EVALDO BALDIN DIAS

**AVALIAÇÃO DE INDICADORES DE CONTINUIDADE E
SEU IMPACTO NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do Título de Mestre em
Engenharia.

São Paulo
2002

EVALDO BALDIN DIAS

**AVALIAÇÃO DE INDICADORES DE CONTINUIDADE E SEU
IMPACTO NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do Título de Mestre em
Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Carlos César Barioni de Oliveira

São Paulo
2002

Dias, Evaldo Baldin

Avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição / Evaldo Baldin Dias. – São Paulo, 2002.

139p.

Dissertação (Mestrado) -- Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Energia e Automação Elétricas.

1.Distribuição de energia elétrica – Confiabilidade 2.Distribuição de energia elétrica – Planejamento de redes 3.Indicadores de continuidade de fornecimento I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.Departamento de Energia e Automação Elétricas III.t.

Aos meus pais, que sempre me serviram como exemplo de determinação.

“Não basta ensinar ao homem uma especialidade, porque se tornará assim como uma máquina utilizável, mas não uma personalidade. É necessário que adquira um sentimento, um senso prático daquilo que vale a pena ser empreendido, daquilo que é belo, do que é moralmente correto.”

Albert Einstein

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Carlos César Barioni de Oliveira, pela sua dedicação, direcionamento e incentivo.

À Márcia Fazion, pela sua paciência, compreensão e auxílio nas revisões.

Ao Eng. Luis René Manhães, pela sua colaboração e apoio.

À minha família e a todos que, de alguma forma auxiliaram ou contribuíram com o desenvolvimento do presente trabalho.

RESUMO

Análises de confiabilidade do fornecimento de energia elétrica em redes de distribuição têm sido intensificadas, principalmente nas últimas três décadas. Este trabalho apresenta uma metodologia capaz de quantificar os impactos de vários tipos de ações de engenharia, nos indicadores de confiabilidade, para grandes sistemas reais. Dessa forma, é possível prever – ainda na etapa de planejamento – como, cada uma das opções de obras afetará a confiabilidade do fornecimento. São apresentados métodos para cálculo das estimativas: da Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC), da Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC), da Duração de Interrupção Individual por Consumidor (DIC), da Frequência de Interrupção Individual por Consumidor (FIC) e da Energia não Distribuída (END), para os sistemas de distribuição primário e secundário, considerando-se as interrupções não programadas, dentro do novo contexto de regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro. A partir dessa metodologia, são apresentadas diversas simulações e discutidos os efeitos provocados por cada uma das proposições de planejamento, sobre cada um dos indicadores de confiabilidade. Paralelamente, está sendo desenvolvida uma rotina computacional, que integrada a um programa de planejamento já existente, contribuirá para o aprimoramento dos estudos na área.

ABSTRACT

Reliability analysis due to power distribution systems have been increased specially in the last three decades. This publication presents a methodology which be able to measure the impact of several engineering proposals, in the reliability index, for real large systems. Thus it's possible forecast – during the planning – how each action affects the reliability. It presents an analytical method for estimate: System Average Interruption Duration Index (SAIDI), System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), Interruption Duration for Each Individual Costumer Index (DIC), Interruption Frequency for Each Individual Costumer Index (FIC) and Energy not Supplied (ENS), for medium and low voltage distribution systems, regarding not scheduled interruptions, within the new context of Brazilian regulation. After presentation of the method, several simulations are processed and discussed the effects of each engineering proposals in each reliability index. One software is being developed simultaneously and will be integrated to another software of planning already implemented. Thus, this new tool will be a powerful aid to improve planning studies.

SUMÁRIO

RESUMO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

LISTA DE SÍMBOLOS

1. PREÂMBULO.....	01
1.1 Apresentação	01
1.2 Introdução	01
1.3 Indicadores de qualidade do serviço, relacionados com a duração e frequência de interrupções, para consumidores atendidos em tensão de distribuição	04
1.3.1 Indicadores controlados para a etapa de adaptação	04
1.3.1.1 Períodos de apuração do DEC, FEC, DIC e FIC	06
1.3.1.2 Universos de apuração do DEC e FEC	07
1.3.1.3 Universos de apuração do DIC e FIC	07
1.3.2 Indicadores controlados para a etapa de transição	08
1.3.3 Indicadores controlados para a etapa de maturidade	08
1.4 Objetivo	08
2. ANÁLISE DA BIBLIOGRAFIA	11
3. METODOLOGIA.....	26
3.1 Definição de blocos	26
3.2 Classificação de blocos	28
3.3 Taxas de falhas	30
3.4 Classificação dos equipamentos de proteção	32
3.5 Consequências dos tipos de equipamentos de proteção para a confiabilidade do sistema.....	35
3.6 Associação da classificação dos blocos, com suas probabilidades de falhas permanentes.....	36
3.7 Cálculo do FEC referente à rede primária (FEC _p).....	37
3.8 Estimativas das taxas de falhas dos blocos	39

3.9 Tempos envolvidos nos restabelecimentos dos blocos.....	44
3.10 Associação da classificação dos blocos, com seus tempos de restabelecimento.....	46
3.11 Cálculo do DEC referente à rede primária (DEC_p)	49
3.12 Estimativas dos tempos de restabelecimento na rede primária	52
3.13 Cálculo da energia não distribuída referente à rede primária (END_p).....	56
3.14 Consideração das taxas de falhas dos equipamentos instalados na rede primária	57
3.15 Taxas de manutenções.....	61
3.16 Taxas de falhas na rede secundária.....	62
3.17 Cálculo do FEC.....	64
3.17.1 FEC referente à rede secundária (FEC_s)	64
3.17.2 FEC total.....	65
3.18 Cálculo do FIC.....	65
3.19 Tempos envolvidos nos restabelecimentos da rede secundária.....	66
3.20 Cálculo do DEC.....	66
3.20.1 DEC referente à rede secundária (DEC_s).....	66
3.20.2 DEC total.....	67
3.21 Cálculo do DIC	67
3.22 Cálculo da energia não distribuída (END)	69
3.23 Utilização da metodologia.....	69
4. ESTUDOS DE CASOS	71
4.1 Caso 1: Região elétrica hipotética	71
4.1.1 Condições iniciais para cálculos na rede primária.....	72
4.1.2 Condições iniciais para cálculos na rede secundária	74
4.1.3 Cálculos iniciais.....	75
4.1.4 Cálculos referentes ao FEC_p	77
4.1.5 Cálculos referentes ao DEC_p	80
4.1.6 Cálculos referentes a END_p	83
4.1.7 Cálculos referentes ao FEC_s	85
4.1.8 Cálculo do FIC.....	86
4.1.9 Cálculos referentes ao DEC_s	87

4.1.10 Cálculo do DIC	88
4.1.11 Cálculos referentes a END_s	89
4.1.12 Discussão dos primeiros resultados	90
4.1.13 Análise dos impactos das ações de planejamento nos indicadores de confiabilidade	92
4.1.13.1 Substituição do tipo de rede primária	92
4.1.13.2 Instalação de dispositivo de seccionamento	94
4.1.13.3 Instalação de dispositivos de proteção	96
4.1.13.4 Construção de interligação	99
4.1.13.5 Automação de dispositivos de proteção e/ou seccionamento	101
4.1.13.6 Substituição do tipo de rede secundária	102
4.1.13.7 Desmembramento de circuito secundário	103
4.1.14 Comparação técnico-econômica das opções	104
4.2 Caso 2: Região elétrica real	106
4.2.1 Descrição da região elétrica analisada	106
4.2.2 Estimativa da taxa de falhas (λ)	109
4.2.3 Estimativa dos tempos de restabelecimento	109
4.2.4 Resultados iniciais	110
4.2.5 Análise dos impactos das ações de planejamento nos indicadores de confiabilidade	112
4.2.5.1 Substituição do tipo de rede primária	112
4.2.5.2 Instalação de dispositivos de seccionamento	113
4.2.5.3 Instalação de dispositivos de proteção	115
4.2.5.4 Construções de interligações	119
4.2.5.5 Automação de dispositivos de proteção e/ou seccionamento	121
5. CONCLUSÕES	123
BIBLIOGRAFIA	125
ANEXO A	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1-1 – Alimentador subdividido em blocos.....	15
Figura 3.1-1 – Alimentador real.....	26
Figura 3.1-2 – Equivalente do alimentador real.....	27
Figura 3.4-1 – Coordenação entre religador e elos fusíveis.....	32
Figura 3.4-2 – Curvas de atuação dos dispositivos de proteção	33
Figura 3.8-1 – Regiões elétricas	43
Figura 3.9-1 – Rede com dois alimentadores manobráveis	44
Figura 3.12-1 – Distribuições de probabilidades para duas variáveis com mesma média.....	53
Figura 3.12-2 Ajustamento da função densidade ao histograma.....	54
Figura 3.12-3 – Distribuições para os três tempos considerados	55
Figura 3.16-1 – Rede de distribuição secundária	63
Figura 3.21-1 – Distribuição de probabilidade para DIC	68
Figura 4.1-1 – Região elétrica hipotética.....	71
Figura 4.1.3-1 – Equivalente da região elétrica.....	76
Figura 4.1.13.2-1 – Instalação de chave faca no bloco 5.....	94
Figura 4.1.13.4-1 – Construção de interligação	99
Figura 4.2.1-1 – Região elétrica real	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.3.1 – Indicadores controlados na etapa de maturidade	08
Tabela 2.1-1 – Matriz de Restabelecimento dos Blocos.....	16
Tabela 3.2-1 – Matriz de classificação de blocos.....	29
Tabela 3.6-1 – Matriz de quantidades prováveis de defeitos.....	36
Tabela 3.7-1 – Matriz das ponderações do número de consumidores associados aos blocos afetados.....	38
Tabela 3.10-1 – Tempos de restabelecimento para linhas i, sem blocos do tipo Restabelecível nem Transferível.....	46
Tabela 3.10-2 – Tempos de restabelecimento para linhas i, ou com blocos do tipo Restabelecível ou com blocos do tipo Transferível	47
Tabela 3.10-3 – Tempos de restabelecimento para linhas i, tanto com blocos do tipo Restabelecível como do tipo Transferível.....	47
Tabela 3.10-4 – Matriz da duração da indisponibilidade dos blocos.....	48
Tabela 3.11-1 – Matriz das ponderações dos consumidores à duração da indisponibilidade dos blocos	51
Tabela 3.13-1 – Matriz das ponderações dos consumos associados às durações das indisponibilidades dos blocos.....	56
Tabela 3.14-1 – Matriz de classificação de blocos, considerando-se os equipamentos como blocos especiais	59
Tabela 3.14-2 – Matriz de quantidades prováveis de defeitos, considerando-se as taxas de falhas dos equipamentos	60
Tabela 3.23-1 – Quadro comparativo	70
Tabela 4.1.1-1 – Dados dos blocos da rede primária.....	73
Tabela 4.1.1-2 – Tempos de restabelecimento para áreas urbana e rural	74
Tabela 4.1.2-1 – Dados da rede de distribuição secundária e número de Consumidores.....	75
Tabela 4.1.3-1 – Matriz de classificação de blocos.....	76

Tabela 4.1.4-1 – Matriz de quantidades prováveis de defeitos na rede primária.....	77
Tabela 4.1.4-2 – Matriz das ponderações do número de consumidores associados aos blocos afetados.....	77
Tabela 4.1.4-3 – Dados dos blocos da rede primária, considerando-se o histórico das taxas de falhas para a região elétrica considerada.....	78
Tabela 4.1.4-4 – Matriz de quantidades prováveis de defeitos na rede primária, considerando-se as taxas de falhas próprias da região.....	79
Tabela 4.1.4-5 – Número de interrupções anuais prováveis em cada bloco	79
Tabela 4.1.4-6 – Matriz das ponderações dos consumidores associados aos blocos afetados	80
Tabela 4.1.4-7 – Contribuições absolutas e relativas das falhas de cada bloco para o FEC_P da região elétrica	80
Tabela 4.1.5-1 – Matriz da duração da indisponibilidade dos blocos.....	81
Tabela 4.1.5-2 – Matriz das ponderações dos consumidores à duração da indisponibilidade dos blocos	81
Tabela 4.1.5-3 – Tempos de restabelecimento para áreas urbana e rural	82
Tabela 4.1.5-4 – Matriz das duração da indisponibilidade dos blocos, após acertos dos tempos de restabelecimento	82
Tabela 4.1.5-5 – Matriz das ponderações dos consumidores à duração da indisponibilidade dos blocos, após acertos dos tempos de restabelecimento.....	82
Tabela 4.1.5-6 – Tempo anual médio em que os blocos estarão interrompidos, em horas	83
Tabela 4.1.5-7 – Contribuições absolutas e relativas das falhas de cada bloco, para o DEC_P da região elétrica.....	83
Tabela 4.1.6-1 – Matriz das ponderações dos consumos associados às durações das indisponibilidades dos blocos.....	84
Tabela 4.1.6-2 – Contribuições absolutas e relativas das falhas de cada bloco, para a END_P da região elétrica.....	84
Tabela 4.1.6-3 – END_P por bloco	84

Tabela 4.1.7-1 – Número de interrupções devido a falhas no circuito secundário	86
Tabela 4.1.8-1 – FIC para cada um dos consumidores ligados nos respectivos circuitos.....	87
Tabela 4.1.9-1 – Duração das interrupções, devido a falhas no circuito secundário, em horas	88
Tabela 4.1.10-1 – DIC para cada um dos consumidores ligados nos respectivos circuitos.....	89
Tabela 4.1.11-1 - END _S , em kWh	90
Tabela 4.1.12-1 – Resultados globais	90
Tabela 4.1.12-2 – Principais resultados na rede primária.....	91
Tabela 4.1.12-3 – Outros resultados globais.....	91
Tabela 4.1.13.1-1 – Previsão dos resultados globais, com substituição do tipo de rede primária	93
Tabela 4.1.13.1-2 – Outros resultados previstos para a substituição da rede primária.....	93
Tabela 4.1.13.1-3 – DIC e FIC para os circuitos ligados ao alimentador 1	94
Tabela 4.1.13.2-1 – Previsão dos resultados globais, com instalação de dispositivo de seccionamento	95
Tabela 4.1.13.2-2 – Outros resultados previstos, com a instalação de dispositivo de seccionamento	95
Tabela 4.1.13.2-3 – DIC para os circuitos ligados aos blocos 7 e 8.....	96
Tabela 4.1.13.3-1 – Previsão dos resultados globais, com substituição de chave fusível por religador automático de distribuição	96
Tabela 4.1.13.3-2 – Outros resultados previstos, com a substituição de chave fusível por religador automático de distribuição	97
Tabela 4.1.13.3-3 – DIC e FIC para os circuitos ligados ao bloco 6.....	97
Tabela 4.1.13.3-4 – Previsão dos resultados globais, com substituição de chave faca por seccionalizador, além da substituição anterior.....	98
Tabela 4.1.13.3-5 – Outros resultados previstos, com substituição de chave faca por seccionalizador, além da substituição anterior.....	98

Tabela 4.1.13.3-6 – DIC e FIC previstos, com substituição de chave faca por seccionalizador, além da substituição anterior	99
Tabela 4.1.13.4-1 – Previsão dos resultados globais, com a interligação entre alimentadores	100
Tabela 4.1.13.4-2 – Outros resultados previstos, com a interligação entre Alimentadores.....	100
Tabela 4.1.13.5-1 – Previsão dos resultados globais com automação da rede	101
Tabela 4.1.13.5-2 – Outros resultados previstos com automação da rede.....	101
Tabela 4.1.13.5-3 – DIC previstos com automação da rede	102
Tabela 4.1.13.6-1 – Indicadores após substituição da rede secundária	103
Tabela 4.1.13.7-1 – Indicadores após desmembramento do circuito secundário.....	103
Tabela 4.1.14-1 – Quadro comparativo para o exemplo.....	105
Tabela 4.2.1-1 – Dados dos alimentadores da região elétrica considerada	106
Tabela 4.2.1-2 – Tempos de restabelecimento para áreas urbana e rural	107
Tabela 4.2.3-1 – Tempos de restabelecimento para áreas urbana e rural	110
Tabela 4.2.4-1 – Dados globais da região elétrica.....	111
Tabela 4.2.4-2 – Resultados por Subestação.....	111
Tabela 4.2.4-3 – Resultados por Alimentador	111
Tabela 4.2.5.1-1 – Dados globais da região elétrica, após substituição dos condutores do bloco 423	112
Tabela 4.2.5.1-2 – Resultados por subestação	113
Tabela 4.2.5.1-3 – Resultados por alimentador.....	113
Tabela 4.2.5.2-1 – Indicadores globais da região elétrica, após instalação de dispositivos de seccionamento.....	114
Tabela 4.2.5.2-2 – Resultados por subestação	114
Tabela 4.2.5.2-3 – Resultados por alimentador.....	114
Tabela 4.2.5.3-1 – Indicadores globais após instalação de chaves fusíveis.....	115
Tabela 4.2.5.3-2 – Resultados por subestação	115

Tabela 4.2.5.3-3 – Resultados por alimentador.....	116
Tabela 4.2.5.3-4 – Blocos que mais contribuem para o DEC _p de cada Alimentador, conforme Anexo A	117
Tabela 4.2.5.3-5 – Indicadores globais após instalação de religadores automáticos de distribuição	117
Tabela 4.2.5.3-6 – Resultados por subestação	118
Tabela 4.2.5.3-7 – Resultados por alimentador.....	118
Tabela 4.2.5.4-1 – Indicadores globais após interligações	119
Tabela 4.2.5.4-2 – Resultados por subestação	119
Tabela 4.2.5.4-3 – Resultados por alimentador.....	120
Tabela 4.2.5.5-1 – Indicadores globais com automação	121
Tabela 4.2.5.5-2 – Resultados por subestação	121
Tabela 4.2.5.5-3 – Resultados por alimentador.....	121

LISTA ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CSPE	Comissão de Serviços Públicos de Energia
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
DIC	Duração de Interrupção Individual por Consumidor
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
END	Energia não Distribuída
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Consumidor
FMEA	Análise dos Modos e Efeitos das Falhas
FP	Fator de Falhas Permanentes
FTA	Análise da Árvore das Falhas
IQT	Índice de Queima de Transformadores de distribuição
MTTR	Tempo Médio de Reparo
PTR	Pontos de Telecontrole de Rede
SE	Subestação de distribuição
TA	Tempo de transferência automática dos blocos
TF	Tempo médio de preparação da turma de emergência, localização do defeito e reparo do transformador de distribuição
TL	Tempo médio de preparação da turma de emergência, localização do defeito e abertura da chave de seccionamento e/ou proteção imediatamente a montante do bloco com defeito
TM	Tempo de transferência manual dos blocos
TR	Tempo médio de reparo do bloco (<i>MTTR</i>)

TS	Tempo médio de preparação da turma de emergência, localização do defeito e reparo da rede secundária de distribuição
TT	Tempo de transferência dos blocos

LISTA DE SÍMBOLOS

$Ca(i)$	número de consumidores do universo considerado, atingidos na interrupção i
$t(i)$	tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção i
C_s	número total de consumidores do universo considerado
FEC_m	calculado de maneira idêntica ao FEC , porém levando-se em conta apenas interrupções momentâneas
λ_M	taxa de falhas momentâneas, referente a faltas que são eliminadas automaticamente, após religamento
λ_S	taxa de falhas permanentes, referente a faltas que requerem a presença da equipe de campo, para restabelecimento da energia
λ_j	taxa de falhas anual do bloco j
λ_{redet}	taxa de falhas por quilômetro para o tipo de rede t
l_t	porção do comprimento do bloco j , que possui o tipo de rede t , em quilômetros
PI_j	quantidade provável de interrupções, devido a defeito permanente no bloco j
FEC_P	parcela do FEC referente a falhas originadas na rede de distribuição primária
$NI_P(j)$	quantidade total média de interrupções não programadas do bloco j , originadas na rede de distribuição primária, durante o período analisado
$N(j)$	número de consumidores ligados ao bloco j
$CFEC_P(i)$	contribuição do bloco i para o FEC_P
DEC_P	parcela do DEC referente a falhas originadas na rede de distribuição primária
$DI_P(j)$	duração total das interrupções do bloco j , devido a ocorrências não programadas, originadas na rede distribuição primária, durante o período analisado
$CDEC_P(i)$	contribuição do bloco i para o DEC_P .
μ	média

δ	desvio padrão
END_P	parcela da <i>END</i> referente a falhas originadas na rede de distribuição primária
$C(i)$	consumo anual do bloco <i>i</i>
$CEND_P(i)$	contribuição do bloco <i>i</i> p/ a END_P
$END_P(j)$	energia não distribuída para o bloco <i>j</i>
λ_j'	taxa anual de manutenções do bloco <i>j</i>
λ_{redet}'	taxa de manutenções por quilômetro, para o tipo de rede <i>t</i>
$NI_S(i)$	número médio de interrupções a que estarão sujeitos todos os consumidores atendidos pelo transformador <i>i</i> , devido a falhas provenientes do próprio equipamento ou da respectiva rede secundária
$\lambda_{QT}(i)$	taxa de falhas do transformador <i>i</i>
$\lambda_{RS}(i)$	taxa de falhas da rede secundária atendida pelo transformador <i>i</i>
λ_{RS_t}	taxa de falhas por quilômetro, da rede secundária tipo <i>t</i>
FEC_S	parcela do <i>FEC</i> referente a falhas originadas na rede de distribuição secundária
$Ns(i)$	número de consumidores ligados à rede secundária atendida pelo transformador <i>i</i>
$NIPJ$	quantidade provável de interrupções – não programadas, originadas na rede de distribuição primária – do bloco onde está ligado o transformador <i>j</i> , durante o período analisado, conforme <i>equação 3.7-1</i>
DEC_S	parcela do <i>DEC</i> referente a falhas originadas na rede de distribuição secundária
$DI_S(i)$	tempo estimado, durante o qual os consumidores ligados ao circuito <i>i</i> ficarão sem energia, devido a interrupções originadas no respectivo circuito secundário, durante o período considerado
$DIPJ$	duração total provável das interrupções – não programadas, originadas na rede de distribuição primária – do bloco onde está ligado o transformador <i>j</i> , durante o período analisado, conforme <i>equação 3.11-1</i> .

1. PREÂMBULO

1.1 APRESENTAÇÃO

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos.

No primeiro, é apresentado um breve panorama que antecede o programa de privatizações no setor elétrico brasileiro, bem como discutidos alguns ingredientes que estiveram presentes naquele período.

Também são apresentados alguns aspectos da nova regulamentação do setor elétrico nacional, além das razões que motivaram o desenvolvimento da metodologia desenvolvida, através do delineamento de seus objetivos.

No capítulo 2 são apresentadas algumas das bibliografias consultadas, onde são revistos trabalhos pertinentes ao assunto e analisados documentos que contribuíram de maneira bastante significativa, para o desenvolvimento deste trabalho.

O capítulo 3 descreve a metodologia de análise dos impactos das ações de planejamento, nos indicadores de confiabilidade dos sistemas de distribuição. Através dela é possível estimar os efeitos de cada implementação planejada, nos indicadores *DEC*, *FEC*, *DIC*, *FIC* e energia não distribuída (*END*), sendo possível a comparação de diversas alternativas propostas.

São ainda apresentados alguns direcionadores que auxiliam as tomadas de decisão.

No capítulo 4 são simulados dois casos: um numa rede hipotética e um numa rede real, onde são comparados e discutidos os resultados de algumas proposições. Neles é possível verificar a eficiência e a aplicabilidade prática do modelo.

No capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões e recomendações.

1.2 INTRODUÇÃO

Desde o final da década de 70, o setor elétrico internacional tem passado por profundas mudanças, iniciadas pelo governo de Margaret Thatcher na Inglaterra, que defendia a redução da presença do Estado na economia. [1]

Começavam assim vários debates, em diversos países, sobre as conseqüências da privatização de monopólios naturais e os diferentes modelos para torná-la viável.

No Brasil, segundo Leite, a transição para uma nova política de energia, iniciada na década de 90, vem sofrendo várias influências, como a grave crise financeira do Estado, com a deterioração da administração pública e a impossibilidade de transferência de recursos do Tesouro para o setor de eletricidade, como havia ocorrido desde a fase inicial da intervenção estatal até o final da década de 60. [2]

No cenário internacional, com a globalização da economia, começam a predominar as transações estritamente financeiras sobre o comércio de bens e serviços.

No campo político brasileiro, disputas estaduais e desobediência civil das concessionárias regionais, em relação ao cumprimento das decisões do órgão regulador e à Constituição Federal de 1988 – que não atribuía para o Poder Público estadual e municipal responsabilidades explícitas de investimento na expansão dos serviços de energia elétrica – comprometiam o alcance das diretrizes energéticas nacionais.

Outros aspectos relevantes foram: o aumento da força política de grandes consumidores, pressionando a redução de tarifas e a forte influência de empreiteiros, que passavam a interferir no plano de obras das concessionárias públicas, pois dependiam dessas obras estatais para suas ações empresariais.

A reunião desses ingredientes, somados a outros – como a falta de estímulo à eficiência – levou ao aumento do endividamento e à inviabilidade financeira do setor elétrico.*

Visando corrigir os principais problemas discutidos, o governo Fernando Henrique Cardoso optou pela privatização das empresas estatais federais e exerceu forte influência sobre os governos estaduais, para que também trilhassem esse caminho.

* MARANHÃO, R. Curso Avançado de Administração. Fundação Getúlio Vargas - Escola de Administração de Empresas de São Paulo. Material de aula, Outubro 1996 a Agosto 1997.

Dentre as semelhanças observadas na reestruturação de diversos países que também implementaram esse tipo de participação privada, percebe-se forte estímulo à concorrência, com a tentativa de se manter um grau satisfatório de regulamentação, que não prejudique a liberdade de mercado e estabeleça regras para garantir os interesses das Nações.*

Com a privatização das empresas concessionárias de energia elétrica, foram assinados contratos de concessão com o Poder Concedente (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), que estabelecem um conjunto de exigências, obrigações, procedimentos, indicadores de natureza técnica e comercial, além de penalidades, com o objetivo de assegurar a qualidade dos serviços prestados por essas empresas aos consumidores.

A legislação passou a estabelecer limites diferenciados para cada uma das empresas concessionárias, baseando-se em seus históricos, visando preservar e/ou aumentar a qualidade do fornecimento existente antes das privatizações.

O Estado, através da ANEEL e de órgãos estaduais – como a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE), no caso de São Paulo – passa a exercer as atividades de regulador e fiscalizador das concessionárias, quanto ao correto cumprimento das obrigações assumidas.

Algumas empresas já estão atuando dentro desse novo contexto e assinaram Contratos de Concessão, comprometendo-se a cumprir todas as regras relacionadas à sistemática de controle da qualidade do fornecimento de energia elétrica, neles dispostas.

Esse controle está sendo executado em etapas sucessivas, considerando indicadores e padrões individuais e coletivos, sendo que, a violação dos padrões individuais definidos poderá gerar penalidades para as concessionárias em favor dos consumidores, assim como a violação de padrões coletivos acarretará recolhimentos ao órgão regulador.

* MACKERRON, G. “O Modelo Inglês de Energia Elétrica”. Palestra. CPFL, julho 1999.

Os vários indicadores controlados contemplam três enfoques: a qualidade do atendimento comercial, a qualidade do produto e a qualidade do serviço. O presente trabalho estará abordando os aspectos que influenciam esse último – especialmente os relacionados à duração e à frequência de interrupções individuais e coletivas – onde há grande possibilidade de interações com as atividades de Planejamento do Sistema de Distribuição das empresas.

1.3 INDICADORES DE QUALIDADE DO SERVIÇO, RELACIONADOS COM A DURAÇÃO E FREQUÊNCIA DE INTERRUPÇÕES, PARA CONSUMIDORES ATENDIDOS EM TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Os Contratos de Concessão das empresas distribuidoras apresentam algumas variações entre si. Alguns são cronologicamente divididos em duas ou três etapas, além de diferentes períodos e universos de apuração.

Entretanto, todos buscam o objetivo comum de se estabelecer regras claras, que possam regular os serviços de eletricidade.

Neste item serão apresentados alguns termos que aparecem nesses Contratos de Concessão [3], visando a familiarização com seus principais conceitos.

1.3.1 Indicadores controlados para a etapa de adaptação

Normalmente inicia-se a partir da assinatura do Contrato de Concessão. Nessa etapa são definidos pelo órgão regulador, os seguintes indicadores:

a. DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor)

Exprime o intervalo de tempo contínuo ou não em que, em média, cada consumidor do universo avaliado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração, considerando-se as interrupções iguais ou superiores a 1 minuto, ou a 3 minutos, dependendo do Contrato.

Fórmula de cálculo:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^N Ca(i) \times t(i)}{Cs} \quad [horas/consumidor] \quad (1.3.1-1)$$

Onde:

DEC é a duração equivalente de interrupção por consumidor, expressa em horas e centésimos de hora, por cliente;

Ca(i) é o número de consumidores do universo considerado, atingidos na interrupção *i*;

t(i) é o tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção *i*;

(i) é o número da interrupção considerada, variando de 1 a *N*, sendo *N* o número de interrupções ocorridas durante o período de apuração;

Cs é o número total de consumidores do universo considerado, entendido como sendo o número de consumidores existentes no último dia de cada mês de apuração no caso de apuração mensal e média aritmética dos números de consumidores existentes nos últimos dias de cada mês do período, no caso de apuração trimestral ou anual.

b. FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor)

Exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do universo avaliado sofreu no período de apuração, considerando-se as interrupções iguais ou superiores a 1 minuto, ou a 3 minutos, dependendo do Contrato.

