

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE NA RECONFIGURAÇÃO DAS REDES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Marcelo Montalvão Gontijo

Belo Horizonte 2007

FICHA CATALOGRÁFICA Elaborada pela Biblioteca da Pontificia Universidade Católica de Minas Gerais

G641m	 Gontijo, Marcelo Montalvão Modelagem e otimização dos indicadores de confiabilidade na reconfiguração das redes em sistemas de distribuição / Marcelo Montalvão Gontijo. Belo Horizonte, 2007. 86f. : il.
	Orientador: Petr Iakovlevitch Ekel Dissertação (Mestrado) – Pontificia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
	1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Confiabilidade (Engenharia). 3. Modelagem. 4. Decisão estatística. 5. Otimização matemática. I. Ekel, Petr Iakovlevitch. II. Pontificia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.
	CDU: 621.315

Marcelo Montalvão Gontijo

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE NA RECONFIGURAÇÃO DAS REDES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Petr lakovlevitch Ekel

Belo Horizonte 2007

Modelagem e Otimização dos Indicadores de Confiabilidade na Reconfiguração das Redes em Sistemas de Distribuição

Dissertação de mestrado defendida por Marcelo Montalvão Gontijo e aprovada pela banca examinadora constituída por:

Prof. Dr. Petr lakovlevitch Ekel (Orientador), PUC Minas

Prof. Dr. Reinaldo Martinez Palhares, UFMG

Prof. Dr. José Celso Borges de Andrade, PUC Minas

Profa. Dra. Flávia Magalhães Freitas Ferreira (Suplente), PUC Minas

Belo Horizonte 2007

RESUMO

A automação em larga escala do planejamento e da operação de sistemas e subsistemas de potência mostra-se uma das principais direções a ser seguida para aumentar a eficiência no setor energético. Dentre os problemas de distribuição, considerando-se a estrutura de sistemas automatizados, é possível destacar a otimização de configuração de redes, associada com a mudança das estruturas topológicas através da alteração do estado das chaves. Essa é apontada como uma das mais efetivas maneiras para reduzir as perdas sem investimentos e pode influenciar significativamente os indicadores de confiabilidade de fornecimento de energia elétrica. O presente trabalho está relacionado com a modelagem desses indicadores, a partir de elementos da teoria da decisão estatística, visando estimar o desempenho futuro de um sistema de distribuição. Os indicadores utilizados são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), os quais são estabelecidos pela ANEEL como critérios para apurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica e o ENS (Energia Não Suprida), critério que reflete o interesse econômico das concessionárias. Com base nos dados modelados, é possível realizar a otimização de configuração de redes em sistemas de distribuição. Os indicadores citados podem ser otimizados separadamente ou em suas diferentes combinações. O trabalho inclui um estudo de caso com dados da CEMIG.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição; Reconfiguração de redes; Indicadores de confiabilidade; Modelagem; Teoria da decisão estatística; Otimização.

ABSTRACT

Large-scale automation in power system planning and operation is one of the main directions in increasing the efficiency in energy industry. Among distribution problems, considering the structure of automated systems, it is possible to distinguish optimization of network configuration, which is associated with a topological structure change by switches status alteration. This is known as one of the most effective ways to reduce losses without investments and can significantly influence on power supply reliability indices. The present work is related to modeling these indices, using statistical decision theory elements to estimate future distribution system performance. Used indices are SAIDI (System Average Interruption Duration Index) and SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), which are established by ANEEL as criteria to measure electrical energy supply continuity, and ENS (Energy Not Supplied), which is a criterion reflecting utility economic interests. Based on modeled data, it is possible to realize optimization of network configuration in distribution systems. The indicated criteria can be optimized separately as well as in different combinations. This works includes a case study with using CEMIG data.

Keywords: Distribution systems; Network reconfiguration; Reliability indices; Modeling; Statistical decision theory; Optmization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Máquina de estados finitos – Exemplo	. 15
Figura 2: Máquina de estados finitos – Componente único	. 15
Figura 3: Máquina de estados finitos – Com condições climáticas	. 17
Figura 4: Cálculo de π por Monte Carlo	. 19
Figura 5: Tempo de funcionamento (TF) e Tempo de defeito (TD)	. 20
Figura 6: Custo x Confiabilidade	. 25
Figura 7: Regressão Linear – Taxa de falhas	. 30
Figura 8: Regressão Linear – Tempo médio de restabelecimento	. 30
Figura 9: Comparação da distribuição <i>t</i> com a distribuição normal	. 35
Figura 10: Configuração inicial de um sistema de distribuição fictício	. 42
Figura 11: Média e intervalos de confiança – Número de falhas	. 44
Figura 12: Média e intervalos de confiança – Tempo de restabelecimento	. 44
Figura 13: Regressão Linear – Taxa de falhas – Alimentadores A, C e D	. 45
Figura 14: Regressão Linear – Taxa de falhas – Alimentador B	. 46
Figura 15: Regressão Linear – Tempo de médio de restabelecimento – Alimentadores A, B, C e D	47
Figura 16: Regiões consideradas na rede de distribuição da CEMIG	. 48
Figura 17: Média e intervalos de confiança – Número de falhas – CEMIG	. 50
Figura 18: Regressão linear – Taxa de falhas – CEMIG	. 51
Figura 19: DEC – Valores apurados – CEMIG	. 55
Figura 20: FEC – Valores apurados – CEMIG	. 55
Figura 21: DEC – Valores apurados – Brasil	. 56

Figura 22: FEC – Valores apurados – Brasil	56
Figura 23: ENS – Valores apurados – Brasil	57
Figura 24: ENS – Valores percentuais apurados – Brasil	57
Figura 25: Configuração após otimização multicritério	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Teste t de Student – Resultado Incoerente	38
Tabela 2: Alimentadores e Ramos	43
Tabela 3: Dados Agrupados por Alimentadores	63
Tabela 4: Estado dos Dispositivos de Comutação	72
Tabela 5: Comparação de Resultados – Otimização Monocritério e Multicritério	73
Tabela 6: Dados das Barras	83
Tabela 7: Dados dos Ramos	84
Tabela 8: Dados dos Alimentadores A e B	85
Tabela 9: Dados dos Alimentadores C e D	86

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	—	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANOVA	_	Análise de Variância, do inglês Analysis of Variance
CEMIG	_	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	-	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CONINT	-	Sistema de Controle de Interrupções da CEMIG
DEC	-	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
ECOST	_	Expectativa do Custo das Interrupções para o Consumidor, do inglês
		Expected Interruption Cost
ELETROBRÁS	_	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ENS	-	Energia Não Suprida
FEC	-	Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
IEAR	-	Custo da Energia Interrompida, do inglês Interrupted Energy
		Assessment Rate
SORD	_	Sistema de Otimização de Redes de Distribuição

