela 5.73. Desempenho de S, V, I e IN – cenário Fuzzy-T e CBF1

	Fase A	Fase B	Fase C
S(VA)	21.503,72 \angle 21,55°	23.007,82 \angle 24,11°	21.770,62 \angle 23,26°
V(V)	127,00 \angle 0,00°	127,00 \angle -120,00°	127,00 \angle 120,00°
I(A)	56,44 \angle 21,55°	60,38 \angle 144,11°	57,14 \angle -96,73°
IN (A)	3,19 \angle -168,90°		

d) Método CBF2

Em virtude da solução encontrada, com resultados similares atingidos pelo sistema Fuzzy-T e o CBF1, foi realizada uma nova simulação, tendo-se como referência as faixas de transferência de carga do CBF1 (ATC). Obtendo-se uma nova combinação de seleção de UCs como resultado do ASC (CBF2), conforme se ilustra na Tabela 5.74. A seguir mostra-se na Tabela 5.75 os resultados do novo balanceamento de cargas simulado.

Tabela 5.74. Parâmetros de balanceamento de fases: CBF-2

	Fase A	Fase B	Fase C
Carga original (kW)	32	17	12
Transferência de carga ATC (kW)	20	21	20
Transferência de carga ASC (CBF-2) (kW)	19,8	20	20
BF (kW)	-12,2	3	8

Tabela 5.75. Resultados de comutação de UCs- CBF2

Fase A		Fase B		Fase C	
UC	KW	UC	KW	UC	KW
1	2,0	21	0,6	21	0,5
2		22	0,1	37	0,1
3	1,6	23	0,6	38	1,3
4		24	1,0	24	0,8
5	1,0	5	0,6	39	0,2
6	1,8	25	0,1	40	0,6
7	1,8	26	0,1	41	0,1
8		27	1,5	42	0,1
9	0,7	9	0,5	9	0,2
10	2,5	28	1,7	43	1,8
11	2,0	29	1,0	44	0,1
12	0,2	30	1,2	45	0,6
13	1,8	31	1,5	46	0,1
14		32	0,1	47	1,6
15	2,4	33	0,1	48	0,5
16		34	0,1	49	1,4
17	1,0	17	1,0	17	0,5
18		35	1,7	50	0,2
19		36	2,5	51	1,0
20	1,0	20	1,0	20	0,3
		8	1,5	2	2,3
		19	1,5	14	2,5
				16	2,7
				18	0,5

FA	19,80	FB	20,00	FC	20,00
----	-------	----	-------	----	-------

Para realizar a transferência de carga indicada em cada fase, e atingir a distribuição desejada (19,8 kW-20kW-20kW), foi usada também a matriz de comutação (Tabela 5.64) para encontrar a melhor sequência de comutação de UCs que retirem 12,2 kW da fase A, e adicionem 3 kW na fase B e, adicionem 8 kW na fase C, como se registra na Tabela 5.74.

Observa-se, a comutação de também sete UCs monofásicas da fase A: UC 8 (1,5 kW), UC 19 (1,5 kW), UC 2 (2,3 kW), UC 14 (2,5 kW), UC 16 (2,7 kW) e UC 18 (0,5 kW) e a UC 4 (1,2 kW) somando no total os 12,2 kW para subtração na fase A. Sendo transferidas duas UCs para fase B (em azul e suas cargas em vermelho): UC 8 e UC 19 adicionando-se 3 kW; e quatro UCs para a fase C (em azul e suas cargas em vermelho): UC2, UC 14, UC 16 e UC 18, adicionando-se 8 kW e finalmente, comutando-se a UC 4 na situação hipotética de religar a mesma para outro circuito de BT (por divisão de circuito).

A Tabela 5.76 mostra o efeito de transferência de carga nas fases do circuito em avaliação, apresentando-se como resultado desse processo de BF, as novas potências nominais, tensões e correntes em cada fase, bem como a corrente de neutro.

Tabela 5.76. Desempenho de S, V, I e IN – cenário CBF2

	Fase A	Fase B	Fase C
S(VA)	20.967,83 \angle 19,21°	22.098,87 \angle 25,17°	21.770,62 \angle 23,26°
V(V)	127,00 \angle 0,00°	127,00 \angle -120,00°	127,00 \angle 120,00°
I(A)	55,03 \angle 19,21°	58,00 \angle 145,17°	57,14 \angle -96,73°
IN (A)	5,98 \angle -113,03°		

a) Método CBF3

Complementarmente, foi realizada uma nova simulação, tendo-se como referência ainda as faixas de transferência de carga do CBF1 (ATC). Obtendo-se uma nova combinação de seleção de UCs como novo resultado do ASC (CBF3), conforme se ilustra na Tabela 5.77.

Tabela 5.77. Parâmetros de balanceamento de fases: CBF3

	Fase A	Fase B	Fase C
Carga original (kW)	32	17	12
Transferência de carga ATC (kW)	20	21	20
Transferência de carga ASC (CBF-3) (kW)	20	20	20
BF (kW)	-12	-1	4

Para realizar a transferência de carga indicada em cada fase, e atingir a distribuição desejada (20 kW-20kW-20kW), foi usada a Tabela 5.63 (ADC em todas as UCs por fases).

Assim, foi simulada uma nova sequência de comutação de UCs que retirem 12 kW da fase A, e adicionem 4 kW e retirem também 1 kW na fase B e, adicionem 8 kW na fase C, conforme se mostra a seguir nos resultados de BF na Tabela 5.78.

Tabela 5.78. Resultados de comutação de UCs- CBF3

Fase A		Fase B		Fase C	
UC	KW	UC	KW	UC	KW
1	2,0	21	0,6	21	0,5
2		22	0,1	37	0,1
3	1,6	23	0,6	38	1,3
4	1,2	24	1,0	24	0,8
5	1,0	5	0,6	39	0,2
6	1,8	25	0,1	40	0,6
7	1,8	26	0,1	41	0,1
8	1,5	27	1,5	42	0,1
9	0,7	9	0,5	9	0,2
10		28	1,7	43	1,8
11	2,0	29		44	0,1
12	0,2	30	1,2	45	0,6
13	1,8	31	1,5	46	0,1
14		32	0,1	47	1,6
15	2,4	33	0,1	48	0,5
16		34	0,1	49	1,4
17	1,0	17	1,0	17	0,5
18		35	1,7	50	0,2
19		36	2,5	51	1,0
20	1,0	20	1,0	20	0,3
		10	2,5	2	2,3
		19	1,5	14	2,5
				16	2,7
				18	0,5
FA	20,00	FB	20,00	FC	20,00

Observa-se, a comutação de seis UCs monofásicas da fase A: UC 10 (2,5 kW), UC 19 (1,5 kW), UC 2 (2,3 kW), UC 14 (2,5 kW), UC 16 (2,7 kW) e UC 18 (0,5 kW) somando no total os 12,2 kW para subtração na fase A; e a comutação da UC 29 (1,0 kW) da fase B.

As UCs para comutação da fase A, foram transferidas duas UCs para fase B (em azul e suas cargas em vermelho): UC 10 e UC 19 adicionando-se 4 kW; e quatro UCs para a fase C (em azul e suas cargas em vermelho): UC2, UC 14, UC 16 e UC 18, adicionando-se 8 kW. A UC para comutação da fase B, UC 29 foi retirada para a comutação, na situação hipotética de religar a mesma em outro circuito de BT (por divisão de circuito).

A Tabela 5.79 mostra o efeito de transferência de carga nas fases do circuito em avaliação, apresentando-se como resultado desse processo de BF, as novas potências nominais, tensões e correntes em cada fase, bem como a corrente de neutro.

Tabela 5.79. Desempenho de S, V, I e IN – cenário CBF3

	Fase A	Fase B	Fase C
S(VA)	21.503,72 \angle 21,55°	22.014,54 \angle 24,70°	21.770,62 \angle 23,26°
V(V)	127,00 \angle 0,00°	127,00 \angle -120,00°	127,00 \angle 120,00°
I(A)	56,44 \angle 21,55°	57,78 \angle 116,02°	57,14 \angle -96,73°
IN (A)	2,95 \angle -117,45°		

5.5. TESTES COMPARATIVOS DO SISTEMA CBF-T

Para uma validação comparativa, realizamos a aplicação dos métodos aplicados acima dos dados experimentais do circuito em avaliação: método legado, método Fuzzy, método Fuzzy-T com ajuste de erro médio, método CBF1, método CBF-2, e método CBF3, conforme se mostra em detalhes na Tabela 5.80.