Fórmula de cálculo:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^N Ca(i)}{Cs} \quad [interrupções/consumidor] \quad (1.3.1-2)$$

Onde:

FEC é a frequência equivalente de interrupções por consumidor, expressa com 2 casas decimais;

Ca(i) é o número de consumidores do universo considerado, atingidos na interrupção *(i)*;

(i) é o número da interrupção considerada, variando de 1 a *N*, sendo *N* o número de interrupções ocorridas durante o período de apuração;

Cs é o número total de consumidores do universo considerado, entendido como sendo o número de consumidores existentes no último dia de cada mês de apuração no caso de apuração mensal e média aritmética dos números de consumidores existentes nos últimos dias de cada mês do período, no caso de

apuração trimestral ou anual.

c. DIC (Duração de Interrupção Individual por Consumidor)

Exprime o intervalo de tempo, contínuo ou não, em que um determinado consumidor ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto, ou a 3 minutos, dependendo do Contrato.

Fórmula de cálculo:

$$DIC = \sum_{i=1}^N t(i) \text{ [horas]} \quad (1.3.1-3)$$

Onde:

DIC é a duração das interrupções do consumidor considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

t(i) é o tempo de duração, em horas e centésimos de hora, da interrupção (i);

(i) é o índice de cada interrupção variando de 1 a N;

N é o número de interrupções do consumidor considerado, no período de apuração.

d. FIC (Frequência de Interrupção Individual por Consumidor)

Exprime o número de interrupções que um determinado consumidor sofreu no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto, ou a 3 minutos, dependendo do Contrato.

Fórmula de cálculo:

$$FIC = N \text{ [interrupções]} \quad (1.3.1-4)$$

Onde:

FIC é a frequência das interrupções do consumidor considerado;

N é o número de interrupções do consumidor considerado, no período de apuração.

Pode-se constatar que o *DEC* é igual à média dos valores de *DIC*, assim como o *FEC* é igual à média dos valores de *FIC*.

1.3.1.1 Períodos de apuração do DEC, FEC, DIC e FIC

Período de apuração dos indicadores *DEC*, *FEC*, *DIC* e *FIC* é definido como o

intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções de fornecimento de energia elétrica dos consumidores de um determinado universo de apuração.

São utilizados os períodos mensais, trimestrais e anuais, sendo que as apurações mensais são realizadas para cada um dos meses do ano e as trimestrais correspondem a cada trimestre civil.

Já as apurações anuais, que também são realizadas mensalmente, englobam todas as interrupções das apurações mensais dos últimos 12 meses, incluindo-se o mês de apuração.

1.3.1.2 Universos de apuração do DEC e FEC

Os indicadores *DEC* e *FEC* podem ser apurados para diferentes universos, como por exemplo:

- Sistema de Distribuição da empresa: Inclui todos os consumidores atendidos em tensão de distribuição. Considera, portanto, todos os consumidores atendidos com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV.
- Sistema de Distribuição de Área de Concessão: Inclui todos os consumidores de cada uma das áreas de concessão atendidos em tensão de distribuição. Considera, portanto, todos os consumidores atendidos com tensão nominal igual ou inferior a 34,5 kV da área de concessão.
- Conjuntos de consumidores: Inclui todos os consumidores pertencentes a cada um dos conjuntos em vigor e definidos pelo DNAEE.

1.3.1.3 Universos de apuração do DIC e FIC

São apurados os indicadores *DIC* e *FIC* para os seguintes universos:

- Consumidores atendidos por sistema subterrâneo;
- Consumidores atendidos em alta tensão;
- Consumidores atendidos em média tensão situados em zona urbana;
- Consumidores atendidos em baixa tensão situados em zona urbana, inclusive os pertencentes a conjuntos com menos de 1.000 consumidores;

- Consumidores localizados em zona rural.

1.3.2 Indicadores controlados para a etapa de transição

Nessa etapa, para o caso específico de *DEC*, *FEC*, *DIC* e *FIC*, permanecem os mesmos indicadores da etapa de adaptação.

1.3.3 Indicadores controlados para a etapa de maturidade

Nessa etapa são controlados os indicadores da etapa anterior acrescentando-se, nos universos de apuração, novo agrupamento de consumidores denominado famílias de redes.

A tabela abaixo apresenta o resumo dos indicadores individuais e coletivos até aqui abordados, a serem controlados:

Tabela 1.3-1 – Indicadores controlados na etapa de maturidade

<i>Indicador</i>	<i>Abrangência</i>	<i>Período de Apuração</i>
<i>DEC</i>	Toda empresa/Áreas de Concessão/Conjuntos/Famílias	Mensal/Trimestral/Anual
<i>FEC</i>	Toda empresa/Áreas de Concessão/Conjuntos/Famílias	Mensal/Trimestral/Anual
<i>DIC</i>	Individual	Reclamação ou Auditoria
<i>FIC</i>	Individual	Reclamação ou Auditoria

1.4 OBJETIVO

Há tempos que as concessionárias de energia elétrica têm realizado acompanhamentos de alguns indicadores de qualidade, como é o caso do *DEC* e do *FEC*, regulamentados pela Portaria nº 046/DNAEE de 17/04/1978. Entretanto, no caso de várias concessionárias, não havia tanta necessidade de rigor no controle dos padrões estabelecidos, porque seus índices sempre estiveram bastante melhores que

os determinados pela legislação.

Isso ocorria basicamente porque, por parte dessas empresas, havia a disposição de se privilegiar a qualidade do fornecimento, sem análises acuradas de custos. Além disso, a legislação estabelecia as mesmas exigências para todas as concessionárias, das diferentes regiões, com diferentes características e exigências de mercado.

Sendo assim, de maneira geral, as grandes distribuidoras do Sul e Sudeste do Brasil não tinham dificuldade no cumprimento dos padrões estabelecidos nacionalmente.

Agora, com a fixação de padrões de qualidade mais exigentes, onde foram estabelecidos limites diferenciados para cada uma das empresas concessionárias, além da definição de diferentes períodos de apuração e vários universos de abrangência, torna-se bastante importante a busca pela sistematização de métodos de análise e melhoria dos índices de qualidade, obtendo-se assim soluções mais eficazes.

Geralmente, para casos em que se busca a melhoria de um indicador específico para uma determinada região, são realizadas inspeções e definidas ações de melhoramentos globais pela Área de Manutenção.

Essas ações de Manutenção são bastante importantes e contribuem significativamente para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica; porém, embora seja bastante razoável admitir, que qualquer obra de melhoria na rede elétrica influenciará positivamente na qualidade de fornecimento a determinada área, não é trivial dimensionar os ganhos na implementação de determinadas ações, em cada um dos indicadores.

Fica clara, portanto, a necessidade de se desenvolver ferramentas e mecanismos, visando direcionar ações específicas, na busca da melhoria de um ou outro índice em particular, ao invés de implementações não focadas, de correções de pouca profundidade e da conquista de resultados parciais.

Em 1964, Todd já advertia sobre a necessidade dessa quantificação. Assim seria possível analisar os efeitos específicos, que determinadas propostas de novos projetos e mudanças nos sistemas elétricos iriam causar nas interrupções de fornecimento aos consumidores. [4]

Sendo assim, propõe-se que, já na etapa de Planejamento, sejam realizados levantamentos prévios de várias possibilidades de interferências em cada um dos

indicadores de qualidade, quando da concepção do Sistema Elétrico. Dessa forma, é possível obter sinalizações das conseqüências do que será implementado, reduzindo-se gastos futuros com ações paliativas de Manutenção.

A incorporação dos estudos de confiabilidade ao processo de planejamento amplia o nível de análise das alternativas, auxiliando nas tomadas de decisão, além de identificar soluções de menor custo, sem prejudicar a qualidade do fornecimento. [5] O modelo aqui proposto deverá ser capaz de estimar os efeitos das ações de Planejamento, nos índices de confiabilidade futuros – particularmente *DEC*, *FEC*, *DIC* e *FIC* – além do cálculo da energia não distribuída (*END*), com base nas interrupções não programadas, visando possibilitar a avaliação dos impactos promovidos por diferentes proposições, seja através da instalação de novos equipamentos de proteção e/ou seccionamento, seja pela construção de interligações, que possibilitem caminhos alternativos de suprimento, seja pela reconfiguração do sistema, ou pela utilização de diferentes tecnologias de redes, ou automação de equipamentos, etc, considerando-se esse novo contexto do Setor Elétrico.

Em suma, pretende-se apresentar uma metodologia para análise das conseqüências das interrupções não programadas, na confiabilidade do Sistema Elétrico de Distribuição.

Essa metodologia está sendo estruturada, de maneira a se tornar uma rotina computacional, que integrada a um programa de planejamento já existente e apresentado por Manhães [6], deverá transformar-se numa poderosa ferramenta, capaz de viabilizar análises comparativas, entre as diversas alternativas de planejamento propostas.

2. ANÁLISE DA BIBLIOGRAFIA

Neste Capítulo, inicialmente serão revisadas as referências de caráter geral e posteriormente, as que mais influenciaram o presente trabalho.

Billinton realizou um levantamento das mais relevantes publicações sobre a aplicação de métodos probabilísticos na análise de confiabilidade de sistemas de potência até o início da década de 70 e relata que o despertar do interesse nessa área evidenciou-se por volta de 1933. [7]

Nesse ano, Lyman afirma que os padrões para definição de reserva de capacidade de geração, visando melhorar a continuidade do serviço, poderiam ser melhor definidos, através de rigorosos estudos sobre o desempenho de equipamentos, variações de carga, probabilidade relativa entre os diferentes tipos de falhas e de continuidade do serviço, para diferentes pontos do sistema. [8]

Esse procedimento produziria os melhores resultados, com os menores custos.

Dessa forma, o custo da confiabilidade de um elemento em cada seção do sistema poderia ser determinado e comparado. Com isso haveria a possibilidade de direcionamento de investimentos em partes do sistema, onde há maior probabilidade de se obter os melhores resultados.

Baseando-se na taxa de falhas de cada equipamento, seria ainda possível estabelecer as probabilidades de indisponibilidade do fornecimento, que equivale ao tempo médio em que os consumidores ficariam sem energia, no período considerado. [9]

De acordo com Patton, o tratamento dos dados relacionados a taxas de falhas e a tempos envolvidos no restabelecimento do fornecimento pode ser realizado, mediante a utilização de técnicas estatísticas, como Diagramas de Dispersão, Métodos de Regressão Linear e estabelecimento de Distribuições de Probabilidade e Intervalos de Confiança [10]

Além das medidas de indisponibilidade, também discutidas por Todd [4], outras podem ser estabelecidas, como por exemplo, as apresentadas por Gaver; Montmeat; Patton:

- Número anual médio de interrupções por consumidor (F);
- Tempo de interrupção total anual médio por consumidor (H);
- Tempo médio de restabelecimento (R);

- Número máximo de interrupções anuais esperado, para qualquer consumidor (F_{max});
- Tempo máximo de restabelecimento experimentado por qualquer consumidor (R_{max});
- Probabilidade de algum consumidor vir a sofrer interrupções por período superior a um tempo especificado.

Essas medidas podem ser obtidas a partir do levantamento das taxas de falhas por quilômetro, dos diferentes tipos de estruturas e linhas, para duas condições climáticas: tempestade e tempo normal. [11]

Além disso, devem ser consideradas as taxas de manutenções e as curvas de distribuição dos tempos de reparo, para as diferentes condições atmosféricas e durante manutenções. [11] [12]

A separação de dados, considerando-se as diferentes condições climáticas é bastante importante, para o correto tratamento estatístico das informações, pois há grande variação no comportamento dos componentes do sistema elétrico, sob diferentes condições atmosféricas. Entretanto, para o objetivo a que se propõe o presente trabalho – que é a comparação macro entre alternativas de planejamento, considerando-se as estimativas de indicadores anuais – não será adotado tal procedimento.

Conforme apresentado por Oprisan et al., além das anteriores, uma série de outras relações pode ser obtida, mediante o estabelecimento de procedimentos eficientes de coleta e registro de ocorrências [13], visando à análise do desempenho dos sistemas ou de seus diversos componentes como, por exemplo, os propostos por Connor; Parkins:

- Número de faltas por unidade, num período de tempo. Exemplo: Número de faltas por 100 km de rede aérea, ou número de falhas para cada 100 transformadores por ano;
- Consumidor-hora interrompido por consumidor atendido por ano;
- Consumidor-hora interrompido por falta;
- Energia interrompida por consumidor interrompido por ano;
- Relação entre o número de interrupções de consumidores e o número total de

consumidores atendidos.

Alguns dos benefícios de se trabalhar com dados estatísticos, a partir de um procedimento padrão para a construção e manutenção de um banco de dados históricos, são:

- Possibilidade de se estimar o número de faltas que irão ocorrer num determinado tipo de rede;
- Comparação entre os dados históricos e os resultados obtidos após a implementação de uma determinada ação de melhoria, a fim de se verificar os ganhos obtidos com a solução implementada. [14]

Algumas metodologias passaram então a ser desenvolvidas, visando quantificar e estimar parâmetros de confiabilidade, utilizando diferentes técnicas, como a aplicação repetida de reduções séries e paralelas [Bazovsky apud Nolan; O’Kelly; Fahy [15]] e o estabelecimento de equações de estado, através da álgebra Booleana e das Cadeias de Markov, discutidas por DeSieno; Stine. [16]

De acordo com Christiaanse, outros métodos foram sendo desenvolvidos, objetivando viabilizar análises práticas em sistemas reais, com maior número de variáveis [17], ou ainda, buscando tornar as análises mais acuradas, através da investigação das diferentes distribuições de probabilidade, conforme apresentado por Billinton; Wojczynski [18] e por Billinton; Goel. [19]

Métodos de Análise dos Modos e Efeitos das Falhas (FMEA), bem como da Árvore das Falhas (FTA), também podem ser utilizados para sistemas elétricos, através do estabelecimento de diagramas de blocos de confiabilidade.

De acordo com Helman; Andery, a partir desses diagramas, é possível identificar o quanto uma falha em determinado componente pode influenciar no desempenho dos demais componentes, ou do sistema globalmente considerado [20], além de possibilitar a identificação dos Conjuntos Mínimos de Corte. [21]

Entretanto, devido à complexidade das configurações do sistema elétrico e à variedade de componentes e suas formas de operação, é difícil aplicar diretamente o FMEA para a elaboração de um programa computacional, que possa ter uma utilização generalizada em Sistemas de Distribuição. Billinton; Wang sustentam tal afirmação e propõem um método bastante interessante, que pode ser generalizado

para análise de confiabilidade em Sistemas de Distribuição [22].

Outro modelo menos genérico, mas igualmente interessante, que serviu de base para a elaboração de um programa computacional, é apresentado por Kjolle; Sand. Trata-se de uma metodologia analítica baseada nas contribuições de todos os componentes e suas conseqüências, para as interrupções de fornecimento aos diferentes pontos de carga. O algoritmo acumula índices de confiabilidade para cada ponto de carga, devido à contribuição de cada componente e, ao final da contabilização, apresenta o índice total acumulado. [23]

De acordo com Goel; Billinton, com o aumento da velocidade e capacidade de processamento dos computadores, tem aumentado a utilização das técnicas de simulação de Monte Carlo, nas análises de confiabilidade [24], além da incorporação de novos conceitos, como a utilização de redes neurais [25] e da lógica “Fuzzy” [26].

2.1 SILVA, E. S.; MANHÃES, L. R.; OLIVEIRA, P. R. P.; JOLY, S. V. Z. “Previsão de Confiabilidade de Alimentadores”. CPFL. Relatório Interno, 1992. [27]

É apresentada uma metodologia para a previsão dos indicadores de confiabilidade: *DEC*, *FEC* e Energia não Distribuída (*END*), referentes a interrupções não programadas, originadas na rede primária de distribuição, considerando-se que os alimentadores são compostos por blocos, delimitados por dispositivos de proteção e/ou seccionamento.

A partir daí, inicia-se a verificação das conseqüências que uma falha em cada um dos blocos, causa nos demais.

Isso é realizado a partir do estabelecimento de uma lógica de classificação dos blocos, quando da ocorrência de falha no sistema.

Tomando-se como exemplo a figura apresentada pelos próprios autores:

Figura 2.1-1 – Alimentador subdividido em blocos

É possível classificar os blocos em:

- Não atingível (N): Quando o bloco não é interrompido por falha originada no bloco defeituoso em análise. No exemplo da *Figura 2.1-1*, pode-se perceber que, quando ocorre falha no bloco 5, os blocos 1, 2, 3 e 4 serão classificados como Não atingível;
- Restabelecível (R): Quando o fornecimento de energia ao bloco pode ser restabelecido, mediante o isolamento do bloco com defeito, através da abertura de chave de seccionamento e/ou proteção a montante. No exemplo: quando há falha no bloco 2, será classificado como Restabelecível o bloco 1;
- Transferível (T): Quando o fornecimento de energia ao bloco pode ser restabelecido, mediante a realização de manobra e transferência da alimentação, através de caminho alternativo. No exemplo: quando ocorre falha no bloco 1, todos os demais serão classificados como Transferível, pois podem ser alimentados por outro alimentador;
- Irrestabelecível (I): Quando não é possível restabelecer o fornecimento ao bloco, antes que seja efetuado reparo no bloco defeituoso. No exemplo: quando ocorre falha no bloco 2, os blocos 2, 3, 4 e 5 serão classificados como Irrestabelecível;
- Irrestabelecível com Espera de Transferência (IE): É um tipo de bloco que, além de só poder ter seu restabelecimento após reparo, ainda tem que aguardar o tempo necessário para transferência de blocos do tipo Transferível. No exemplo: caso ocorra defeito no bloco 1, ele próprio será considerado como Irrestabelecível com Espera de Transferência.

Então, pode-se montar uma matriz que, para o exemplo da *Figura 2.1-1*, seria do tipo:

Tabela 2.1-1 – Matriz de Restabelecimento dos Blocos

		CLASSIFICAÇÃO DO BLOCO				
		1	2	3	4	5
BLOCO COM DEFEITO	1	IE	T	T	T	T
	2	R	I	I	I	I
	3	R	R	I	I	R
	4	R	R	R	I	R
	5	N	N	N	N	I

São também definidos tempos médios para as diversas etapas do procedimento de restabelecimento dos blocos:

- Tempo de Conhecimento (TC): Período entre a ocorrência da interrupção e a tomada de conhecimento pela empresa;
- Tempo de Preparo (TP): Período de mobilização da turma de emergência;
- Tempo de Localização (TL): Período entre o início do deslocamento da turma, localização do defeito, abertura da chave a montante do bloco defeituoso e restabelecimento dos blocos do tipo Restabelecível;
- Tempo de Transferência (TT): Período para transferência dos blocos localizados a jusante do bloco defeituoso;
- Tempo de Reparo (TR): Período que inclui a execução de serviços de reparo e restabelecimento do fornecimento;
- Tempo de Manobra para Volta da Configuração Original (TV): Período de realização de manobras, visando o retorno da rede à sua configuração normal.

Com base nos tempos anteriormente apresentados, é então definida a duração da interrupção (*TI*) de cada bloco, de acordo com sua classificação, ou seja:

- Os blocos do tipo Não Atingível não sofrerão interrupção, então:

$$TI(N) = 0. \quad (2.1-1)$$

- Os blocos do tipo Restabelecível ficarão interrompidos durante o tempo:

$$TI(R) = TC + TP + TL. \quad (2.1-2)$$

- Os blocos do tipo Transferível ficarão interrompidos durante o tempo:

$$TI(T) = TC + TP + TL + TT + TV. \quad (2.1-3)$$

- Os blocos do tipo Irrestabelecível ficarão interrompidos durante o tempo:

$$TI(I) = TC + TP + TL + TR. \quad (2.1-4)$$

- Os blocos do tipo Irrestabelecível com Espera de Transferência ficarão interrompidos durante o tempo:

$$TI(IE) = TC + TP + TL + TT + TR. \quad (2.1-5)$$

A partir da *Tabela 2.1-1* são então criadas duas novas matrizes, que se relacionam, respectivamente, à quantidade e a duração das interrupções. São elas: Matriz de Quantidade de Interrupções (*QI*) e a Matriz de Duração das Interrupções (*DI*).

Os elementos da Matriz *QI* são obtidos da seguinte forma:

$$q(i,j) = K[r(i,j)] \times NIP_i \quad (2.1-6)$$

$$NIP_i = [(\lambda_{iU} \times Li_U) + (\lambda_{iR} \times Li_R)] \quad (2.1-7)$$

Onde:

$q(i,j)$ é o elemento que fornece a informação do número de interrupções a que estará sujeito o bloco j , devido a interrupções originadas no bloco i ;

$K[r(i,j)]$ é a constante que indica quantas interrupções sofrerá o bloco j , para cada interrupção no bloco i . Essa proporção é estabelecida de acordo com a Matriz de Restabelecimento dos Blocos. Se o elemento $r(i,j)$ for do tipo N , então $K[N] = 0$; ou seja, qualquer interrupção no bloco i , não causará interrupção no bloco j . Para os demais blocos tem-se: $K[R] = K[I] = K[IE] = 1$ e $K[T] = 2$;

NIP_i é o número de interrupções no bloco i motivadas por falhas no próprio bloco;

λ_{iU} , λ_{iR} são as taxas de falhas urbana e rural atribuídas ao bloco i , por unidade de comprimento;

Li_U , Li_R são os comprimentos urbano e rural do bloco i .

A razão do fator $K[r(i,j)] = 2$, para os blocos do tipo Transferível, é justificada

pelos autores pela necessidade de interrupção para que haja manobras, visando o retorno à configuração original, o que não parece razoável, já que manobras não devem provocar mais interrupção. E mesmo em raros casos em que esse procedimento seja imperativo, deverá ser operacionalizado em tempo inferior à contabilização para os indicadores *DEC* e *FEC*.

Os elementos da segunda Matriz (Duração das Interrupções) são construídos, conforme equação:

$$d(i, j) = NIP_i \times \left\{ \frac{\{TI[r(i, j)]_U \times Li_U\} + \{TI[r(i, j)]_R \times Li_R\}}{Li_U + Li_R} \right\} \quad (2.1-8)$$

Onde:

$d(i, j)$ é o elemento que fornece a informação da duração das interrupções a que estará sujeito o bloco j , devido a interrupções originadas no bloco i ;

$TI[r(i, j)]_{U/R}$ é a duração das interrupções a que estará sujeito o bloco j , quando da ocorrência de defeito originado no bloco i . Esse tempo é estabelecido a partir do relacionamento entre a Matriz de Restabelecimento dos Blocos e as equações de 2.1-1 a 2.1-5.

A quantidade total de interrupções de um determinado bloco, durante um período de análise, será:

$$QITb = \sum_{i=1}^N q(i, b) \quad (2.1-9)$$

Onde:

$q(i, b)$ são os elementos da Matriz *QI*, pertencentes à coluna b ;

N é o número total de blocos envolvidos na análise.

A duração total das interrupções de um determinado bloco b , durante um período de análise, será:

$$DITb = \sum_{i=1}^N d(i, b) \quad (2.1-10)$$

Onde:

$d(i, b)$ são os elementos da Matriz *DI*, pertencentes à coluna b .

Os indicadores de confiabilidade podem ser calculados como:

$$FEC = \frac{\sum_{b=1}^N QIT(b) \times NC(b)}{\sum_{b=1}^N NC(b)} \quad (2.1-11)$$

$$DEC = \frac{\sum_{b=1}^N DIT(b) \times NC(b)}{\sum_{b=1}^N NC(b)} \quad (2.1-12)$$

$$END = \sum_{b=1}^N \frac{E(b)}{730} \times DIT(b) \quad (2.1-13)$$

Onde:

$NC(b)$ é o número de consumidores dos blocos;

$E(b)$ é o consumo mensal dos blocos.

A idéia da correlação entre a classificação dos blocos e o número de interrupções ao qual estarão submetidos é bastante interessante. Entretanto, não são considerados os efeitos da presença dos diferentes tipos de dispositivos de proteção e/ou seccionamento, na confiabilidade do sistema em análise. Dessa forma, um bloco que possui um religador automático de distribuição – que tem a capacidade de coordenação e religamento – a montante, é tratado da mesma maneira que outro, que possua uma chave fusível – que não apresenta nenhuma das características anteriores.

Por tal razão, também não são discutidos os efeitos de falhas momentâneas, no número de interrupções permanentes.

2.2 SIMÕES, A. C. “Análise do Custo–Benefício da Instalação de Equipamentos de Proteção em Redes Aéreas de Distribuição”. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (SP), 1997. [28]

Este trabalho apresenta uma metodologia capaz de subsidiar a tomada de decisão quanto à definição de locais e tipos de equipamentos de proteção ou seccionamento mais apropriados, a serem instalados em determinada rede primária de distribuição. É apresentada uma descrição do funcionamento dos diversos dispositivos de proteção presentes nas redes, sendo classificados de acordo com suas capacidades de religamento e coordenação.

A partir dessa classificação, são investigados os diferentes benefícios obtidos com a instalação de cada tipo de equipamento para a redução do custo da energia não distribuída, quando da ocorrência de falhas em cada um dos trechos da rede primária de distribuição.

Esses custos são calculados antes e após a instalação do equipamento. E para que seja economicamente viável, é necessário que a economia obtida com a diminuição do custo das interrupções, provocada pela instalação do equipamento, seja maior que o custo de aquisição, instalação e manutenção do mesmo, durante toda sua vida útil.

O custo da energia não distribuída pode ser genericamente calculado como sendo:

$$CEND = P \times CE \times T \quad (2.2-1)$$

Onde:

CEND é o custo da energia não distribuída;

P é a potência média interrompida;

CE é o custo da energia, por kWh, sentido pelo consumidor;

T é a duração da interrupção.

O tempo *T* é calculado por:

$$T = Ti + Tdesl + Tloc + T2 \quad (2.2-2)$$

Onde:

Ti é o tempo inicial médio, que engloba o tempo para receber a reclamação, mais a localização do provável trecho defeituoso no mapa, mais a preparação da turma de emergência;

Tdesl é o tempo de deslocamento da turma até o equipamento operado, calculado a partir de uma velocidade média de deslocamento e da distância a ser percorrida pela equipe até o equipamento operado;

Tloc é o tempo de localização do defeito, medido a partir da velocidade média de deslocamento e da distância a ser percorrida pela equipe (que é igual ao comprimento de rede após o equipamento operado e a montante de outros equipamentos de proteção);

T2 é o tempo médio de reparo.

À equação 2.2-1 são associadas as probabilidades de falhas de cada trecho analisado,

considerando-se as características dos equipamentos de proteção existentes a montante e suas capacidades de eliminação de falhas momentâneas.

Foi desenvolvido um programa computacional, onde são realizadas algumas simulações, apresentados os resultados e discutidos os benefícios obtidos com a instalação de cada equipamento de proteção e/ou seccionamento e as variações desses benefícios, em função do comprimento dos alimentadores, da carga passante, da posição do equipamento no alimentador e do produto comprimento x potência.

Portanto, o trabalho aborda as implicações das interrupções não programadas originadas na rede primária de distribuição, para o cálculo da energia não distribuída, considerando cada dispositivo de proteção e/ou seccionamento. No entanto, não inclui a possibilidade de manobras, visando transferências de trechos a jusante do trecho defeituoso, antes mesmo que seja efetuado reparo, nem discute ganhos com a automação desses dispositivos.

2.3 BROWN, R. E.; OCHOA, J. R. “Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, nº 2, May 1998. [29]

É apresentado um método para se contornar um entrave às análises de confiabilidade dos sistemas de distribuição da maioria das empresas concessionárias: a insuficiência de dados históricos, tais como taxas de falhas de linhas e equipamentos, tempos de restabelecimento, etc..

A despeito dessa deficiência, no entanto, a maioria das concessionárias possui dados históricos de indicadores como *DEC*, *FEC*, etc..

A idéia, então, é inicialmente calcular os valores dos indicadores de confiabilidade, a partir de dados publicados, que foram coletados em outros sistemas e verificar se os valores calculados são semelhantes aos dados históricos do sistema em análise.

São utilizados os indicadores *FEC* (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), *DEC* (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor), referentes a interrupções permanentes e *FEC_m* (calculado de maneira idêntica ao *FEC*, porém levando-se em conta apenas interrupções momentâneas).

São também definidas outras variáveis de interesse:

- λ_M : taxa de falhas momentâneas, referente a faltas que são eliminadas automaticamente, após re-energização;
- λ_S : taxa de falhas permanentes, referente a faltas que requerem a presença da equipe de campo, para restabelecimento da energia;
- $MTTR$: tempo médio de reparo, referente ao tempo despendido pela equipe de campo, para restabelecer o sistema.

Quando os valores calculados para os indicadores (DEC , FEC e $FECm$), utilizando-se parâmetros de outros sistemas, não coincidem com os valores históricos disponíveis, são necessários ajustes.

No entanto, há centenas de parâmetros de componentes que poderiam ser ajustados. Por essa razão, faz-se necessário definir quais desses parâmetros deverão ser selecionados para se submeterem às alterações.

Buscando esse objetivo, pode-se reduzir a quantidade dos parâmetros, através do agrupamento de componentes, em diferentes classes. Um exemplo seria considerar uma única taxa de falhas por unidade de comprimento, para todas as redes aéreas de distribuição, independente das seções transversais de seus condutores, ou dos materiais que os compõem.

Mesmo assim, ainda haveria muitas variáveis que poderiam ser ajustadas.

Embora as concessionárias não disponham de dados históricos suficientes para determinar os parâmetros de confiabilidade de todos os componentes de seus sistemas, é possível que disponham de alguns deles, que podem também ser utilizados. Além disso, podem ser estabelecidas relações entre os mesmos, através da utilização de multiplicadores.