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1) Considerações gerais	1
1.2) Indicadores de confiabilidade	6
1.3) Objetivos	7
CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
2.1) Características dos trabalhos relacionados à modelagem de indicadores de confiabilidade	9
2.2) Métodos analíticos	10
2.2.1) Modelagem de rede	10
2.2.2) Modelagem Markoviana	12
2.3) Simulação	18
2.4) Trabalhos relacionados à otimização de indicadores de confiabilidade	23
2.5) Outros trabalhos	27
CAPÍTULO 3 – MODELAGEM DA TAXA DE FALHAS E TEMPO MÉDIO DE RESTABELECIMENTO .	29
3.1) Considerações gerais	29
3.2) Regressão linear	29
3.3) Intervalos de confiança	33
3.3.1) Distribuição <i>t</i>	34
3.4) Teoria da decisão estatística	36
3.4.1) Testes de hipótese	36
3.4.1) Testes de hipótese	36 41
3.4.1) Testes de hipótese3.5) Exemplos3.5.1) Exemplo ilustrativo	36 41 41

3.5.1.2) Modelagem da taxa de falhas	45
3.5.1.3) Modelagem do tempo médio de restabelecimento	47
3.5.2) Estudo de caso – CEMIG	48
3.5.2.1) Informações gerais	48
3.5.2.2) ANOVA	50
3.5.2.3) Modelagem da taxa de falhas	51
CAPÍTULO 4 – MODELAGEM DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE	53
4.1) Considerações gerais	53
4.2) Avaliação do desempenho passado	53
4.3) Estimativa do desempenho futuro	58
4.3.1) Modelagem da DEC, FEC e ENS	58
4.4) Exemplos	59
4.4.1) Exemplo ilustrativo	60
4.4.2) Estudo de caso – CEMIG	61
CAPÍTULO 5 – OTIMIZAÇÃO DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE	64
5.1) Considerações gerais	64
5.2) Cálculo dos incrementos da DEC, FEC e ENS	64
5.3) Otimização dos indicadores de confiabilidade	71
5.3.1) Exemplo ilustrativo	71
5.3.2) Estudo de caso – CEMIG	74
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES	76
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
APÊNDICE A	

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

1.1) Considerações gerais

Sabe-se que o aumento da eficiência no setor energético é uma questão de grande relevância no atual estágio da economia brasileira, haja vista a crescente demanda por energia no país. Diante desse cenário, faz-se necessário buscar soluções para a aceleração do progresso científico e tecnológico do setor, com o conseqüente aumento de sua eficiência, uma vez que o desenvolvimento do setor energético é essencial para o crescimento do país. Para tal alcance, a automação em grande escala do planejamento e da operação de sistemas e subsistemas de potência é uma das principais direções a se seguir.

Os fundamentos para o desenvolvimento de sistemas automatizados de planejamento e operação para os níveis superiores de sistemas de potência foram criados a partir de resultados de estudos feitos pela ELETROBRÁS, no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), por companhias de energia, companhias de pesquisa e desenvolvimento, universidades e outras instituições que realizam atividades de pesquisa envolvendo problemas relativos a sistemas de potência. Com a automatização, é possível garantir altos índices de confiabilidade, qualidade e eficiência econômica de fornecimento de energia elétrica. Considerando-se os sistemas de distribuição, a automatização de sistemas de planejamento e operação, além de solucionar problemas tradicionais e atuais decorrentes das modernas condições de desenvolvimento energético, permite que se melhore os indicadores de confiabilidade, qualidade e eficiência econômica de fornecimento de energia elétrica.

Os sistemas de distribuição possuem características intrínsecas que os diferenciam dos sistemas de geração e transmissão, tais como a variedade dos consumidores, elementos com tensões nominais diferentes e alta diversidade dos problemas de planejamento e operação. No ano de 2005, a extensão das redes de distribuição de média e de baixa tensão da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) era de 379.400 km, enquanto a extensão das linhas de transmissão era de 21.184 km [1]. Tipicamente, as perdas de energia na distribuição superam os 50% das perdas totais de geração, transmissão e distribuição [2]. A quantidade de energia não suprida relativa a interrupções em sistemas de distribuição constitui grande parte da energia total não suprida. Particularmente, os sistemas de distribuição são responsáveis por 80% das interrupções de fornecimento de energia ao consumidor [3]. Além disso, os índices de qualidade e confiabilidade de energia elétrica são apurados fundamentalmente com os dados relativos a esses sistemas.

A transição para o planejamento e operação plenamente automatizados de sistemas de distribuição é complexa, devido às suas propriedades estruturais e operacionais [4]. Além disso, a obtenção de informações confiáveis mostra-se difícil. Dessa maneira, atualmente, muitos dos problemas não são considerados ou são considerados de maneira simplificada,

freqüentemente somente com base empírico-intuitiva (sem utilização de métodos de modelagem e otimização).

A partir do exposto, percebe-se que a análise dos problemas de distribuição, considerando-se a estrutura de sistemas automatizados, mostra-se bastante importante, coerente com a realidade atual e pode permitir o aumento da eficiência, a diminuição dos esforços para o planejamento e operação, resultando na redução do trabalho rotineiro dos funcionários e possibilitando seu melhor aproveitamento.

Dentre os diversos problemas de sistemas de distribuição, é possível destacar a otimização de configuração, também denominada reconfiguração de redes ou otimização dos lugares de desconexão, associada com a mudança das estruturas topológicas através da alteração do estado de chaves [5,6]. Essa é considerada uma das mais efetivas maneiras para reduzir as perdas sem investimentos. Por exemplo, a publicação [7] descreve a otimização da configuração de uma rede de distribuição, com 520 linhas de 6 kV e 67 pontos de desconexão. Os estudos sugeriram a alteração em 44 pontos de desconexão. As perdas de potência foram reduzidas em 67,4% e as perdas de energia elétrica em 68,8%.

A reconfiguração de redes influencia significativamente os níveis de confiabilidade [8,9] e qualidade de energia elétrica [9]. As referências [10-12] mostram como esse procedimento pode ser utilizado para reduzir as perdas, evitar sobrecargas nas redes (nesse caso, denominado problema de balanceamento de carga). O restabelecimento de serviço pode ser considerado como um problema especial de balanceamento [10,13]. Pesquisas dos últimos anos propõem ainda novas colocações, como, por exemplo, a maximização de *loadability* das redes [14] e a minimização do custo de fornecimento de energia elétrica [15].

Todos os problemas citados surgem diretamente no processo de operação e nas etapas de planejamento de curta e longa duração [10,16,17]. Além disso, a reconfiguração de redes pode ser utilizada em problemas de expansão de redes [10,18,19]. Finalmente, o interesse crescente sobre o problema é associado com a ampla automação dos sistemas de distribuição, que cada vez mais contêm equipamentos para comutações, monitorados e controlados remotamente, permitindo considerar o problema de reconfiguração como um problema "on-line" [10, 20].