Tabela 5.80. Avaliação Comparativa do sistema CBF

Parâmetro	Original	Legado	Fuzzy	Fuzzy-T	CBF1	CBF2	CBF3
FA (kW)	32	25	22	20	20	19,8	20
FB (kW)	17	12	19	21	21	20	20
FC (kW)	12	24	20	20	20	20	20
IN (A)	51,47	38,55	10,68	3,19	3,19	5,98	2,95
DMC (kW)	13,33	8,67	2,00	0,67	0,67	0,13	0,00

Pode ser observado de forma comparativa, o desempenho que cada método simulado obteve como resultado, na transferência de carga nas fases, na corrente de neutro (IN) e desbalanceamento médio entre as fases (DMC).

Assim, nota-se que o balanceamento de fases do sistema legado, forneceu a distribuição de carga de 25 kW na fase A, 12 kW na fase B, e 24 kW na fase C. Registrando-se uma corrente de neutro de 38,55 A, ou seja, tendo-se diminuição em torno de 25,11 % e um DMC de 8,67, isto é redução de aproximadamente 34,96%.

O método Fuzzy, atingiu a distribuição de carga de 22 kW na fase A, de 19 kW na fase B e 20 kW na fase C. Obtendo-se uma corrente de neutro de 10,68 A, ou seja, uma redução em torno de 79,26%, e um DMC de 2, isto é uma redução de aproximadamente 84,62%.

Os métodos Fuzzy-T e CBF1, obtiverem os mesmos valores de distribuição de carga entre as fases do circuito de BT, tendo-se 20 kW na fase A, 21 kW na fase B e 20 kW na fase C. Registrando-se uma corrente de neutro de 3,19 A, ou seja, uma redução em torno de 93,81%, e um DMC de 0,67, isto é, uma redução de aproximadamente 94,97%.

Por outro lado, o método CBF2, permitiu a distribuição de 19,8 kW na fase A, 20 kW na fase B e 20 kW na fase C. Obtendo-se uma corrente de neutro de 5,98 A, ou seja, uma redução de 88,39%, índice ligeiramente menor que o valor obtido pelos métodos Fuzzy-T e CBF1. Foi registrado também um DMC de 0,13, isto é, uma redução de aproximadamente 99,025%.

Finalmente, o método CBF3, conseguiu a distribuição de 20 kW na fase A, 20 kW na fase B e 20 kW na fase C, respectivamente. Obtendo-se uma corrente de neutro de 2,95 A, ou seja, uma redução de 94,26%, que representa o melhor índice de redução de corrente de neutro obtido em comparação com os demais métodos simulados. Também, foi registrado um DMC de 0,00, isto é, uma redução de 100%, que representa o melhor índice de redução de desbalanceamento médio de carga entre as fases.

A Figura 5.22 ilustra os resultados de transferência de carga distribuído entre as fases. Indicando-se o desempenho que cada método obteve na sua simulação.

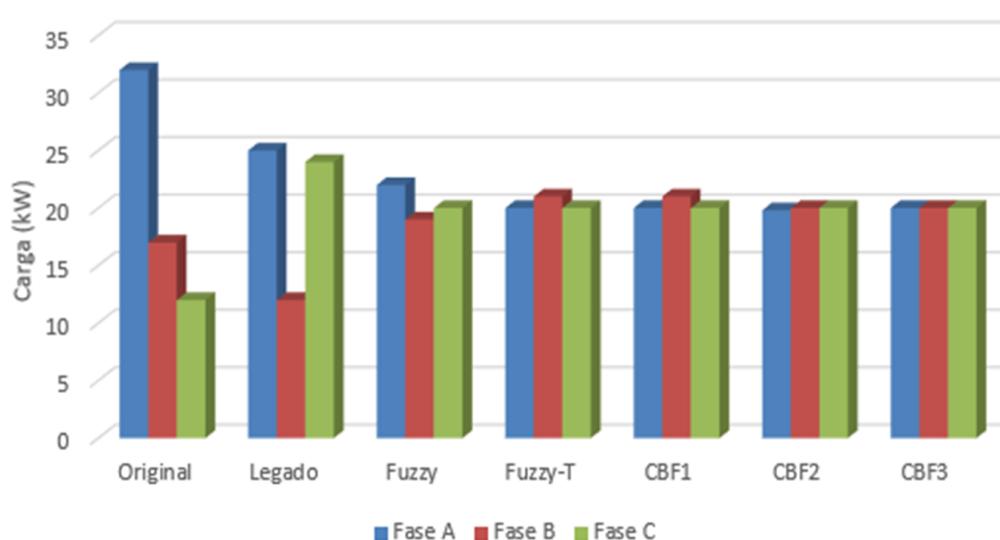


Figura 5.22. Distribuição de carga nas fases do circuito de BT.

Fonte: Autor

Pelos resultados obtidos, verificou-se que as três modalidades de combinação do sistema proposto: CBF1, CBF2 e CBF3 apresentaram os melhores desempenhos de transferência de carga em cada fase, e menor índice de corrente de neutro, e de DMC, conforme pode se observar em detalhes na Figura 5.23.

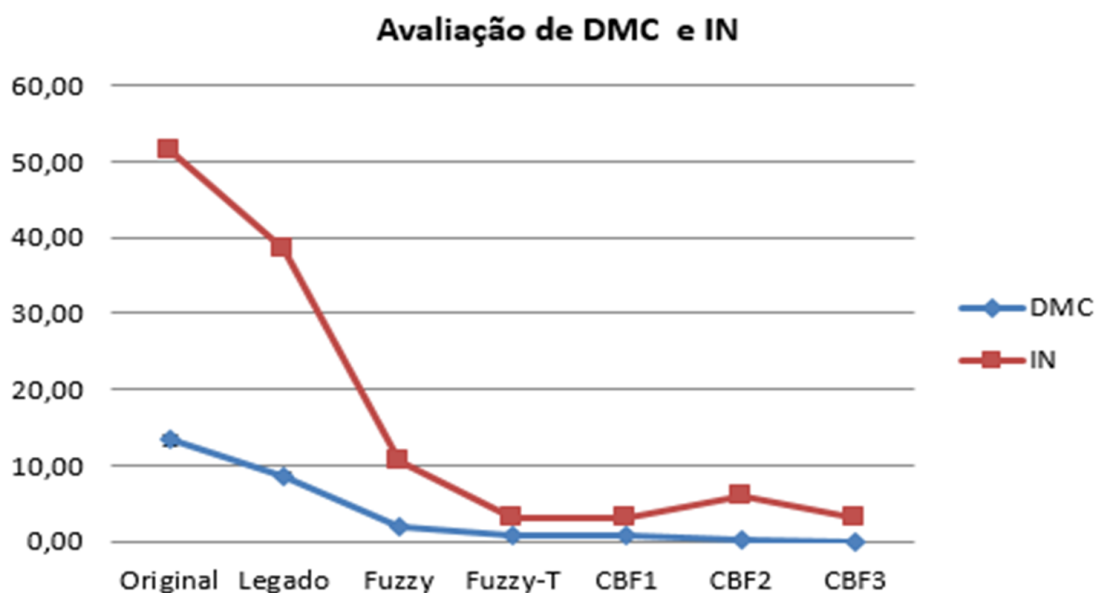


Figura 5.23. Desempenho de DMC e IN.

Fonte: Autor.

Nota-se mais uma vez de forma detalhada que o método CBF1 atingiu resultado semelhante que o método Fuzzy-T, o que valida a eficiência do método, em relação ao estado da arte. Para ambas as simulações de comutação, foram aplicados os resultados do ASC, para assim atingir os valores de carga indicadas para transferência em cada fase.

Observa-se também, que tanto as modalidades CBF2 e CBF3 tem distribuições de BF bastante homogêneas e com excelentes resultados, em função do DMC, 0,13 kW e 0 kW, respectivamente. Apresentando correntes de Neutro IN igual a 5,98 A e 2,95 A.

Portanto, percebe-se que o sistema proposto, oferece modalidades de combinação, em função dos arranjos de comutação que podem ser gerados a partir da avaliação se seleção de comutação no ASC. Assim, por exemplo a solução “CBF2” tem um desempenho excelente em DMC comparado com a solução “CBF1”, mas é necessário que para sua implementação a UC 4, com 1,2 kW, seja remanejada para outro circuito de BT. Neste caso, a solução “CBF3” oferece a melhor opção de BF para as fases de BT do circuito avaliado. Porém, se torna uma solução que também não é resolvida pela combinação de seleção de UCs do ASC, mas com o remanejamento da UC 29 da fase B com 1 kW, para outro circuito de BT.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta seção são apresentadas as conclusões do trabalho, bem como as sugestões de trabalhos futuros de pesquisa.