Dessa forma, pode haver algumas relações históricas entre os dados disponíveis, como por exemplo: em redes aéreas em regiões fortemente arborizadas que por ventura apresentem taxas de falhas duas vezes maiores que em regiões sem arborização, poder-se-ia escrever que:

$$\lambda_M \text{ da região } A = 2 \times \lambda_M \text{ da região } B.$$

Para auxiliar na escolha dos parâmetros de confiabilidade que deverão ser ajustados, são apresentadas análises de sensibilidade, que possibilitam medir quanto o valor de uma função se altera, quando determinado parâmetro varia.

É apresentado um caso teste, representado pelo sistema *Bus 2 – RBTS* descrito por Allan et al. [30], onde se pôde constatar que o *FECm* é muito mais sensível ao parâmetro λ_M , assim como o *FEC* é mais sensível ao λ_S e, o *DEC*, embora seja mais sensível ao λ_S e ao *MTTR*, também apresenta razoável sensibilidade para o parâmetro *indisponibilidade de religadores automáticos de distribuição*.

Portanto, em vista dos resultados anteriores, sugere-se, por exemplo, que, caso o valor de *FECm calculado* não esteja coincidindo com o valor de *FECm histórico*, deve-se ajustar o valor de λ_M , visando alcançar tal objetivo.

É, então, proposta uma forma de se obter adequadamente os valores de três parâmetros de confiabilidade (λ_M , λ_S e *MTTR*), para redes aéreas, em dois passos:

Como o *MTTR* não afeta os valores de *FEC* e *FECm*, então λ_M pode ser escolhido de tal forma a possibilitar o ajustamento entre os valores de *FECm calculado* e *FECm histórico*. Da mesma forma, λ_S pode ser definido objetivando o ajustamento entre os valores de *FEC calculado* e *FEC histórico*.

Isso é conseguido utilizando-se derivadas parciais, ou aproximações por métodos de perturbação, onde os valores novos podem ser encontrados, ajustando-se os anteriores:

$$\lambda_{NOVO} = \lambda_{ANTERIOR} + \Delta\lambda.$$

Após realizadas as iterações anteriores e obtidos os valores de λ_M e λ_S , pode-se determinar o *MTTR*, através da comparação entre os valores do *DEC calculado* e do *DEC histórico*.

O grande legado desse trabalho é possibilitar a validação de modelos de confiabilidade de sistemas de distribuição, através do ajustamento dos parâmetros de confiabilidade, de forma que os resultados calculados (esperados, ou previstos) utilizando tais parâmetros sejam similares aos dados históricos.

Além disso, as concessionárias ainda poderão checar a validade do modelo que utilizam, comparando os resultados previstos com os efetivamente obtidos no sistema real.

Tais conceitos também são utilizados em nosso trabalho. Entretanto, como não há dados históricos suficientes para os valores de *FECm*, será utilizado um fator de falhas permanentes (FP), conforme definido por Simões [28], que possibilita estabelecer uma relação entre λ_M e λ_S .

2.4 BROWN, R. E.; HANSON, A. P.; WILLIS, H. L.; LUEDTKE, F. A.; BORN, M. F. “Assessing the Reliability of Distribution Systems”. IEEE Computer Applications in Power, Vol. 14, nº 1, Jan 2001. [31]

É apresentada uma ferramenta computacional desenvolvida a partir de uma parceria entre a ABB e a concessionária americana Commonwealth Edison (ComEd), onde técnicas de avaliação de confiabilidade são integradas às de engenharia e planejamento da distribuição.

Assim como são analisados os carregamentos e quedas de tensão de um sistema, através de modelos tradicionais de fluxo de carga, também o programa computacional de confiabilidade pode prever a frequência e duração de interrupções. O modelo baseia-se na topologia do sistema e nos dados de confiabilidade dos componentes e possibilita quantificar os impactos de diferentes opções de engenharia e planejamento.

Foram avaliadas 450 subestações, totalizando mais de 3300 alimentadores em 15 kV, onde cada um foi considerado com carregamento igual ao seu valor máximo registrado no ano de 1999.

Os dados de confiabilidade das subestações foram baseados no histórico de três anos. Os resultados são apresentados de forma geográfica, onde os valores são visualmente identificados com diferentes cores.

Foram realizadas:

- **Avaliações das condições de carregamento máximo**

Equipamentos sobrecarregados podem degradar os níveis de confiabilidade, pois em geral, a confiabilidade diminui quando aumentam os carregamentos.

O programa computacional apresenta os resultados de forma geográfica, identificando com cores, diferentes percentuais de carregamentos, dos diversos componentes do sistema.

- **Análises de confiabilidade**

É utilizado um modelo analítico para previsão das interrupções, para cada consumidor do sistema. Isso é feito simulando-se os impactos de cada contingência e ponderando-se esses impactos, com as probabilidades de ocorrência.

A partir daí, é possível obter índices de confiabilidade para alimentadores, subestações, etc..

- **Análise dos impactos dos componentes do sistema na confiabilidade**

São calculadas as contribuições (o peso) de cada componente do sistema, para cada indicador de confiabilidade.

- **Identificação das restrições de transferências de cargas**

São apresentadas as restrições de transferências de cargas em sistemas cujas manobras acarretariam níveis de carregamento superiores aos permitidos.

- **Identificação e priorização de projetos, com base na relação benefício/custo**

A relação de melhorias é gerada por regras heurísticas e algoritmos especiais, chamados sistemas inteligentes.

São identificados potenciais projetos, baseados nos resultados do sistema (carregamento máximo, confiabilidade, contribuição dos componentes para a confiabilidade e restrições de manobras) e priorizados, com base na relação benefício/custo.

As categorias básicas de opções para melhoria da confiabilidade analisadas foram:

- ✓ Análise de capacidade de transferência. Caso a bitola do condutor seja o impeditivo, talvez o recondutoramento seja a melhor solução;
- ✓ Novas obras de interligação;
- ✓ Instalação de dispositivos de proteção e seccionamento;
- ✓ Automação de alimentadores.

A apresentação dos resultados, através de visualização geográfica, é bastante positiva e possibilita maior facilidade nas análises de comportamento e desempenho do sistema elétrico.

A integração dos programas computacionais de confiabilidade e de planejamento representa uma poderosa ferramenta de análise sistêmica dos conjuntos elétricos, capaz de promover uma excelente combinação e comparação dos resultados.

3. METODOLOGIA

3.1 DEFINIÇÃO DE BLOCOS

Cada alimentador de distribuição pode ser dividido em partes, que denominaremos *blocos* e que são delimitados por dispositivos de proteção e/ou seccionamento. Cada bloco é composto por trechos de redes primárias, com seus respectivos cabos, comprimentos e transformadores de distribuição.

Sendo assim, tomando-se um alimentador, com a seguinte configuração real:

Figura 3.1-1 – Alimentador real

Onde:

Podemos representá-lo, de forma esquemática, conforme figura abaixo, onde apresentamos os blocos marcados com números e suas respectivas chaves de proteção e/ou seccionamento:

Figura 3.1-2 – Equivalente do alimentador real

3.2 CLASSIFICAÇÃO DE BLOCOS

Os blocos podem ser classificados considerando-se diferentes características, como por exemplo, a região em que está inserido – urbana ou rural – ou por vários outros parâmetros que se pretenda agrupar.

Propõe-se nesse momento, classificar os blocos, de acordo com sua condição de restabelecimento, quando da ocorrência de defeito permanente na rede de distribuição, de maneira razoavelmente similar à apresentada por Silva et al. [27]

Serão sempre consideradas apenas manobras simples, ou seja, que consideram a abertura e o fechamento de apenas duas chaves, sendo uma normalmente fechada e uma normalmente aberta, respectivamente, para blocos a montante e a jusante do bloco com defeito.

Assim sendo, dado um bloco β onde ocorre uma falha, os demais poderão ser classificados em:

a. Bloco Não Atingido (N):

Quando a falha no bloco β , não interrompe o fornecimento ao bloco analisado.

Utilizando-se a Figura 3.1-2, podemos verificar que os blocos 1, 2 e 4 são do tipo Não Atingido, quando da ocorrência de defeito no bloco 3, pois os elos fusíveis deverão interromper o fornecimento apenas aos blocos 3 e 5.

b. Bloco Restabelecível (R):

Quando é possível restabelecer o fornecimento ao bloco analisado, através da abertura de um dispositivo de seccionamento localizado a montante do bloco β .

Na Figura 3.1-2, o bloco 1 seria Restabelecível, caso ocorresse um defeito no bloco 2, pois a chave faca a montante desse bloco seria aberta e o disjuntor religado.

c. Bloco Transferível (T):

Quando se pode restabelecer o fornecimento ao bloco analisado, alimentando-o através de alteração na configuração.

Exemplo seria o bloco 5, quando da ocorrência de defeito no bloco 3, pois a chave faca a jusante do bloco 3 seria aberta e a chave faca a jusante do bloco 5 seria fechada.

d. Bloco Permanentemente Interrompido (I):

Quando só é possível sua reenergização após reparo da falha no bloco β .

*No caso da Figura 3.1-2, os blocos 2, 3 e 5 seriam Permanentemente Interrompidos, caso houvesse falha no bloco 2 e só poderiam ser restabelecidos após o reparo da falha, pois o bloco 1 seria Restabelecível – conforme já explicado – e o bloco 4 seria Transferível, através da abertura do Religador Automático de Distribuição e fechamento da chave a óleo de interligação com outro alimentador.**

Dessa forma, é realizada uma investigação para se determinar, quais os efeitos que uma falha em cada um dos blocos causa nos demais.

Pode-se montar uma matriz, onde suas linhas representam os blocos defeituosos β e as colunas, a classificação dos demais blocos.

No caso de um alimentador como esquematizado na Figura 3.1-2, teríamos:

Tabela 3.2-1 – Matriz de classificação de blocos

		CLASSIFICAÇÃO DO BLOCO				
		1	2	3	4	5
BLOCO COM DEFEITO	1	I	T	T	T	T
	2	R	I	I	T	I
	3	N	N	I	N	T
	4	N	N	N	I	N
	5	N	N	R	N	I

* Nota do autor: Nesse caso, os blocos 3 e 5 também poderiam ser do tipo Transferível, através da abertura da chave fusível e do fechamento da chave faca normalmente aberta a jusante do bloco 5. Entretanto, neste trabalho, só serão consideradas manobras simples para cada um dos eventos: manobras simples para bloco Restabelecível e manobras simples para bloco Transferível.

Pode-se perceber que, quando da ocorrência de defeito permanente no bloco 5, o bloco 3 é classificado como *Restabelecível* e nos conduz ao elemento $b_{53} = R$.

Obviamente, todos os elementos da diagonal principal da matriz serão classificados como *Permanentemente Interrompido*, pois somente poderão ser restabelecidos após reparo, já que a falha é proveniente do próprio bloco.

3.3 TAXAS DE FALHAS

Pode-se medir o desempenho histórico dos vários elementos presentes nos sistemas elétricos, em função do número de falhas, visando se estabelecer a probabilidade que cada elemento tem de falhar, dentro de um determinado período de tempo considerado.

São, então, estabelecidas taxas de falhas médias para cada um dos componentes e, de acordo com o arranjo desses elementos (configuração das redes), procura-se prever futuras interrupções no fornecimento de energia elétrica.

As taxas de falhas anuais dos diversos equipamentos presentes nos sistemas elétricos podem ser obtidas com razoável facilidade, considerando-se o percentual de cada tipo de equipamento que sofre avaria a cada ano, em relação à quantidade total existente instalada.

Para o caso dos trechos (ramos) dos alimentadores, pode-se associar taxas de falhas a cada um dos blocos, considerando-se o tipo de rede existente e sua respectiva extensão. Assim, ter-se-ia para o bloco j uma taxa de falhas igual a λ_j , que representa a taxa de falhas do bloco j , em número de defeitos anuais. Essa taxa de falhas pode ser obtida, segundo a expressão:

$$\lambda_j = \lambda_{redet} \times l_t \quad (3.3-1)$$

Onde:

λ_j é a taxa de falhas anual do bloco j

λ_{redet} é a taxa de falhas por km para o tipo de rede t ;

l_t é a porção do comprimento do bloco, que possui o tipo de rede t , em quilômetros.

Para blocos compostos por vários tipos de rede, a equação 3.3-1 pode ser escrita como:

$$\lambda_j = \sum_{t=1}^N \lambda_{redet} \times l_t \quad (3.3-2)$$

Entretanto, a obtenção dessas taxas de falhas dos diferentes tipos de redes de alimentadores de distribuição não é simples, uma vez que nem sempre se consegue determinar em qual parte do sistema a falha foi originada.

Além disso, esses sistemas estão mais sujeitos a interferências externas – quando comparados com os de transmissão – sejam do meio ambiente, sejam do homem, tais como ventos, descargas atmosféricas, árvores, pássaros, pipas, vandalismo, etc., que nem sempre podem ser identificadas.

Por essas razões, tais taxas de falhas sofrem forte influência também das características locais.

Sendo assim, pode-se dizer que, se forem construídos vários sistemas elétrica e mecanicamente idênticos, ao mesmo tempo, contendo os mesmos elementos – quanto à tecnologia, tipos de condutores, equipamentos, etc. – em regiões bastante diferentes, pode-se obter taxas de falhas sensivelmente heterogêneas.

Não se pode, portanto, desprezar as características regionais, em que os sistemas elétricos estão inseridos.

Outro fator que dificulta o estabelecimento das taxas de falhas dos blocos, através de correlações diretas, são os tipos de equipamentos de proteção que estão presentes nos circuitos analisados.

Como nem sempre se pode determinar em qual bloco ocorreu a falha, que originou determinada interrupção – caracterizada pela atuação de um equipamento de proteção – deve-se avaliar as diferentes características desses equipamentos.

Por hora, iremos considerar que é possível determinar as taxas de falhas dos diferentes blocos, em função do comprimento dos trechos, levando-se em conta a *equação 3.3-1* ou a *3.3-2*.

Posteriormente será apresentada uma forma de se considerar tanto as características regionais, como a presença dos diversos tipos de dispositivos de proteção, para a determinação das taxas de falhas dos blocos.

3.4 CLASSIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Cada equipamento de proteção pode ser classificado de acordo com suas características e contribuições para a minimização dos efeitos das interrupções, nos diferentes blocos de alimentadores, conforme relatado por Simões [28].

Entretanto, antes dessa classificação, é interessante que sejam discutidos três conceitos.

- **Capacidade de Religamento:**

Quando o equipamento realiza automaticamente uma ou mais operações de fechamento, visando restabelecer o fornecimento de energia.

- **Capacidade de Coordenação:**

Quando o equipamento alterna suas operações de maneira coordenada com outros dispositivos instalados a jusante do mesmo.

Supondo que haja um religador automático de distribuição a montante de uma chave fusível e que ocorra um defeito a jusante dessa última, conforme esquema da figura abaixo:

Figura 3.4-1 – Coordenação entre religador e elos fusíveis

As curvas de atuação dos equipamentos podem ser representadas conforme *Figura 3.4-2*.

Figura 3.4-2 – Curvas de atuação dos dispositivos de proteção

Onde se pode perceber que:

Quando da ocorrência de curto-circuito com valores inferiores a I_2 , haverá atuação da curva rápida do religador automático de distribuição sem que ocorra a queima dos elos fusíveis. Isso evita que defeitos momentâneos venham a causar interrupções permanentes;

Então, o religador efetuará o religamento, porém passando agora a atuar em sua curva temporizada;

Caso o defeito não seja eliminado após esse religamento, haverá a fusão do elo fusível, isolando o trecho defeituoso (considerando-se correntes de defeito

compreendidas entre I_1 e I_2);

Pode-se, então, dizer que o religador automático de distribuição possui capacidade de religamento e de coordenação. E essa última, nesse caso, se verifica perfeitamente, para correntes de defeito compreendidas entre I_1 e I_2 . Entretanto, no presente trabalho, será assumido que essa condição será válida para todos os valores de correntes de defeito.

- **Seletividade**

Capacidade do equipamento de proteção mais próximo da falta atuar e isolar o defeito de maneira mais rápida que o equipamento de retaguarda.

Pode-se perceber pela *Figura 3.4-2* que, caso o defeito não seja eliminado pela atuação da curva rápida do religador, o elo fusível é que isolará o trecho defeituoso.

No presente trabalho, será considerado que todos os equipamentos de proteção apresentarão tal capacidade, para todos os valores de correntes de defeito.

Assim, podemos classificar os equipamentos em três grupos:

a. Equipamento de proteção com capacidade de religamento e coordenação

Esse tipo de equipamento, conforme já discutido, tem a característica de realizar uma sucessão de desligamentos e religamentos automáticos, na tentativa de eliminar faltas de natureza momentânea, que ocorram a jusante do mesmo, sem prejuízo da continuidade de serviço. Com isso, busca-se a redução da necessidade da intervenção do homem para a correção do defeito.

Entretanto, se a falta persistir – não vindo a ser eliminada – a interrupção do fornecimento deverá ser feita pelo equipamento mais próximo do ponto com problemas.

Nesse grupo são enquadrados os religadores automáticos de distribuição, conforme já apresentado.

b. Equipamento de proteção com capacidade de religamento, mas sem capacidade de coordenação

Esse equipamento também tem a característica de realizar uma sucessão de desligamentos e religamentos automáticos, na tentativa de eliminar faltas de natureza momentânea, sem causar interrupções permanentes, porém somente para falhas que

ocorram nas zonas compreendidas entre ele e o próximo dispositivo de proteção localizado a jusante do mesmo.

Esse tipo de equipamento não possui a capacidade de alternar sua operação entre diferentes curvas (rápida e temporizada, por exemplo).

Nessa categoria podem ser citadas as chaves fusíveis religadoras e os disjuntores, nas saídas das subestações. Para efeito de classificação, pode-se incluir também, nesse grupo, os seccionadores, pois estão sempre associados a equipamentos a montante, que possuem religamento.

c. Equipamento de proteção sem capacidade de religamento

Nessa categoria estão as chaves fusíveis, que não possuem a capacidade de eliminação de faltas momentâneas, sem causar interrupções permanentes.

3.5 CONSEQUÊNCIAS DOS TIPOS DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO PARA A CONFIABILIDADE DO SISTEMA

Para o caso do cálculo do número de interrupções permanentes a que está sujeito determinado bloco, devemos analisar os tipos de equipamentos de proteção que estão presentes a montante do referido bloco.

Dessa forma, podemos utilizar a seguinte lógica:

1) Se o equipamento de proteção imediatamente a montante do bloco j analisado não tem capacidade de religamento:

1.1) E se há equipamento de proteção com religamento e coordenação a montante do equipamento de proteção analisado em 1, a quantidade provável de interrupções de j será:

$$PI_j = \lambda_j \times FP \quad (3.5-1)$$

1.2) E se não há equipamento com religamento e coordenação a montante do analisado em 1, a quantidade provável de interrupções de j será:

$$PI_j = \lambda_j \quad (3.5-2)$$

2) Se o equipamento de proteção imediatamente a montante do bloco j analisado tem religamento, a quantidade provável de interrupções de j será:

$$PI_j = \lambda_j \times FP \quad (3.5-3)$$

Onde:

PI_j é a quantidade provável de interrupções, devido a defeito permanente no bloco j ;
 λ_j é a taxa de falhas total (permanentes e momentâneas) do bloco j , em número de defeitos por ano;

FP é o Fator de Falhas Permanentes. É a relação entre a quantidade de defeitos permanentes e a quantidade total de defeitos.

3.6 ASSOCIAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DOS BLOCOS, COM SUAS PROBABILIDADES DE FALHAS PERMANENTES

Tomando-se a *Tabela 3.2-1*, é possível associar a cada bloco com defeito, a sua probabilidade de falhar permanentemente e, então, obter uma nova matriz, que considera os efeitos causados nos demais blocos.

E recorrendo-se à lógica apresentada no *item 3.5*, para a determinação das PI_j , tem-se:

Tabela 3.6-1 – Matriz de quantidades prováveis de defeitos

		BLOCOS AFETADOS				
		1	2	3	4	5
QUANTIDADE DE DEFEITOS	1	$\lambda_1 \times FP$	$\lambda_1 \times FP$	$\lambda_1 \times FP$	$\lambda_1 \times FP$	$\lambda_1 \times FP$
	2	$\lambda_2 \times FP$	$\lambda_2 \times FP$	$\lambda_2 \times FP$	$\lambda_2 \times FP$	$\lambda_2 \times FP$
	3	0	0	λ_3	0	λ_3
	4	0	0	0	$\lambda_4 \times FP$	0
	5	0	0	λ_5	0	λ_5

Da *Tabela 3.6-1*, conclui-se que:

- Os blocos classificados como *Não Atingidos (N)* não serão interrompidos. Todos os demais estarão sujeitos a interrupções, condicionadas à quantidade provável de falha de cada um dos blocos analisados e dos tipos de equipamentos de proteção presentes no sistema;

- A interrupção permanente no bloco 1, que deverá ocorrer $[\lambda_1 \times FP]$ vezes, no período considerado, causará interrupção em todos os blocos do alimentador, pois o equipamento de proteção imediatamente a montante do bloco 1 analisado tem religamento. Trata-se no caso, de um disjuntor;
- A interrupção permanente no bloco 2, que deverá ocorrer $[\lambda_2 \times FP]$ vezes, no período considerado, causará interrupção em todos os blocos do alimentador, pois o equipamento de proteção imediatamente a montante do bloco 2 analisado tem religamento. Trata-se no caso, de um disjuntor;
- A interrupção permanente no bloco 3, que deverá ocorrer λ_3 vezes, no período considerado, causará interrupção nos blocos 3 e 5, pois o equipamento de proteção imediatamente a montante do bloco 3 analisado não tem religamento (chave fusível) e não há equipamento com religamento e coordenação a montante deste (que nesse caso é um disjuntor);
- A interrupção permanente no bloco 4, que deverá ocorrer $[\lambda_4 \times FP]$ vezes, no período considerado, causará interrupção apenas no próprio bloco 4, pois o equipamento de proteção imediatamente a montante do bloco 4 tem religamento. Trata-se no caso, de um religador automático de distribuição;
- A interrupção permanente no bloco 5, que deverá ocorrer λ_5 vezes, no período considerado, causará interrupção nos blocos 3 e 5, pois o equipamento de proteção imediatamente a montante do bloco 3 analisado não tem religamento (chave fusível) e não há equipamento com religamento e coordenação a montante deste (que nesse caso é um disjuntor);

3.7 CÁLCULO DO FEC REFERENTE À REDE PRIMÁRIA (FEC_p)

Pode-se perceber ainda que, se efetuarmos o somatório no sentido das colunas da matriz da *Tabela 3.6-1*, teremos a quantidade total média de interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição primária $[NI_P(j)]$ dos blocos representados, durante o período analisado:

$$NI_P(j) = \sum_{i=1}^N b(i, j) \quad (3.7-1)$$

Assim, se o período de análise for de um ano, espera-se que os blocos 1 e 2 tenham

$[\lambda_1 \times FP + \lambda_2 \times FP]$ interrupções anuais; que os blocos 3 e 5 fiquem interrompidos $[\lambda_1 \times FP + \lambda_2 \times FP + \lambda_3 + \lambda_5]$ vezes e que o bloco 4 tenha $[\lambda_1 \times FP + \lambda_2 \times FP + \lambda_4 \times FP]$ interrupções ao longo do ano.

Se houvesse somente consumidores primários no alimentador, já se teriam as estimativas de *FIC* para cada um deles. Isso é válido para consumidores do grupo A4. Porém, no caso principalmente de blocos urbanos – onde há vários consumidores ligados à rede secundária – há necessidade de considerações adicionais, que serão apresentadas oportunamente, quando forem discutidos os cálculos de *DIC* e *FIC*.

Associando-se o número de consumidores de cada um dos blocos $[N(j)]$ que deverão ser afetados pelos defeitos, pode-se re-escrever a matriz da *Tabela 3.6-1*, conforme a seguir:

Tabela 3.7-1 – Matriz das ponderações do número de consumidores associados aos blocos afetados

		BLOCOS AFETADOS				
		1	2	3	4	5
PROBABILIDADES DE DEFEITOS	1	$\lambda_1 \times FP \times N_1$	$\lambda_1 \times FP \times N_2$	$\lambda_1 \times FP \times N_3$	$\lambda_1 \times FP \times N_4$	$\lambda_1 \times FP \times N_5$
	2	$\lambda_2 \times FP \times N_1$	$\lambda_2 \times FP \times N_2$	$\lambda_2 \times FP \times N_3$	$\lambda_2 \times FP \times N_4$	$\lambda_2 \times FP \times N_5$
	3	0	0	$\lambda_3 \times N_3$	0	$\lambda_3 \times N_5$
	4	0	0	0	$\lambda_4 \times FP \times N_4$	0
	5	0	0	$\lambda_5 \times N_3$	0	$\lambda_5 \times N_5$

Pode-se, assim, obter o FEC_P do alimentador da *Figura 3.1-1*, somando-se todos os elementos da matriz da *Tabela 3.7-1* e dividindo-se o resultado pelo número total de consumidores do alimentador:

$$FEC_P = \frac{\sum_{i,j=1}^N b(i, j)}{C_s} \quad [\text{interrupções/consumidor}] \quad (3.7-2)$$

Esse FEC_P refere-se, naturalmente, às interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição primária e poderia também ser calculado por:

$$FEC_P = \frac{\sum_{j=1}^N NI_P(j) \times N(j)}{Cs} \quad [interrupções/consumidor] \quad (3.7-3)$$

Outra informação interessante é que, se somarmos os elementos na direção das linhas e dividirmos pelo número total de consumidores do alimentador, obteremos as contribuições efetivas de cada um dos blocos para o FEC_P anterior:

$$CFEC_P(i) = \frac{\sum_{j=1}^N b(i, j)}{Cs} \quad (3.7-4)$$

Onde:

$CFEC_P(i)$ é a contribuição do bloco i para o FEC_P .

Esse resultado é bastante importante, pois pode direcionar ações específicas a serem implementadas nos blocos que mais afetam o referido indicador de qualidade.

3.8 ESTIMATIVAS DAS TAXAS DE FALHAS DOS BLOCOS

Está claro que, se as informações sobre taxas de falhas de cada um dos tipos de redes, por quilômetro, estiverem disponíveis, basta que seja empregada a metodologia até aqui apresentada, que se terá a estimativa do FEC_P , calculado conforme *equação 3.7-2*.

Em geral, as concessionárias de energia possuem uma série de dados sobre a operação de diversos tipos de equipamentos e materiais, bem como históricos de ocorrências e anomalias em seus sistemas.

No *item 3.3* já foram apresentadas algumas formas de quantificação de taxas de falhas. Entretanto, conforme discutido naquela oportunidade, há algumas dificuldades na obtenção dessa informação.

Por essa razão, propõe-se que sejam utilizados os próprios registros históricos de FEC , pois, juntamente com o DEC , constituem algumas das informações mais confiáveis dentre as disponíveis nos bancos de dados das concessionárias, uma vez que retratam quais consumidores ficaram efetivamente interrompidos e durante quanto tempo.

Partindo-se desse pressuposto e da metodologia para cálculo do FEC_P apresentada no

item 3.7, é possível obter as taxas de falhas de cada um dos blocos a partir dos valores de FEC_P históricos e posteriormente recalculá-los os FEC_P futuros, conforme apresentado por Brown; Ochoa. [29].

Portanto, supondo que o alimentador da *Figura 3.1-1* possua um só tipo de rede p , a *Tabela 3.7-1* poderá ser re-escrita, substituindo-se todos os termos λ_j por $l_j \times \lambda_{redep}$, conforme *equação 3.3-1*.

Dessa forma, o termo λ_{redep} será comum a todos os termos da nova tabela gerada e o cálculo de FEC_P , de acordo com a *equação 3.7-2* será:

$$FEC_P = \lambda_{redep} \times \frac{\sum_{i,j=1}^N b'(i, j)}{Cs} \quad [interrupções/consumidor] \quad (3.8-1)$$

De onde se pode escrever:

$$\lambda_{redep} = FEC_{P \text{ histórico}} \times \frac{Cs}{\sum_{i,j=1}^N b'(i, j)} \quad [interrupções/consumidor] \quad (3.8-2)$$

Assim, há possibilidade do cálculo dos FEC_P futuros, para as diferentes proposições – que poderão contemplar a instalação de novos equipamentos de proteção e/ou seccionamento, novas construções de interligações e reconfigurações do sistema – utilizando-se a sistemática apresentada no item 3.7.

Para o cálculo das taxas de falhas de um outro alimentador que possua somente um tipo de rede q , pode-se proceder da mesma forma, visando a obtenção de λ_{redep} .

Há empresas que possuem percentuais superiores a 99% de suas redes de distribuição primária, no padrão trifásico aéreo convencional, com cabos nus [32].

Entretanto, para os casos em que haja alimentadores que não sejam formados pelo mesmo tipo de rede, pode-se estabelecer relações entre as diferentes taxas de falhas dos diferentes tipos de redes.

Dessa forma, supondo-se que, numa dada região estejam presentes os alimentadores:

- *ALI01*, que possui somente um tipo de rede p ,
- *ALI02*, que possui somente um tipo de rede q ,
- *ALI03*, com ambos os tipos de redes p e q ;

pode-se calcular λ_{redep} para o alimentador *ALI01* e λ_{redep} para o alimentador *ALI02*, através da *equação 3.8-2*.

Para o cálculo de λ_{redep} para o alimentador *ALI03*, utilizam-se os valores anteriormente calculados e, considerando-se Kq constante, faz-se:

$$\lambda_{redep} = Kq \times \lambda_{redep} \quad (3.8-3)$$

E substituindo-se os termos λ_{redep} da equação 3.8-3, na equação 3.8-2, tem-se λ_{redep} e consequentemente λ_{redep} para o alimentador *ALI03*.