Uma análise detalhada das pesquisas correlatas, relacionadas à otimização de configuração de redes em sistemas de distribuição é realizada em [21]. Como caracterização geral dessas pesquisas, é necessário indicar que todas "competem" na aspiração de fornecer as soluções "mais" ótimas com extremos mais profundos. Entretanto, considerando que a combinação de incerteza das informações iniciais e estabilidade relativa das soluções ótimas cria regiões de incerteza das soluções [22-24], essa aspiração não é convincente. Levando isso em consideração, nas publicações [21,25,26] são discutidos os caminhos de aumento da eficiência na solução do problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição. Em particular, a grande maioria dos trabalhos discutidos em [21] e também outros trabalhos nessa área são direcionados à solução do problema com base monocritério. Entretanto, o problema de reconfiguração é multicritério em sua natureza, o que demanda a utilização de uma abordagem multicritério.

O trabalho [21] foi dedicado à solução do problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição com colocação monocritério e multicritério com observação dos diversos tipos de restrições operacionais (capacidades dos elementos das redes de distribuição, capacidades dos transformadores das subestações, parâmetros técnicos dos

dispositivos de medição e proteção, presença de dispositivos de comutação, fixação do estado dos dispositivos de comutação, etc.). Na qualidade dos índices de otimização, que podem ser levados em conta separadamente ou em combinações diversas, [21] utiliza: perdas de potência, perdas de energia e volume de consumo de energia da baixa qualidade (energia consumida fora de limites definidos em [27]). Assim, o trabalho [21] considera os índices que refletem a eficiência econômica e qualidade de fornecimento de energia elétrica, entretanto, as questões de confiabilidade de fornecimento de energia estão fora de seu escopo.

Levando o exposto em consideração, o presente trabalho, parte do projeto "Otimização Monocritério e Multicritério da Configuração de Redes em Sistemas de Distribuição, Considerando-se a Reação dos Sistemas de Potência" (aprovada pela ANEEL e financiado pela CEMIG), é dedicado à modelagem e otimização de indicadores de confiabilidade na reconfiguração de redes em sistemas de distribuição.

Os seguintes fatores justificam a relevância deste trabalho:

- A ANEEL está cada vez mais rígida na fiscalização do cumprimento das metas de confiabilidade de fornecimento de energia elétrica impostas às concessionárias de energia. O não cumprimento implica o pagamento de pesadas multas. Além disso, o consumidor encontra-se mais consciente dos seus direitos e exige um bom serviço prestado;
- Há vários estudos sobre otimização dos indicadores de confiabilidade da energia fornecida nos sistemas de distribuição, entretanto, poucos trabalhos

propõem métodos que utilizem os recursos previamente existentes e não demandem consideráveis investimentos financeiros.

1.2) Indicadores de confiabilidade

Os indicadores de confiabilidade podem ser calculados para avaliar a confiabilidade pretérita (desempenho passado) ou para prever a confiabilidade esperada (desempenho futuro) de um sistema de distribuição.

Para avaliar o desempenho passado de um sistema, a ANEEL e os concessionários de serviços públicos de eletricidade consideram os indicadores de continuidade estabelecidos pela correspondente resolução da ANEEL [28]. Dentre eles, destacam-se a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Além disso, para refletir os interesses das concessionárias é coerente considerar como indicador de confiabilidade a Energia Não Suprida (ENS) [29].

Neste trabalho, os indicadores citados acima serão modelados e otimizados, considerando o desempenho futuro de um sistema de distribuição. No problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição, os indicadores de confiabilidade podem servir, na otimização monocritério, como funções objetivo ou, na otimização multicritério, como funções objetivo parciais em combinações diversas com outros critérios

que reflitam a confiabilidade, qualidade e eficiência econômica de fornecimento de energia elétrica.

1.3) Objetivos

O objetivo geral do presente trabalho é desenvolver métodos, algoritmos eficientes e ferramentas computacionais direcionados à modelagem dos indicadores de confiabilidade de fornecimento de energia elétrica e sua otimização na solução do problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição.

A realização do objetivo geral abrange os seguintes objetivos metodológicos específicos:

- Desenvolvimento de procedimentos para estimar e analisar o número de falhas por ano nos ramos das redes de distribuição (taxa de falhas) e o tempo médio para restaurar, após uma interrupção, o fornecimento de energia a um consumidor típico do sistema (tempo médio de restabelecimento). Esses procedimentos são baseados em técnicas estatísticas e serão aplicados a diferentes massas de dados;
- Modelagem do DEC, FEC e ENS, utilizando a taxa de falhas e o tempo médio de restabelecimento obtidos, para estimar o comportamento futuro do sistema de distribuição;

- Aplicar os resultados associados com a modelagem do DEC, FEC e ENS no processo de otimização de configuração em sistemas de distribuição;
- Aplicar os métodos propostos nos dados fornecidos pela CEMIG para modelar e otimizar os indicadores de confiabilidade das suas redes de distribuição.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1) Características dos trabalhos relacionados à modelagem de indicadores de confiabilidade

De modo geral, as técnicas para modelagem dos indicadores de confiabilidade podem ser divididas em duas grandes categorias: métodos analíticos e métodos de simulação.

Os métodos analíticos representam o sistema por modelos matemáticos para calcular seus indicadores de confiabilidade. Mostram-se bastante eficientes quando condições complexas de operação do sistema não são consideradas e as probabilidades de falhas dos componentes tendem a ser pequenas e uniformes. Caso contrário, as equações se tornam excessivamente extensas e complicadas. Os métodos de simulação são mais flexíveis, entretanto há problemas com os custos/tempos computacionais e a incerteza da precisão dos resultados.

2.2) Métodos analíticos

É possível subdividir os métodos analíticos em dois tipos: modelagem de rede e modelagem Markoviana.

2.2.1) Modelagem de rede

A modelagem dos indicadores de confiabilidade de rede é a técnica mais popular, devido a sua simplicidade e por refletir diretamente a topologia do sistema no modelo. Baseia-se nos modos de causas de falhas e análise dos efeitos [30]. O sistema é detalhado componente por componente, todos os modos de falhas são detectados e identificam-se os efeitos correspondentes, ou seja, determinam-se os efeitos nos consumidores causados pela falha ou mau funcionamento de cada componente. Considerando-se o total das possíveis falhas de todos componentes do sistema, é possível modelar os indicadores de confiabilidade.

Entretanto, ao analisar-se sistemas radiais de distribuição com grande quantidade de componentes, variados modos de operação e elaborados sistemas de proteção e isolamento, são obtidos milhares de modos de falhas e a modelagem de rede torna-se muito complexa.

Para contornar essas dificuldades, a publicação [31] propõe uma abordagem na qual um elemento equivalente é utilizado para substituir parte do sistema, possibilitando decompor um grande sistema de distribuição, de forma repetitiva e seqüencial. O elemento equivalente é um alimentador geral cujas equações são simples. É apresentada uma técnica para reduzir um sistema complexo de distribuição radial a um conjunto de alimentadores gerais, conectados em série, tornando-se possível modelar os indicadores de confiabilidade de maneira menos dispendiosa.