CONCLUSÕES

Foi proposto neste trabalho o desenvolvimento de um sistema de controle de balanceamento de fases a partir da modelagem em redes de Petri hierárquicas, com a finalidade de automatizar integralmente o seu fluxo de operações. O mesmo conformará a arquitetura de um sistema alternativo local de controle em redes legadas de BT, e em micro-redes urbanas.

O sistema é denominado Controlador de Balanceamento de Fases do Transformador (CBF-T) e, é composto por um conjunto de algoritmos combinados distribuídos em quatro etapas: o algoritmo de transferência de carga (ATC), o algoritmo de diagnóstico de consumo (ADC), o algoritmo de previsão de consumo (APC) e, o algoritmo de seleção de consumo (ASC).

Considerações Finais

Foi realizada a modelagem em redes de Petri hierárquicas integrando o sistema proposto com a rede legada de BT, e sua interface com sistema de controle para Micro-redes (CCMG) e os algoritmos do sistema CBF-T, representadas numa rede principal, rede hierárquica e em sub-redes inferiores. Usando-se macro- lugares especiais com lugar de entrada, saída e lugar de sub-rede, para representar o início da estratificação de uma rede em camadas inferiores. Para a hierarquização das redes foi usado o método de substituição de limitação por lugar (SLL), cujo borda é denotada por transições de entrada e saída.

Através, da simulação das RP foi validado o *workflow* de automação de balanceamento de fases, sem a evidencia de conflitos, paradas parciais ou *deadlocks* nas mesmas. Também, foi verificada a vivacidade e limitação das RP, bem como a obtenção do fluxo melhorado de automação de processos de BF, via os invariantes de lugar de cada RP, verificando-se entre as redes, a propagação de hierarquia no *workflow* integrado de automação dos processos. Complementarmente foi também validada a alcançabilidade dos estados de cada rede e sub-rede, notando-se também a propagação de hierarquia entre as redes, garantindo-se a transmissão do fluxo de automação de processos de forma integrada e local.

Cada algoritmo combinado teve seu desenvolvimento como RP hierárquica inferior. Tendo sido desenvolvidas para cada uma delas uma sub-rede. Sendo implementadas as inferências Fuzzy Mamdani do ATC, ADC e ASC, respectivamente, bem como o sistema de previsão de consumo do APC. Testes de simulação em cada rede, validaram cada um dos *workflows* específicos, não sendo registrados conflitos, paradas ou *deadlocks*. A validação do *workflow* e verificação das propriedades das RP superiores e inferiores permitiram desenvolver as bases dos algoritmos combinados do sistema proposto, bem como a sua respectiva arquitetura e fluxograma de operações específicas.

Portanto, com base nos resultados obtidos e na validação realizada do modelo proposto, podemos concluir que se torna viável, acoplar o sistema CBF-T, dentro da atual estrutura do sistema legado de BT e nas microgrids urbanas, como elemento de retrofitting da automação de processos de balanceamento de fases, garantindo-se a integração de comunicação controle e automação em todos os níveis hierárquicos de operação do sistema de distribuição de energia elétrica de baixa tensão.

Considerações Finais

Por outro lado, foi realizada a simulação de cada um dos algoritmos do sistema proposto, para validar a eficiência e funcionalidade do modelo desenvolvido em redes de Petri. Foi realizado, um estudo de caso encima de um circuito de BT da rede legada de Manaus, da concessionária local da cidade de Manaus. Tomando-se os dados de consumo de carga das fases do circuito, relacionados ao mês de setembro de 2015. Também foram usados os dados de consumo de energia, variação de energia, incidência de temperatura e variação de corrente, das UCs do circuito. Sendo empregadas para a simulação dos três tipos de UCs (monofásicas, bifásicas e trifásicas), com 51 UCs.

Primeiramente, foi simulado o algoritmo de transferência de carga (ATC) em função de uma entrada e saída e das suas regras de inferência na forma de um sistema Fuzzy-*Mamdani*. Nessa implementação foi simulado o modelo com conjuntos de pertinência extremos trapezoidais, e a mesma atingiu uma transferência de carga de 12 kW na fase A, 4 kW na fase B e, 8kW na fase C, similar ao obtido pelo método de balanceamento de fases Fuzzy-T (indicado pela literatura), de entradas triangulares.

Também foi simulada a inferência Fuzzy *Mamdani* do algoritmo de diagnóstico de consumo (ADC), com quatro entradas e uma saída, cujo resultado foram as margens de concentração de carga permitidas em cada estado de consumo de energia nas UCs, cujo resultado aplica-se no resultado do APC, ou seja, nos estados futuros de consumo de energia para os meses de 2015, obtendo-se a matriz de consumo futuro em cada UC do circuito de BT em avaliação, que permite um processo seleção preciso para estabelecer a avaliação de comutação de uma UC.

Analogamente, foi simulado o algoritmo de previsão de consumo de energia (APC) baseado em cadeias de *Markov*, para cada fase de ligação das UCs do circuito de BT. Obtendo-se como resultado a previsão dos estados discretos de consumo mensal para o ano de 2015. Permitindo avaliar, o estado futuro de consumo (EFE) de um mês específico, e a média dos estados futuros de consumo (MEFE) de três meses à frente do mês específico de avaliação, como parâmetros complementares de seleção para comutação de UCs.

Complementarmente, foi também simulado o algoritmo de seleção de comutação (ASC) como um sistema Fuzzy *Mamdani*, com três entradas que permitiram avaliar a inferência,

Considerações Finais

entre o estado futuro de consumo de energia, a média dos estados de consumo futuro de energia, e os resultados da margem de concentração de carga (MCP). Permitindo-se assim, obter uma combinação ótima de seleção de UCs habilitadas pela matriz de consumo futuro para comutar. O resultado indicou a situação final de comutação ou não comutação de cada UC das fases do circuito de BT.

A simulação do sistema proposto, foi comparado com outros métodos de balanceamento de fases: o método legado, método Fuzzy, método Fuzzy-T, e três variantes do sistema proposto: CBF1, CBF2 e CBF3, respectivamente. Obtendo-se de forma satisfatória, a validação com bom desempenho das três modalidades do sistema proposto, em função do desbalanceamento médio de carga (DMC) e da corrente de Neutro, em comparação com os demais métodos. De forma particular, foi observado que o método Fuzzy-T teve o mesmo desempenho que o método CBF1, na distribuição de carga para balanceamento de fases, tendo sido aplicado o ASC em ambos os casos, para a simulação de seleção de comutação de UCs. Ambos os métodos forneceram o mesmo valor para a corrente de Neutro e DMC.

Com a validação do sistema proposto, concluímos que foi validada um sistema de balanceamento de fases para a rede legada de BT, cujo fluxograma de processos, obedece ao fluxo de operações automatizadas ótimas e confiáveis.

Garantindo-se dessa forma, a integração e propagação de hierarquia entre os sistemas principais e subsistemas relacionados com o sistema proposto, a rede secundária legada e o sistema de controle para micro-redes urbanas (CCMG), bem como a eficiência dos algoritmos propostos, garantindo a distribuição homogênea de carga entre as fases da rede secundária, a diminuição da corrente de neutro e o menor índice de desbalanceamento médio de carga entre as fases de BT.

Como trabalhos futuros propomos, o desenvolvimento do modelo em redes de Petri hierárquicas temporizadas do sistema proposto, integrando o sistema de controle desenvolvido, com o sistema de controle coordenado para várias fontes de geração distribuída de microgrids.

Considerações Finais

Esse modelo pode contar com a inserção de transições temporizadas com intervalos de tempo fixo, para emular de forma dinâmica o fluxo de processos de automação para o balanceamento de fases do circuito ou da microgrid urbana.

Recomendamos também, a avaliação comparativa com outros métodos para o processo de previsão de consumo de energia via redes neurais, com a finalidade de aumentar a eficiência da previsão dos estados futuros de energia; bem como a aplicação de outros métodos de seleção de comutação via algoritmos genéticos para a obtenção eficiente e ótima da melhor matriz de comutação de UCs para o balanceamento de fases.