Se estiver presente um terceiro tipo de rede r , procede-se de maneira semelhante, estabelecendo-se a relação:

$$\lambda_{reder} = Kr \times \lambda_{redep} \quad (3.8-4)$$

E sistematiza-se assim, sucessivamente, para os diferentes tipos de redes.

A forma de obtenção dessas diferentes taxas de falhas pode ser simplificada, se após várias simulações ficar constatado que os termos Kq , Kr , *etc.*, mantêm-se constantes para os diferentes alimentadores de uma determinada região geográfica, ou ainda, para a empresa como um todo.

Dessa forma, de posse dos valores de Kq , Kr , *etc.*, basta que sejam utilizadas as equações 3.8-3, 3.8-4, *etc.*, juntamente com a equação 3.8-2. E após o cálculo das taxas de falhas, pode-se proceder conforme descrito no item 3.7, para a obtenção do FEC_P futuro.

Obviamente que se procedendo dessa forma, têm-se diferentes valores para cada um dos alimentadores, das diferentes taxas de falhas de cada tipo de rede, ou seja: diferentes λ_{redep} para os alimentadores *ALI01* e *ALI03*; e diferentes λ_{redep} para os alimentadores *ALI02* e *ALI03*.

Por isso, caso seja realizada uma construção de interligação, utilizando-se o tipo de rede p entre os alimentadores *ALI01* e *ALI03*, não se pode definir qual será a taxa de falhas a ser considerada para esse novo bloco.

Até agora, os cálculos consideraram a particularização de características regionais por alimentador, buscando-se relacionar as taxas de falhas de cada alimentador à sua área de influência.

Entretanto, em regiões onde há vários alimentadores, sujeitos às mesmas características locais, corre-se o risco de se introduzir alguns erros, que podem ser minimizados, quando o conceito é estendido para a região.

Dessa forma, a partir de agora, propõe-se determinar as taxas de falhas por Região Elétrica, através do FEC_P da região.

A delimitação dessa Região Elétrica é definida considerando-se aspectos geográficos e o grau de inter-relacionamento entre os alimentadores, ou seja, a possibilidade de trocas de cargas, através de manobras entre os mesmos.

A utilização desse conceito recebe melhor aderência, também pelo fato de que, como o Sistema de Distribuição é bastante dinâmico, muitos alimentadores podem ter suas configurações alteradas, ao longo do período analisado. E quando se busca segregar as taxas de falhas por alimentador, tais informações nem sempre são consideradas.

O conceito de Região Elétrica pode ser melhor compreendido, com o auxílio da *Figura 3.8-1*, onde estão ilustradas seis subestações (SE), com três alimentadores cada e suas respectivas chaves de interligação normalmente abertas, representadas por: .

Figura 3.8-1 – Regiões Elétricas

Pode-se perceber que os alimentadores das subestações SE1, SE2 e SE3 estão fortemente inter-relacionados e compartilham a mesma região geográfica.

O mesmo ocorre com os alimentadores das subestações SE4 e SE5 e com os alimentadores da SE6.

Pode-se ainda perceber que, embora haja interligações entre as Regiões Elétricas 1 e 2 e entre 2 e 3, há fraca inter-relação entre as mesmas. Daí a razão para que sejam consideradas Regiões Elétricas diferentes.

3.9 TEMPOS ENVOLVIDOS NOS RESTABELECIMENTOS DOS BLOCOS

Quando ocorre uma interrupção no fornecimento de energia, em caráter permanente, o defeito chegará ao conhecimento da concessionária por uma das seguintes vias: ou a própria empresa detecta a ocorrência, por meio de equipamentos automatizados presentes no Sistema, ou recebe reclamações de seus clientes, através de sua Central de Atendimento.

No primeiro caso, o Centro de Operações já pode adotar algumas medidas para restringir o número de consumidores atingidos pela interrupção, através da mudança de estado de algumas das chaves do Sistema. Isso é conseguido através da utilização de Pontos de Telecontrole de Rede (PTR), que são chaves trifásicas automatizadas e que se encontram representadas na figura a seguir, pela letra P:

Figura 3.9-1 – Rede com dois alimentadores manobráveis

Quando ocorre uma falha permanente no alimentador *ALI01*, o disjuntor *D1* irá interromper todos os consumidores presentes no referido alimentador.

O Centro de Operações receberá a informação da atuação do Disjuntor *D1* e das medições de correntes durante a falta nas Chave *P1* e *P2* e nos disjuntores *D1* e *D2*.

Se a medição em *PI* indicar valores de corrente normais de carga, então o defeito está a montante de *PI*. O operador irá abrir *PI* e fechar *P2*, transferindo os consumidores a jusante de *PI*, do alimentador *ALI-01* para o alimentador *ALI-02*.

Por outro lado, caso a medição em *PI* indique valores de corrente de curto-circuito, então o defeito está a jusante de *PI* e o operador irá abrir *PI* e fechar *D1*, restabelecendo o fornecimento aos consumidores a montante de *PI*.

Entretanto, embora tal tecnologia já esteja disponível, sua utilização pelas concessionárias no Brasil é bastante tímida.

Em alguns casos, por exemplo, ela não é inteiramente aplicada, devido à falta de confiabilidade nas medições de correntes de falta à terra, além da existência de procedimentos que impedem a realização de manobras na rede urbana, sem que seja realizada inspeção dos trechos interrompidos.

Pela existência desse tipo de política e por não haver garantia de que as operações de manobras se dariam em tempo inferior a 1 ou a 3 minutos, é que os *PTR* não foram considerados no cálculo do *FEC_P* apresentado no *item 3.7*.

No entanto, os *PTR* serão considerados, quando da definição dos tempos de restabelecimento, pois são utilizados para transferências e re-energização de trechos já inspecionados pela Equipe de Campo.

Assim, podemos definir quatro diferentes tempos de resposta, quando da ocorrência de uma falta permanente:

- Tempo médio de preparação da turma de emergência, localização do defeito e abertura da chave de seccionamento e/ou proteção imediatamente a montante do bloco com defeito (TL);
- Tempo médio de reparo do defeito (TR);
- Tempo médio de abertura da chave de seccionamento e/ou proteção imediatamente a jusante do bloco com defeito e transferência manual dos Blocos Transferíveis (TM). Esse Tempo (TM) será considerado igual ao despendido para restabelecer manualmente os blocos a montante do bloco com defeito.
- Tempo médio de abertura da chave de seccionamento e/ou proteção imediatamente a jusante do bloco com defeito e transferência automatizada dos Blocos Transferíveis (TA). Esse Tempo (TA) será considerado igual ao despendido para restabelecer de maneira automatizada, os blocos a montante do

bloco com defeito.

Para efeito de lógica, os tempos TM e TA serão denotados como TT e serão diferenciados de acordo com a automação do equipamento de manobra e/ou proteção a ser fechado. Da mesma forma, de posse da informação sobre a característica do bloco interrompido – se urbano ou rural – pode-se estabelecer valores diferenciados para cada um dos tempos (TL, TR e TT).

Logicamente, poder-se-iam diferenciar também os Tempos TL para os casos onde há presença de dispositivos confiáveis, com capacidade de detecção de faltas.

3.10 ASSOCIAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DOS BLOCOS, COM SEUS TEMPOS DE RESTABELECIMENTO

Cada tipo de bloco estará sujeito a um determinado tempo de indisponibilidade de fornecimento, quando da ocorrência de falha no sistema. Essa duração pode ser definida em função dos tempos apresentados no *item 3.9*.

Considerando-se a classificação apresentada no *item 3.2*, faz-se necessária a verificação da seguinte lógica:

- 1) Se não há blocos do tipo *Restabelecível* nem do tipo *Transferível* na linha *i* da *Matriz de classificação de blocos* (que no caso do exemplo utilizado, é representada pela *Tabela 3.2-1*), então teremos, para os termos da linha *i*, os seguintes tempos associados:

*Tabela 3.10-1 – Tempos de restabelecimento para linhas *i* sem blocos do tipo Restabelecível nem Transferível*

Classificação do Bloco	Tempo de Restabelecimento
Não Atingido (N)	0
Permanentemente Interrompido (I)	TL + TR

- 2) Se há blocos ou do tipo *Restabelecível* ou do tipo *Transferível* na linha *i* da *Matriz de classificação de blocos*, então teremos, para os termos da linha *i*, os seguintes tempos associados:

*Tabela 3.10-2 – Tempos de restabelecimento para linhas *i*, ou com blocos do tipo Restabelecível ou com blocos do tipo Transferível*

Classificação do Bloco	Tempo de Restabelecimento
Não Atingido (N)	0
Restabelecível (R)	TL + TT
Transferível (T)	TL + TT
Permanentemente Interrompido (I)	TL + TT + TR

- 3) Se há blocos tanto do tipo *Restabelecível*, como do tipo *Transferível* na linha *i* da *Matriz de classificação de blocos*, então teremos, para os termos da linha *i*, os seguintes tempos associados:

*Tabela 3.10-3 – Tempos de restabelecimento para linhas *i*, tanto com blocos do tipo Restabelecível como do tipo Transferível*

Classificação do Bloco	Tempo de Restabelecimento
Não Atingido (N)	0
Restabelecível (R)	TL + TT
Transferível (T)	TL + TT + TT
Permanentemente Interrompido (I)	TL + TT + TT + TR

A razão de se manter os termos $[TT + TT]$ e não apresentá-los como $[2 \times TT]$, para os blocos do tipo *Transferível* (T) e *Permanentemente Interrompido* (I) deve-se ao fato de que serão fechados dois dispositivos de proteção e/ou seccionamento até que

sejam restabelecidos tais blocos, sendo que, um pode dispor de automação e outro não.

Além dos já citados Pontos de Telecontrole de Rede (PTR), há outros dispositivos de seccionamento e/ou proteção que também podem ser automatizados, como é o caso de muitos disjuntores nas saídas de alimentadores e de alguns Religadores Automáticos de Distribuição.

Assim, considerando-se o exemplo do alimentador da *Figura 3.1-1* e associando-se as matrizes apresentadas nas *Tabelas 3.2-1 e 3.6-1*, com base na lógica anterior, é possível estabelecer novos relacionamentos:

Tabela 3.10-4 – Matriz da duração da indisponibilidade dos blocos

	1	2	3	4	5
1	$\lambda_1 \times FP \times (TL + TT + TR)$	$\lambda_1 \times FP \times (TL + TT)$	$\lambda_1 \times FP \times (TL + TT)$	$\lambda_1 \times FP \times (TL + TT)$	$\lambda_1 \times FP \times (TL + TT)$
2	$\lambda_2 \times FP \times (TL + TT)$	$\lambda_2 \times FP \times (TL + TT + TR)$	$\lambda_2 \times FP \times (TL + TT + TR)$	$\lambda_2 \times FP \times (TL + TT + TT)$	$\lambda_2 \times FP \times (TL + TT + TR)$
3	0	0	$\lambda_3 \times (TL + TT + TR)$	0	$\lambda_3 \times (TL + TT)$
4	0	0	0	$\lambda_4 \times FP \times (TL + TR)$	0
5	0	0	$\lambda_5 \times (TL + TT)$	0	$\lambda_5 \times (TL + TT + TR)$

A *Tabela 3.10-4* traz as seguintes informações:

- As interrupções permanentes originadas no bloco 1, que deverão ocorrer $[\lambda_1 \times FP]$ vezes, no período considerado, causarão interrupções nos demais blocos, com duração de $[TL + TT]$ e no próprio bloco, com duração de $[TL + TT + TR]$;
- As interrupções permanentes no bloco 2, que deverão ocorrer $[\lambda_2 \times FP]$ vezes, no período considerado, causarão interrupções no bloco 1, com duração de $[TL + TT]$; nos blocos 2, 3 e 5 com duração de $[TL + TT + TR]$; e no bloco 4, com duração de $[TL + TT + TT]$;

- As interrupções permanentes no bloco 3, que deverão ocorrer λ_3 vezes, no período considerado, causarão interrupções nos blocos 3 e 5, sendo que as do bloco 5 terão duração de $[TL + TT]$ e as do próprio bloco 3, de $[TL + TT + TR]$;
- As interrupções permanentes no bloco 4, que deverão ocorrer $[\lambda_4 \times FP]$ vezes, no período considerado, causarão interrupções apenas no próprio bloco 4, com duração de $[TL + TR]$;
- As interrupções permanentes no bloco 5, que deverão ocorrer λ_5 vezes, no período considerado, causarão interrupções nos blocos 3 e 5, sendo que as do bloco 3 terão duração de $[TL + TT]$ e as do bloco 5, de $[TL + TT + TR]$;

No caso de falhas em blocos que sejam protegidos por chaves sem capacidade de religamento (chaves fusíveis) e em que não estão presentes dispositivos com capacidade de coordenação e religamento (religadores automáticos de distribuição) a montante, qualquer falha (momentânea ou permanente) provocará interrupção permanente (queima de elos fusíveis). Por essa razão, nesses casos, teoricamente, muitas vezes o tempo de reparo refere-se apenas à substituição dos elos fundidos. Assim, pode-se assumir que os Tempos médios de Reparo (TR) e Transferência (TT) já contemplam tal situação, ou então, utilizar nesses casos, valores de TR e TT proporcionais à quantidade de faltas permanentes. Nesse caso, os termos b (3,3), b (3,5), b (5,3) e b (5,5) da matriz da *Figura 3.10-4* poderiam ser escritos respectivamente, como:

$$\lambda_3 \times \{TL + [(TT + TR) \times FP]\};$$

$$\lambda_3 \times [TL + (TT \times FP)];$$

$$\lambda_5 \times [TL + (TT \times FP)];$$

$$\lambda_5 \times \{TL + [(TT + TR) \times FP]\}.$$

3.11 CÁLCULO DO DEC REFERENTE À REDE PRIMÁRIA (DEC_p)

Pode-se perceber ainda que, se efetuarmos o somatório no sentido das colunas da matriz da *Tabela 3.10-4*, teremos a duração total das interrupções dos blocos representados, devido a ocorrências não programadas, originadas na rede de distribuição primária $[DI_p(j)]$, durante o período analisado:

$$DI_P(j) = \sum_{i=1}^N b(i, j) \text{ [horas]} \quad (3.11-1)$$

Assim, espera-se que:

- O bloco 1 fique interrompido durante o tempo:
 $\{[\lambda_1 \times FP \times (TL + TT + TR)] + [\lambda_2 \times FP \times (TL + TT)]\};$
- O bloco 2 fique interrompido durante o tempo:
 $\{[\lambda_1 \times FP \times (TL + TT)] + [\lambda_2 \times FP \times (TL + TT + TT + TR)]\};$
- O bloco 3 fique interrompido durante o tempo:
 $\{[\lambda_1 \times FP \times (TL + TT)] + [\lambda_2 \times FP \times (TL + TT + TT + TR)] + [\lambda_3 \times (TL + TT + TR)] + [\lambda_5 \times (TL + TT)]\};$
- O bloco 4 fique interrompido durante o tempo:
 $\{[\lambda_1 \times FP \times (TL + TT)] + [\lambda_2 \times FP \times (TL + TT + TT)] + [\lambda_4 \times FP \times (TL + TR)]\};$
- O bloco 5 fique interrompido durante o tempo:
 $\{[\lambda_1 \times FP \times (TL + TT)] + [\lambda_2 \times FP \times (TL + TT + TT + TR)] + [\lambda_3 \times (TL + TT)] + [\lambda_5 \times (TL + TT + TR)]\}.$

Se tivéssemos somente consumidores primários no alimentador, já saberíamos o *DIC* provável de cada um deles. Como já discutido anteriormente, isso é válido para consumidores do grupo A4, que são atendidos em tensão primária de distribuição. Porém, no caso principalmente de blocos urbanos – onde há vários consumidores ligados à rede secundária – há necessidade de considerações adicionais, que serão apresentadas oportunamente, quando forem discutidos os cálculos de *DIC* e *FIC*.

Associando-se o número de consumidores de cada um dos blocos que deverão ser afetados pelos defeitos, pode-se re-escrever a matriz da *Tabela 3.10-4*, conforme a seguir:

Tabela 3.11-1 – Matriz das ponderações dos consumidores à duração da indisponibilidade dos blocos

	1	2	3	4	5
1	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TR}) \times N_1$	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times N_2$	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times N_3$	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times N_4$	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times N_5$
2	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times N_1$	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TT} + \text{TR}) \times N_2$	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TT} + \text{TR}) \times N_3$	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TT}) \times N_4$	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TT} + \text{TR}) \times N_5$
3	0	0	$\lambda_3 \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TR}) \times N_3$	0	$\lambda_3 \times (\text{TL} + \text{TT}) \times N_5$
4	0	0	0	$\lambda_4 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TR}) \times N_4$	0
5	0	0	$\lambda_5 \times (\text{TL} + \text{TT}) \times N_3$	0	$\lambda_5 \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TR}) \times N_5$

Pode-se, assim, obter o DEC_P do alimentador da *Figura 3.1-1*, somando-se todos os elementos da matriz da *Tabela 3.11-1* e dividindo-se o resultado pelo número total de consumidores do alimentador:

$$DEC_P = \frac{\sum_{i,j=1}^N b(i, j)}{Cs} \quad [\text{horas/consumidor}] \quad (3.11-2)$$

Esse DEC_P refere-se, naturalmente, às interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição primária e poderia também ser calculado por:

$$DEC_P = \frac{\sum_{j=1}^N DI_P(j) \times N(j)}{Cs} \quad [\text{interrupções/consumidor}] \quad (3.11-3)$$

Onde:

$N(j)$ é o número de consumidores ligados ao bloco j .

Outra informação interessante é que, se somarmos os elementos na direção das linhas e dividirmos pelo número total de consumidores do alimentador, obteremos as contribuições efetivas de cada um dos blocos para o DEC_P anteriormente obtido:

$$CDEC_P(i) = \frac{\sum_{j=1}^N b(i, j)}{Cs} \quad (3.11-4)$$

Onde:

$CDEC_P(i)$ é a contribuição do bloco i p/ o DEC_P .

Esse resultado é bastante importante, pois pode direcionar ações específicas a serem implementadas nos blocos que mais afetam o referido indicador de qualidade.

3.12 ESTIMATIVAS DOS TEMPOS DE RESTABELECIMENTO NA REDE PRIMÁRIA

A partir dos valores médios dos diferentes tempos apresentados nos *itens 3.9 e 3.10*, para uma dada Região Elétrica, pode-se calcular o DEC_P , conforme *item 3.11*; e através da comparação entre o DEC_P calculado e o DEC_P histórico, promover correções análogas às apresentadas no *item 3.8*.

Assim, a partir dos dados de DEC_P históricos, e das relações entre os valores de TL , TA , TM e TR , são obtidos valores particularizados para cada um dos tempos peculiares à região elétrica avaliada.

Dessa maneira, é possível igualar os valores de DEC_P calculado e DEC_P histórico, através de um fator multiplicador de ajustamento.

Esse procedimento torna mais simples a aplicação prática mas, em contrapartida, introduz alguns erros, pois considera que há sempre uma relação constante entre os valores de TL , TA , TM e TR e despreza os efeitos das variações dos diferentes tempos em torno das suas médias.

A partir da *Figura 3.12-1* pode-se perceber que, se for aplicado um único fator proporcional às médias dos dois tempos apresentados, ter-se-á diferentes incertezas para tais dados.

Figura 3.12-1 – Distribuições de probabilidades para duas variáveis com mesma média

Por essa razão, para se estimar os tempos envolvidos no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, poderiam ser considerados os efeitos das variações desses dados, em torno das suas médias, através de distribuições de probabilidade.

Dessa forma, as variações estatísticas dos dados históricos utilizados não seriam desprezadas e poderiam auxiliar análises mais acuradas.

Para tal é necessário saber-se como os tempos de restabelecimento são distribuídos.

Billinton; Wojczynski afirmam que, embora em alguns casos tais tempos sejam assumidos como exponencialmente distribuídos, muitas vezes, na prática, eles podem ser melhor representados por distribuições não exponenciais, como a log-normal, por exemplo.[18]

Entretanto, caso não se tenha conhecimento prévio do tipo de distribuição, segundo Anders, é possível gerar distribuições de probabilidades, a partir dos dados estatísticos disponíveis, de duas maneiras:

a) ajustando uma curva, definida numericamente a partir de um histograma de freqüências e adequando-a para que a área sob a curva seja unitária:

Figura 3.12-2 Ajustamento da Função Densidade ao histograma

b) escolhendo uma curva de distribuição teórica (normal, log-normal, exponencial, Weibull, etc.) – a partir de cartas gráficas padronizadas – que mais se ajusta aos dados. A partir dessa escolha, podem ser realizados testes de aderência, dos quais os mais comuns são Kolmogorov-Smirnov e o Qui-Quadrado. [33]

Assim, de posse das curvas de distribuição de probabilidades dos diferentes tempos, é possível promover ajustamentos em cada um deles, de maneira a manter seus intervalos de probabilidades proporcionais, visando aproximar os valores de DEC_P calculado e de DEC_P histórico, através de iterações sucessivas.

Dessa forma, tomando-se como exemplo três variáveis representativas dos tempos TL , TR e TT e supondo que apresentem distribuições normais, com valores médios iguais a μ_{TL} , μ_{TR} e μ_{TT} e respectivos desvios padrões tais que: $\delta_{TL} > \delta_{TR} > \delta_{TT}$; teremos representações aproximadamente iguais às apresentadas na *Figura 3.12-3*.

Figura 3.12-3 – Distribuições para os três tempos considerados

A partir dos valores médios dos tempos, caso constataremos que o valor de DEC_P calculado é maior que o DEC_P histórico, devemos proceder ao incremento dos valores dos tempos, buscando aproximarmos os dois valores de DEC_P .

Isso é feito através de acréscimos nesses tempos, proporcionais às suas medidas de dispersão (desvio padrão).

Essa proporcionalidade estabelecida pode ser visualizada na *Figura 3.12-3*, pelas áreas sob as curvas, entre μ e $[\mu + k \cdot \delta]$, que representam o mesmo intervalo de probabilidade para as diferentes variáveis.

3.13 CÁLCULO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA REFERENTE À REDE PRIMÁRIA (END_P)

Efetuada-se a multiplicação de cada um dos elementos da matriz da *Tabela 3.10-4*, pelo consumo anual de cada um dos blocos [C(i)], pode-se construir uma nova matriz:

Tabela 3.13-1 – Matriz das ponderações dos consumos associados às durações das indisponibilidades dos blocos

	1	2	3	4	5
1	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TR}) \times C_1$	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times C_2$	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times C_3$	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times C_4$	$\lambda_1 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times C_5$
2	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT}) \times C_1$	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TT} + \text{TR}) \times C_2$	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TT} + \text{TR}) \times C_3$	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TT}) \times C_4$	$\lambda_2 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TT} + \text{TR}) \times C_5$
3	0	0	$\lambda_3 \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TR}) \times C_3$	0	$\lambda_3 \times (\text{TL} + \text{TT}) \times C_5$
4	0	0	0	$\lambda_4 \times \text{FP} \times (\text{TL} + \text{TR}) \times C_4$	0
5	0	0	$\lambda_5 \times (\text{TL} + \text{TT}) \times C_3$	0	$\lambda_5 \times (\text{TL} + \text{TT} + \text{TR}) \times C_5$

Então, é possível obter o valor total da Energia não Distribuída (END_P), somando-se todos os elementos da matriz da *Tabela 3.13-1* e dividindo-se o resultado por 8760 (caso tenhamos os consumos anuais e os tempos em horas):

$$END_P = \frac{\sum_{i,j=1}^N b(i,j)}{8760} \quad [\text{kWh/ano}] \quad (3.13-1)$$

Novamente pode-se obter mais uma informação importante: somando-se os elementos na direção das linhas e dividindo o resultado por 8760, é possível quantificar as contribuições efetivas de cada um dos blocos para a END_P total:

$$CEND_P(i) = \frac{\sum_{j=1}^N b(i, j)}{8760} [kWh/ano] \quad (3.13-2)$$

Onde:

$CEND_P(i)$ é a contribuição do bloco i p/ a END_P .

Esse resultado também é bastante útil, pois pode direcionar ações específicas a serem implementadas, nos blocos que mais afetam o montante anual de energia não distribuída.

Uma outra informação, que também pode ser útil, é o quanto de energia deve deixar de ser distribuída para cada um dos blocos [$END_P(j)$]. Basta somar os elementos da matriz da *Figura 3.13-1* na direção das colunas, dividindo o resultado por 8760, conforme a seguinte relação:

$$END_P(j) = \frac{\sum_{i=1}^N b(i, j)}{8760} [kWh/ano] \quad (3.13-3)$$

Como em cada bloco pode haver diferentes tipos de consumidores e, conseqüentemente, com tarifas diferenciadas, a *equação 3.13-3* poderia auxiliar no direcionamento de ações que afetam o faturamento.

3.14 CONSIDERAÇÃO DAS TAXAS DE FALHAS DOS EQUIPAMENTOS INSTALADOS NA REDE PRIMÁRIA

As formas de obtenção das taxas de falhas dos blocos, apresentadas no *item 3.8*, consideraram apenas os trechos (ou ramos) dos alimentadores, de tal forma que as taxas de falhas dos equipamentos presentes na Rede de Distribuição Primária fossem “diluídas” nos trechos, quando o FEC_P calculado é ajustado ao FEC_P histórico.

O erro com esse tipo de cálculo é bastante reduzido, para casos em que os equipamentos encontram-se distribuídos uniformemente ao longo dos alimentadores e que apresentam taxas de falhas semelhantes entre si.

A metodologia aqui proposta seguirá esse procedimento, considerando tais aproximações.

Entretanto, se tais condições não forem satisfatórias e indicarem a necessidade de se

levar em conta as diferentes taxas de falhas dos diferentes equipamentos presentes nas redes, pode-se considerar cada equipamento, como sendo um bloco fictício.

Tais blocos seriam considerados com número de consumidores igual a zero, o que, na prática, dispensaria a necessidade de classificá-los.

Além disso, qualquer falha nesses blocos especiais deverá ser considerada permanente, independente dos dispositivos de proteção existentes a montante, pois é improvável que os efeitos de religamentos desses dispositivos consigam eliminar tal falha.

Com esse artifício, seria ainda necessária a separação desses equipamentos em dois grupos: os que possuem chaves “*by pass*” (como, por exemplo, os reguladores de tensão, os auto boosters, os religadores automáticos de distribuição e os seccionalizadores) e os que não possuem (como é o caso das chaves facas, das chaves fusíveis e das chaves trifásicas).

- Quando o equipamento possuir chave “*by pass*”, todos os blocos atingidos serão classificados como sendo do tipo *Restabelecível*;
- Quando o equipamento não possuir chave “*by pass*”, a tratativa será a mesma utilizada para os blocos.

Assim, considerando-se o exemplo apresentado na *Figura 3.1-1*, ter-se-ia para a matriz da *Tabela 3.2-1*:

Tabela 3.14-1 – Matriz de classificação de blocos, considerando-se os equipamentos como blocos especiais

		CLASSIFICAÇÃO DO BLOCO				
		1	2	3	4	5
BLOCO COM DEFEITO	1	I	T	T	T	T
	F12	I	I	I	T	I
	2	R	I	I	T	I
	U23	R	I	I	T	I
	R24	R	R	R	R	R
	3	N	N	I	N	T
	F35	N	N	I	N	I
	4	N	N	N	I	N
	F45	N	N	T	I	I
	C4A	N	N	N	I	N
	5	N	N	R	N	I

Onde:

F12, F35 e F45 são os blocos especiais representativos das chaves facas;

U23 é o bloco especial representativo da chave fusível;

R24 é o bloco especial representativo do religador automático de distribuição (que possui “*by pass*”);

C4A é o bloco especial representativo da chave trifásica normalmente aberta, de interligação com outro alimentador.

E a matriz apresentada na *Tabela 3.6-1* seria escrita como:

Tabela 3.14-2 – Matriz de quantidades prováveis de defeitos, considerando-se as taxas de falhas dos equipamentos

		BLOCOS AFETADOS				
		1	2	3	4	5
QUANTIDADE DE DEFEITOS	1	$\lambda_1 \times FP$	$\lambda_1 \times FP$	$\lambda_1 \times FP$	$\lambda_1 \times FP$	$\lambda_1 \times FP$
	F12	λ_F	λ_F	λ_F	λ_F	λ_F
	2	$\lambda_2 \times FP$	$\lambda_2 \times FP$	$\lambda_2 \times FP$	$\lambda_2 \times FP$	$\lambda_2 \times FP$
	U23	λ_U	λ_U	λ_U	λ_U	λ_U
	R24	λ_R	λ_R	λ_R	λ_R	λ_R
	3	0	0	λ_3	0	λ_3
	F35	0	0	λ_F	0	λ_F
	4	0	0	0	$\lambda_4 \times FP$	0
	F45	0	0	λ_F	λ_F	λ_F
	C4A	0	0	0	λ_C	0
	5	0	0	λ_5	0	λ_5

Onde:

λ_F é a taxa de falhas das chaves facas;

λ_U é a taxa de falhas das chaves fusíveis;

λ_R é a taxa de falhas dos religadores automáticos de distribuição;

λ_C é a taxa de falhas das chaves trifásicas.

É importante mais uma vez ressaltar, que as taxas de falhas dos equipamentos causarão interrupções permanentes, independente dos equipamentos de proteção presentes a montante. Por essa razão, os termos λ_F , λ_U , λ_R e λ_C não deverão ser multiplicados pelo Fator de Falhas Permanentes (FP).

A sistemática para obtenção da matriz apresentada na *Tabela 3.7-1* seguiria a mesma lógica, além de todas as considerações apresentadas no item 3.7.