O trabalho [32] descreve uma metodologia para calcular a taxa de falhas e o tempo de restabelecimento para cada zona e subzona de um alimentador. As zonas englobam os ramos localizados entre os dispositivos de proteção automáticos, tais como chaves fusível, chaves seccionadoras e religadores, que, automaticamente, isolam partes da rede durante uma falha. Cada zona é dividida em subzonas, cujos limites são definidos pelas chaves manuais. Utilizando a potência total do alimentador e a potência em cada zona e subzona, uma técnica de normalização permite calcular a taxa de falhas e o tempo de restabelecimento para um consumidor típico do sistema. Esse método mostra-se interessante para verificar como os indicadores de confiabilidade são afetados pela reconfiguração dos alimentadores e pela instalação de novas chaves automáticas ou manuais.

Na publicação [33], são analisados os efeitos da inserção de geração distribuída em um sistema de distribuição. Devido às restrições ambientais e à maior viabilidade econômica, é cada vez mais normal utilizar unidades solares ou eólicas de geração de pequeno porte (menores que 10 MW) para suplementar a geração tradicional, permitindo ganhos de confiabilidade. Desenvolveu-se um método analítico que considera as

peculiaridades desse tipo de geração, por exemplo, a variabilidade na quantidade de sol ou vento, no cálculo dos indicadores de confiabilidade.

2.2.2) Modelagem Markoviana

A modelagem Markoviana [30] aplica-se a processos que sejam estocásticos, descritíveis por um determinado número de estados e nos quais os estados futuros dependam apenas e somente dos estados atuais.

Um processo estocástico $\{X(t); t \in T\}$ constitui uma família de variáveis aleatórias tal que X(t) é uma variável aleatória, para cada *t* pertencente ao conjunto *T*.

Formalmente, um processo estocástico contínuo $\{X(t); t \ge T\}$ ou discreto $\{X(t); t = 0, 1, 2...\}$ é considerado Markoviano, se e somente se:

$$P\{X(t_n) = x_n | X(t_1) = x_1, X(t_2) = x_2, \dots, X(t_{n-1}) = x_{n-1}\} = P\{X(t_n) = x_n | X(t_{n-1}) = x_{n-1}\}.$$
(1)

Define-se a cadeia de Markov através da matriz de transição *P*, na qual cada elemento P_{ij} é a probabilidade de mover-se do estado *i* em t_{n-1} para o estado *j* em t_n :

$$P_{ij} = P\{X(t_n) = j | X(t_{n-1}) = i \}.$$
(2)

Assume-se que essas probabilidades são estacionárias, ou seja, não se alteram ao longo do tempo. É possível esquematizar a matriz *P* da seguinte forma:

Para o estado j

 $P = \text{Do estado } i \begin{cases} p_{00} & p_{01} & p_{02} & p_{03} & \cdots & p_{0m} \\ p_{10} & p_{11} & p_{12} & p_{13} & \cdots & p_{1m} \\ p_{20} & p_{21} & p_{22} & p_{23} & \cdots & p_{2m} \\ p_{30} & p_{31} & p_{32} & p_{33} & \cdots & p_{3m} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ p_{m0} & p_{m1} & p_{m2} & p_{m3} & \cdots & p_{mm} \end{cases}$ (3)

A matriz *P* deve satisfazer às condições:

$$\sum_{i=1,\,j=1}^{m,m} p_{ij} = 1,$$
(4)

onde *m* corresponde ao número de estados e,

$$p_{ij} \ge 0$$
 (para todo i,j). (5)

Uma máquina de estados finitos pode representar a matriz *P*. Os nós simbolizam os estados e as setas, as transições.

Define-se $P_j^{(n)}$ como a probabilidade do sistema situar-se no estado *j* no tempo *n*. As equações de Chapman-Kolmogorov [30] possibilitam, a partir de $P_j^{(0)}$ e da matriz de transição *P*, determinar $P_j^{(n)}$:

$$P^{(n)} = P^{(0)} P^n \,, \tag{6}$$

ou seja:

$$\left[P_1^{(n)}P_2^{(n)}P_3^{(n)}\dots P_k^{(n)}\right] = \left[P_1^{(0)}P_2^{(0)}P_3^{(0)}\dots P_k^{(0)}\right]P^n.$$
(7)

Percebe-se que a probabilidade do sistema situar-se em determinado estado, a qualquer instante de tempo, depende apenas das probabilidades iniciais e da matriz de transição *P*.

Um exemplo simples [30] ilustra a aplicação dos conceitos apresentados:

Em um sistema de distribuição fictício, os dados históricos mostram que 5% dos transformadores que, atualmente, estão funcionando, precisarão de reparos em breve. E 2% dos transformadores que atualmente estão com defeito, mesmo após serem reparados, continuarão com defeito.

Da equação (2):

$$P\{X(t_n) = Defeito | X(t_{n-1}) = Defeito\} = 0,02;$$

$$P\{X(t_n) = Funcionando | X(t_{n-1}) = Defeito\} = 0.98$$

$$P\{X(t_n) = Defeito | X(t_{n-1}) = Function and o\} = 0.05$$

$$P\{X(t_n) = Function and o | X(t_{n-1}) = Function and o \} = 0,95$$
.

Considerando "Defeito" como o estado 1 e "Funcionando" como o estado 2, a matriz P é:

$$P = \begin{bmatrix} 0,02 & 0,98\\ 0,05 & 0,95 \end{bmatrix}.$$

Pela equação (6), se as condições iniciais forem [0,8 0,2], as probabilidades para o sistema após 10 ciclos são:

$$P^{(10)} = P^{(0)}P^{10};$$

$$P^{(10)} = \begin{bmatrix} 0,8 & 0,2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,02 & 0,98\\ 0,05 & 0,95 \end{bmatrix}^{10} = \begin{bmatrix} 0,0485 & 0,9515 \end{bmatrix}.$$

A máquina de estados finitos da Figura 1 representa os estados e as transições.



Figura 1: Máquina de estados finitos – Exemplo

A referência [34] aplica a modelagem Markoviana para cálculos dos indicadores de confiabilidade de um sistema de distribuição. Inicialmente, é analisado o caso de um único componente, com taxa de falhas, λ , e tempo de restabelecimento, *r*, caracterizados por uma distribuição exponencial. A máquina de estados finitos é mostrada na Figura 2.



Figura 2: Máquina de estados finitos – Componente único

A matriz de transição P é:

$$P = \begin{bmatrix} 1 - \lambda & \lambda \\ \frac{1}{r} & 1 - \frac{1}{r} \end{bmatrix}.$$
 (8)

Admite-se que P_1 é a probabilidade do componente estar funcionando e P_2 , com defeito. Escolheu-se como condição inicial P_1 =1 e P_2 =0. As probabilidades em estado estacionário, ou seja, quando o tempo tende a infinito são:

$$P_1 = \frac{1}{r \cdot \lambda + 1};\tag{9}$$

$$P_2 = \frac{r \cdot \lambda}{r \cdot \lambda + 1} \,. \tag{10}$$

Na mesma referência, é mostrado como expandir essa técnica para sistemas de distribuição de maior dimensão e mais complexos, utilizando métodos recursivos.