Finalmente, recomendamos a implementação física do sistema de controle proposto, ou seja, dos algoritmos combinados em sistema embarcados para testar sua exequibilidade, eficiência e robustez de forma experimental, na modalidade de sistema de controle local de balanceamento de fases em circuitos da rede legada de BT, ou como dispositivo alternativo do controle coordenado de injeção de microgrids urbanas. Observando-se, que se poderá ter com isso, a vantagem de implementar “in loco”, outros métodos de inteligência computacional para serem testadas com o sistema proposto.

III. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMADA J.B., LEÃO R.P.S., SAMPAIO R.F., BARROSO G.C (2016). “A centralized and heuristic approach for energy management of an AC microgrid”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 60, pp.1396-1404.
- BEAN N.G., O'REILLY M., SARGISON J (2010). “A Stochastic Fluid Flow Model of the Operation and Maintenance of Power Generation Systems”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol,25, N° 3, pp.1361-1374.
- BRACCO, S., BRIGNONE, M., DELFINO F., PROCOPIO, R (2015). " An energy management system for the savona campus smart polygeneration microgrid". *IEEE Systems Journal*, Vol, 11, N° 3, pp.1799-1809.
- BENZI F., ANGLANI N., BASSI E., FRASINI L (2011). “Electricity Smart Meters Interfacing the Households”. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 58, N° 10, pp. 4487–4494.
- CATTERSON V.M., DAVIDSON S.D., McARTHUR D.J (2011). “Embedded Intelligence for Electrical Network Operation and Control”. *IEEE Transactions on Intelligent Systems*. Vol.26, N°. 2, pp. 38 - 45.
- CHEN, Y., MENGGI H (2016). “Balancing collective and individual interests in transactive energy management of interconnected micro-grid clusters”. *Energy* 109 (2016): 1075-1085.
- CIVANLAR S., GRAINGER J.J., YIN H., LEE SSH (1988). “Distribution Feeder Reconfiguration For Loss Reduction”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol, 3, N° 3, pp.1217-1223.
- de OLIVEIRA, H (2010). “Probabilidade e Processos Estocásticos”, parte 4, pp. 380-472. UFPE, Recife, Brasil.
- De SOUZA B.A., DE ALMEIDA A.M. F (2010). “Multiobjective Optimization and Fuzzy Logic Applied to Planning of the Volt/Var Problem in Distribution System”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol,25,N° 3, pp. 1274-1281.
- DOMINGUEZ M., FUERTES J.J., ALONSO S., PRADA M.A., MORÁN A., BARRIENTOS P (2013). “Power monitoring system for university buildings: Architecture and advanced analysis tools”. *Energy and Buildings*, Elsevier, Vol, 59, pp. 152–160.
- DONG H., YUAN S., HAN Z., CAI Z., JIA G., GE Y (2018). “A Comprehensive Strategy for Accurate Reactive Power Distribution, Stability Improvement, and Harmonic Suppression of Multi-Inverter-Based Micro-Grid”. *Energies*, Vol.11, N°4, p.745.
- EL-HENDAWI M., GABBAR H., EL-SAADY G., IBRAHIM E.N (2018). “Control and EMS of a grid-connected microgrid with economical analysis. *Energies*”, Vol. 11, N°1, p.129.

- EPRI (2008). “The Green Grid - Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid”. EPRI Project Manager. Technical Update, pp. 1-64.
- ETP (2012). “Strategic Research Agenda for Europe’s Electricity Networks of the Future”. SmartGrids Strategic Research Agenda (SRA) for RD&D needs towards 2035 SmartGrids SRA 2035.European Technology Platform Smart Grids, pp. 1-74.
- EVANGELOPOULOS V.A., GORGILAKIS P. S., HATZIARGYRIOU N.D (2016). "Optimal operation of smart distribution networks: A review of models, methods and future research." *Electric Power Systems Research* Vol. 140, pp. 95-106.
- FAIZ J., SIAHKOLAH B (2008). “Implementation of a low-power electronic tap-changer in transformers”. *IET Electric Power Applications*, Vol,2, N°6,pp. 362-373.
- FREIRE L.M., NEVES E.M.A., TSUNECIRO L.I., CAPETTA D (2011). “Perspectives of Smart Grid in the Brazilian Electricity Market”. Proc. in IEEE-PES ISGT Latin America 2011, pp. 1-4.
- GOMES R.C.S., DA COSTA C.T., SILVA J.R., SICCHAR J.R. (2019). “SmartLVGrid Platform – Convergence of Legacy Low - Voltage Circuits toward the Smart Grid Paradigm”. *Energies*, Vol 12, N° 13, pp. 2590.
- GOMES R.C.S., DA COSTA C.T., SILVA J.R., DA SILVA P.R.N (2017). “Automation meta-system applied to smart grid convergence of low voltage distribution legacy grids”. In Proc, in the 2017 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), pp. 400-413.
- GOMES, R., PRINTES, A., RAMOS C (2010). “Proposta de Sistema com Arquitetura para Implementação de uma Smart Grid na Rede de Distribuição em Baixa Tensão”. *Inteligência Computacional Aplicada a Sistemas Elétricos*, Proc. in SBSE 2010, pp.1-6.
- GOMES R.C., SILVA, I.S., RAMOS C., RESTON J.C.F., RODRIGUES E (2006). “Unidad de Gerencia de Energía Eléctrica Centrada – UGEC”. Proc. in FIE'06, Vol,1. pp. 62-67.
- GOYAL M., GHOSH A (2016). “Microgrids interconnection to support mutually during any contingency”. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Vol. 6, pp.100-108.
- HEINER M., DEUSSEN P., SPRANGER J (1999). “A case study in design and verification of manufacturing system control software with hierarchical Petri nets”. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, Vol. 15, N°2, pp.139-152.
- HOSSEINIMEHR T., GHOSH A., SHAHNIA F (2017). “Cooperative control of battery energy storage systems in microgrids”. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 87, pp.109-120.
- HOSSEINZADEH M., SALMASI F.R (2016). “Fault-tolerant supervisory controller for a hybrid AC/DC micro-grid”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9 N° 4, pp.2809-2823.

- HOSSEINZADEH M., SALMASI F.R (2015). “Robust optimal power management system for a hybrid AC/DC micro-grid”. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 6, N°3, pp.675-687.
- HUANG Y., MAO S., NELMS R.M (2014). “Smooth scheduling for electricity distribution in the smart grid”. IEEE Systems Journal, Vol. 9 N° 3, pp.966-977.
- JONES K.B., BARTELL S.J., NUGENT D., HART J., SHRESTA A (2013). “The urban microgrid: Smart legal and regulatory policies to support electric grid resiliency and climate mitigation”. Fordham Urb. LJ, 41, p.1695.
- JIANG B., FEI Y (2015). “Smart Home in Smart Microgrid: A Cost-Effective Energy Ecosystem with Intelligent Hierarchical Agents”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol 6, N° 1, pp.03-13.
- KANCHEV H., LU D., COLAS F., LAZAROV V., FRANCOIS B (2011). “Energy management and operational planning of a microgrid with a PV- based active generator for Smart Grid Applications”. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, N°10, pp. 4583-4592.
- KANTAMNENI A., BROWN L.E., PARKER G., WEAVER W.W (2015). “Survey of multi-agent systems for microgrid control”. Engineering applications of artificial intelligence, Vol 45, pp.192-203.
- KAUR A., KAUSHAL J., BASAK P (2016). “A review on microgrid central controller”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 55, pp.338-345.
- KHAN A.A., NAEEM M., IQBAL M., QAISAR S., ANPALAGAN A (2016a). “A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 58, pp.1664-1683.
- KHAN M.R.B., JIDIN R., PASUPULETI J (2016b). “Multi-agent based distributed control architecture for microgrid energy management and optimization”. Energy Conversion and Management, Vol. 112, pp.288-307.
- KYRIAKARAKOS G., DOUNIS A.I., ARVANITIS K.G., PAPADAKIS G (2012). “A fuzzy cognitive maps–petri nets energy management system for autonomous polygeneration microgrids”. Applied Soft Computing, Vol. 12, N°12, pp.3785-3797.
- KUZLU M., PIPATTANASOMPORN M., RAHMAN S (2012). “Hardware Demonstration of a Home Energy Management System for Demand Response Applications”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol, 3, N° 4, pp.1704- 1711.
- LEE J., JUNG D-K., KIM Y., LEE Y-W., KIM, Y-M (2010). “Smart Grid solutions, services, and business models focused on Telco”. Proc. in 2010 IEEE/IFIP Network Operations and Management Symposium Workshops (NOMS Wksps), pp.323–326.
- LEE J-S., HSU P-L (2004). “Design and Implementation of the SNMP Agents for Remote Monitoring and Control via UML and Petri Nets”. IEEE Transactions on Control Systems Technology, Vol. 12, N° 2, pp. 293-302.