E de maneira análoga à apresentada no *item 3.8*, podem ser estabelecidas relações entre as taxas de falhas dos equipamentos e dos tipos de redes e efetuados cálculos para ajustamentos dos valores de FEC_P futuro (calculado) e FEC_P histórico.

Da mesma forma, todos os procedimentos e considerações até aqui apresentadas, para os cálculos de DEC_P e END_P , continuariam seguindo a mesma lógica.

3.15 TAXAS DE MANUTENÇÕES

Nos itens anteriores, são utilizados valores dos indicadores FEC_P , DEC_P e END_P , para interrupções não programadas.

Para o objetivo principal da metodologia apresentada – que é a comparação entre diferentes alternativas de planejamento – esses valores possibilitam confrontar os efeitos causados por diversas proposições na rede de distribuição primária, como:

- a. Alocação de dispositivos de seccionamento;
- b. Alocação de diferentes dispositivos de proteção;
- c. Construção de interligação, viabilizando transferências de cargas;
- d. Automação de equipamentos de seccionamento e/ou proteção;
- e. Substituição de redes nuas convencionais, por outras mais confiáveis;
- f. Reconfiguração de redes existentes;
- g. Expansão do Sistema.

Entretanto, se o objetivo principal fosse prever os valores totais futuros dos indicadores, para as redes de distribuição primária, haveria a necessidade de se considerar os efeitos das manutenções programadas.

Isso traria também melhor quantificação das ações anteriormente descritas, principalmente as apresentadas em a e c.

Assim, para o caso dos trechos (ramos) dos alimentadores, poder-se-iam associar taxas de manutenções – numa analogia às taxas de falhas – a cada um dos blocos, considerando-se o tipo de rede existente e sua respectiva extensão.

Ter-se-ia, então, para um bloco j , uma taxa de manutenções igual a λ_j' , que representa a taxa de manutenções do bloco j , em número de ocorrências anuais. Essa taxa seria obtida, segundo a expressão:

$$\lambda_j' = \lambda_{redet}' \times l_t \quad (3.15-1)$$

Onde:

λ_j' é a taxa anual de manutenções do bloco j

λ_{redet}' é a taxa de manutenções por km, para o tipo de rede t ;

l_t é o comprimento do bloco, que possui o tipo de rede t , em km.

Dessa maneira, seria possível avaliar as implicações das ações de manutenção em cada um dos blocos, para os demais.

Entretanto, cabe ressaltar que, em várias concessionárias, esses resultados só seriam válidos para análises de longo prazo, já que o Planejamento da Manutenção é freqüentemente determinado por situações de curto prazo. Por exemplo: se determinada região já apresenta valores de *DEC* e *FEC* acima dos padrões determinados pelo Órgão Regulador, todas as manutenções poderão ser postergadas ao máximo possível, mesmo que isso possa parecer paradoxal. Além disso, provavelmente a utilização de serviços de Linha Viva será intensificada.

Portanto, há variáveis controláveis no curto prazo, que podem provocar grandes distorções, quando se trabalha com modelos estatísticos.

3.16 TAXAS DE FALHAS NA REDE SECUNDÁRIA

Na *Figura 3.1-1* são apresentados alguns dos componentes das redes de distribuição primária. Entretanto – com exceção dos casos em que consumidores do grupo A4 (que recebem energia em tensão primária e possuem um transformador exclusivo) – a cada transformador lá representado por “ $\triangleleft$ ”, está associada uma rede de distribuição secundária.

Assim:

Figura 3.16-1 – Rede de Distribuição Secundária

Onde:

- Trecho de Rede de Distribuição Primária;
- Chave Fusível de Proteção da Rede de Distribuição Secundária;
- Condutor de Ligação da Chave Fusível aos bornes primários do Transformador de Distribuição;
- Transformador de Distribuição;
- Consumidor do Grupo B, atendido em baixa tensão;

— Rede de Distribuição Secundária.

Será assumido que, toda falha que venha a ocorrer na rede de distribuição secundária ou no transformador, provocará a queima dos elos fusíveis da chave representada na *Figura 3.16-1*, ocasionando interrupção no fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores atendidos pelo respectivo transformador.

Em geral, as distribuidoras de energia elétrica brasileiras realizam acompanhamentos sistemáticos dos Índices de Queima de Transformadores de distribuição (IQT). Esse indicador é acompanhado e controlado há anos, sendo possível o estabelecimento de taxas de falhas confiáveis para tais equipamentos.

Assim podem ser estabelecidas as seguintes relações :

$$NI_S(i) = \lambda_{QT}(i) + \lambda_{RS}(i) \quad (3.16-1)$$

$$\lambda_{RS}(i) = \lambda_{RS_t} \times l_t(i) \quad (3.16-2)$$

Onde:

$NI_S(i)$ é o número médio de interrupções a que estarão sujeitos todos os consumidores atendidos pelo transformador i , devido a falhas provenientes do próprio equipamento ou da respectiva rede secundária;

$\lambda_{QT}(i)$ é a taxa de falhas do transformador i ;

$\lambda_{RS}(i)$ é a taxa de falhas da rede secundária atendida pelo transformador i ;

λ_{RS_t} é a taxa de falhas por km, da rede secundária tipo t ;

$l_t(i)$ é o comprimento do circuito secundário i , que possui o tipo de rede t , em km.

3.17 CÁLCULO DO FEC

3.17.1 FEC referente à Rede Secundária (FEC_S)

O cálculo do valor do FEC referente a interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição secundária (FEC_S), de uma determinada região é calculado como sendo:

$$FEC_S = \frac{\sum_{i=1}^M \{[\lambda_{QT}(i) + \lambda_{RS}(i)] \times N_S(i)\}}{C_S} \quad (3.17.1-1)$$

Onde:

$N_S(i)$ é o número de consumidores ligados à rede secundária atendida pelo transformador (i);

C_S é o número total de consumidores atendidos pelo sistema de distribuição na região;

M é o número de circuitos secundários.

De maneira similar à apresentada no *item 3.8I*, é possível estabelecer relações entre as taxas de falhas secundárias, igualando-se o FEC_S histórico ao FEC_S calculado.

A partir daí, de posse das taxas de falhas ajustadas, podem-se avaliar também os efeitos de ações de planejamento da rede de distribuição secundária, como por exemplo:

- A substituição de redes convencionais com cabos nus, por redes com cabos pré-reunidos multiplexados;
- A redução da extensão de circuitos secundários, proporcionando menores agrupamentos de consumidores por circuito.

3.17.2 FEC Total

O FEC total de uma determinada região elétrica, referente a interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição será:

$$FEC = FEC_P + FEC_S \quad (3.17.2-1)$$

3.18 CÁLCULO DO FIC

Como já foi salientado no *item 3.7*, para consumidores atendidos em tensão de distribuição primária, o valor do FIC referente a interrupções não programadas originadas na rede de distribuição pode ser calculado diretamente através da *equação 3.7-1*.

Para o caso dos consumidores atendidos em tensão de distribuição secundária, esse

valor pode ser obtido por:

$$FIC(j) = \lambda_{QT}(j) + \lambda_{RS}(j) + NIPJ \quad (3.18-1)$$

ou

$$FIC(j) = NI_S(j) + NIPJ \quad (3.18-2)$$

Onde:

$FIC(j)$ é a quantidade média de interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição, as quais todos os consumidores atendidos pelo transformador de distribuição j deverão estar sujeitos, durante o período analisado;

$NIPJ$ é a quantidade provável de interrupções – não programadas, originadas na rede de distribuição primária – do bloco onde está ligado o transformador j , durante o período analisado, conforme *equação 3.7-1*.

3.19 TEMPOS ENVOLVIDOS NOS RESTABELECIMENTOS DA REDE SECUNDÁRIA

Podem ser identificados dois intervalos de tempo, quando da ocorrência de interrupção na rede de distribuição secundária:

- Tempo médio de preparação da turma de emergência, localização do defeito e reparo do transformador de distribuição (TF);
- Tempo médio de preparação da turma de emergência, localização do defeito e reparo da rede secundária de distribuição (TS).

3.20 CÁLCULO DO DEC

3.20.1 DEC referente à Rede Secundária (DEC_S)

A partir da *equação 3.17.1-1* e dos tempos estabelecidos no *item 3.19*, pode-se calcular o *DEC* referente às interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição secundária (DEC_S), de uma determinada região:

$$DEC_S = \frac{\sum_{i=1}^M \{ [(\lambda_{QT}(i) \times TF) + (\lambda_{RS}(i) \times TS)] \times N_S(i) \}}{Cs} \quad (3.20.1-1)$$

Sendo:

$$DI_S(i) = [(\lambda_{QT}(i) \times TF) + (\lambda_{RS}(i) \times TS)] \quad (3.20.1-2)$$

Onde:

$DI_S(i)$ é o tempo estimado, durante o qual os consumidores ligados ao circuito i ficarão sem energia, devido a interrupções originadas no respectivo circuito secundário, durante o período considerado.

De maneira similar à apresentada no *item 3.12*, é possível estabelecer relações entre os tempos envolvidos nos restabelecimentos da rede secundária, determinando-se um fator de ajustamento entre o DEC_S histórico e o DEC_S calculado.

3.20.2 DEC Total

O DEC total de uma determinada região elétrica, referente a interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição será:

$$DEC = DEC_P + DEC_S \quad (3.20.2-1)$$

3.21 CÁLCULO DO DIC

Para consumidores atendidos em tensão de distribuição primária, o valor do DIC referente às interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição, pode ser calculado diretamente através da *equação 3.11-1*, conforme já discutido no *item 3.11*.

Entretanto, para o caso dos consumidores atendidos em tensão de distribuição secundária, esse valor é obtido através da seguinte equação:

$$DIC(j) = [(\lambda_{QT}(j) \times TF) + (\lambda_{RS}(j) \times TS) + DIPJ] \quad (3.21-1)$$

ou

$$DIC(j) = DI_S(j) + DIPJ \quad (3.21-2)$$

Onde:

$DIC(j)$ é a duração total média das interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição, as quais todos os consumidores atendidos pelo transformador de distribuição j deverão estar sujeitos, durante o período

analisado;

DIPJ é a duração total provável das interrupções – não programadas, originadas na rede de distribuição primária – do bloco onde está ligado o transformador *j*, durante o período analisado, conforme *equação 3.11-1*.

É importante ressaltar que, quanto mais se busca a obtenção de valores particularizados, como no caso dos indicadores *FIC* e *DIC*, através de cálculos médios na rede secundária, maior a possibilidade de erros de previsão.

Caso se pretendesse estimar a probabilidade de descumprimento dos valores máximos padrões para esses indicadores, seria necessário o estabelecimento de curvas de distribuição de probabilidades.

Nos próximos anos, quando houver um banco de dados, com os valores históricos de *DIC* e *FIC* para cada consumidor, será possível estabelecer relações mais confiáveis para cada circuito secundário em particular, e os cálculos tenderão a se tornar mais precisos.

Dessa forma, poderão ser realizadas análises de riscos similares às apresentadas por Kagan; Oliveira, onde podem ser estabelecidas distribuições de probabilidades, conforme ilustração abaixo. [34]

Figura 3.21-1 – Distribuição de probabilidade para DIC

Na *Figura 3.21-1*, pode-se perceber que 70% dos consumidores apresentam valores de *DIC* iguais ou superiores a *DIC*_{70%}.

Entretanto, a metodologia aqui apresentada visa apenas estabelecer a comparação entre alternativas de planejamento; e seus resultados absolutos devem servir apenas como sinalizadores.

3.22 CÁLCULO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA (END)

Por analogia aos cálculos do *DEC* e *FEC* referentes às interrupções não programadas, originadas na rede secundária, poder-se-iam desenvolver equações para *END_S* e apresentar o valor da energia total não distribuída, como sendo:

$$END = END_P + END_S. \quad (3.22-1)$$

Entretanto, de posse dos valores de *DIC* para cada um dos transformadores de distribuição e dos respectivos consumos, é possível obter o valor total da Energia não Distribuída (*END*), através da equação:

$$END = \frac{\sum_{j=1}^T [DIC(j) \times C(j)]}{8760} \quad [kWh/ano] \quad (3.22-2)$$

Onde:

T é o número total de transformadores de distribuição da região analisada;

C(j) é o consumo anual médio do transformador *j*, considerando-se *DIC(j)* em horas.

Na verdade, como interrupções originadas internamente nas instalações dos consumidores, não entram na contabilização do *DIC*, haverá um pequeno desvio no cálculo da *END*, apresentado pela equação 3.22-2.

3.23 UTILIZAÇÃO DA METODOLOGIA

A metodologia até aqui apresentada deve ser utilizada com o objetivo principal de se diagnosticar o estado atual do sistema de distribuição radial em análise e apresentar valores esperados para os indicadores *DEC*, *FEC*, *DIC*, *FIC* e *END* para cada uma das ações de planejamento, visando auxiliar nas tomadas de decisão, através da comparação dos diversos efeitos esperados sobre tais indicadores.

Obviamente que o planejador deve também considerar outros aspectos relevantes,

referentes à exequibilidade das propostas, dificuldades operacionais, impactos na manutenção, bem como proceder a análises econômicas, etc.

Dessa forma pode-se estabelecer um quadro comparativo entre as alternativas, como por exemplo:

Tabela 3.23-1 – Quadro comparativo

INDICADOR	PROPOSIÇÃO 1	PROPOSIÇÃO 2	...	PROPOSIÇÃO n
DEC atual	DEC 1	DEC 2	...	DEC n
FEC atual	FEC 1	FEC 2	...	FEC n
END atual	END 1	END 2	...	END n
-	Custo1	Custo 2	...	Custo n
-	Benefício 1	Benefício 2	...	Benefício n
-	Relação Benefício 1/Custo 1	Relação Benefício 2/Custo 2	...	Relação Benefício n/Custo n

4. ESTUDOS DE CASOS

Com base na metodologia apresentada no *Capítulo 3*, serão apresentados dois casos, com uma região elétrica hipotética e uma real, onde será possível avaliar a eficiência da técnica desenvolvida.

4.1 CASO 1: REGIÃO ELÉTRICA HIPOTÉTICA

Para facilitar as simulações e o entendimento, será apresentada uma só região elétrica, composta por uma subestação com dois alimentadores. Cada alimentador é composto por quatro blocos, com dois circuitos secundários cada, conforme *Figura abaixo*.

Figura 4.1-1 – Região Elétrica hipotética

Onde:

Barramento de 15 kV da Subestação de Distribuição;
Disjuntor;
Religador Automático de Distribuição;
Seccionalizador
NA	Chave Trifásica Normalmente Aberta (interligação entre dois alimentadores distintos);
Chave Faca Normalmente Fechada;
NA	Chave Faca Normalmente Aberta;
Chave Fusível;
Chave Fusível Religadora;
Txv	Transformador de Distribuição, com respectiva rede de distribuição secundária, onde <u>x</u> é o número do bloco a que está associado e <u>y</u> é sequencial;
3	Número do Bloco.

4.1.1 Condições iniciais para cálculos na rede primária:

- toda rede é composta pelo mesmo padrão: trifásico, aéreo, horizontal, convencional, com cabos nus de alumínio;

- taxa anual de falhas (permanentes + momentâneas) constante e igual a duas ocorrências por quilômetro (2 falhas/km);
- não há qualquer dispositivo automatizado na rede e portanto, as transferências serão sempre manuais: $TT = TM$;
- a percentagem de falhas permanentes é de 20% ($FP = 0,2$);
- tanto o religador automático de distribuição, como a chave fusível religadora estão ajustados para possibilitar manobras, sem que haja atuação indesejável desses dispositivos de proteção;*;
- FEC_P histórico anual da região elétrica é igual a 3 interrupções por consumidor;
- DEC_P histórico anual da região elétrica é igual a 3,5 horas por consumidor.

Os demais dados utilizados são apresentados nas próximas tabelas.

Tabela 4.1.1-1 – Dados dos blocos da rede primária

BLOCO	ZONA	COMPRIMENTO [km]	TAXA DE FALHAS DO BLOCO
1	Urbana	4,475	8,950
2	Rural	3,137	6,274
3	Rural	4,405	8,810
4	Rural	4,786	9,572
5	Urbana	2,323	4,646
6	Rural	2,868	5,736
7	Urbana	1,898	3,796
8	Rural	3,937	7,874

* NOTA do autor: Na prática, essa checagem é geralmente realizada pela área de proteção. No programa computacional que está em desenvolvimento, o planejador poderá definir o critério de transferências, escolhendo quais tipos de chaves poderão ser manobrados.

Os tempos médios históricos e os respectivos desvios padrões para a região elétrica analisada são obtidos a partir do banco de dados do Centro de Operações e são mostrados na tabela a seguir, sendo que sua diferenciação – urbana ou rural – é aplicada sempre levando-se em conta a localização do bloco com defeito.

Será admitido que as distribuições de probabilidade dos tempos seguem o padrão da curva de distribuição normal.

Tabela 4.1.1-2 – Tempos de restabelecimento para áreas urbana e rural

TEMPOS DE RESTABELECIMENTO	DURAÇÃO [horas]			
	ZONA URBANA		ZONA RURAL	
	Média (μ)	Desvio (δ)	Média (μ)	Desvio (δ)
TL	0,6	0,3	0,8	0,7
TR	0,3	0,2	0,5	0,3
TT	0,12	0,08	0,25	0,1

4.1.2 Condições iniciais para cálculos na rede secundária:

- toda rede é composta pelo mesmo padrão: trifásico, aéreo, vertical, convencional, com cabos nus de alumínio;
- taxa anual de falhas constante e igual a duas ocorrências por quilômetro (2 falhas/km);
- Taxa de queima de transformadores constante e igual a 3%;
- Tempo médio de preparação da turma de emergência, localização do defeito e reparo do transformador de distribuição (TF) igual a 2,0 horas;
- Tempo médio de preparação da turma de emergência, localização do defeito e reparo da rede (TS) igual a 1,0 hora;
- FEC_s histórico anual da região é de 1,5 interrupções por consumidor;
- DEC_s histórico anual da região é de 1,5 horas por consumidor;
- Transformadores com um só consumidor são de propriedade particular, pertencentes ao grupo A4 (atendidos em tensão primária),

Tabela 4.1.2-1 – Dados da rede de distribuição secundária e número de consumidores

CIRCUITO	COMPRIMENTO [km]	TAXA DE FALHAS TOTAL (REDE + TRANSFORM.)	NÚMERO DE CLIENTES	CONSUMO ANUAL [kWh]
T11	0,6	1,23	36	93000
T12	0,4	0,83	26	70000
T21	0	0	1	2500
T22	0,4	0,83	8	22000
T31	0,5	1,03	26	75000
T32	0	0	1	2000
T41	0,35	0,73	17	47000
T42	0,5	1,03	31	86000
T51	0,8	1,63	69	205000
T52	0,7	1,43	44	130000
T61	0,4	0,83	7	21000
T62	0	0	1	1500
T71	0,65	1,33	42	123000
T72	0,35	0,73	25	86000
T81	0	0	1	1000
T82	0,5	1,03	11	34000

4.1.3 Cálculos Iniciais

Seguindo a metodologia descrita no *Capítulo 3*, pode-se montar um equivalente da região elétrica apresentada na *Figura 4.1-1* análogo ao da *Figura 3.1-2*.

Tal equivalente tem valor apenas didático, já que se pode efetuar a análise diretamente sobre o sistema real.

Figura 4.1.3-1 – Equivalente da região elétrica

As matrizes então podem ser construídas:

Conforme Tabela 3.2-1:

Tabela 4.1.3-1 – Matriz de classificação de blocos

		CLASSIFICAÇÃO DO BLOCO							
		1	2	3	4	5	6	7	8
BLOCO COM DEFEITO	1	I	T	T	T	N	N	N	N
	2	N	I	I	I	N	N	N	N
	3	N	N	I	N	N	N	N	N
	4	N	N	N	I	N	N	N	N
	5	N	N	N	N	I	I	T	T
	6	N	N	N	N	N	I	N	N
	7	N	N	N	N	R	R	I	T
	8	N	N	N	N	N	N	N	I

Conforme *equação 3.7-2*, temos que:

$$FEC_P = 2,6262$$

Portanto, pode-se perceber que o FEC_P calculado difere do FEC_P histórico, para a região elétrica considerada.

É necessário então, o ajustamento das taxas de falhas, conforme apresentado no *item 3.8*. Assim, nesse caso, a taxa de falhas real, para a região elétrica é:

$$\lambda_{redehistórica} = \lambda_{redeconsiderada} \times \frac{FEC_P.histórico}{FEC_P.calculado} = 2,2847$$

A *Tabela 4.1.1-1* será então alterada, considerando-se esse novo valor:

Tabela 4.1.4-3 – Dados dos blocos da rede primária, considerando-se o histórico das taxas de falhas para a região elétrica considerada

BLOCO	ZONA	COMPRIMENTO [km]	TAXA DE FALHAS DO BLOCO
1	Urbana	4,475	10,224
2	Rural	3,137	7,167
3	Rural	4,405	10,064
4	Rural	4,786	10,935
5	Urbana	2,323	5,307
6	Rural	2,868	6,553
7	Urbana	1,898	4,336
8	Rural	3,937	8,995

A *Tabela 4.1.4-1* será re-escrita como:

Tabela 4.1.4-4 – Matriz de quantidades prováveis de defeitos na rede primária, considerando-se as taxas de falhas próprias da região

		BLOCOS AFETADOS							
		1	2	3	4	5	6	7	8
QUANTIDADE DE DEFEITOS	1	2,0448	2,0448	2,0448	2,0448	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	2	0,0000	1,4334	1,4334	1,4334	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	3	0,0000	0,0000	2,0128	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	4	0,0000	0,0000	0,0000	2,1869	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0615	1,0615	1,0615	1,0615
	6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	6,5525	0,0000	0,0000
	7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,8673	0,8673	0,8673	0,8673
	8	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,7990

Agora sim, já se pode obter a quantidade total de interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição primária, a que estará sujeito cada um dos blocos, de acordo com a *equação 3.7-1*:

Tabela 4.1.4-5 – Número de interrupções anuais prováveis em cada bloco

NÚMERO DE INTERRUPÇÕES NOS BLOCOS [NIP(j)]							
1	2	3	4	5	6	7	8
2,0448	3,4782	5,4910	5,6651	1,9287	8,4813	1,9287	3,7277

No caso dos consumidores primários pertencentes ao grupo A4, atendidos pelos transformadores T21, T32, T62 e T81, já se pode afirmar que os *FIC* prováveis são respectivamente iguais a 3,4782; 5,4910; 8,4813 e 3,7277.

Utilizando-se a *equação 3.7-3* pode-se então comprovar o valor de $FEC_P = 3$, que é o valor histórico anual, para a região elétrica em questão.

A *Tabela 4.1.4-2* pode ser re-escrita como:

Tabela 4.1.4-6 – Matriz das ponderações dos consumidores associados aos blocos afetados

		BLOCOS AFETADOS							
		1	2	3	4	5	6	7	8
PROBABILIDADES DE DEFEITOS	1	126,7780	18,4033	55,2098	98,1507	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	2	0,0000	12,9008	38,7024	68,8042	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	3	0,0000	0,0000	54,3462	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	4	0,0000	0,0000	0,0000	104,9719	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	119,9463	8,4918	71,1186	12,7377
	6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	52,4202	0,0000	0,0000
	7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	98,0017	6,9382	58,1072	10,4073
	8	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	21,5877

E de acordo com a *equação 3.7-4*, pode-se determinar as contribuições efetivas de cada um dos blocos para o FEC_P calculado anteriormente:

Tabela 4.1.4-7 – Contribuições absolutas e relativas das falhas de cada bloco para o FEC_P da região elétrica

CONTRIBUIÇÕES DAS FALHAS PRÓPRIAS DOS BLOCOS P/ FEC_P [$CFEC_P(i)$]								
1	2	3	4	5	6	7	8	Total
0,8628	0,3480	0,1571	0,3034	0,6136	0,1515	0,5013	0,0624	3,0001
28,76%	11,60%	5,24%	10,11%	20,45%	5,05%	16,71%	2,08%	100,00%

4.1.5 Cálculos referentes ao DEC_P

O cálculo do DEC_P é inicialmente realizado considerando-se os tempos médios apresentados na *Tabela 4.1.1-2*.

E conforme *Tabela 3.10-4*, tem-se:

Tabela 4.1.5-1 – Matriz da duração da indisponibilidade dos blocos

	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2,0857	1,4723	1,4723	1,4723	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0000	1,8634	1,8634	1,8634	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,0000	2,6167	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	0,0000	0,0000	0,0000	2,8430	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0827	1,0827	0,7643	0,7643
6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	8,5183	0,0000	0,0000
7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,6244	0,6244	0,9887	0,7285
8	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,3387

Conforme *Tabela 3.11-1*:

Tabela 4.1.5-2 – Matriz das ponderações dos consumidores à duração da indisponibilidade dos blocos

	1	2	3	4	5	6	7	8
1	129,3136	13,2503	39,7510	70,6685	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0000	16,7710	50,3131	89,4455	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,0000	70,6500	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	0,0000	0,0000	0,0000	136,4635	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	122,3452	8,6616	51,2054	9,1711
6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	68,1462	0,0000	0,0000
7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	70,5613	4,9955	66,2422	8,7421
8	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	28,0640

De acordo com a *equação 3.11-2*:

$$DEC_P = 3,0484$$

Portanto, o valor de DEC_P calculado é diferente do DEC_P histórico, considerando-se os valores dos tempos médios históricos.

É necessário então estabelecer um ajustamento nos tempos.

Para uma primeira iteração, serão considerados todos os tempos como sendo iguais a $(\mu + 0,2\delta)$ e os novos valores são mostrados na *Tabela 4.1.5-3*.

Tabela 4.1.5-3 – Tempos de restabelecimento para áreas urbana e rural

TEMPOS DE RESTABELECIMENTO	DURAÇÃO [horas]	
	ZONA URBANA	ZONA RURAL
TL	0,660	0,940
TR	0,400	0,560
TT	0,136	0,270

Assim, os cálculos são refeitos e as *Tabelas 4.1.5-1 e 4.1.5-2* alteradas.

Tabela 4.1.5-4 – Matriz das da duração da indisponibilidade dos blocos, após acertos dos tempos de restabelecimento

[illegible]

Tabela 4.1.5-5 – Matriz das ponderações dos consumidores à duração da indisponibilidade dos blocos, após acertos dos tempos de restabelecimento

[illegible]

De acordo com a equação 3.11-2:

$$DEC_P = 3,4969 \text{ [horas/consumidor]}$$

Nesse caso, com apenas uma iteração já se chegou a um valor satisfatório para DEC_P histórico da região elétrica em análise. Entretanto, caso o valor não fosse aceito, novos valores de $(\mu + k.\delta)$ seriam escolhidos.

As durações prováveis das interrupções dos blocos, devido a interrupções não programadas, originadas na rede de distribuição primária, podem ser calculadas de acordo com a equação 3.11-1:

Tabela 4.1.5-6 – Tempo anual médio em que os blocos estarão interrompidos, em horas

DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES NOS BLOCOS [DI_P(j)]							
1	2	3	4	5	6	7	8
2,4456	3,7778	6,7970	7,0582	1,9599	11,7886	2,0001	4,3517

No caso dos consumidores primários pertencentes ao grupo A4, atendidos pelos transformadores T21, T32, T62 e T81, já se pode afirmar que os DIC prováveis são respectivamente iguais a 3,7778; 6,7970; 11,7886 e 4,3517.

E de acordo com a equação 3.11-4, pode-se determinar as contribuições efetivas de cada um dos blocos para o DEC_P calculado anteriormente:

Tabela 4.1.5-7 – Contribuições absolutas e relativas das falhas de cada bloco para o DEC_P da região elétrica

CONTRIBUIÇÕES DAS FALHAS PRÓPRIAS DOS BLOCOS [CDEC_P(i)]								
1	2	3	4	5	6	7	8	Total
0,8334	0,5220	0,2356	0,4551	0,6369	0,2273	0,4932	0,0936	3,4969
23,83%	14,93%	6,74%	13,01%	18,21%	6,50%	14,10%	2,68%	100,00%

4.1.6 Cálculos referentes a END_P

Conforme Tabela 3.13-1:

Tabela 4.1.6-1 – Matriz das ponderações dos consumos associados às durações das indisponibilidades dos blocos

	1	2	3	4	5	6	7	8
1	398631	39878	125330	216480	0	0	0	0
2	0	52678	165560	285967	0	0	0	0
3	0	0	232481	0	0	0	0	0
4	0	0	0	436290	0	0	0	0
5	0	0	0	0	425289	28564	176591	29573
6	0	0	0	0	0	221148	0	0
7	0	0	0	0	231267	15533	241438	28290
8	0	0	0	0	0	0	0	94446

Pode-se então calcular a energia não distribuída estimada, para a região elétrica, de acordo com a *equação 3.13-1*:

$$END_p = 393,3 \text{ kWh/ano}$$

As contribuições de cada bloco para a energia não distribuída, podem ser calculadas através da *equação 3.13-2*:

Tabela 4.1.6-2 – Contribuições absolutas e relativas das falhas de cada bloco para a END_p da região elétrica

CONTRIBUIÇÕES DAS FALHAS PRÓPRIAS DOS BLOCOS [$CEND_p(i)$]								
1	2	3	4	5	6	7	8	Total
89,0775	57,5577	26,5389	49,8047	75,3444	25,2452	58,9644	10,7815	393,3143
22,65%	14,63%	6,75%	12,66%	19,16%	6,42%	14,99%	2,74%	100,00%

Da *equação 3.13-3* é possível obter a quantidade de energia anual, que deverá deixar de ser distribuída para cada bloco, em kWh.