A publicação [35] propõe uma técnica Markoviana hierárquica, que decompõe a modelagem em três níveis: topologia da rede (modelo primário), comportamento do sistema integrado de proteção (modelo secundário) e comportamento dos dispositivos individuais de proteção (modelo terciário). Inicialmente, efetua-se a modelagem terciária. A partir dos resultados, realiza-se a secundária, e sucessivamente, a primária, obtendo assim os indicadores de confiabilidade. Dessa maneira, são avaliados sistemas de distribuição complexos, sem a necessidade de simplificações sobre restauração do serviço, múltiplos modos e isolamento de falhas, e evitando-se que o número de estados possíveis torne-se excessivamente elevado.

Os efeitos climáticos interferem de maneira considerável na confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica, principalmente quando se trata de redes aéreas. Os trabalhos [36,37] incorporam as condições metereológicas para modelar os indicadores de confiabilidade. Utilizou-se um modelo Markoviano de três condições para o clima: normal, adverso e extremo. Assim, passam a existir três taxas de falhas e três

tempos de restabelecimentos distintos. A máquina de estado de finitos para um componente passa a ser:



Figura 3: Máquina de estados finitos - Com condições climáticas

Na Figura 3, $\lambda_n e r_n$ representam a taxa de falhas e o tempo de restabelecimento com o clima normal, $\lambda_a e r_a$ com o clima adverso e $\lambda_e e r_e$ com o clima extremo. cn_{ca} é a probabilidade de mudança do clima normal para o adverso, cn_{ce} do clima normal para o extremo e assim sucessivamente. É possível incorporar mais estados para o clima, porém a complexidade do modelo torna-se cada vez maior.

2.3) Simulação

Com o contínuo avanço na velocidade de processamento dos computadores, é natural que os métodos de simulação sejam cada vez mais utilizados, em inúmeras áreas do conhecimento. Dentre esses métodos, é possível destacar Monte Carlo [38] como o mais popular na modelagem da confiabilidade de sistemas elétricos.

Se um sistema físico qualquer pode ser descrito por uma função densidade de probabilidade, o método de Monte Carlo pressupõe obter aleatoriamente amostras dessa função. Essas amostras são agrupadas e/ou manipuladas algebricamente para alcançar o resultado desejado. A característica fundamental desse método é a utilização de amostragem aleatória para obter a solução. Seu nome origina-se da cidade do principado de Mônaco, famosa por seus cassinos.

Um exemplo simples da aplicação da simulação de Monte Carlo é o cálculo do número π . Considere-se um círculo, de raio *r*, centro na origem das coordenadas cartesianas e inscrito em um quadrado, de lado 2*r*, conforme ilustrado na Figura 4.



Figura 4: Cálculo de π por Monte Carlo

Das noções básicas de geometria, a área do quadrado é $4 \cdot r^2$ e a área do círculo é $\pi \cdot r^2$. Gerando pontos aleatórios no interior do quadrado, espera-se que:

$$\frac{N \acute{u}mero\,de\,pontos\,no\,círculo}{N \acute{u}mero\,de\,pontos\,no\,quadrado} = \frac{\acute{A}rea\,do\,círculo}{\acute{A}rea\,do\,quadrado}$$
(11)

е

$$\pi = 4 \cdot \frac{N \acute{u}mero \ de \ pontos \ no \ círculo}{N \acute{u}mero \ de \ pontos \ no \ quadrado}$$
(12)

Para simular esse procedimento, em um programa de computador, considera-se o raio unitário. É possível gerar milhares de pontos aleatórios, com coordenada X e Y entre -1 e 1. Se $\sqrt{X^2 + Y^2}$ for menor que 1, o ponto está dentro do círculo. Caso contrário, está fora. Da equação (12), calcula-se π .

Para a modelagem dos indicadores de confiabilidade de sistemas de distribuição, nos quais existem várias condições de operação e o número de componentes é grande, o

método de Monte Carlo mostra-se mais adequado que as técnicas analíticas [3]. Enquanto as equações analíticas tornam-se cada vez mais complexas, o número de amostras para realizar uma simulação não depende diretamente do tamanho do sistema. Uma outra vantagem da simulação é a possibilidade de associar distribuições probabilísticas com a taxa de falhas e o tempo de restabelecimento para obter, além dos indicadores de confiabilidade, sua distribuição. Normalmente, isso não é factível pelas técnicas analíticas.

Para realizar a simulação, utiliza-se um histórico artificial dos tempos de funcionamento e tempo de defeito dos componentes do sistema, gerado a partir de números aleatórios e distribuições de probabilidade, que podem ser exponenciais, gamma, normal, log-normal, etc.



Figura 5: Tempo de funcionamento (TF) e Tempo de defeito (TD)

Na simulação tempo não seqüencial [39], os tempos de funcionamento e de defeito gerados são utilizados diretamente para calcular a taxa de falhas e o tempo de restabelecimento de cada consumidor do sistema:

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1, j=1}^{ND, NS} \lambda_{ij}}{NS} \text{ (falhas/ano),}$$

$$r = \frac{\sum_{i=1, j=1}^{ND, NS} r_{ij}}{NS} \text{ (horas/ano),}$$
(13)

onde:

NS = Número total de simulações;

ND = Número de estados "defeito" por simulação por consumidor;

 λ_{ii} = Taxa de falhas por simulação por consumidor;

 r_{ij} = Tempo de restabelecimento por simulação por consumidor.

A partir da taxa de falhas e tempo de restabelecimento para cada consumidor do sistema, é possível calcular a média para todos os consumidores e, consecutivamente, os indicadores de confiabilidade.

Na simulação tempo seqüencial [40], gera-se o histórico em ordem cronológica e observa-se a quantidade de transições entre os estados "funcionando" e "defeito". Esse tipo de simulação possui uma eficiência computacional mais baixa, mas permite simular aspectos cronológicos da operação do sistema. A taxa de falhas, para cada consumidor do sistema, pode ser obtida por:

$$\lambda = \frac{N}{\sum_{j=1}^{NS} Tf_j}$$
(falhas/ano). (15)

E o tempo de restabelecimento pode ser apresentado da seguinte maneira:

$$r = \frac{\sum_{j=1}^{NS} Td_j}{N}$$
 (interrupções/ano),

onde:

NS = Número total de simulações;

Tf = Tempo no estado "funcionando";

Td = Tempo no estado "defeito";

N = Número total de transições entre os estados.

A publicação [40] realiza um estudo de caso e compara os valores médios dos indicadores de confiabilidade obtidos por simulação e por métodos analíticos, mostrando que a diferença entre eles é inferior a 3%. Além disso, as distribuições de probabilidades dos indicadores obtidas por simulação são apresentadas em forma de histogramas.

O trabalho [41] utiliza a simulação tempo seqüencial e propõe a associação de distribuições não exponenciais, como a log-normal, aos tempos de defeito e de funcionamento. Essa técnica permite considerar o tempo de uso e a vida útil dos componentes.

Em [42,43], aplica-se a simulação de Monte Carlo para calcular o tempo de restabelecimento a partir de várias distribuições de probabilidades. São introduzidos dois novos indicadores de confiabilidade, voltados para analisar os impactos e perdas financeiras devido a falhas no fornecimento de energia elétrica: ECOST (Expectativa do Custo das Interrupções para o Consumidor, do inglês *Expected Interruption Cost*) e IEAR (Custo da Energia Interrompida, do *inglês Interrupted Energy Assessment Rate*).