- LI Z., ZHOU M., WU N., HUANG Y.S (2018). “Special Issue on Modeling, Simulation, Operation and Control of Discrete Event Systems”. Multidisciplinary Digital Publishing Institute. Vol. 202.
- LI K., SU HONGYE S., CHU J (2011). “Forecasting building energy consumption using neural networks and hybrid neuro-fuzzy system: A comparative study”. *Energy and Buildings*, Elsevier, Vol, 43, pp. 2893–2899.
- LI F., QUIAO W., SUN H., WAN H., WANG J., XIA Y., XU Z., ZHANG P (2010). “Smart Transmission Grid: Vision and Framework”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol, 1, N°2, pp. 168-177.
- LIGHTNER E.M., WIDERGRON S.E (2010). “An Orderly Transition to a Transformed Electricity System”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol,1, N°1, pp. 3-10.
- LYU Z., WEI Q., ZHANG Y., ZHAO J., MANLA E (2018). “Adaptive Virtual Impedance Droop Control Based on Consensus Control of Reactive Current”. *Energies*, Vol. 11 N°7, p.1801.
- MA T., WU J., NIU X (2017). “Reliability assessment indices and method for urban microgrid”. *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, Vol. 1, pp.837-840.
- MAHMOUD M.S., HUSSAIN S. A., ABIDO M. A (2014). “Modeling and control of microgrid: An overview”. *Journal of the Franklin Institute*, Vol. 351, N° 5, pp.2822-2859.
- MANSANI S., UDAYKUMAR R.Y (2016). “An optimal phase balancing technique for unbalanced three-phase secondary distribution systems”. *Proc in the 2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)*, pp. 1-6.
- MARIAM L., BASU M., CONLON M.F (2016). “Microgrid: Architecture, policy and future trends”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 64, pp.477-489.
- MARTIN-MARTÍNEZ F., SÁNCHEZ-MIRALLES A RIVIER M (2016). “A literature review of Microgrids: A functional layer based classification”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 62, pp.1133-1153.
- MEDINA J., MULLER N., ROYTELMAN J (2010). “Demand Response and Distribution Grid Operations: Opportunities and Challenges”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol.1,N° 2, pp. 193-198.
- MENG L., SANSEVERINO E.R., LUNA A., DRAGICEVIC T., VASQUEZ J.C., GUERRERO J.M (2016). “Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 60, pp.1263-1273.
- MLADJAO M.A.M., IKRAM E.A., ABDEL-MOUMEN D., MOHAMMED E.G (2016). “New Robust Energy Management Model for Interconnected Power Networks Using Petri Nets Approach”. *Smart Grid and Renewable Energy*, Vol. 7, N°11, pp.46-65.
- MORETTIN P.A., TOLOI C.M.C (2006). “Análise de Séries Temporais”, 2 Ed. Editora Blucher Cap I, São Paulo, SP, Brasil. ISBN 978-85212-0389-6.

- MOSLEHI, K KUMAR, R (2010). “A Reliability Perspective of the Smart Grid”. IEEE Trans. on Smart Grid, Vol. 1, N°1, pp. 57-63.
- MURATA T (1989). “Petri nets: Properties, analysis and applications”. Proceedings of the IEEE, Vol. 77, N° 4, pp.541-580.
- NEGRETE- PINCETIC M., NAYYAR A., POOLLA K., SALAH F., VARAIYA P (2016). “Rate-constrained energy services in electricity”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 9, N° 4, pp.2894-2907.
- NGUYEN, T.A., AND AIELLO M (2013). “Energy Intelligent buildings based on user activity: A survey”. Energy and Building, Elsevier, Vol.56, pp. 244- 257.
- NIST (2012). NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0.National Institute Standard and Technologies, pp.1-227.
- NUNNA H.K., SAKLANI A.M., SESETTI A., BATTULA S., DOOLLA S., SRINIVASAN D (2016). “Multi-agent based demand response management system for combined operation of smart microgrids”. Sustainable Energy, Grids and Networks, Vol. 6, pp.25-34.
- OLIVEIRA V.C., SICCHAR J.R., OLIVERA A., SILVA J.R (2012). “Automação e Ciência de Serviço Aplicado a Smart Grid”. Proc. in XIX CBA 2012, pp.1-6.
- OZTURK Y, K.,KUMAR R., LEE G (2013). “An Intelligent Home Energy Management System to Improve Demand Response”. IEEE Trans. on Smart Grid, Vol. 4, N°2, pp. 694-701.
- PATRAO I., FIGUERES E., GARCERÁ G., GONZÁLEZ-MEDINA R (2015). “Microgrid architectures for low voltage distributed generation”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 43, pp.415-424.
- POPOVA-ZEUGMANN, L (2013). “Time petri nets”. In Time and Petri Nets, pp. 31-137. Springer, Berlin, Heidelberg.
- QUESADA J., SEBASTIÁN R., CASTRO M., SAINZ J.A. (2014). “Control of inverters in a low voltage microgrid with distributed battery energy storage. Part I: Primary control”. Electric Power Systems Research, Vol. 114, pp.126-135.
- RAHIMI F., IPACKCHI A (2010). “Demand Response as Market Resource Under the Smart Grid Paradigm”. IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 1, N ° 1, pp, 82-88.
- REDDY K.S., KUMAR M., MALLICK T.K., SHARON H., LOKESWARAN S (2014). “A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 38, pp.180-192.
- ROLDÁN-BLAY C., ESCRIVÁ-ESCRIVÁ G., ALVAREZ-BEL C., ROLDÁN-PORTA C., RODRIGUEZ-GARCIA J (2013). “Upgrade of an artificial neural network prediction method for electrical consumption forecasting using an hourly temperature curve model”. Energy and Buildings, Elsevier, Vol, 60, pp. 38–46.

- SAFITRI N., SHAHNIYA F., MASOUM M.A (2016). “Coordination of single-phase rooftop PVs in unbalanced three-phase residential feeders for voltage profiles improvement”. Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering, Vol. 13 N°2, pp.77-90.
- SALMON A.Z.O (2017). “Modelagem e análise de requisitos de sistemas automatizados usando UML e Redes de Petri”. Doctoral dissertation, Universidade de São Paulo.
- SALMON A.Z.O., DEL FOYO P.M., SILVA, J.R (2014). “Verification of automated systems using invariants”. Proc. In the XX Brazilian Congress of Automation, pp. 3511-3518.
- SALMON A., SILVA J.R (2012). “Usando Invariantes na Análise dos Requisitos”. Proc. in XIX CBA 2012, pp.5316-5323.
- SHAHNIYA F., WOLFS J., GHOSH A (2014a). “Voltage Unbalance Reduction in Low Voltage Feeders by Dynamic Switching of Residential Customers Among Three Phases”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol, 5,N°3, pp.1318-1327.
- SHAHNIYA F., GHOSH A., LEDWICH G., ZARE F (2014b). “Voltage Unbalance Improvement in Low Voltage Residential with rooftop PVs using custom power devices”. Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, Vol, 55, pp.362-377.
- SHAHNIYA F., MAJUMDER R., GHOSH A., LEDWICH G., ZARE F (2011). “Voltage Imbalance Analysis in Residential Low Voltage Distribution Network with Rooftop PVs”. Electrical Power Energy Research, Elsevier, Vol, 81, pp.1805-1814.
- SHAHNIYA F., MAJUMDER R., GHOSH A., LEDWICH G., ZARE F (2010). “Sensitivity Analysis of Voltage Imbalance in Distribution Networks with Rooftop PVs”. Proc. in IEEE-Power and Energy Society General Meeting 2010, pp. 1-8.
- SHARIATZADEH F., ZAMORA R., SRIVASTAVA A.K (2011). “Real time implementation of microgrid reconfiguration”. Proc. in NAPS-2011, pp.1-6.
- SHARMA I., CANIZARES C., BHATTACHARYA K (2014). “Smart charging of PEVs penetrating into residential distribution systems”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, N° 3, pp.1196-1209.
- SHORT T. A (2013). “Advanced Metering for Phase Identification, Transformer Identification, and Secondary Modeling”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol,4,N°2, pp. 651-658.
- SICCHAR J., DA COSTA C., SILVA, J., OLIVEIRA R., OLIVEIRA W (2018). “A Load-Balance System Design of Microgrid Cluster Based on Hierarchical Petri Nets”. Energies, Vol., 11, N° 12, p.3245.
- SICCHAR J., DA COSTA C., SILVA J (2017). “Controlador local de balanceamento de carga para μ GRIDS”. Proc. in the XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI), Porto Alegre, Brazil, pp.1-4.
- SICCHAR J., DA COSTA C., SILVA J., FREITAS R.D (2015). “Gerenciamento de Consumo de Energia em Residências com Frame GCR”. Proc. XII SBAI, 1, pp.1-6.