Tabela 4.1.6-3 – END_p por bloco

ENERGIA ANUAL NÃO DISTRIBUÍDA POR BLOCO [$END_p(j)$]							
1	2	3	4	5	6	7	8
45,5058	10,5658	59,7456	107,1617	74,9493	30,2791	47,7202	17,3869

4.1.7 Cálculos referentes ao FEC_S

Utilizando-se os dados da *Tabela 4.1.2-1* e a equação 3.17.1-1, pode-se encontrar:

$$FEC_S = 1,1857$$

Para o ajustamento das taxas de falhas, visando igualar os valores de FEC_S *histórico* e FEC_S *calculado*, é possível promover alterações utilizando-se conceitos estatísticos, levando-se em conta as dispersões do FEC_S *histórico* e de λ_{QT} , conforme apresentado no *item 3.12*, ou então de várias outras maneiras não exploradas no presente trabalho.

Entretanto, no caso do exemplo, serão considerados constantes os valores de FEC_S *histórico* e de λ_{QT} .

Assim, de acordo com as equações 3.16-2 e 3.17.1-1, tem-se:

$$(1,5 \times 346) = 10,4 + (200 \times \lambda_{RS}).$$

De onde conclui-se que:

$$\lambda_{RS} = 2,543$$

Assim, os números de interrupções estimados, a que estarão submetidos os consumidores, devido às falhas provenientes do transformador ou da respectiva rede secundária (NI_S), de acordo com a equação 3.16-1 será:

Tabela 4.1.7-1 – Número de interrupções devido a falhas no circuito secundário

CIRCUITO	NI_s
T11	1,5558
T12	1,0472
T21	0,0000
T22	1,0472
T31	1,3015
T32	0,0000
T41	0,9201
T42	1,3015
T51	2,0644
T52	1,8101
T61	1,0472
T62	0,0000
T71	1,6830
T72	0,9201
T81	0,0000
T82	1,3015

4.1.8 Cálculo do FIC

A estimativa do *FIC*, de acordo com a *equação 3.18-1* será então:

Tabela 4.1.8-1 – FIC para cada um dos consumidores ligados nos respectivos circuitos

CIRCUITO	FIC
T11	3,6006
T12	3,0920
T21	3,4782
T22	4,5254
T31	6,7925
T32	5,4910
T41	6,5852
T42	6,9666
T51	3,9931
T52	3,7388
T61	9,5285
T62	8,4813
T71	3,6117
T72	2,8488
T81	3,7277
T82	5,0292

4.1.9 Cálculos referentes ao DEC_S

A partir dos dados apresentados no *item 4.1.2* e calculados no *item 4.1.7*; e de acordo com a *equação 3.20.1-1*, tem-se:

$$DEC_S = 1,5292$$

Da mesma forma, poder-se-ia ajustar o valor de DEC_S *calculado*, para que ficasse igual ao valor de DEC_S *histórico*, utilizando-se ferramentas estatisticamente adequadas para os dois tempos de restabelecimento considerados.

Entretanto, no caso do presente exemplo, esse ajustamento não será efetuado, até porque, há grande proximidade entre os valores de DEC_S *calculado* e DEC_S *histórico*.

Assim, a partir da *equação 3.20.1-2*, pode-se estimar o tempo durante o qual os consumidores ligados a cada circuito ficarão sem energia, devido a interrupções originadas no transformador ou na respectiva rede secundária:

Tabela 4.1.9-1 – Duração das interrupções, devido a falhas no circuito secundário, em horas

CIRCUITO	DI_s
T11	1,5858
T12	1,0772
T21	0,0000
T22	1,0772
T31	1,3315
T32	0,0000
T41	0,9501
T42	1,3315
T51	2,0944
T52	1,8401
T61	1,0772
T62	0,0000
T71	1,7130
T72	0,9501
T81	0,0000
T82	1,3315

4.1.10 Cálculo do DIC

A partir da *equação 3.21-2*:

Tabela 4.1.10-1 – DIC para cada um dos consumidores ligados nos respectivos circuitos

CIRCUITO	DIC
T11	4,0314
T12	3,5228
T21	3,7778
T22	4,8550
T31	8,1285
T32	6,7970
T41	8,0083
T42	8,3897
T51	4,0543
T52	3,800
T61	12,8658
T62	11,7886
T71	3,7131
T72	2,9502
T81	4,3517
T82	5,6832

4.1.11 Cálculos referentes a END_s

A expressão para cálculo da Energia não Distribuída, devido a ocorrências em cada um dos circuitos secundários (END_s) pode ser escrita como:

$$END_s(j) = \frac{\sum_{j=1}^T [DI_s(j) \times C(j)]}{8760} \quad [kWh/ano] \quad (4.1.11-1)$$

Tabela 4.1.11-1 - END_s , em kWh

CIRCUITO	END_s
T11	16,8355
T12	8,6078
T21	0,0000
T22	2,7053
T31	11,3998
T32	0,0000
T41	5,0973
T42	13,0718
T51	49,0128
T52	27,3074
T61	2,5823
T62	0,0000
T71	24,0517
T72	9,3270
T81	0,0000
T82	5,1679

E de acordo com a equação 3.22-2, tem-se:

$$END = 568,5 \text{ kWh/ano}$$

4.1.12 Discussão dos primeiros resultados

Após os cálculos apresentados nos *itens* de 4.1.1 a 4.1.6, pode-se montar um resumo, com os principais resultados obtidos.

Tabela 4.1.12-1 – Resultados globais

$DEC_P = 3,50$ [h]	$FEC_P = 3,00$	$END_P = 393,3$ [kWh]
$DEC_S = 1,53$ [h]	$FEC_S = 1,50$	$END_S = 175,2$ [kWh]
$DEC = 5,03$ [h]	$FEC = 4,50$	$END = 568,5$ [kWh]

Tabela 4.1.12-2 – Principais resultados na rede primária

Bloco	DI _P [h]	NI _P	END _P [kWh]	CDEC _P [h]	CFEC _P	CEND _P [kWh]
1	2,45	2,04	45,5	0,833	0,863	89,1
2	3,78	3,48	10,6	0,522	0,348	57,6
3	6,80	5,49	59,7	0,236	0,157	26,5
4	7,06	5,67	107,2	0,455	0,303	49,8
5	1,96	1,93	74,9	0,637	0,614	75,3
6	11,79	8,48	30,3	0,227	0,152	25,3
7	2,00	1,93	47,7	0,493	0,501	58,9
8	4,35	3,73	17,4	0,094	0,062	10,8

Tabela 4.1.12-3 – Outros resultados globais

Circuito	DIC [h]	FIC	END _S [kWh]	END _P + END _S [kWh]
T11	4,03	3,60	16,8	70,9
T12	3,52	3,09	8,6	
T21	3,78	3,48	0,0	13,3
T22	4,86	4,53	2,7	
T31	8,13	6,79	11,4	71,1
T32	6,80	5,49	0,0	
T41	8,01	6,59	5,1	125,4
T42	8,39	6,97	13,1	
T51	4,05	3,99	49,0	151,2
T52	3,80	3,74	27,3	
T61	12,87	9,53	2,6	32,9
T62	11,79	8,48	0,0	
T71	3,71	3,61	24,1	81,1
T72	2,95	2,85	9,3	
T81	4,35	3,73	0,0	22,6
T82	5,68	5,03	5,2	

Cabe ressaltar que, até agora, não houve qualquer alteração na rede existente. Apenas foram utilizados os dados gerais já disponíveis para a região elétrica em questão, para que, a partir deles, outras informações não disponíveis fossem obtidas.

Entretanto, aproveitando esse tratamento dos dados, é possível realizar um diagnóstico do estado atual da rede de distribuição.

Pode-se observar por exemplo que:

- Falhas nos blocos 1 e 5, são as que mais contribuem para qualquer dos indicadores analisados. São responsáveis por 42% do DEC_P , cerca de 49% do FEC_P e 42% da END_P . Portanto, é de se supor que seja dada prioridade nos investimentos que minimizem falhas originadas nos mesmos;
- Embora as falhas originadas no bloco 6 não contribuem significativamente para os indicadores da região, é necessária atenção, pois tanto a frequência, quanto a duração de interrupções no referido bloco estão relativamente elevadas;
- O bloco 4 apresenta uma END_P relativamente elevada. Por essa razão, uma análise nos tipos de consumidores (tipos de tarifas) pode indicar vantagem econômica em se promover melhorias no fornecimento aos respectivos consumidores;
- Da mesma forma, os circuitos $T51$ e $T52$ contribuem de maneira significativa para a END_S .

É possível ainda, tirar outras conclusões sobre o atual estado do sistema de distribuição. No entanto passaremos a promover algumas alterações na rede, para que possamos avaliar os impactos dessas ações nos indicadores de confiabilidade.

4.1.13 Análise dos impactos das ações de planejamento, nos indicadores de confiabilidade

Neste item serão efetuadas proposições de planejamento, visando estabelecer os efeitos dessas propostas, nos indicadores até aqui discutidos.

Como serão apresentados também alguns resultados parciais, poderá ocorrer alguma aparente inexatidão nos resultados globais, devido a aproximações decimais.

4.1.13.1 Substituição do tipo de rede primária

Supondo que, para o *bloco 1*, sejam substituídas as estruturas primárias, com condutores nus, por tipos mais confiáveis, como cabos cobertos, spacer-cables, pré-reunidos isolados, etc.; e que tais cabos apresentem taxa de falhas 50% inferior à dos condutores nus.

Neste caso, teríamos:

Tabela 4.1.13.1-1 – Previsão dos resultados globais, com substituição do tipo de rede primária

$DEC_P = 3,08$ [h]	$FEC_P = 2,57$	$END_P = 348,7$ [kWh]
$DEC_S = 1,53$ [h]	$FEC_S = 1,50$	$END_S = 175,2$ [kWh]
$DEC = 4,61$ [h]	$FEC = 4,07$	$END = 523,9$ [kWh]

Tabela 4.1.13.1-2 – Outros resultados previstos para a substituição da rede primária

Bloco	DI_P [h]	NI_P	END_P [kWh]	$CDEC_P$ [h]	$CFEC_P$	$CEND_P$ [kWh]
1	1,22	1,02	22,7	0,417	0,431	44,5
2	2,96	2,46	8,3	0,522	0,348	57,6
3	5,98	4,47	52,6	0,236	0,157	26,5
4	6,24	4,64	94,7	0,455	0,303	49,8
5	1,96	1,93	75,0	0,637	0,614	75,3
6	11,79	8,48	30,3	0,227	0,152	25,3
7	2,00	1,93	47,7	0,493	0,501	58,9
8	4,35	3,73	17,4	0,094	0,062	10,8

Obviamente que se buscou tomar alguma ação no bloco que mais causava impacto nos indicadores.

São válidas as seguintes considerações:

- Houve melhoria dos três indicadores globais (*DEC*, *FEC* e *END*);
- Nesse caso, os blocos do *alimentador 2* não sofreram qualquer alteração, como era de se esperar. Em consequência, também os indicadores *DIC* e *FIC* dos consumidores ligados a ele, não se alteraram;
- Em todos os blocos do *alimentador 1* houve melhoria nos indicadores, embora as contribuições dos *blocos 2, 3 e 4* tenham se mantido constantes. Em consequência, os indicadores *DIC* e *FIC* dos consumidores ligados no respectivo alimentador, também melhoraram, conforme mostra a *Tabela* abaixo:

*Tabela 4.1.13.1-3 – DIC e FIC para os circuitos
ligados ao alimentador 1*

Circuito	DIC [h]	FIC
T11	2,80	2,58
T12	2,29	2,07
T21	2,96	2,46
T22	4,04	3,51
T31	7,31	5,77
T32	5,98	4,47
T41	7,19	5,56
T42	7,57	5,94

4.1.13.2 Instalação de dispositivo de seccionamento

Se ao invés de se substituir os condutores do *bloco 1*, fosse instalada uma chave faca dividindo o *bloco 5*, dando origem a dois novos blocos (que serão chamados de 5.1 e 5.2), conforme abaixo:

Figura 4.1.13.2-1 – Instalação de chave faca no bloco 5

Nesse caso, os novos indicadores previstos seriam:

Tabela 4.1.13.2-1 – Previsão dos resultados globais, com instalação de dispositivo de seccionamento

$DEC_P = 3,45$ [h]	$FEC_P = 3,00$	$END_P = 388,0$ [kWh]
$DEC_S = 1,53$ [h]	$FEC_S = 1,50$	$END_S = 175,2$ [kWh]
$DEC = 4,98$ [h]	$FEC = 4,50$	$END = 563,2$ [kWh]

Tabela 4.1.13.2-2 – Outros resultados previstos, com a instalação de dispositivo de seccionamento

Bloco	DI_P [h]	NI_P	END_P [kWh]	$CDEC_P$ [h]	$CFEC_P$	$CEND_P$ [kWh]
1	2,45	2,04	45,5	0,833	0,863	89,1
2	3,78	3,48	10,6	0,522	0,348	57,6
3	6,80	5,49	59,7	0,236	0,157	26,5
4	7,06	5,67	107,2	0,455	0,303	49,8
5.1	1,70	1,93	39,8	0,231	0,248	27,4
5.2	1,87	1,93	27,8	0,361	0,365	42,8
6	11,70	8,48	30,1	0,227	0,152	25,3
7	2,08	1,93	49,6	0,493	0,501	58,9
8	4,44	3,73	17,7	0,094	0,062	10,8

Dos resultados anteriores, pode-se dizer que:

- Não houve nenhuma alteração nos indicadores do *alimentador 1*;
- Os indicadores relacionados à frequência de interrupções (*FEC* e *FIC*) também não apresentaram melhoria em nenhum seguimento da região elétrica. Isso já era de se esperar, pois a instalação de equipamentos de seccionamento não previne a ocorrência da interrupção, nem tampouco restringe o número de consumidores atingidos por ela;
- Em sistemas de distribuição reais, a instalação de dispositivos de seccionamento geralmente implica na melhoria dos indicadores relacionados à duração das interrupções (*DEC*, *DIC* e *END*). No nosso caso, isso também pôde ser observado. Entretanto, um fato curioso é que, aumentou a duração das interrupções para os consumidores ligados aos *blocos 7 e 8*. Isso ocorreu porque, anteriormente, para faltas ocorridas no *bloco 5*, a equipe de campo despendia apenas o tempo de localização e transferência ($TL + TT$), para restabelecer os

blocos 7 e 8. Agora, para faltas ocorridas no *bloco 5.2*, a equipe despende um tempo adicional (TT), para antes restabelecer o *bloco 5.1*. Embora haja um procedimento padrão, na prática, a equipe de campo possui flexibilidade para avaliar a melhor sequência de procedimentos. Entretanto, mesmo nos casos reais, onde determinadas ações de planejamento propiciam melhoria dos indicadores globais, é possível que alguns agrupamentos específicos de consumidores tenham sua confiabilidade de fornecimento discretamente piorada. Isso pode ser ilustrado pelos DIC do presente exemplo, apresentados abaixo:

Tabela 4.1.13.2-3 – DIC para os circuitos ligados aos blocos 7 e 8

Circuito	DIC [h]
T71	3,79
T72	3,03
T81	4,44
T82	5,77

4.1.13.3 Instalação de dispositivos de proteção

Tomando-se novamente a configuração inicial da rede, conforme dados apresentados no *item 4.1.12*, pode-se verificar os efeitos de várias propostas de instalação dos diferentes dispositivos de proteção.

Supondo por exemplo, que a chave fusível localizada a montante do *bloco 6* viesse a ser substituída por um religador automático de distribuição, teriam-se:

Tabela 4.1.13.3-1 – Previsão dos resultados globais, com substituição de chave fusível por religador automático de distribuição

$DEC_P = 3,32$ [h]	$FEC_P = 2,88$	$END_P = 373,1$ [kWh]
$DEC_S = 1,53$ [h]	$FEC_S = 1,50$	$END_S = 175,2$ [kWh]
$DEC = 4,85$ [h]	$FEC = 4,38$	$END = 548,3$ [kWh]

Tabela 4.1.13.3-2 – Outros resultados previstos, com a substituição de chave fusível por religador automático de distribuição

Bloco	DI _P [h]	NI _P	END _P [kWh]	CDEC _P [h]	CFEC _P	CEND _P [kWh]
1	2,45	2,04	45,6	0,833	0,863	89,1
2	3,78	3,48	10,6	0,522	0,348	57,6
3	6,80	5,49	59,8	0,236	0,157	26,5
4	7,06	5,67	107,2	0,455	0,303	49,8
5	1,96	1,93	75,0	0,637	0,614	75,3
6	3,93	3,24	10,1	0,045	0,030	5,1
7	2,00	1,93	47,7	0,493	0,501	58,9
8	4,35	3,73	17,4	0,094	0,062	10,8

Pode-se perceber que:

- Houve melhoria em todos os indicadores globais, devido exclusivamente à melhora dos índices do *bloco 6*. Isso ocorreu pois não há outro bloco a jusante do 6, que pudesse ser também beneficiado pela instalação do religador automático de distribuição;
- Como consequência da melhoria do fornecimento ao *bloco 6*, teríamos para os consumidores ligados a ele, os seguintes indicadores:

Tabela 4.1.13.3-3 – DIC e FIC para os circuitos ligados ao bloco 6

Circuito	DIC [h]	FIC
T61	5,01	4,29
T62	3,93	3,24

Além de se substituir a chave fusível pelo religador automático de distribuição anterior, poder-se-ia substituir a chave faca normalmente fechada, localizada a montante do *bloco 7*, por um seccionizador.

Os resultados são apresentados nas duas próximas tabelas.

Tabela 4.1.13.3-4 – Previsão dos resultados globais, com substituição de chave faca por seccionalizador, além da substituição anterior

$DEC_P = 3,05$ [h]	$FEC_P = 2,58$	$END_P = 341,7$ [kWh]
$DEC_S = 1,53$ [h]	$FEC_S = 1,50$	$END_S = 175,2$ [kWh]
$DEC = 4,58$ [h]	$FEC = 4,08$	$END = 516,9$ [kWh]

Tabela 4.1.13.3-5 – Outros resultados previstos, com substituição de chave faca por seccionalizador, além da substituição anterior

Bloco	DI_P [h]	NI_P	END_P [kWh]	$CDEC_P$ [h]	$CFEC_P$	$CEND_P$ [kWh]
1	2,45	2,04	45,6	0,833	0,863	89,1
2	3,78	3,48	10,6	0,522	0,348	57,6
3	6,80	5,49	59,8	0,236	0,157	26,5
4	7,06	5,67	107,2	0,455	0,303	49,8
5	1,27	1,06	48,6	0,637	0,614	75,3
6	3,24	2,37	8,3	0,045	0,030	5,1
7	1,88	1,93	44,9	0,225	0,198	27,5
8	4,23	3,73	16,9	0,094	0,062	10,8

Pode-se observar que:

- A instalação do dispositivo de proteção, em substituição ao de seccionamento, minimizou a frequência e a duração das interrupções aos consumidores localizados a montante do mesmo;
- Os blocos localizados a jusante do dispositivo de proteção continuam sujeitos ao mesmo número de interrupções. Entretanto, tiveram suas durações reduzidas;
- Os valores dos indicadores do *alimentador 1* não se alteraram e os novos valores de *DIC* e *FIC* para o *alimentador 2* serão:

Tabela 4.1.13.3-6 – DIC e FIC previstos, com substituição de chave faca por seccionizador, além da substituição anterior

Circuito	DIC [h]	FIC
T51	3,36	3,12
T52	3,11	2,87
T61	4,32	3,42
T62	3,24	2,37
T71	3,59	3,61
T72	2,83	2,85
T81	4,23	3,73
T82	5,56	5,03

4.1.13.4 Construção de interligação

Tomando-se novamente a rede básica inicial, com os dados apresentados no *item 4.1.12* e supondo que seja construída uma interligação entre os *blocos 6 e 7*, com 774 metros de extensão (que serão acrescidos ao *bloco 6*), conforme Figura abaixo:

Figura 4.1.13.4-1 – Construção de interligação

Teremos:

Tabela 4.1.13.4-1 – Previsão dos resultados globais, com a interligação entre alimentadores

$DEC_P = 3,56$ [h]	$FEC_P = 3,04$	$END_P = 400,1$ [kWh]
$DEC_S = 1,53$ [h]	$FEC_S = 1,50$	$END_S = 175,2$ [kWh]
$DEC = 5,09$ [h]	$FEC = 4,54$	$END = 575,3$ [kWh]

Tabela 4.1.13.4-2 – Outros resultados previstos, com a interligação entre alimentadores

Bloco	DI_P [h]	NI_P	END_P [kWh]	$CDEC_P$ [h]	$CFEC_P$	$CEND_P$ [kWh]
1	2,45	2,04	45,6	0,833	0,863	89,1
2	3,78	3,48	10,6	0,522	0,348	57,6
3	6,80	5,49	59,8	0,236	0,157	26,5
4	7,06	5,67	107,2	0,455	0,303	49,8
5	1,96	1,93	75,0	0,637	0,614	75,3
6	14,44	10,25	37,1	0,289	0,192	32,1
7	2,00	1,93	47,7	0,493	0,501	58,9
8	4,35	3,73	17,4	0,094	0,062	10,8

De onde se pode comentar que:

- Todos os indicadores globais pioraram;
- Todos os indicadores permaneceram inalterados em todos os blocos, com exceção do 6, como já era esperado, uma vez que as interrupções nesse bloco contribuem apenas para si mesmo;
- Em casos reais, a interligação só poderia trazer benefícios exclusivamente ao *bloco 6*, pois possibilitaria a transferência das cargas ligadas no mesmo, para o *bloco 7*, quando da ocorrência de falhas originadas no *bloco 5*. Entretanto esse benefício deve ser ponderado com o conseqüente aumento da extensão (ou exposição) da rede. No presente exemplo, o aumento das taxas de falhas – provocado pelo aumento da extensão da rede – superou os benefícios esperados – até porque, pela metodologia empregada, essa transferência não seria realizada.
- Conclui-se então, pela não implementação dessa ação de planejamento, nesse caso.

4.1.13.5 Automação de dispositivos de proteção e/ou seccionamento

Considerando a rede inicial, com os dados apresentados no *item 4.1.12* e supondo que:

- o disjuntor do *alimentador 2* e a chave trifásica normalmente aberta sejam automatizados;
- a chave faca normalmente aberta seja substituída por Ponto de Telecontrole de Rede (PTR);
- o tempo de manobra automatizada seja igual a 0,02 horas ($TA = 0,02$ h).

Nessas condições, os resultados seriam:

*Tabela 4.1.13.5-1 – Previsão dos resultados globais
com automação da rede*

$DEC_P = 3,24$ [h]	$FEC_P = 3,00$	$END_P = 364,4$ [kWh]
$DEC_S = 1,53$ [h]	$FEC_S = 1,50$	$END_S = 175,2$ [kWh]
$DEC = 4,77$ [h]	$FEC = 4,50$	$END = 539,6$ [kWh]

*Tabela 4.1.13.5-2 – Outros resultados previstos
com automação da rede*

Bloco	DI_P [h]	NI_P	END_P [kWh]	$CDEC_P$ [h]	$CFEC_P$	$CEND_P$ [kWh]
1	2,21	2,04	41,1	0,733	0,863	78,3
2	3,54	3,48	9,9	0,522	0,348	57,6
3	6,56	5,49	57,7	0,236	0,157	26,5
4	6,82	5,67	103,6	0,455	0,303	49,8
5	1,74	1,93	66,5	0,566	0,614	66,9
6	11,57	8,48	29,7	0,227	0,152	25,3
7	1,68	1,93	40,0	0,412	0,501	49,3
8	4,03	3,73	16,1	0,094	0,062	10,8

Conforme discutido no *item 3.9*, os indicadores referentes à frequência de interrupções não se alteraram. No entanto, pode-se perceber a melhoria dos indicadores referentes à duração.

Os novos valores previstos para *DIC* serão:

*Tabela 4.1.13.5-3 – DIC previstos
com automação da rede*

CIRCUITO	DIC
T11	3,79
T12	3,28
T21	3,54
T22	4,62
T31	7,89
T32	6,56
T41	7,77
T42	8,15
T51	3,83
T52	3,58
T61	12,65
T62	11,57
T71	3,39
T72	2,63
T81	4,03
T82	5,36

4.1.13.6 Substituição do tipo de rede secundária

Como pode ser constatado pela observação dos resultados até aqui obtidos – no decorrer de todo o *item 4.1.13* – as ações sobre a rede primária podem trazer benefícios abrangentes e contemplar um grande número de consumidores pertencentes à região elétrica.

Entretanto, se houver interesse em se obter sinalizações sobre os benefícios auferidos com ações mais localizadas – sobre a rede secundária – pode-se estimar os ganhos obtidos, guardadas as ressalvas apresentadas ao final do *item 3.21*.

Supondo por exemplo, que se promova a substituição dos condutores do circuito *T51*, por cabos pré-reunidos multiplexados, com taxa de falhas 50% inferior.

Nesse caso, teremos os valores globais de *DEC*, *FEC* e *END* e, para o circuito *T51*, os valores de *DIC* e *FIC*, conforme abaixo.

*Tabela 4.1.13.6-1 – Indicadores após substituição
da rede secundária*

INDICADOR	ANTES	APÓS
DEC	5,03	4,83
FEC	4,50	4,30
END	568,5	544,7
DIC	3,80	3,04
FIC	3,74	2,98

4.1.13.7 Desmembramento de circuito secundário

Se ao invés de se substituir o tipo de rede secundária, fosse promovida a separação do circuito *T51* em outros dois (*T51.1* e *T51.2*), de tal forma que cada um dos novos circuito tivesse as mesmas características (com metade do comprimento, metade do número de consumidores e metade do consumo de *T51*); teríamos:

*Tabela 4.1.13.7-1 – Indicadores após desmembramento
do circuito secundário*

INDICADOR	ANTES	APÓS
DEC	5,03	4,83
FEC	4,50	4,30
END	568,5	544,7
DIC (T51.1)	3,80	3,04
DIC (T51.2)		3,04
FIC (T51.1)	3,74	2,98
FIC (T51.2)		2,98

Os resultados obtidos com a substituição dos condutores secundários, conforme *item 4.1.13.6* são idênticos aos obtidos, quando se procedeu ao desmembramento do circuito secundário de *T51*, como pode ser observado pela comparação entre as

Tabelas 4.1.13.6-1 e 4.1.13.7-1.

Essa constatação já era esperada, pois as duas proposições são matematicamente idênticas.

A escolha por uma das alternativas deve ser então norteadas por outros parâmetros, que auxiliem a tomada de decisão.

Esses parâmetros podem ser de natureza econômica, física, geográfica, etc.

4.1.14 Comparação técnico-econômica das opções

Conforme discutido no *item 3.23*, além da metodologia apresentada, outros parâmetros devem ser considerados pelo planejador, de forma a ampliar sua capacidade de análise.

Principalmente em casos similares aos apresentados nos *itens 4.1.13.6 e 4.1.13.7*, essas análises adicionais seriam imprescindíveis.

A título de exemplo, iremos proceder à análise econômica das alternativas de planejamento descritas no *item 4.1.13-2* e no início do *item 4.1.13-3* (substituição da chave fusível, por religador automático de distribuição).

Para tal, são necessários alguns dados adicionais:

- Custo de instalação da chave faca = R\$ 800,00;
- Custo de substituição da chave fusível, por religador automático de distribuição = R\$ 25.000,00;
- Redução dos custos de manutenção e operação, obtidos com a substituição da chave fusível = R\$ 500,00 ao ano;
- Vida útil dos equipamentos = 25 anos;
- Custo médio da Energia não Distribuída = R\$ 0,20 por kWh;
- Taxa de juros de 12% ao ano;

A opção apresentada no *item 4.1.13-2* proporcionaria uma redução na *END* de 5,3 kWh ao ano, ou R\$ 8,31 em valor presente, durante a vida útil do equipamento.

A outra opção representaria uma redução na *END* de 20,2 kWh e de custos de operação e manutenção de R\$ 500,00 ao ano, totalizando R\$ 3.953,26 em valor presente, durante os 25 anos.

Percebe-se que, embora o exemplo não tenha sido feliz – devido aos baixos valores de *END* envolvidos – é possível estabelecer um quadro comparativo, similar à *Tabela 3.23-1*:

Tabela 4.1.14-1 – Quadro comparativo para o exemplo

INDICADOR	SITUAÇÃO ATUAL	PROPOSIÇÃO 1	PROPOSIÇÃO 2
DEC [h]	5,03	4,98	4,85
FEC	4,50	4,50	4,38
END [kWh]	568,5	563,2	548,2
Custo [R\$]	-	800,00	25.000,00
Benefício [R\$]	-	8,31	3.953,26
Relação Benefício/Custo	-	0,0104	0,1581

Além do quadro anterior, outros poderiam ser montados, levando-se em conta a comparação entre os indicadores de *DIC* e *FIC*, além da consideração de outros aspectos, tais como as previsões de crescimento de mercado, a disponibilidade orçamentária, etc.

4.2 CASO 2: REGIÃO ELÉTRICA REAL

Com base na metodologia até aqui apresentada, foi desenvolvida uma rotina computacional capaz de efetuar cálculos dos indicadores referentes à rede de distribuição primária.*

Com o auxílio dessa ferramenta, será apresentado um caso real, de um município atendido pela CPFL e localizado na região nordeste do estado de São Paulo.

4.2.1 Descrição da região elétrica analisada

O sistema elétrico considerado possui 2 subestações com um transformador de 25 MVA cada. Há 4 alimentadores por subestação, divididos em 520 blocos. São cerca de 569 km de rede, no padrão aéreo trifásico convencional, com cabos nus, sendo 171 km na zona urbana e 398 km na zona rural.

A região elétrica possui 33.646 consumidores, com consumo mensal de 11.265.086 [kWh], assim distribuídos conforme *Tabela 4.2.1-1*.