22

(16)

O trabalho [44] utiliza o método de Monte Carlo para analisar sistemas de distribuição industriais. Devido à natureza flexível da simulação, foi possível incorporar a idade dos componentes, a influência da manutenção preventiva e o comportamento dos dispositivos de proteção no modelo. Além disso, como os equipamentos industriais são muito sensíveis a afundamentos de tensão de curta duração, também foi necessário considerá-los.

Em [45] é proposta uma metodologia para calcular os indicadores de confiabilidade em redes entrelaçadas e suas distribuições probabilísticas associadas. Baseado nesses indicadores, na distribuição probabilística da duração das interrupções e da duração média das interrupções por consumidor, são apresentados os procedimentos para calcular o custo total de uma interrupção em uma rede desse tipo.

A publicação [46] propõe combinar técnicas analíticas com simulação. O método de Monte Carlo é utilizado juntamente com uma abordagem que decompõe o sistema de distribuição e substitui determinadas partes pelos elementos equivalentes, reduzindo o esforço computacional da simulação.

2.4) Trabalhos relacionados à otimização de indicadores de confiabilidade

Há vários trabalhos [47-56] que tratam da otimização dos indicadores de confiabilidade dos sistemas de distribuição. A grande maioria deles tem como objetivo encontrar qual deve ser o montante de investimento e qual a melhor forma de alocá-lo para obter a maior confiabilidade possível para os consumidores. Entretanto, poucos trabalhos,

como [55,56], discutem qual a melhor forma de otimizar os indicadores atuais, sem que ocorram investimentos.

O trabalho [47] compara diversas maneiras de se aumentar a confiabilidade de um sistema de distribuição, considerando os investimentos envolvidos: diminuir a taxa de falhas dos condutores (substituição por mais novos, recobri-los, etc), otimizar o posicionamento e o número de chaves, aumentar o nível de interconexão e introduzir automação.

No trabalho [48], são mostrados os ganhos de desempenho, disponibilidade e segurança observados quando um sistema de distribuição é automatizado, a partir da instalação e posicionamento de chaves seccionadoras.

A publicação [49] descreve um estudo de caso realizado para aumentar a confiabilidade nos sistemas de distribuição da uma concessionária norte-americana que atua nos estados de Massachusetts e Connecticut. Além de procedimentos básicos, como a poda de árvores e proteção contra relâmpagos e animais, foram instalados equipamentos de seccionamento automatizados.

A pesquisa [50] propõe um plano de automação para sistemas de distribuição, que propicie, a custos reduzidos, uma considerável diminuição do número de falhas, da área afetada e do tempo de restabelecimento. Esse plano prevê a instalação de sistemas de comunicação de alta velocidade e sensores de linha, que possibilitam detectar a falta imediatamente, isolá-la e restabelecer o serviço de forma automática, melhorando significativamente os indicadores de confiabilidade.

Alguns trabalhos [51-54] discutem a construção de uma função objetivo, que, além de levar em conta os custos de investimento e manutenção de equipamentos dos sistemas de distribuição, considera o custo da indisponibilidade de fornecimento ao consumidor,
conforme ilustra a Figura 6. Encontradas as funções objetivo, diversas maneiras de otimizálas são propostas. Uma das formas mais eficientes de aumentar a confiabilidade de sistemas de distribuição é através da inserção de novos dispositivos de desconexão, possibilitando um seccionamento mais racional das redes. Procura-se o número e a posição ótima desses pontos de desconexão.



Figura 6: Custo x Confiabilidade

Na publicação [51], a otimização da confiabilidade de um sistema de distribuição é obtida por uma função objetivo composta pelos custos da indisponibilidade e pelos custos dos dispositivos de chaveamento, considerando a não-linearidade dos seus custos de investimento, manutenção e energia não-suprida para as subestações e alimentadores. Estabeleceu-se um modelo de otimização multi-estágio, inteiro misto e não-linear. O cálculo foi realizado por um algoritmo de programação *network-flow*.

Em [52], o problema é considerado como otimização discreta e são apresentadas diversas técnicas de otimização para obter o custo mínimo: algoritmos genéticos, *simulated annealing*, programação inteira e métodos híbridos.

As referências [53,54] consideram os custos de investimento, manutenção e de indisponibilidade, através de um problema de otimização, com uma função objetivo nãolinear e não-diferenciável. A solução em [53] é baseada na técnica de *simulated annealing* e em [54] utiliza a pesquisa direta e a abordagem da bi-seção.

O trabalho [55] propõe técnicas para a otimização do seccionamento da rede utilizando os dispositivos de desconexão existentes, proporcionando um aumento na confiabilidade de sistemas de distribuição, sem que sejam necessários investimentos. A maior dificuldade para a formulação dos modelos matemáticos de otimização consiste na complexidade das expressões analíticas dos indicadores de confiabilidade do sistema. As funções objetivo e restrições devem levar em conta dados estatísticos das falhas, topologia da rede, localização e características dos elementos de comutação, entre outros. Assim, os métodos de otimização discreta tornam-se computacionalmente muito caros, então a publicação utiliza uma abordagem heurística, que permite obter uma solução quase ótima, com um número de iterações relativamente pequeno.

A publicação [56] apresenta uma metodologia para a reconfiguração das redes em sistemas de distribuição, através da otimização multicritério. Propõem-se técnicas que permitam incorporar nos algoritmos de otimização não somente os dados formais disponíveis, mas também o conhecimento e a experiência dos profissionais das concessionárias.

Percebe-se a carência na literatura de mais trabalhos como o [55,56], que abordem maneiras de otimizar indicadores de confiabilidade a partir da melhor operação dos dispositivos previamente existentes nos sistemas de distribuição, sem demandar maiores investimentos.

26

2.5) Outros trabalhos

Além dos trabalhos que apresentam as técnicas de modelagem e otimização dos indicadores de confiabilidade propriamente ditas, existem publicações de interesse que tratam de assuntos relacionados.

O custo da interrupção de fornecimento de energia elétrica é discutido em [57]. Foram analisados os impactos econômicos de uma interrupção não programada, para diferentes tipos de consumidores (rural, residencial, comercial e industrial). A metodologia considera os custos diretos e indiretos. O estudo de caso para o estado de São Paulo indicou a média de US\$ 1,20 por kWh interrompido.

O trabalho [58] descreve uma metodologia para validar os dados históricos de funcionamento dos equipamentos, proporcionando uma maior coerência na modelagem dos indicadores de confiabilidade. Isso é bastante útil para concessionárias que não possuem um banco de dados consistente. Os parâmetros para o ajuste são obtidos através da análise de sensibilidade. A partir dos dados validados, facilita-se a incorporação dos dados de confiabilidade em projetos e na operação de sistemas de distribuição.

Normalmente, os indicadores de confiabilidade são calculados desprezando-se as interrupções não-sustentadas (com duração menor que três minutos) e as interrupções que ocorrem durante tempestades. O trabalho [59] propõe não desprezar essas interrupções, mostrando que elas podem alterar consideravelmente os indicadores de confiabilidade apurados.