- SICCHAR, J., DA COSTA, T. C. JR., SILVA, J.R., DE FREITAS, R (2014). “Algoritmo GCR para Unidades Consumidoras de Smart Grids de Baja Tensión”. Proc. in XVI CLCA 2014, pp.1-6.
- SICCHAR, J., DE FREITAS, R., SILVA, J.R., DA COSTA, T. C. JR., CAVALCANTE, M.I., GOMES, R.C (2013). “Inteligência HCR para Automação de Serviços em Smart Grids de Baixa Tensão”. Proc. in XI SBAI 2013, pp.1-6.
- SICCHAR, J. R., TAVARES C., OLIVEIRA A., SILVA J.R; PINA I.F., GOMES R.C. (2011). “Sistema Inteligente para Análise de Consumo de Energia Elétrica em Smart Grid de Baixa Tensão”. Proc. in X SBAI 2011, pp. 1- 6.
- SILVA J.M., SILVA J.R (2019). “A new hierarchical approach to requirement analysis of problems in automated planning”. Engineering Applications of Artificial Intelligence, Vol. 81, pp.373-386.
- SIIRTO O., HYVARINEN M., LOUKKALAHTI M., HAMALAINEN A., LEHTONEN M (2015). “Improving reliability in an urban network”. Electric Power Systems Research, Vol. 120, pp.47-55.
- SITI M. W., JIMOH A.A., NICOLAE D.V (2011). “Distribution network phase load balancing as a combinatorial optimization problem using fuzzy logic and Newton-Raphson”. Electric Power Systems, Elsevier, Vol, 22,Nº4, pp.1079-1087.
- SITI W., ADISA J., DAN N (2009). "Phase load balancing in the secondary distribution network using a fuzzy logic and a combinatorial optimization based on the newton raphson." Proc. In the International Conference on Intelligent Data Engineering and Automated Learning, pp. 92-100.
- SITI M. W., NICOLAE D.V., JIMOH A.A., UKIL A (2007). “Reconfiguration and Load Balancing in the LV and MV Distribution Networks for Optimal Performance”. IEEE Transaction on Power Delivery, Vol 22, Nº4, pp.2534-2540.
- STEPHEN B., ISLEIFSON F. R., GALLOWAY S.,BURT G.M., BINDNER H.W (2014). “Online AMR Domestic Load Profile Characteristic Change Monitor to Support Ancillary Demand Services”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, N° 2, pp. 888–895.
- STRASSER T., ANDRÉN F., KATHAN J., CECATI C., BUCCELLA C., SIANO, P., LEITAO P., ZHABELOVA G., VYATKIN V., VRBA P., MAŘÍK V (2014). “A review of architectures and concepts for intelligence in future electric energy systems”. IEEE Transactions on Industrial electronics, Vol. 62 Nº4, pp.2424-2438.
- TUNGADIO D.H., BANSAL R.C., SITI M.W (2017). “Optimal control of active power of two micro-grids interconnected with two AC tie-lines”. Electric Power Components and Systems, Vol. 45, Nº19, pp.2188-2199.
- UKIL A., SITI W (2008). “Feeder Load Balancing using Fuzzy Logic and Combinatorial Optimization-based Implementation”. Electric Power Systems Research, Elsevier, Vol, 78,Nº11, pp.1922-1932.

- VAQUERO T., SETTE F., DOS SANTOS E., SILVA J.R (2008). “Integrated Tools Environment for Modeling and Analysis of Automated Planning Systems”. Proc. in ABCM Symposium Series in Mechatronics, Vol 3, pp. 434- 443.
- VÁZQUEZ C.R., RAMÍREZ-TREVIÑO A., SILVA M (2014). “Controllability of timed continuous Petri nets with uncontrollable transitions”. International Journal of control, Vol. 87, N°3, pp.537-552.
- VERNA N.K., HANMANDLU M (2010). “Additive and Nonadditive Fuzzy Hidden Markov Models”. IEEE Transactions on Fuzzy Systems, Vol.18,N°1, pp.40-56.
- VULUVALA M.R. SAINI L.M (2018). “Load balancing of electrical power distribution system: An overview”. Proc in the 2018 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC), pp. 1-5.
- WANG L., CHEN Q., GAO Z., NIU L., ZHAO Y., MA Z., WU D (2015). “Knowledge representation and general Petri net models for power grid fault diagnosis”. IET Generation, Transmission & Distribution, Vol.9, N°9, pp.866-873.
- WANG J., ZHOU H (2013). “Conceptual Design and the Future Development for Operation Smart System in China Southern Power Grid”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol, 4, N° 3, pp, 1621-1629.
- WANG P., HUANG J.Y., DING Y., LOH P., GOEL L (2010b). “Demand Side Load Management of Smart Grids using intelligent Trading/ Metering/ Billing System”. Proc. in 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-6.
- WU P., HUANG W., TAI N., LIANG S (2018). “A novel design of architecture and control for multiple microgrids with hybrid AC/DC connection”. Applied Energy, Vol. 210, pp.1002-1016.
- XIAO F., AI Q (2017). “New modeling framework considering economy, uncertainty, and security for estimating the dynamic interchange capability of multi-microgrids”. Electric Power Systems Research, Vol. 152, pp.237-248.
- XU Z., ZHANG Y., LIANG Y., ZENG Z., YANG P., PENG J., HE T., CHEN J., (2018). “Multi-timescale coordinated optimization of hybrid three-phase/single-phase multimicrogrids”. International Transactions on Electrical Energy Systems, 28(3), p.e2499.
- YI Z., DONG W., ETEMADI A.H (2018). “A unified control and power management scheme for pv-battery-based hybrid microgrids for both grid-connected and islanded modes”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 9, N°6, pp.5975-5985.
- ZHANG X., ZHENG H., LIU Y (2012). “A Petri-Net Based Context-Aware Workflow System for Smart Home”. Proc. in the IPDPS Workshops, pp. 2336-2342.
- ZHANG P., LI F., BHATT N (2010). “Next- Generation Monitoring, Analysis, and Control for the Future Smart Control Center”. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol, 1, N° 2, pp.186-192.

ANEXOS

ANEXO I

Histórico de Consumo de Energia Elétrica- UC-18 Monofásica 2010-2015*

		2010											
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Consumo-kwh	710	846	695	564	626	590	431	538	659	479	521	575	
		2011											
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Consumo-kwh	612	679	604	648	690	513	328	449	590	582	571	580	
		2012											
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Consumo-kwh	698	591	502	710	792	592	684	537	557	608	655	533	
		2013											
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Consumo-kwh	515	495	320	453	423	321	318	445	360	456	543	516	
		2014											
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Consumo-kwh	320	445	423	313	801	515	543	568	890	919	844	314	
		2015											
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Consumo-kwh	515	495	320	453	423	321	318	445	360	456	543	516	

*Fonte: Eletrobrás

ANEXO II

Histórico de consumo interno: Variação de Energia, Intensidade da Temperatura**, Variação da Corrente*** - UC-18. Ano 2015*

<i>Mês</i>	<i>Variação Energia</i>	<i>Intensidade da Temperatura</i>	<i>Variação da Corrente</i>
<i>Janeiro</i>	0	35°	0,1
<i>Fevereiro</i>	0	36°	0,1
<i>Março</i>	0,3	35°	0,1
<i>Abril</i>	0,3	36°	0,2
<i>Mai</i>	0,5	36°	0,2
<i>Junho</i>	0,1	37°	0,3
<i>Julho</i>	0,2	38°	0,3
<i>Agosto</i>	0,5	40°	0,5
<i>Setembro</i>	0,55	42°	0,5
<i>Outubro</i>	0,37	43°	0,5
<i>Novembro</i>	0,35	39°	0,3
<i>Dezembro</i>	0,3	38°	0,2