Tabela 4.2.1-1 Dados dos alimentadores da região elétrica considerada

Subestação/Alimentador	Extensão [km]	Consumo [kWh/mês]	Nº Consumidores
SEA001	226,4	852.893	2.412
SEA002	39,7	1.257.066	5.559
SEA003	20,7	1.340.534	3.984
SEA004	114,3	1.106.656	5.277
SEB001	107,1	1.490.776	7.143
SEB002	36,3	1.221.617	5.424
SEB003	14,7	1.187.345	3.303
SEB004	9,7	2.808.199	544

* Essa rotina vem sendo gradualmente transformada em linguagem computacional pelo Eng. L. R. Manhães e já possibilita vários cálculos na rede primária.

Os equipamentos presentes no sistema são:

Chaves facas: 78 conjuntos;

Chaves fusíveis: 454 conjuntos;

Chaves trifásicas: 36 unidades

Religadores automáticos de distribuição: 7 unidades;

Seccionalizadores: 2 unidades;

Total de dispositivos de seccionamento e proteção: 577 pontos;

Reguladores de tensão de linha: 2 bancos;

Transformadores trifásicos de distribuição: 1.938 unidades, totalizando 93.735 kVA instalados;

Bancos de capacitores: 15 bancos, totalizando 9.000 kVAr instalados.

No ano de 2001 foram registradas 333 interrupções originadas na rede de distribuição primária, com duração superior a 1 minuto, ocasionando os valores de:

$DEC_p = 4,35$ horas/consumidor;

$FECP = 5,23$ interrupções/consumidor;

Tabela 4.2.1-2 – Tempos de restabelecimento para áreas urbana e rural

TEMPOS DE RESTABELECIMENTO	DURAÇÃO [horas]			
	ZONA URBANA		ZONA RURAL	
	Média (μ)	Desvio (δ)	Média (μ)	Desvio (δ)
TL	0,40	0,21	1,02	0,60
TR	0,20	0,27	0,23	0,27
TT	0,08	0,11	0,10	0,12

Há várias regiões em que se têm os valores de FP , mas no caso da região em questão, como não há tais registros, será considerado $FP = 0,2$.

Figura 4.2.1-1 – Região elétrica real

4.2.2 Estimativa da taxa de falhas (λ)

Inicialmente foram utilizados os valores médios dos tempos e taxa de falhas igual a 1 ocorrência por quilômetro (1 falha/km).

Com esses dados, os valores anuais calculados, para os indicadores foram:

$$DEC_P = 1,990 \text{ [h]}$$

$$FEC_P = 3,276$$

$$END_P = 26.244 \text{ [kWh]}$$

É necessário então, o ajustamento das taxas de falhas, conforme apresentado no *item* 3.8. Assim, nesse caso, a taxa de falhas real, para a região elétrica é:

$$\lambda_{redehistórica} = \lambda_{redeconsiderada} \times \frac{FEC_P.histórico}{FEC_P.calculado} = 1,5965$$

E os indicadores:

$$DEC_P = 3,177 \text{ [h]}$$

$$FEC_P = 5,23$$

$$END_P = 41.899 \text{ [kWh]}$$

4.2.3 Estimativa dos tempos de restabelecimento

Observando-se o valor do DEC_P calculado anteriormente, pode-se verificar que há necessidade de ajustamento nos valores dos tempos considerados.

Assim, supondo que os tempos possuam distribuições normais, pode-se refazer os cálculos, considerando seus valores iguais a $\mu + 0,3.\delta$.

E os resultados obtidos para os indicadores seriam:

$$DEC_P = 3,877 \text{ [h]}$$

$$FEC_P = 5,23$$

$$END_P = 51.127 \text{ [kWh]}$$

Vale a pena refazer os cálculos a fim de melhorar o valor do DEC_P calculado, até porque, cada nova simulação apresenta baixo tempo de processamento (36 segundos, utilizando um processador Pentium 120 MHz, com 32 MB de memória RAM, ou 3

segundos, utilizando um processador Pentium III – 933 MHz, com 64 MB de memória RAM).

Então, a nova simulação será realizada considerando-se os tempos iguais a $\mu + 0,5.\delta$.

E os novos valores encontrados são:

$$DEC_P = 4,343 \text{ [h]}$$

$$FEC_P = 5,23$$

$$END_P = 57.278 \text{ [kWh]}$$

Caso desejássemos valores mais ajustados para o DEC_P , poderíamos tentar outras variações para os desvios padrões dos tempos envolvidos. Assim poderíamos efetuar várias simulações, até encontrarmos valores mais próximos para DEC_P . Entretanto, iremos considerar os valores de tempo, como sendo iguais a $\mu + 0,5.\delta$, conforme tabela abaixo.

Tabela 4.2.3-1 – Tempos de restabelecimento para áreas urbana e rural

TEMPOS DE RESTABELECIMENTO	DURAÇÃO [horas]	
	ZONA URBANA	ZONA RURAL
TL	0,505	1,320
TR	0,335	0,365
TT	0,135	0,160

4.2.4 Resultados iniciais

Utilizando-se os valores obtidos nos *itens 4.2.2 e 4.2.3* já é possível apresentar os seguintes resultados anuais:

Tabela 4.2.4-1 – Dados globais da região elétrica

DEC_P [h]	4,34
FEC_P	5,23
END_P [kWh]	57.278
N. de consumidores	33.646
Consumo [kWh]	135.181.032

Tabela 4.2.4-2 – Resultados por subestação

Subestação	DEC_P [h]	FEC_P	END_P [kWh]
SEA	4,27	5,02	28.516
SEB	4,42	5,45	28.762

Tabela 4.2.4-3 – Resultados por alimentador

Alimentador	DEC_P [h]	FEC_P	END_P [kWh]
SEA001	7,58	6,97	10.141
SEA002	3,27	4,06	5.759
SEA003	3,17	4,29	5.678
SEA004	4,65	5,69	6.939
SEB001	5,90	6,98	12.010
SEB002	3,66	4,79	5.945
SEB003	2,72	3,58	4.408
SEB004	2,76	3,29	6.399

Outras informações:

Bloco mais extenso.....: n° 427, com 10.232 m;

Bloco com maior consumo anual.....: n° 520, com 21.693.252 [kWh];

Bloco com maior número de consumidores.....: n° 367, com 772 consumidores;

Bloco que ficará maior tempo interrompido.....: n° 2, com 33,136 horas;

Bloco que sofrerá maior número de interrupções: n° 2, com 22,669 ocorrências;

Bloco com maior *END_P*.....: n° 520, com 4.113 kWh;

Bloco mais prejudicial ao DEC_P da área.....: n° 423, contribuindo com 0,286 horas por consumidor;

Bloco mais prejudicial ao FEC_P da área.....: n° 412, contribuindo com 0,216 interrupções por consumidor;

Bloco mais prejudicial à END_P da área.....: n° 510, contribuindo com 3.008 kWh.

Além dos dados anteriores, é possível obter uma listagem com as informações sobre cada um dos 520 blocos, conforme apresentada no Anexo A.

4.2.5 Análise dos impactos das ações de planejamento nos indicadores de confiabilidade

Serão efetuadas algumas proposições na rede primária, visando estabelecer os efeitos dessas propostas nos indicadores de confiabilidade.

4.2.5.1 Substituição do tipo de rede primária

Supondo que sejam substituídos os condutores do bloco 423 – que pertence ao alimentador SEB001 – por outros que apresentem taxa de falhas igual a 1/3 da atual. É de se esperar melhorias apenas nos alimentadores da subestação SEB, ou mais especificamente no alimentador SEB001. Nesse caso, ter-se-iam:

Tabela 4.2.5.1-1 – Dados globais da região elétrica, após substituição dos condutores do bloco 423

DEC_P [h]	4,15
FEC_P	5,10
END_P [kWh]	55.435

Tabela 4.2.5.1-2 – Resultados por subestação

Subestação	DEC _P [h]	FEC _P	END _P [kWh]
SEA	4,27	5,02	28.516
SEB	4,03	5,19	26.919

Tabela 4.2.5.1-3 – Resultados por alimentador

Alimentador	DEC _P [h]	FEC _P	END _P [kWh]
SEB001	5,00	6,38	10.166
SEB002	3,66	4,79	5.945
SEB003	2,72	3,58	4.408
SEB004	2,76	3,29	6.399

Outros resultados:

Bloco que ficará maior tempo interrompido.....: n° 2, com 33,136 horas;

Bloco que sofrerá maior número de interrupções: n° 2, com 22,669 ocorrências;

Bloco com maior *END_P*.....: n° 520, com 4.113 kWh;

Bloco mais prejudicial ao *DEC_P* da área.....: n° 412, contribuindo com 0,155 horas por consumidor;

Bloco mais prejudicial ao *FEC_P* da área.....: n° 412, contribuindo com 0,216 interrupções por consumidor;

Bloco mais prejudicial à *END_P* da área.....: n° 510, contribuindo com 3.008 kWh.

Pode-se perceber melhoria apenas nos indicadores do alimentador SEB001.

4.2.5.2 Instalação de dispositivos de seccionamento

Tomando-se novamente a região elétrica em seu estado inicial, pode-se instalar uma chave faca em cada alimentador.

Esses equipamentos serão instalados nos 10 blocos que mais afetam o *DEC_P* da região elétrica, conforme Anexo A; ou seja, os blocos 177 e 194, pertencentes ao

alimentador SEA002; os blocos 244, 249 e 297, pertencentes ao alimentador SEA004; os blocos 412, 423, 432 e 434, pertencentes ao alimentador SEB001; e o bloco 465, pertencente ao alimentador SEB002;

Os valores referentes à frequência de interrupções não se alterarão. Os demais serão:

Tabela 4.2.5.2-1 – Indicadores globais da região elétrica, após instalação de dispositivos de seccionamento

DEC_P [h]	4,30
END_P [kWh]	56.751

Tabela 4.2.5.2-2 – Resultados por subestação

Subestação	DEC_P [h]	END_P [kWh]
SEA	4,20	28.093
SEB	4,40	28.658

Tabela 4.2.5.2-3 – Resultados por alimentador

Alimentador	DEC_P [h]	END_P [kWh]
SEA001	7,58	10.141
SEA002	3,18	5.560
SEA003	3,17	5.678
SEA004	4,49	6.714
SEB001	5,87	11.915
SEB002	3,65	5.936
SEB003	2,72	4.408
SEB004	2,76	6.399

Outros resultados:

Bloco que ficará maior tempo interrompido.....: n° 2, com 33,136 horas;

Bloco com maior *END_P*.....: n° 520, com 4.113 kWh;

Bloco mais prejudicial ao DEC_P da área.....: nº 423, contribuindo com 0,156 horas por consumidor.

Bloco mais prejudicial à END_P da área.....: nº 510, contribuindo com 3.008 kWh.

Pode-se perceber a melhoria dos indicadores em todos os alimentadores onde ocorreram obras de instalação de chaves e uma redução na contribuição do bloco 423 para o DEC_P .

4.2.5.3 Instalação de dispositivos de proteção

Partindo-se da região elétrica em seu estado inicial, podemos simular os efeitos da instalação de uma chave fusível em cada alimentador.

Esses equipamentos serão instalados nos blocos 14, 179, 222, 244, 409, 440, 482 e 510, pertencentes respectivamente aos alimentadores SEA001, SEA002, SEA003, SEA004, SEB001, SEB002, SEB003 e SEB004; de onde se obtêm:

Tabela 4.2.5.3-1 – Indicadores globais após instalação de chaves fusíveis

DEC_P [h]	4,46
FEC_P	5,37
END_P [kWh]	65.613

Tabela 4.2.5.3-2 – Resultados por subestação

Subestação	DEC_P [h]	FEC_P	END_P [kWh]
SEA	4,33	5,09	31.059
SEB	4,60	5,66	34.554

Tabela 4.2.5.3-3 – Resultados por alimentador

Alimentador	DEC_P [h]	FEC_P	END_P [kWh]
SEA001	7,57	6,96	10.134
SEA002	3,27	4,06	5.729
SEA003	3,99	5,20	9.045
SEA004	4,22	5,24	6.151
SEB001	5,90	6,98	11.997
SEB002	3,65	4,79	5.912
SEB003	3,50	4,47	6.251
SEB004	3,67	4,38	10.394

Outros resultados:

Bloco que ficará maior tempo interrompido.....: n° 2, com 32,594 horas;

Bloco que sofrerá maior número de interrupções: n° 2, com 22,667 ocorrências;

Bloco com maior *END_P*.....: n° 520, com 8.446 kWh;

Bloco mais prejudicial ao *DEC_P* da área.....: n° 423, contribuindo com 0,286 horas por consumidor;

Bloco mais prejudicial ao *FEC_P* da área.....: n° 412, contribuindo com 0,216 interrupções por consumidor;

Bloco mais prejudicial à *END_P* da área.....: n° 528, contribuindo com 4.100 kWh. Este bloco surgiu da cisão do bloco 510, provocada pela instalação da chave fusível.

Fusíveis tanto podem contribuir positivamente quanto negativamente, para os indicadores.

Quando as chaves são instaladas a jusante de equipamentos com capacidade de religamento há melhoria dos indicadores, devido à boa coordenação que se obtém. Foi o que ocorreu no caso dos alimentadores SEA001, SEA002, SEB001 e SEB002. Entretanto, a instalação dessas chaves também pode contribuir para a ocorrência de interrupções permanentes, provocadas por falhas momentâneas. Foi o que ocorreu no caso dos alimentadores SEA003, SEB003 e SEB004, onde não havia equipamentos

com capacidade de religamento e coordenação localizados a montante das chaves fusíveis propostas.

No caso do alimentador SEA004, mesmo não se tendo equipamentos com capacidade de religamento e coordenação a montante da chave fusível, pôde-se verificar a vantagem da proposição.

Tomando-se novamente a configuração inicial e substituindo os dispositivos de seccionamento localizados do “lado fonte” de cada bloco que mais contribui para o DEC_P de cada alimentador, por religador automático de distribuição, teremos os resultados apresentados a partir da *Tabela 4.2.5.3-5*.

Tabela 4.2.5.3-4 Blocos que mais contribuem para o DEC_P de cada alimentador, conforme Anexo A

Bloco	Alimentador
103	SEA001
177	SEA002
222	SEA003
244	SEA004
423	SEB001
465	SEB002
482	SEB003
510	SEB004

Tabela 4.2.5.3-5 – Indicadores globais após instalação de religadores automáticos de distribuição

DEC_P [h]	3,36
FEC_P	4,20
END_P [kWh]	46.067

Tabela 4.2.5.3-6 – Resultados por subestação

Subestação	DEC _P [h]	FEC _P	END _P [kWh]
SEA	3,18	3,78	22.745
SEB	3,55	4,64	23.322

Tabela 4.2.5.3-7 – Resultados por alimentador

Alimentador	DEC _P [h]	FEC _P	END _P [kWh]
SEA001	6,87	6,49	9.546
SEA002	2,02	2,59	3.856
SEA003	2,21	3,00	4.271
SEA004	3,45	4,38	5.072
SEB001	4,59	6,10	9.365
SEB002	3,22	4,13	5.230
SEB003	2,15	2,81	3.751
SEB004	1,53	1,80	4.977

Outros resultados:

Bloco que ficará maior tempo interrompido.....: n° 2, com 28,1 horas;

Bloco que sofrerá maior número de interrupções: n° 2, com 19,266 ocorrências;

Bloco com maior *END_P*.....: n° 520, com 3.757 kWh;

Bloco mais prejudicial ao *DEC_P* da área.....: n° 412, contribuindo com 0,155 horas por consumidor;

Bloco mais prejudicial ao *FEC_P* da área.....: n° 412, contribuindo com 0,216 interrupções por consumidor;

Bloco mais prejudicial à *END_P* da área.....: n° 510, contribuindo com 1.772 kWh.

Pode-se perceber que a instalação de religadores automáticos de distribuição contribui positivamente para todos os indicadores.

Isso ocorre em maior ou menor grau, dependendo das contribuições dos blocos para os indicadores e da existência de outros equipamentos de proteção a montante ou a

jusante do local de instalação proposto.

Essa constatação está em consonância com as conclusões de Warren, que afirma que a instalação de um religador automático de distribuição traz significativas melhorias para os indicadores; entretanto, a instalação de dois ou mais, não reduz a duração e frequência da interrupção, na mesma proporção que a instalação do primeiro. [35]

4.2.5.4 Construções de interligações

A partir do estado inicial da região elétrica apresentada no *item 4.2.4*, pode-se realizar construções de interligações, visando aumentar a flexibilidade operativa do sistema.

Assim, supondo que sejam realizadas tais obras entre os alimentadores SEA001 e SEA004; entre SEA003 e SEB004; e entre dois ramais do alimentador SEB001; obteriam-se os seguintes resultados:

Tabela 4.2.5.4-1 – Indicadores globais após interligações

DEC_P [h]	4,33
FEC_P	5,23
END_P [kWh]	57.188

Tabela 4.2.5.4-2 – Resultados por subestação

Subestação	DEC_P [h]	FEC_P	END_P [kWh]
SEA	4,27	5,02	28.464
SEB	4,40	5,45	28.724

Tabela 4.2.5.4-3 – Resultados por alimentador

Alimentador	DEC_P [h]	FEC_P	END_P [kWh]
SEA001	7,52	6,97	10.067
SEA002	3,27	4,06	5.759
SEA003	3,19	4,31	5.708
SEA004	4,65	5,69	6.930
SEB001	5,89	6,98	11.988
SEB002	3,66	4,79	5.945
SEB003	2,72	3,58	4.408
SEB004	2,57	3,29	6.382

Outros resultados:

Bloco que ficará maior tempo interrompido.....: n° 2, com 32,997 horas;

Bloco que sofrerá maior número de interrupções: n° 2, com 22,669 ocorrências;

Bloco com maior *END_P*.....: n° 520, com 4.113 kWh;

Bloco mais prejudicial ao *DEC_P* da área.....: n° 423, contribuindo com 0,286 horas por consumidor;

Bloco mais prejudicial ao *FEC_P* da área.....: n° 412, contribuindo com 0,216 interrupções por consumidor;

Bloco mais prejudicial à *END_P* da área.....: n° 510, contribuindo com 2.992 kWh.

Pode-se perceber que os indicadores dos alimentadores podem tanto melhorar, quanto piorar, por conta das ponderações já discutidas no *item 4.1.13.4*.

Cabe ressaltar entretanto, que só foram realizadas exclusivamente construções de interligações, não se procedendo a nenhuma reconfiguração da rede, que poderia potencializar os ganhos obtidos com as obras propostas.

4.2.5.5 Automação de dispositivos de proteção e/ou seccionamento

Novamente, tomando-se a rede nas condições descritas no *item 4.2.4*, e considerando que todos os dispositivos de proteção e/ou seccionamento são automatizados, com $TA = 0,03$ horas:

Tabela 4.2.5.5-1 – Indicadores globais com automação

DEC_P [h]	3,74
FEC_P	5,23
END_P [kWh]	48.725

Tabela 4.2.5.5-2 – Resultados por subestação

Subestação	DEC_P [h]	FEC_P	END_P [kWh]
SEA	3,69	5,02	24.745
SEB	3,80	5,45	23.980

Tabela 4.2.5.5-3 – Resultados por alimentador

Alimentador	DEC_P [h]	FEC_P	END_P [kWh]
SEA001	6,83	6,97	9.210
SEA002	2,82	4,06	4.950
SEA003	2,66	4,29	4.705
SEA004	3,94	5,69	5.879
SEB001	5,13	6,98	10.357
SEB002	3,12	4,79	5.080
SEB003	2,25	3,58	3.633
SEB004	2,40	3,29	4.910

Outros resultados:

Bloco que ficará maior tempo interrompido.....: n° 2, com 30,415 horas;

Bloco que sofrerá maior número de interrupções: n° 2, com 22,669 ocorrências;

Bloco com maior END_P: n° 520, com 3.062 kWh;

Bloco mais prejudicial ao DEC_P da área.....: n° 423, contribuindo com 0,261 horas por consumidor;

Bloco mais prejudicial ao FEC_P da área.....: n° 412, contribuindo com 0,216 interrupções por consumidor;

Bloco mais prejudicial à END_P da área.....: n° 423, contribuindo com 2.524 kWh.

Como era de se esperar, houve melhoria em todos os indicadores relacionados à duração das interrupções, devido à redução no tempo de transferência ($TT = TA$).

5. CONCLUSÕES

Especialmente a partir de agora, com a fixação de padrões de qualidade mais exigentes, a metodologia desenvolvida apresenta-se como uma poderosa ferramenta de análise, que é perfeitamente aplicável a sistemas reais, a partir de dados históricos facilmente disponíveis.

Ela possibilita diagnosticar o estado atual do sistema elétrico, identificando pontos de atenção e oportunidades de melhoria.

A partir desse diagnóstico, é possível prever os efeitos de várias proposições de planejamento, sobre os indicadores de continuidade considerados, tais como:

- Alocação de dispositivos de seccionamento;
- Alocação de diferentes dispositivos de proteção;
- Construção de interligação, viabilizando transferências de cargas;
- Automação de equipamentos de seccionamento e/ou proteção;
- Substituição de redes, por outras mais confiáveis;
- Reconfiguração de redes existentes;
- Expansão do Sistema, com novos trechos ou “bays” de alimentadores.

A partir da utilização sistemática da metodologia, é possível estabelecer alguns efeitos de determinadas ações sobre determinados indicadores, em redes de distribuição radiais. Assim, pode-se dizer que:

- a) A substituição de padrões (tipos) de redes com menores taxas de falhas contribui para a melhoria de todos os indicadores da região, devido à redução das frequências e durações de interrupções no alimentador em que se procedeu a alteração.
- b) A instalação de dispositivos de seccionamento de forma a reduzir o número de consumidores por bloco, leva à melhoria dos indicadores globais, relacionados à duração das interrupções (DEC e END). Entretanto, ocasionalmente, alguns consumidores podem ter piorados seus indicadores individuais (DIC);
- c) Não há alteração nos indicadores relacionados à frequência de interrupções, quando se procede à instalação de dispositivos de seccionamentos;
- d) Cada equipamento de proteção possui diferentes características quanto à

capacidade de coordenação e religamento. A metodologia considera tais diferenças e auxilia, por exemplo, na tomada de decisão quanto à validade de se instalar equipamentos sem capacidade de religamento a jusante de equipamentos com capacidade de religamento, mas sem coordenação;

- e) O benefício obtido com construções de interligações – que possibilitam segunda fonte de alimentação – deve ser ponderado com o conseqüente aumento da extensão (ou exposição) da rede. O mesmo ocorre quando da construção de novos alimentadores, objetivando a redistribuição de consumidores e o aumento da flexibilidade operativa da rede
- f) A automação de equipamentos melhora o desempenho dos indicadores relacionados à duração das interrupções;
- g) Na rede secundária, é possível comparar os benefícios entre as alternativas de desmembramento do circuito e substituição do padrão (tipo) de rede;
- h) A metodologia fornece bom subsídio à avaliação de alternativas, dentro do contexto da qualidade do serviço de distribuição; entretanto, obviamente, não prescinde da habilidade, conhecimento e experiência dos planejadores, que devem considerar outros aspectos relevantes, referentes à exequibilidade das propostas, dificuldades operacionais, impactos na manutenção, bem como proceder a análises econômicas, etc..

Certamente há grande potencial de melhoria na metodologia apresentada. Um dos aspectos que mereceriam uma análise mais aprofundada seriam as variações estatísticas dos próprios valores históricos de DEC_P , FEC_P , DEC_S e FEC_S .

BIBLIOGRAFIA

- [1] ROSA, L. P.; SENRA, P. M. A. “Participação Privada na Expansão do Setor Elétrico ou Venda das Empresas Públicas?”, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1995.
- [2] LEITE, A. D. “A Energia do Brasil”, Nova Fronteira, Rio de Janeiro, 1997 – 2ª impressão.
- [3] CONTRATO DE CONCESSÃO Nº 014/97, assinado entre a União e a CPFL, Brasília, 20/11/1997.
- [4] TODD, Z. G. “A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations”. IEEE Transactions (Power Apparatus and Systems), Vol. 83, July 1964.
- [5] LUZ, A. D.; COSENZA, C. R.; MAGALHÃES, J. C. M.; MARTINS, V. L. “Incorporação da Confiabilidade no Planejamento da Distribuição”. XI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – XI SENDI – Blumenau (SC), Setembro 1992.
- [6] MANHÃES, L. R. “Programa para Planejamento de Redes Primárias de Distribuição”. XIV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – XIV SENDI – Foz do Iguaçu (PR), Novembro 2000.
- [7] BILLINTON, R. “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 91, nº 2, 1972.
- [8] LYMAN, W. J. “Fundamental Consideration in Preparing Master System Plan”. Electrical World, Vol. 101, nº 24, June 17, 1933.
- [9] SMITH Jr, S. A. “Spare Capacity Fixed by Probabilities of Outage”. Electrical World, Vol. 103, February 10, 1934.

- [10] PATTON, A. D. "Determination and Analysis of Data for Reliability Studies". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 87, n° 1, January 1968.
- [11] GAVER, D. P.; MONTMEAT, F. E.; PATTON, A. D. "Power System Reliability – I – Measures of Reliability and Methods of Calculation". IEEE Transactions (Power Apparatus and Systems), July 1964.
- [12] MONTMEAT, F. E.; PATTON, A. D.; ZEMKOSKI, J.; CUMMING, D. J. "Power System Reliability – II – Applications and a Computer Program". IEEE Transactions (Power Apparatus and Systems), Vol. 84, July 1965.
- [13] OPRISAN, M.; FILIPPELLI, F.; CLARK, I. M.; BILLINTON, R. "A Reliability Data System for the Reporting of Forced Outages of Distribution Equipment". IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications System in a Rural Environment, 1991, p. 267-270.
- [14] CONNOR, R. A. W.; PARKINS, R. A. "Operational Statistics in the Management of Large Distribution Systems". Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, November 1966.
- [15] NOLAN, P. J.; O'KELLY, M. E. J.; FAHY, C. "Assesment of Ways of Improving the Supply Continuity in Electric Power Systems – A Simulation Approach". Proceedings of the 1993 Winter Simulation Conference, p. 1192 - 1200.
- [16] DeSIENO, C. F.; STINE, L. L. "A Probability Method for Determining the Reliability of Electric Power Systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 83, February 1964.
- [17] CHRISTIAANSE, W. R. "A New Technique for Reliability Calculations". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 89, n° 8, November/December 1970.
- [18] BILLINTON, R.; WOJCZYNSKI, E. "Distributional Variation of Distribution System Reliability Indices". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, n° 11, November 1985.

- [19] BILLINTON, R.; GOEL, R. "An Analytical Approach to Evaluate Probability Distributions Associated With the Reliability Indices of Electric Distribution Systems". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-1, nº 3, July 1986.
- [20] HELMAN, H.; ANDERY, P. R. P. "Análise de Falhas (Aplicação do Métodos de FMEA – FTA)". Belo Horizonte: Fundação Christiano Ottoni, 1995.
- [21] GALYEAN, W. J.; FOWLER, R. D.; CLOSE, J. A.; DONLEY, M. E. "Case Study: Reliability of the INEL-Site Power System". IEEE Transactions on Reliability, Vol. 38, nº 3, August 1989.
- [22] BILLINTON, R.; WANG, P. "A Generalized Method for Distribution System Reliability Evaluation". IEEE WESCANEX Communications, Power and Computing, Vol. 2, May 15-16, 1995.
- [23] KJOLLE, G.; SAND, K. "REL RAD – An Analytical Approach for Distribution System Reliability Assesment". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, nº 2, April 1992.
- [24] GOEL, L.; BILLINTON, R. "Monte Carlo simulation Applied to Distribution Feeder Reliability Evaluation". Electric Power Systems Research, Vol. 29, nº 3, May 1994.
- [25] LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. "Reliability Indices of a Radial Distribution System With Sectionalizing as a Function of Network Structure Parameters". Electric Power Systems Research, Vol. 36, February 1996.
- [26] EL-SAYED, M. A. H. "Fuzzy Clustering and Fuzzy Sets for Reliability Analysis of Recent Distribution Systems". IEEE International Conference on Intelligent Engineering Systems, Proceedings. September 15-17, 1997.
- [27] SILVA, E. S.; MANHÃES, L. R.; OLIVEIRA, P. R. P.; JOLY, S. V. Z. "Previsão de Confiabilidade de Alimentadores". CPFL. Relatório Interno, 1992.

- [28] SIMÕES, A. C. “Análise do Custo-Benefício da Instalação de Equipamentos de Proteção em Redes Aéreas de Distribuição”. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (SP), 1997.
- [29] BROWN, R. E.; OCHOA, J. R. “Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, nº 2, May 1998.
- [30] ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; SJARIEF, I.; GOEL, L.; SO, K. S. “A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Distribution System Data And Results”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, nº 2, May 1991.
- [31] BROWN, R. E.; HANSON, A. P.; WILLIS, H. L.; LUEDTKE, F. A.; BORN, M. F. “Assessing the Reliability of Distribution Systems”. IEEE Computer Applications in Power, Vol. 14, nº 1, January 2001.
- [32] RELATÓRIOS Físicos: Equipamentos, Condutores, Postes e Iluminação Pública (PPR-56 – PRODADIS), CPFL, 2º Trimestre de 2001.
- [33] ANDERS, G. J. “Probability Concepts in Electric Power Systems”. A Wiley-Interscience publication. USA, 1989. Cap. 3, p. 43-104.
- [34] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. “Goal Planning and Risk Analysis for Distribution Reliability Indices”. CIRED Conference Papers. Amsterdam - Netherlands, June 18-21, 2001.
- [35] WARREN, C. M.; “The Effect of Reducing Momentary Outages on Distribution Reliability Indices”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, nº 3, July 1992.