27

O trabalho [60] mostra que, para o cálculo do tempo de restabelecimento, a duração das manobras de chaves para energizar transformadores e linhas não é desprezível em relação ao tempo para restaurar a geração, portanto deve ser considerada. Além disso, o processo de restabelecimento possui determinadas ações que são seqüenciais e outras que podem ser paralelas. O método do caminho crítico permite planejar e coordenar essas ações. Para isso, decompõe-se o restabelecimento do sistema de distribuição em várias atividades, estimando a duração de cada uma e especificando as relações de precedência entre elas.

Na publicação [61], é apresentado um programa ao qual as concessionárias podem aderir, em países como o Canadá, para obterem benefícios financeiros. Juntamente com a agência reguladora, define-se uma meta para um determinado indicador de confiabilidade. Se a concessionária não atingir essa meta, uma multa deve ser paga. Por outro lado, se ela superá-la, uma bonificação é recebida. O trabalho propõe uma metodologia, baseada em dados históricos e gerenciamento de riscos, a fim de escolher uma meta que propicie o maior retorno financeiro possível.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DA TAXA DE FALHAS E TEMPO MÉDIO DE RESTABELECIMENTO

3.1) Considerações gerais

Neste capítulo, será apresentada uma metodologia analítica para a construção das estimativas da taxa de falhas e do tempo médio de restabelecimento, com base na utilização de regressões lineares e elementos da teoria da decisão estatística. Um exemplo teórico e um estudo de caso realizado com os dados da CEMIG ilustram a técnica proposta.

3.2) Regressão linear

As pesquisas apresentadas em [8] mostram que a regressão linear pode servir como base para estabelecer a relação entre o número de falhas e o comprimento do ramo, permitindo encontrar equações lineares para avaliar a taxa de falhas, conforme ilustrado na Figura 7. Da mesma maneira, a regressão linear também pode relacionar o tempo de restabelecimento com o número de ramos ligados ao alimentador, para obter o tempo de restabelecimento médio (Figura 8).



Figura 7: Regressão Linear – Taxa de falhas



Figura 8: Regressão Linear – Tempo médio de restabelecimento

A análise de regressão constitui uma metodologia estatística que utiliza a relação entre duas ou mais variáveis de maneira que uma variável pode ser predita a partir de outra ou outras.

Os dados, em uma análise de regressão, são representados através de um modelo linear aditivo [62]. Esse modelo inclui um componente sistemático e um aleatório e pode ser descrito pela seguinte correlação:

$$Y = f(x) + \varepsilon.$$
⁽¹⁷⁾

Na correlação (17), *Y* é denominada variável resposta ou dependente, e *x*, variável preditora, independente ou explanatória. A relação entre *Y* e *x* é descrita por *f*. ε corresponde aos erros aleatórios.

Neste estudo, será analisada a relação entre apenas duas variáveis. Como a relação entre elas pode ser representada por uma linha reta, pode ser utilizada a regressão linear simples:

$$Y = ax + b . ag{18}$$

Na equação (18), *a* é conhecida como inclinação e *b* como intercepto.

Tendo o conjunto de pontos (x_1 , Y_1), (x_2 , Y_2),...,(x_N , Y_N), com base no método dos mínimos quadrados [62], é possível obter os valores dos parâmetros *a* e *b* resolvendo o seguinte sistema de equações:

$$\sum_{j=1}^{N} Y_{j} = a \sum_{j=1}^{N} x_{j} + bN;$$
(19)

$$\sum_{j=1}^{N} x_{j} Y_{j} = a \sum_{j=1}^{N} (x_{j})^{2} + b \sum_{j=1}^{N} x_{j} .$$
(20)

Em particular,

$$a = \frac{N \sum_{j=1}^{N} x_j Y_j - (\sum_{j=1}^{N} x_j) (\sum_{j=1}^{N} Y_j)}{N \sum_{j=1}^{N} (x_j)^2 - (\sum_{j=1}^{N} x_j)^2}$$
(21)

е

$$b = \frac{\left(\sum_{j=1}^{N} Y_{j}\right)\left(\sum_{j=1}^{N} (x_{j})^{2}\right) - \left(\sum_{j=1}^{N} x_{j}\right)\left(\sum_{j=1}^{N} x_{j}Y_{j}\right)}{N\sum_{j=1}^{N} (x_{j})^{2} - \left(\sum_{j=1}^{N} x_{j}\right)^{2}}.$$
(22)

A equação (18) pode ser reescrita como:

$$\lambda = \alpha \cdot x + \theta \,, \tag{23}$$

onde:

 λ = Taxa de falhas por período de apuração prevista para um ramo de comprimento *x* km; ω = Inclinação da reta obtida pela regressão linear do número de falhas pelo comprimento do ramos:

x =Comprimento do ramo (km);

 θ = Intercepto da reta obtida pela regressão linear do número de falhas pelo comprimento dos ramos.

A equação (18) também pode ser reescrita da seguinte forma:

$$r = \tau \cdot x + \phi \,, \tag{24}$$

onde:

r = Tempo de restabelecimento médio, em horas decimais, previsto para um alimentador
 com *x* ramos ligados a ele;

 τ = Inclinação da reta obtida pela regressão linear do tempo de restabelecimento pelo número de ramos ligados ao alimentador;

x = Número de ramos ligados ao alimentador;

 ϕ = Intercepto da reta obtida pela regressão linear do tempo de restabelecimento pelo número de ramos ligados ao alimentador.

3.3) Intervalos de confiança

O intervalo de confiança [62] consiste em um intervalo no qual se espera, com uma determinada probabilidade, encontrar a média de uma população.

A precisão dos dados obtidos na regressão linear pode ser verificada através dos intervalos de confiança. Por exemplo, considere-se que o intervalo de confiança em 95% para o termo ω da equação (23) foi obtido como 0,6 a 0,8. Isso significa que, se forem realizadas várias amostras, em 95% das vezes há a confiança de encontrar-se ω entre 0,6 e 0,8.

Considere-se uma população normalmente distribuída. Sejam μ a média e σ o desvio padrão dessa distribuição. É possível esperar que se encontre um elemento amostrado dessa população, *S*, nos intervalos:

- $\mu \sigma a \mu + \sigma$, em 68,27% das vezes;
- $\mu 2\sigma a \mu + 2\sigma$, em 95,45% das vezes;
- $\mu 3\sigma a \mu + 3\sigma$, em 99,73% das vezes.

De modo equivalente, pode-se esperar, ou seja, estar confiante de encontrar μ nos intervalos:

- $S \sigma a S + \sigma$, em 68,27% das vezes;
- *S* 2*σ* a *S* + 2*σ*, em 95,45% das vezes;
- $S 3\sigma a S + 3\sigma$, em 99,73% das vezes.

Assim, esses intervalos são denominados intervalos de confiança em 68,27%, 95,45% e 99,73%. Poderiam ser quaisquer outros valores, porém, por conveniência, normalmente são utilizados $S \pm 1,96 \sigma$ e $S \pm 2,58 \sigma$, que correspondem a 95% e 99% respectivamente.