*Fonte: Eletrobrás

**Fonte: INM-Amazonas

***Fonte: ANEEL

ANEXO III

Histórico de Consumo de Energia Elétrica- UC-5 Bifásica 2010-2015*

2010												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	450	890	715	655	626	675	710	758	880	819	756	675
Fase B (kWh)	256	418	345	365	378	385	395	401	425	448	395	306
2011												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	511	475	477	648	690	702	710	785	889	893	735	685
Fase B (kWh)	420	290	298	301	350	365	370	390	405	456	435	389
2012												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	878	476	602	657	665	685	698	708	745	801	789	715
Fase B (kWh)	289	295	310	328	345	356	365	378	389	395	376	345
2013												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	881	601	605	608	615	668	705	760	889	986	843	766
Fase B (kWh)	301	293	297	299	303	310	335	368	416	501	483	445
2014												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	878	474	489	501	510	515	543	668	718	819	789	715
Fase B (kWh)	308	263	223	228	256	260	268	325	395	418	404	379
2015												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	877	497	415	450	458	495	545	645	720	815	763	616
Fase B (kWh)	274	236	218	242	248	289	301	385	432	468	418	388

*Fonte: Eletrobrás

ANEXO IV

Histórico de consumo interno: Variação de Energia (VE), Intensidade da Temperatura(IT)**, Variação da Corrente (VC)*** - UC-5. Ano 2015*

<i>Mês</i>	<i>Fase A</i>			<i>Fase B</i>		
	<i>VE</i>	<i>IT</i>	<i>VC</i>	<i>VE</i>	<i>IT</i>	<i>VC</i>
<i>Janeiro</i>	0,3	35°	0,2	0,2	33°	0,2
<i>Fevereiro</i>	0,15	36°	0,1	0,15	32°	0,1
<i>Março</i>	0,3	36°	0,1	0,3	33°	0,1
<i>Abril</i>	0,35	36°	0,2	0,35	34°	0,2
<i>Mai</i>	0,5	36°	0,2	0,35	34°	0,2
<i>Junho</i>	0,1	37°	0,3	0,15	33°	0,3
<i>Julho</i>	0,2	38°	0,3	0,2	35°	0,3
<i>Agosto</i>	0,4	39°	0,4	0,5	40°	0,5
<i>Setembro</i>	0,46	40°	0,6	0,56	43°	0,65
<i>Outubro</i>	0,5	43°	0,7	0,58	43°	0,73
<i>Novembro</i>	0,6	41°	0,6	0,69	42°	0,6
<i>Dezembro</i>	0,3	35°	0,2	0,3	38°	0,2

*Fonte: Eletrobrás

**Fonte: INM-Amazonas

***Fonte: ANEEL

ANEXO V**Histórico de Consumo de Energia Elétrica- UC-9 Trifásica 2010-2015***

2010												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	660	250	265	285	315	385	401	558	660	719	789	776
Fase B (kWh)	245	215	295	305	310	325	350	365	385	448	395	306
Fase C (kWh)	70	85	98	89	86	90	98	101	138	168	178	189
2011												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	656	475	415	335	401	456	501	516	587	690	701	685
Fase B (kWh)	420	290	298	301	350	365	370	390	405	456	435	389
Fase C (kWh)	98	89	93	98	102	107	98	125	148	205	234	201
2012												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	670	315	336	337	338	339	338	665	685	665	685	635
Fase B (kWh)	289	295	310	328	345	356	283	409	419	395	404	415
Fase C (kWh)	189	98	89	98	96	101	132	146	189	219	209	198
2013												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	554	303	258	306	315	354	405	502	589	689	713	608
Fase B (kWh)	283	293	297	299	303	310	335	368	457	501	483	445
Fase C (kWh)	143	87	85	92	99	101	111	136	168	187	185	198
2014												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	601	301	245	306	356	415	465	568	585	685	718	668
Fase B (kWh)	284	263	223	228	256	260	268	412	415	408	401	389
Fase C (kWh)	133	94	88	90	92	96	114	163	178	188	192	195
2015												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	518	325	309	410	416	435	456	498	504	689	728	618
Fase B (kWh)	284	226	210	232	238	269	324	395	360	428	418	398
Fase C (kWh)	100	89	91	102	113	123	133	141	144	150	165	178

*Fonte: Eletrobrás

ANEXO VI

Histórico de consumo interno: Variação de Energia (VE), Intensidade da Temperatura(IT)**, Variação da Corrente (VC)*** - UC-9. Ano 2015*

Mês	Fase A			Fase B			Fase C		
	VE	IT	VC	VE	IT	VC	VE	IT	VC
<i>Janeiro</i>	0,2	35°	0,2	0,2	35°	0,2	0,2	35°	0,2
<i>Fevereiro</i>	0,15	35°	0,1	0,15	35°	0,1	0,15	36°	0,1
<i>Março</i>	0,3	35°	0,1	0,3	35°	0,1	0,3	36°	0,1
<i>Abril</i>	0,35	36°	0,2	0,35	36°	0,2	0,35	36°	0,2
<i>Maio</i>	0,35	36°	0,2	0,35	36°	0,2	0,35	36°	0,2
<i>Junho</i>	0,15	37°	0,3	0,15	37°	0,3	0,15	37°	0,3
<i>Julho</i>	0,2	37°	0,3	0,2	37°	0,3	0,2	37°	0,3
<i>Agosto</i>	0,4	39°	0,4	0,4	39°	0,4	0,4	39°	0,4
<i>Setembro</i>	0,5	41°	0,5	0,5	41°	0,5	0,5	42°	0,5
<i>Outubro</i>	0,58	43°	0,73	0,58	43°	0,73	0,6	43°	0,73
<i>Novembro</i>	0,69	42°	0,6	0,69	42°	0,6	0,6	42°	0,6
<i>Dezembro</i>	0,5	41°	0,4	0,5	41°	0,4	0,5	40°	0,4

**Fonte: Eletrobrás*

***Fonte: INM-Amazonas*

****Fonte: ANEEL*

APÊNDICES

APÊNDICE A

Discretização dos Estados de Consumo de Energia Elétrica- UC-18 Monofásica

Discretização Histórico Consumo de Energia UC-18 Monofásica												
2010												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Consumo-kwh	MCE	ACE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE
2011												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Consumo-kwh	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE
2012												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Consumo-kwh	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE
2013												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Consumo-kwh	MCE	MCE	BCE	MCE	MCE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE
2014												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Consumo-kwh	BCE	MCE	MCE	BCE	ACE	MCE	MCE	MCE	ACE	ACE	ACE	BCE

APÊNDICE B

Programa do APC aplicado na UC-18: Previsão (2015)

(...) Programa de Geração de Trajetórias de Previsão de Consumo- UC 18 monofásica

1. Módulo de Inserção de Probabilidades de Transição

$$P := \begin{pmatrix} 0.2 & 0.6 & 0.20 \\ 0.08 & 0.88 & 0.04 \\ 0.20 & 0.40 & 0.40 \end{pmatrix}$$

2. Módulo de Geração de Iteração de Probabilidades-Usando a Média das Probabilidades

```

MX :=
  for i ∈ 1..2500
  |
  |   for j ∈ 0..2
  |   |
  |   |    $\sum (P^i)^{j}$ 
  |   |   -----
  |   |   3
  |   |    $M_{i,j} \leftarrow$ 
  |   |
  |   |    $M_{i,3} \leftarrow M_{i,0} + M_{i,1} + M_{i,2}$ 
  |   |
  |   |    $n_i \leftarrow i$ 
  |   |
  |   |   augment(n, M)
  |
  |

```

4. Módulo de Geração de Trajetórias do Processo

```

Mono(n) :=
  for i ∈ 0..n
  |
  |   u ← punif(md(1), 0, 1)
  |   |
  |   |    $S_i \leftarrow 0$  if  $u \geq bc$ 
  |   |
  |   |    $S_i \leftarrow 1$  if  $u \leq cm$ 
  |   |
  |   |    $S_i \leftarrow 2$  if  $cm < u < bc$ 
  |   |
  |   |    $X_i \leftarrow i$ 
  |   |
  |   |   augment(X, S)
  |
  |
  |
  |   passo := (71)
  |
  |
  |   Consumo := Mono(passo) <1>
  |
  |
  |   ano := Mono(passo) <0>
  |

```

5. Módulo de Alimentação dos Dados Reais-Trajetoira

Conexao_M :=



Mono_ternario_2015.xls

APÊNDICE C

Discretização dos Estados de Consumo de Energia Elétrica- UC-5 Bifásica

2010												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	BCE	ACE	MCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	ACE	MCE	MCE	BCE
Fase B (kWh)	BCE	ACE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	ACE	ACE	MCE	BCE
2011												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	ACE	ACE	MCE	BCE
Fase B (kWh)	ACE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE	ACE	ACE	MCE
2012												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	ACE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE
Fase B (kWh)	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	BCE
2013												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	ACE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	ACE	ACE	MCE	MCE
Fase B (kWh)	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	ACE	ACE	ACE
2014												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	ACE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE
Fase B (kWh)	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	ACE	MCE	MCE