ANEXO A

Resultados completos, referentes ao item 4.2.4

No. Bloco	Alimentador	DI _P [h]	NI _P	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
1	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,001	7
2	SEA001	33,14	22,67	1	1560	0,000	0,000	0
3	SEA001	29,12	19,42	1	360	0,000	0,000	0
4	SEA001	25,62	17,34	1	1992	0,000	0,000	0
5	SEA001	29,57	19,96	65	67.188	0,001	0,001	4
6	SEA001	29,11	19,42	12	33.372	0,000	0,000	0
7	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
8	SEA001	29,11	19,42	13	9420	0,000	0,000	0
9	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
10	SEA001	29,32	20,82	2	12.516	0,000	0,000	0
11	SEA001	24,46	16,66	11	21.492	0,015	0,009	74
12	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
13	SEA001	9,70	7,20	4	3192	0,000	0,000	4
14	SEA001	25,92	18,38	10	23.520	0,008	0,005	68
15	SEA001	2,91	3,39	193	607.320	0,035	0,044	564
16	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	4
17	SEA001	2,95	3,39	286	527.652	0,027	0,037	440
18	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	204
19	SEA001	13,76	9,93	1	27.648	0,000	0,000	3
20	SEA001	7,03	5,79	3	158.136	0,000	0,000	73
21	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
22	SEA001	17,83	13,15	1	1200	0,000	0,000	0
23	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
24	SEA001	9,70	7,21	2	3324	0,000	0,000	0
25	SEA001	23,30	15,67	5	6276	0,002	0,001	183
26	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
27	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
28	SEA001	7,69	6,11	1	102.840	0,000	0,000	0
29	SEA001	2,98	3,39	13	170.412	0,008	0,012	127
30	SEA001	3,10	3,39	208	570.132	0,025	0,036	421
31	SEA001	15,59	11,05	1	1044	0,000	0,000	0
32	SEA001	7,69	6,11	2	6048	0,000	0,000	0
33	SEA001	2,93	3,39	84	204.480	0,026	0,033	428
34	SEA001	19,91	13,66	1	1200	0,000	0,000	0
35	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
36	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
37	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	2
38	SEA001	16,43	11,67	1	648	0,000	0,000	0
39	SEA001	7,73	6,14	11	1.139.952	0,000	0,000	7
40	SEA001	2,92	3,39	26	2.044.140	0,014	0,022	270
41	SEA001	29,45	20,90	3	1104	0,000	0,000	0
42	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
43	SEA001	19,59	13,46	1	2580	0,008	0,005	161
44	SEA001	30,04	21,30	1	3588	0,000	0,000	0
45	SEA001	30,00	21,28	1	1200	0,000	0,000	0
46	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
47	SEA001	9,10	6,85	1	3168	0,000	0,000	1

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
48	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
49	SEA001	24,72	16,51	2	2400	0,000	0,000	0
50	SEA001	5,57	6,72	704	1.204.368	0,059	0,070	385
51	SEA001	19,78	13,58	1	1200	0,000	0,000	0
52	SEA001	9,91	7,33	1	2028	0,000	0,000	0
53	SEA001	12,60	9,24	1	11808	0,000	0,000	0
54	SEA001	26,46	18,71	2	2544	0,000	0,000	0
55	SEA001	11,59	8,64	1	3012	0,000	0,000	0
56	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
57	SEA001	29,48	20,50	7	8904	0,002	0,001	13
58	SEA001	10,23	7,52	2	18.948	0,000	0,000	1
59	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,058	0,038	961
60	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
61	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
62	SEA001	7,70	6,12	2	12.060	0,000	0,000	0
63	SEA001	11,60	8,65	1	9336	0,000	0,000	0
64	SEA001	11,69	8,70	1	1200	0,000	0,000	0
65	SEA001	23,34	15,69	2	8556	0,000	0,000	0
66	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
67	SEA001	29,78	20,68	1	6156	0,000	0,000	0
68	SEA001	7,69	6,11	1	31.668	0,000	0,000	0
69	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
70	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
71	SEA001	29,71	20,63	1	1200	0,000	0,000	0
72	SEA001	11,55	8,62	1	7080	0,005	0,004	458
73	SEA001	19,13	13,28	4	43.368	0,001	0,000	354
74	SEA001	12,32	9,07	1	6540	0,000	0,000	0
75	SEA001	4,62	5,20	197	370.608	0,009	0,011	64
76	SEA001	29,39	20,86	1	1728	0,000	0,000	0
77	SEA001	29,80	20,69	1	5940	0,000	0,000	0
78	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
79	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
80	SEA001	18,00	13,25	1	1260	0,000	0,000	0
81	SEA001	9,53	7,10	1	3576	0,000	0,000	0
82	SEA001	29,57	20,55	2	3888	0,000	0,000	0
83	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,013	0,007	59
84	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	2
85	SEA001	18,92	13,79	1	2736	0,000	0,000	0
86	SEA001	16,28	11,59	9	41.460	0,008	0,004	771
87	SEA001	16,93	12,61	6	5136	0,001	0,000	3
88	SEA001	3,00	3,40	1	11064	0,000	0,000	0
89	SEA001	11,51	8,38	3	4920	0,001	0,001	6
90	SEA001	27,75	19,94	3	4704	0,000	0,000	2
91	SEA001	16,71	11,84	1	3144	0,000	0,000	0
92	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
93	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
94	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
95	SEA001	23,30	15,67	1	1200	0,000	0,000	0
96	SEA001	9,23	6,93	1	7128	0,000	0,000	0
97	SEA001	29,32	20,82	27	49.068	0,005	0,003	41
98	SEA001	16,29	11,59	4	51.648	0,000	0,000	0

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
99	SEA001	2,67	3,39	56	111.228	0,008	0,010	123
100	SEA001	23,30	15,67	3	412.920	0,000	0,000	0
101	SEA001	29,45	20,90	1	1200	0,000	0,000	0
102	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,003	0,002	194
103	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,063	0,043	744
104	SEA001	2,87	3,39	3	52.884	0,008	0,011	131
105	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
106	SEA001	7,69	6,11	1	10308	0,000	0,000	0
107	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
108	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
109	SEA001	7,68	6,11	5	12.888	0,004	0,003	702
110	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
111	SEA001	14,94	10,67	2	6732	0,000	0,000	0
112	SEA001	19,61	13,78	1	672	0,002	0,001	8
113	SEA001	23,68	15,89	1	1200	0,000	0,000	0
114	SEA001	11,71	8,50	1	3192	0,000	0,000	0
115	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	1
116	SEA001	12,46	9,15	1	2460	0,000	0,000	0
117	SEA001	10,37	7,60	1	4428	0,000	0,000	0
118	SEA001	21,65	15,50	2	5412	0,000	0,000	0
119	SEA001	5,26	4,69	7	9492	0,000	0,000	0
120	SEA001	21,55	15,44	2	3180	0,015	0,010	114
121	SEA001	28,21	20,21	1	1200	0,000	0,000	0
122	SEA001	21,31	15,86	108	191.604	0,002	0,002	14
123	SEA001	20,12	13,86	1	12.600	0,000	0,000	1
124	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
125	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
126	SEA001	16,28	11,59	2	2400	0,000	0,000	0
127	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
128	SEA001	32,80	22,47	1	1200	0,000	0,000	0
129	SEA001	23,38	15,80	4	1.032.240	0,000	0,000	297
130	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
131	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
132	SEA001	4,51	5,45	169	384.888	0,009	0,010	76
133	SEA001	16,36	11,63	3	12.048	0,000	0,000	0
134	SEA001	17,82	13,14	4	4008	0,000	0,000	0
135	SEA001	16,80	11,89	1	3924	0,000	0,000	1
136	SEA001	8,63	6,57	3	9060	0,008	0,005	563
137	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
138	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
139	SEA001	30,32	21,41	1	16.536	0,000	0,000	0
140	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
141	SEA001	16,80	11,90	2	8616	0,000	0,000	0
142	SEA001	25,81	18,74	2	2532	0,001	0,000	7
143	SEA001	17,54	12,07	2	3816	0,008	0,005	138
144	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
145	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
146	SEA001	29,32	20,82	4	12.624	0,000	0,000	0
147	SEA001	19,81	13,59	3	1956	0,000	0,000	0
148	SEA001	16,69	11,83	3	8508	0,000	0,000	0
149	SEA001	19,38	13,67	5	23.688	0,027	0,018	208

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
150	SEA001	30,05	21,25	4	3708	0,000	0,000	0
151	SEA001	14,93	10,66	5	29.328	0,049	0,030	608
152	SEA001	9,53	7,10	2	33.228	0,000	0,000	4
153	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
154	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
155	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
156	SEA001	14,88	10,38	5	6252	0,001	0,000	2
157	SEA001	19,59	13,47	1	1296	0,000	0,000	0
158	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	1
159	SEA001	30,26	21,38	2	4728	0,000	0,000	2
160	SEA001	19,38	13,67	1	3000	0,000	0,000	0
161	SEA001	25,13	18,38	1	2196	0,002	0,001	18
162	SEA001	10,49	7,67	1	1200	0,000	0,000	0
163	SEA001	29,48	20,50	2	3612	0,000	0,000	0
164	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
165	SEA001	4,91	4,60	14	32.460	0,001	0,001	8
166	SEA001	14,94	10,66	1	3204	0,000	0,000	0
167	SEA001	3,37	3,68	1	2472	0,000	0,000	0
168	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
169	SEA001	7,69	6,11	1	13.524	0,000	0,000	0
170	SEA001	16,97	12,64	2	1200	0,000	0,000	0
171	SEA001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	1
172	SEA001	15,59	11,05	1	11376	0,000	0,000	1
173	SEA002	1,63	2,55	1	9228	0,001	0,002	11
174	SEA002	3,25	3,95	408	809.004	0,044	0,052	281
175	SEA002	2,98	4,02	321	601.392	0,012	0,014	85
176	SEA002	5,34	4,65	1	9408	0,001	0,001	105
177	SEA002	2,03	2,55	336	907.704	0,102	0,126	1.130
178	SEA002	10,07	7,27	5	407.640	0,001	0,001	213
179	SEA002	0,00	0,00	0	0	0,001	0,000	78
180	SEA002	2,55	3,16	143	320.448	0,002	0,003	19
181	SEA002	1,79	2,55	116	222.852	0,046	0,058	476
182	SEA002	3,87	4,69	464	621.708	0,009	0,010	44
183	SEA002	2,74	3,46	28	154.764	0,001	0,001	14
184	SEA002	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
185	SEA002	2,08	2,55	2	630.000	0,000	0,000	0
186	SEA002	3,33	4,04	241	440.040	0,006	0,007	42
187	SEA002	1,89	2,55	436	937.620	0,051	0,074	526
188	SEA002	4,47	5,18	189	363.600	0,005	0,005	33
189	SEA002	1,83	2,55	34	238.548	0,012	0,017	123
190	SEA002	2,86	3,88	283	719.148	0,009	0,011	92
191	SEA002	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
192	SEA002	4,20	5,03	390	707.016	0,039	0,045	276
193	SEA002	3,35	4,06	235	437.160	0,006	0,007	43
194	SEA002	2,07	2,55	196	708.480	0,083	0,098	822
195	SEA002	6,67	5,26	1	0	0,000	0,000	0
196	SEA002	3,55	4,75	24	50.880	0,000	0,000	133
197	SEA002	6,68	5,26	3	2304	0,000	0,000	0
198	SEA002	3,55	4,75	1	2.613.228	0,000	0,000	2
199	SEA002	3,67	4,22	250	550.884	0,022	0,023	496
200	SEA002	6,67	8,96	34	131.364	0,003	0,003	41

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
201	SEA002	2,42	3,29	137	276.108	0,003	0,003	20
202	SEA002	6,67	5,26	1	0	0,000	0,000	0
203	SEA002	6,67	5,26	1	0	0,000	0,000	0
204	SEA002	4,16	5,03	477	726.264	0,030	0,035	173
205	SEA002	2,60	3,22	145	263.028	0,002	0,003	17
206	SEA002	3,96	5,73	192	312.144	0,004	0,005	30
207	SEA002	2,49	3,04	59	145.620	0,007	0,008	48
208	SEA002	4,15	5,02	383	652.368	0,010	0,012	67
209	SEA002	1,97	2,55	14	92.592	0,030	0,046	317
210	SEA002	2,08	2,55	4	6792	0,000	0,000	0
211	SEA002	10,07	7,28	2	4176	0,000	0,000	0
212	SEA002	10,07	7,28	2	11280	0,000	0,000	0
213	SEA003	0,00	0,00	0	0	0,001	0,001	13
214	SEA003	2,51	3,58	248	739.584	0,031	0,047	473
215	SEA003	6,00	7,49	147	764.952	0,014	0,017	287
216	SEA003	2,72	3,58	368	704.916	0,047	0,063	706
217	SEA003	3,32	4,42	8	9024	0,000	0,000	1
218	SEA003	4,22	5,49	125	274.248	0,002	0,003	19
219	SEA003	3,04	4,42	122	332.052	0,003	0,003	27
220	SEA003	2,80	4,06	104	222.072	0,001	0,001	10
221	SEA003	2,49	3,58	2	2.424.360	0,004	0,007	78
222	SEA003	2,67	3,58	516	1.168.008	0,054	0,071	828
223	SEA003	3,80	5,14	62	265.596	0,002	0,003	40
224	SEA003	2,41	3,58	12	40.428	0,007	0,009	103
225	SEA003	3,74	5,51	107	1.423.032	0,001	0,002	74
226	SEA003	2,62	3,58	384	667.860	0,039	0,055	574
227	SEA003	2,71	3,58	65	3.109.560	0,038	0,059	646
228	SEA003	4,98	6,27	345	553.344	0,023	0,028	142
229	SEA003	2,37	3,58	39	58.644	0,007	0,009	103
230	SEA003	2,52	3,58	395	1.012.932	0,030	0,042	453
231	SEA003	3,05	4,10	111	241.524	0,001	0,002	12
232	SEA003	2,45	3,58	233	510.900	0,032	0,040	492
233	SEA003	3,63	4,78	155	339.036	0,008	0,010	70
234	SEA003	2,44	3,58	117	272.076	0,016	0,022	254
235	SEA003	3,01	4,05	97	165.084	0,001	0,001	7
236	SEA003	3,75	4,97	222	787.176	0,012	0,014	265
237	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,005	0,007	45
238	SEA004	4,18	5,09	222	416.628	0,004	0,005	67
239	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
240	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
241	SEA004	4,53	5,19	21	31.356	0,001	0,001	7
242	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
243	SEA004	7,52	6,53	1	1200	0,000	0,000	0
244	SEA004	4,04	4,40	567	1.072.596	0,113	0,163	1.076
245	SEA004	7,72	6,65	33	75.444	0,004	0,002	35
246	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
247	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
248	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
249	SEA004	3,92	4,40	11	32.112	0,104	0,070	1.010
250	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
251	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
252	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
253	SEA004	5,86	6,49	1	2184	0,000	0,000	0
254	SEA004	10,96	8,58	2	1200	0,000	0,000	0
255	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	4
256	SEA004	4,49	5,27	100	179.364	0,002	0,003	15
257	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
258	SEA004	3,46	4,40	266	471.384	0,070	0,088	673
259	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	6
260	SEA004	11,69	9,01	2	1176	0,001	0,001	17
261	SEA004	8,69	11,16	352	574.368	0,024	0,028	149
262	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
263	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
264	SEA004	5,84	6,48	22	59.100	0,000	0,000	3
265	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
266	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
267	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
268	SEA004	4,13	5,24	123	230.364	0,003	0,003	19
269	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
270	SEA004	4,43	5,51	278	899.436	0,008	0,009	96
271	SEA004	5,69	5,96	3	16.776	0,001	0,001	11
272	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
273	SEA004	5,83	5,47	32	51.984	0,002	0,001	12
274	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
275	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
276	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
277	SEA004	6,42	8,46	38	171.312	0,023	0,028	181
278	SEA004	3,41	4,40	112	222.924	0,020	0,026	195
279	SEA004	6,71	5,99	1	4152	0,000	0,000	0
280	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,013	0,019	127
281	SEA004	5,63	7,02	266	688.236	0,017	0,021	173
282	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
283	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
284	SEA004	7,17	6,33	4	4704	0,000	0,000	1
285	SEA004	7,52	6,53	1	720	0,000	0,000	0
286	SEA004	8,88	7,34	2	3516	0,002	0,001	20
287	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
288	SEA004	5,82	5,53	5	23.580	0,002	0,001	24
289	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
290	SEA004	17,42	12,41	2	37.776	0,000	0,000	0
291	SEA004	3,65	4,63	49	110.016	0,000	0,000	2
292	SEA004	4,29	5,50	1	690.060	0,000	0,000	27
293	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
294	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
295	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
296	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
297	SEA004	3,76	4,40	488	931.620	0,072	0,101	679
298	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	1
299	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	11
300	SEA004	4,79	6,11	248	740.184	0,011	0,013	121
301	SEA004	3,35	4,40	36	144.756	0,006	0,007	54
302	SEA004	14,51	10,68	2	552	0,000	0,000	0

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
303	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
304	SEA004	17,50	12,46	1	0	0,000	0,000	0
305	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
306	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
307	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,005	0,007	52
308	SEA004	6,76	8,87	122	179.928	0,001	0,001	7
309	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
310	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
311	SEA004	3,40	4,40	123	205.332	0,013	0,017	123
312	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	6
313	SEA004	3,71	4,75	96	179.004	0,001	0,001	6
314	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
315	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
316	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
317	SEA004	4,39	5,57	183	425.016	0,005	0,006	48
318	SEA004	14,42	10,63	1	1776	0,000	0,000	0
319	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
320	SEA004	5,83	5,53	2	15.072	0,000	0,000	0
321	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
322	SEA004	3,46	4,40	61	128.616	0,014	0,019	135
323	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
324	SEA004	6,18	5,74	1	1200	0,000	0,000	3
325	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
326	SEA004	7,00	8,80	10	58.200	0,000	0,000	4
327	SEA004	10,92	8,55	1	6120	0,000	0,000	0
328	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
329	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
330	SEA004	3,45	4,40	289	998.232	0,046	0,059	449
331	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
332	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
333	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
334	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
335	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
336	SEA004	3,55	4,40	176	561.096	0,041	0,062	402
337	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
338	SEA004	17,42	12,41	1	564	0,000	0,000	9
339	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
340	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
341	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
342	SEA004	5,61	6,40	2	23.064	0,000	0,000	0
343	SEA004	5,33	7,01	200	555.336	0,006	0,007	64
344	SEA004	3,50	4,40	163	570.300	0,035	0,045	342
345	SEA004	7,73	6,66	2	5436	0,000	0,000	0
346	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
347	SEA004	17,65	12,54	1	0	0,000	0,000	0
348	SEA004	13,22	9,92	1	1200	0,000	0,000	0
349	SEA004	22,50	15,42	3	9876	0,000	0,000	3
350	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
351	SEA004	3,62	4,80	56	284.616	0,001	0,001	11
352	SEA004	4,08	5,14	162	346.812	0,003	0,004	25
353	SEA004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
354	SEA004	5,59	6,39	11	41.616	0,001	0,001	12
355	SEA004	4,79	5,81	117	381.288	0,010	0,013	117
356	SEA004	5,66	6,66	199	342.408	0,036	0,049	260
357	SEA004	6,48	8,53	2	66.984	0,000	0,000	0
358	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,002	0,003	21
359	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
360	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
361	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
362	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
363	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
364	SEB001	5,12	6,35	184	391.284	0,004	0,004	29
365	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
366	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
367	SEB001	6,91	8,58	772	1.362.144	0,058	0,069	392
368	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
369	SEB001	10,88	8,59	2	204.180	0,000	0,000	0
370	SEB001	4,74	5,58	449	861.960	0,056	0,073	534
371	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
372	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
373	SEB001	6,18	7,00	7	56.748	0,000	0,000	8
374	SEB001	7,04	8,74	392	678.168	0,024	0,029	154
375	SEB001	13,39	10,61	1	3156	0,000	0,000	3
376	SEB001	4,44	5,58	27	194.532	0,015	0,023	144
377	SEB001	4,80	6,05	46	322.968	0,001	0,001	14
378	SEB001	5,63	6,43	125	197.592	0,003	0,003	16
379	SEB001	5,51	6,44	225	367.464	0,005	0,006	30
380	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
381	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
382	SEB001	11,52	9,13	1	696	0,000	0,000	0
383	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
384	SEB001	5,77	6,61	177	384.252	0,005	0,005	38
385	SEB001	5,10	6,36	126	223.068	0,002	0,003	17
386	SEB001	5,35	6,24	177	245.292	0,003	0,003	15
387	SEB001	4,93	5,58	342	438.924	0,060	0,088	560
388	SEB001	6,32	7,78	759	1.409.052	0,042	0,050	297
389	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
390	SEB001	10,04	8,43	90	190.044	0,001	0,001	6
391	SEB001	4,43	5,58	106	196.272	0,033	0,042	316
392	SEB001	5,98	6,99	300	525.684	0,011	0,013	71
393	SEB001	6,18	7,69	445	957.084	0,023	0,028	193
394	SEB001	5,42	6,09	2	19.116	0,000	0,000	1
395	SEB001	18,22	12,95	1	0	0,000	0,000	0
396	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
397	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
398	SEB001	4,84	5,58	51	2.532.660	0,045	0,071	467
399	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
400	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,003	0,002	43
401	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	1
402	SEB001	9,62	8,31	2	27.864	0,000	0,000	1
403	SEB001	9,76	8,09	1	8064	0,000	0,000	0
404	SEB001	5,63	7,05	331	588.300	0,033	0,039	217

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
405	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
406	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,005	0,003	45
407	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
408	SEB001	12,73	9,69	4	8832	0,001	0,000	8
409	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,008	0,004	72
410	SEB001	5,36	6,27	204	287.988	0,004	0,004	19
411	SEB001	11,52	9,13	2	3060	0,000	0,000	0
412	SEB001	4,92	5,58	215	312.684	0,155	0,216	1.507
413	SEB001	6,72	7,64	3	1.074.360	0,000	0,000	212
414	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
415	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
416	SEB001	4,47	5,58	143	219.504	0,035	0,050	328
417	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
418	SEB001	18,22	12,95	27	4368	0,000	0,000	0
419	SEB001	18,21	12,94	7	24.012	0,011	0,006	145
420	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
421	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
422	SEB001	6,09	6,98	88	126.312	0,003	0,004	17
423	SEB001	5,32	5,58	1	4164	0,286	0,192	2.765
424	SEB001	18,22	12,95	4	170.592	0,000	0,000	0
425	SEB001	4,48	5,58	139	460.764	0,038	0,053	356
426	SEB001	5,82	6,80	257	415.956	0,008	0,009	49
427	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
428	SEB001	18,40	13,17	22	26.124	0,000	0,000	1
429	SEB001	4,91	5,58	278	394.440	0,055	0,081	517
430	SEB001	7,57	9,36	177	274.236	0,003	0,003	16
431	SEB001	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
432	SEB001	4,64	5,58	383	739.644	0,091	0,126	890
433	SEB001	10,88	8,59	1	4476	0,012	0,007	285
434	SEB001	4,99	5,58	39	940.044	0,112	0,166	1.189
435	SEB001	18,22	12,95	6	7020	0,000	0,000	0
436	SEB001	9,64	8,33	2	4164	0,000	0,000	0
437	SEB002	0,00	0,00	0	0	0,004	0,007	45
438	SEB002	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
439	SEB002	3,21	4,22	228	390.108	0,007	0,009	49
440	SEB002	5,95	5,24	1	1800	0,001	0,000	177
441	SEB002	6,02	8,22	174	383.424	0,012	0,015	105
442	SEB002	5,87	7,06	160	257.232	0,007	0,008	42
443	SEB002	3,37	3,63	90	153.780	0,003	0,002	21
444	SEB002	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
445	SEB002	0,00	0,00	0	0	0,004	0,006	46
446	SEB002	5,67	5,25	1	403.200	0,000	0,000	0
447	SEB002	2,03	2,92	162	337.872	0,045	0,056	460
448	SEB002	2,19	2,92	196	1.209.264	0,037	0,055	399
449	SEB002	2,62	3,61	89	336.144	0,002	0,002	22
450	SEB002	5,54	5,24	5	12.924	0,001	0,001	262
451	SEB002	4,50	5,97	234	393.432	0,026	0,035	196
452	SEB002	2,07	2,92	60	126.288	0,018	0,025	179
453	SEB002	5,54	5,25	1	24.600	0,000	0,000	0
454	SEB002	2,85	3,66	73	361.260	0,001	0,002	26
455	SEB002	2,11	2,92	311	735.972	0,048	0,060	498

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
456	SEB002	5,66	5,24	3	95.724	0,000	0,000	48
457	SEB002	5,37	7,43	396	543.864	0,023	0,027	121
458	SEB002	2,04	2,92	88	216.792	0,007	0,011	73
459	SEB002	4,43	5,36	218	376.344	0,045	0,051	303
460	SEB002	1,99	2,92	132	239.388	0,022	0,028	224
461	SEB002	5,96	5,25	2	534.444	0,000	0,000	0
462	SEB002	2,67	3,67	97	419.652	0,002	0,002	30
463	SEB002	3,12	4,07	158	590.208	0,005	0,005	66
464	SEB002	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
465	SEB002	2,22	2,92	168	652.092	0,072	0,111	761
466	SEB002	4,49	5,97	261	384.264	0,030	0,034	236
467	SEB002	5,96	5,25	6	95.820	0,000	0,000	0
468	SEB002	2,31	3,25	140	251.052	0,001	0,001	8
469	SEB002	5,84	5,42	1	3840	0,000	0,000	0
470	SEB002	5,54	7,23	206	396.072	0,006	0,008	48
471	SEB002	2,17	2,92	65	227.880	0,040	0,057	424
472	SEB002	3,63	4,76	240	914.688	0,011	0,013	162
473	SEB002	2,74	3,76	184	452.820	0,004	0,005	37
474	SEB002	2,81	3,78	135	624.636	0,003	0,003	52
475	SEB002	5,11	6,71	61	357.396	0,001	0,001	25
476	SEB002	3,58	4,59	291	500.952	0,012	0,015	81
477	SEB002	4,16	5,12	376	683.640	0,041	0,050	255
478	SEB002	2,54	3,49	150	348.972	0,002	0,003	19
479	SEB002	2,15	2,92	113	394.188	0,037	0,054	399
480	SEB002	6,24	7,52	148	227.376	0,008	0,009	47
481	SEB003	0,00	0,00	0	0	0,001	0,002	23
482	SEB003	2,53	3,32	347	1.845.060	0,044	0,052	789
483	SEB003	3,25	4,39	193	445.476	0,005	0,006	46
484	SEB003	2,84	3,56	45	111.420	0,000	0,000	3
485	SEB003	2,64	3,32	198	2.539.068	0,012	0,017	202
486	SEB003	3,14	4,26	148	325.944	0,003	0,004	30
487	SEB003	2,98	3,73	73	192.588	0,001	0,001	8
488	SEB003	2,38	3,32	32	78.516	0,015	0,021	234
489	SEB003	3,05	3,82	99	199.128	0,001	0,001	9
490	SEB003	2,63	3,32	243	1.045.848	0,036	0,050	584
491	SEB003	2,68	3,70	86	254.856	0,001	0,001	9
492	SEB003	2,42	3,32	316	799.392	0,033	0,041	540
493	SEB003	2,84	3,69	88	994.272	0,001	0,001	36
494	SEB003	2,50	3,32	274	1.592.892	0,023	0,032	381
495	SEB003	3,45	4,50	138	846.156	0,004	0,005	96
496	SEB003	2,61	3,32	75	303.156	0,005	0,008	93
497	SEB003	2,48	3,32	163	430.188	0,025	0,037	408
498	SEB003	2,63	3,47	29	116.940	0,000	0,000	2
499	SEB003	2,86	3,89	139	289.032	0,002	0,002	16
500	SEB003	2,42	3,32	70	180.948	0,013	0,019	207
501	SEB003	2,40	3,32	77	195.360	0,017	0,011	278
502	SEB003	2,86	3,89	141	277.128	0,002	0,002	15
503	SEB003	2,92	3,79	77	473.160	0,001	0,001	21
504	SEB003	2,69	3,32	252	711.612	0,023	0,033	381
505	SEB004	1,37	2,11	1	18.384	0,000	0,001	101
506	SEB004	1,63	2,14	4	362.364	0,000	0,000	2

No. Bloco	Alimentador	DI _p [h]	NI _p	No. Clientes	Consumo Anual [kWh]	CDEC [h]	CFEC	CEND [kWh]
507	SEB004	1,67	2,16	3	42.972	0,000	0,000	0
508	SEB004	1,59	2,11	1	10.188.456	0,000	0,000	5
509	SEB004	1,59	2,11	6	51.612	0,004	0,006	1.217
510	SEB004	1,97	2,11	1	5820	0,015	0,017	3.008
511	SEB004	4,43	5,04	121	167.988	0,007	0,008	37
512	SEB004	4,03	4,56	101	142.656	0,005	0,005	25
513	SEB004	2,49	2,73	65	85.440	0,004	0,005	24
514	SEB004	0,00	0,00	0	0	0,000	0,000	0
515	SEB004	1,46	2,11	51	67.836	0,001	0,002	328
516	SEB004	1,64	2,11	2	471.144	0,000	0,000	9
517	SEB004	0,00	0,00	0	0	0,001	0,001	299
518	SEB004	1,62	2,13	2	104.484	0,000	0,000	0
519	SEB004	1,54	2,11	179	295.980	0,006	0,006	1.181
520	SEB004	1,66	2,11	7	21.693.252	0,001	0,001	163