APÊNDICE D

Programa do APC aplicado na UC-5: Previsão (2015)-Fase A

(1..1) Programa de Geração de Trajetórias de Previsão de Consumo-UC 5-Fase A

1. Módulo de Inserção de Probabilidades de Transição

$$P := \begin{pmatrix} 0.75 & 0.14 & 0.33 \\ 0.18 & 0.64 & 0.44 \\ 0.07 & 0.23 & 0.22 \end{pmatrix}$$

+

2. Módulo de Geração de Iteração de Probabilidades-Usando a Média das Probabilidades

```

MX :=
  for i ∈ 1..2500
  |
  | for j ∈ 0..2
  | |
  | | 
$$M_{i,j} \leftarrow \frac{\sum (P^i)^{j}}{3}$$

  | |
  | |  $M_{i,3} \leftarrow M_{i,0} + M_{i,1} + M_{i,2}$ 
  | |
  | |  $n_i \leftarrow i$ 
  |
  | augment(n, M)

```

4. Módulo de Geração de Trajetórias do Processo

```

Mono(n) :=
  for i ∈ 0..n
  |
  |  $u \leftarrow \text{punif}(\text{md}(1), 0, 1)$ 
  |  $S_i \leftarrow 0$  if  $u \geq bc$ 
  |  $S_i \leftarrow 1$  if  $u \leq cm$ 
  |  $S_i \leftarrow 2$  if  $cm < u < bc$ 
  |  $X_i \leftarrow i$ 
  |
  | augment(X, S)
  |
  | passo := (71)
  |
  | Consumo := Mono(passo)⟨1⟩
  |
  | ano := Mono(passo)⟨0⟩

```

5. Módulo de Alimentação dos Dados Reais-Trajétória

Conexao_M :=



Bifo_ternario_2015_FaseA.xls

APÊNDICE F

Discretização dos Estados de Consumo de Energia Elétrica- UC-9 Trfásica

2010												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	ACE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	ACE	ACE	ACE	ACE	ACE
Fase B (kWh)	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	ACE	MCE	MCE
Fase C (kWh)	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	ACE	ACE	ACE
2011												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	ACE	MCE	MCE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	ACE	ACE	ACE	ACE
Fase B (kWh)	ACE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE	MCE	ACE	ACE	ACE	MCE
Fase C (kWh)	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	ACE	ACE	ACE
2012												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
FaseA (kWh)	ACE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	ACE	ACE	ACE	ACE	ACE
Fase B (kWh)	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE	BCE	ACE	ACE	MCE	ACE	ACE
Fase C (kWh)	ACE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	ACE	ACE	ACE	ACE
2013												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	ACE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	ACE	ACE	ACE	ACE
Fase B (kWh)	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	MCE	MCE	ACE	ACE	ACE	ACE
Fase C (kWh)	MCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	ACE	ACE	ACE	ACE
2014												
Mês	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Fase A (kWh)	ACE	BCE	BCE	BCE	BCE	MCE	MCE	ACE	ACE	ACE	ACE	ACE
Fase B (kWh)	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	ACE	ACE	ACE	ACE	MCE
Fase C (kWh)	MCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	BCE	ACE	ACE	ACE	ACE	ACE

APÊNDICE G

Programa do APC aplicado na UC-9: Previsão (2015)- Fase A

Programa de Geração de Trajetórias de Previsão de Consumo-UC9-Trifásica-Fase A

1. Módulo de Inserção de Probabilidades de Transição

$$P := \begin{pmatrix} 0.79 & 0.13 & 0.15 \\ 0.13 & 0.50 & 0.04 \\ 0.08 & 0.38 & 0.81 \end{pmatrix}$$

2. Módulo de Geração de Iteração de Probabilidades-Usando a Média das Probabilidades

```

MX :=
  for i ∈ 1..2500
  |
  |   for j ∈ 0..2
  |   |
  |   |    $\sum (P^i)^{j}$ 
  |   |    $M_{i,j} \leftarrow \frac{\quad}{3}$ 
  |   |    $M_{i,3} \leftarrow M_{i,0} + M_{i,1} + M_{i,2}$ 
  |   |    $n_i \leftarrow i$ 
  |   |
  |   |   augment(n, M)
  |

```

4. Módulo de Geração de Trajetórias do Processo

```

Mono(n) :=
  for i ∈ 0..n
  |
  |   u ← punif(rnd(1), 0, 1)
  |   Si ← 0 if u ≥ bc
  |   Si ← 1 if u ≤ cm
  |   Si ← 2 if cm < u < bc
  |   Xi ← i
  |
  |   augment(X, S)
  |
  |   passo := (71)
  |
  |   Consumo := Mono(passo)<1>
  |
  |   ano := Mono(passo)<0>

```

5. Módulo de Alimentação dos Dados Reais-Trajétória

Conexao_M :=



Trifs_ternario_2015_FaseA.xls

APÊNDICE H

Programa do APC aplicado na UC-9: Previsão (2015)- Fase B

Programa de Geração de Trajetórias de Previsão de Consumo-UC9-Trifásica-Fase B

1. Módulo de Inserção de Probabilidades de Transição

$$P := \begin{pmatrix} 0.68 & 0.09 & 0.18 \\ 0.21 & 0.70 & 0.24 \\ 0.11 & 0.22 & 0.59 \end{pmatrix}$$

2. Módulo de Geração de Iteração de Probabilidades-Usando a Média das Probabilidades

```

MX :=
  for i ∈ 1..2500
  |
  | for j ∈ 0..2
  | |
  | |  $\sum (P^i)^{<j>}$ 
  | |  $M_{i,j} \leftarrow \frac{\quad}{3}$ 
  | |  $M_{i,3} \leftarrow M_{i,0} + M_{i,1} + M_{i,2}$ 
  | |  $n_i \leftarrow i$ 
  | |
  | | augment(n,M)

```

4. Módulo de Geração de Trajetórias do Processo

```

Mono(n) :=
  for i ∈ 0..n
  |
  |  $u \leftarrow \text{punif}(md(1), 0, 1)$ 
  |  $S_i \leftarrow 0$  if  $u \geq bc$ 
  |  $S_i \leftarrow 1$  if  $u \leq cm$ 
  |  $S_i \leftarrow 2$  if  $cm < u < bc$ 
  |  $X_i \leftarrow i$ 
  |
  | augment(X, S)
  |
  | passo := (71)
  |
  | Consumo := Mono(passo)^{<1>}
  |
  | ano := Mono(passo)^{<0>}

```

5. Módulo de Alimentação dos Dados Reais-Trajectoria

Conexao_M :=



Trifa_ultimo_2015_FaseB.xls

APÊNDICE I

Programa do APC aplicado na UC-9: Previsão (2015)- Fase C

Programa de Geração de Trajetórias de Previsão de Consumo-UC9-Trifásica-Fase C

1. Módulo de Inserção de Probabilidades de Transição

$$P := \begin{pmatrix} 0.84 & 0.25 & 0.11 \\ 0.13 & 0.25 & 0.11 \\ 0.03 & 0.50 & 0.79 \end{pmatrix}$$

2. Módulo de Geração de Iteração de Probabilidades-Usando a Média das Probabilidades

```

MX :=
  for i ∈ 1..2500
  |
  |   for j ∈ 0..2
  |   |
  |   |    $\sum (P^i)^{j}$ 
  |   |    $M_{i,j} \leftarrow \frac{\quad}{3}$ 
  |   |    $M_{i,3} \leftarrow M_{i,0} + M_{i,1} + M_{i,2}$ 
  |   |    $n_i \leftarrow i$ 
  |   |
  |   |   augment(n,M)

```

4. Módulo de Geração de Trajetórias do Processo

```

Mono(n) :=
  for i ∈ 0..n
  |
  |   u ← punif(md(1), 0, 1)
  |   Si ← 0 if u ≥ bc
  |   Si ← 1 if u ≤ cm
  |   Si ← 2 if cm < u < bc
  |   Xi ← i
  |
  |   augment(X, S)
  |
  |   passo := (71)
  |
  |   Consumo := Mono(passo)<1>
  |
  |   ano := Mono(passo)<0>

```

5. Módulo de Alimentação dos Dados Reais-Trajétória

Conexao_M :=



Trifa_termino_2015_FaseC.xls