3.3.1) Distribuição t

Para determinar os intervalos de confiança, pode ser conveniente utilizar a distribuição *t* em vez da distribuição normal [62]. Isso ocorre porque na maioria dos casos práticos, não se conhece o valor do desvio padrão da população. Uma solução é usar o desvio padrão calculado para a amostra como uma estimativa do desvio padrão da população.

Nesse caso, além da variação da média, de amostra para amostra, há variação no desvio padrão. A análise da distribuição amostral é feita da mesma forma, porém, utiliza a distribuição *t* de Student [62] em vez da distribuição normal.

Define-se a estatística:

$$t = \frac{\overline{X} - \mu}{s\sqrt{N}},\tag{25}$$

onde:

X = Média da amostra;

 μ = Média da população;

s = Desvio padrão calculado da amostra;

N = Número de elementos que compõem a amostra.

Percebe-se que *t* é equivalente à variável *z* da distribuição normal quando se substitui *s* pelo desvio padrão da população. A Figura 9 compara as duas distribuições:



Figura 9: Comparação da distribuição t com a distribuição normal

É possível perceber que quanto maior a quantidade de elementos da amostra (mais graus de liberdade), mais a distribuição de Student tende para a normal. Isso é coerente, pois, à medida que se aumenta o número de elementos na amostra, mais o desvio padrão da amostra aproxima-se do desvio padrão da população.

3.4) Teoria da decisão estatística

A teoria da decisão estatística [62] fornece suporte para tomar decisões sobre as populações, baseadas nas informações disponíveis nas amostras. Em particular, na modelagem dos indicadores de confiabilidade em sistemas de distribuição, é necessário analisar se os dados de diferentes alimentadores podem ser tratados juntos ou separadamente, ou seja, se a melhor possibilidade é considerar, para diferentes alimentadores, equações de regressão (23) e (24) iguais ou diferentes.

Para tentar estabelecer decisões, é conveniente a formulação de hipóteses acerca das populações interessadas. Essas suposições são denominadas hipóteses estatísticas e podem ser verdadeiras ou não. Normalmente, são considerações sobre as populações, tais como igualdade das médias ou igualdade das dispersões.

3.4.1) Testes de hipótese

Admite-se uma hipótese particular como verdadeira e verifica-se que os resultados observados em uma amostra aleatória diferem acentuadamente dos esperados para aquela hipótese [62,63]. Baseado na probabilidade simples e considerando a utilização da teoria da amostragem, pode-se concluir que as diferenças observadas são significativas, de forma a tender a rejeitar a hipótese.

Os processos que determinam se a amostra observada difere, de modo significativo, dos resultados esperados e permitem decidir se uma hipótese deve ser aceita ou rejeitada são denominados testes de hipótese. Através dos testes de hipótese, é possível verificar se a diferença ocorreu devido a erros aleatórios no processo de amostragem ou a diferenças reais na população.

Nível de Significância

Ao testar-se uma hipótese estabelecida, a probabilidade máxima com a qual se está sujeito a rejeitar uma hipótese quando ela deveria ser aceita é denominada nível de significância.

Por exemplo, para um nível de significância de 5%, há cerca de 5 chances em 100 de uma hipótese ser rejeitada, quando deveria ser aceita. Existe uma confiança de 95% de se tomar uma decisão acertada.

Teste t de Student

O teste de hipótese normalmente utilizado para a comparação de médias é chamado teste *t* de Student [62,63], que se baseia na distribuição de mesmo nome. São dadas duas amostras aleatórias de tamanhos N_1 e N_2 , médias X_1 e X_2 e desvio padrões dados por s_1 e s_2 . Elas foram extraídas de populações normais com desvios padrões iguais ($\sigma_1 = \sigma_2$). Para testar a hipótese H_0 de que as amostras provêem da mesma população ($\mu_1 = \mu_2$), considerase o escore *t*:

$$t = \frac{\overline{X_1} - \overline{X_2}}{\left(\sqrt{\frac{N_1 s_1^2 + N_2 s_2^2}{N_1 + N_2 - 2}}\right) \left(\sqrt{1/N_1 + 1/N_2}\right)}.$$
(26)

Quando o escore *t* situar-se fora dos intervalos determinados pelo nível de significância, a hipótese deve ser rejeitada, caso contrário, aceita.

O teste *t* de Student pode ser aplicado na modelagem da taxa de falhas. Formula-se a hipótese que não existe diferença nas médias do número de falhas de dois alimentadores distintos. O teste *t* verifica se essa diferença existe devido a erros aleatórios no processo de amostragem ou a diferenças reais entre os alimentadores. Se houve diferença devido a erros aleatórios, é possível considerar a mesma equação de regressão (23) para ambos alimentadores. Caso contrário, eles são significantemente diferentes e devem ser consideradas diferentes equações. Um procedimento análogo pode ser realizado na modelagem do tempo de restabelecimento, pela equação (24).

Entretanto, um sistema de distribuição normalmente possui dezenas ou centenas de alimentadores. O teste *t* de Student poderia ser aplicado par a par, mas seria uma técnica extremamente ineficiente.

Além disso, os resultados poderiam ser incoerentes, já que não consideram o sistema como um todo. Por exemplo, suponha-se uma rede com três alimentadores A, B e C, cujo teste *t* de Student sugeriu:

Alimentadores		Sugestão
А	В	Agrupar
А	С	Agrupar
В	С	Não agrupar

Tabela 1: Teste t de Student - Resultado Incoerente

Não é possível concluir se os alimentadores A, B e C devem ser tratados juntos ou de maneira separada.

A extensão do teste *t* de Student é denominada ANOVA (Análise da Variância, do inglês, Analysis of Variance) e permite comparar mais de dois grupos de amostras para verificar se elas provêem ou não da mesma população.

ANOVA

O método de análise da variância [64] baseia-se na comparação da variabilidade dentro dos grupos e da variabilidade entre grupos. A variância de uma população é dada por:

$$s^{2} = \frac{\sum_{j=1}^{N} (X_{j} - \overline{X})}{N - 1},$$
(27)

onde:

 X_i = Cada elemento que compõe a amostra;

 \overline{X} = Média amostral;

N = Total de elementos da amostra.

O numerador pode ser dividido em duas partes: soma de quadrados dentro dos grupos (SQDG) e soma de quadrados entre grupos (SQEG):

$$SQDG = \sum_{k=1}^{Ng} \sum_{j=1}^{n} \left(X_j - \overline{X_k} \right)^2$$
(28)

е

$$SQEG = \sum_{k=1}^{N_g} n_k \cdot \left(\overline{X_k} - \overline{X}\right)^2,$$
(29)

onde:

Ng = Número de grupos;

n = Total de elementos de cada grupo;

 $\overline{X_k}$ = Média de cada grupo.

A partir da SQDG e da SQEG, é possível obter estimativas independentes da variância da população:

$$s_1^2 = \frac{SQEG}{(Ng-1)} \tag{30}$$

е

$$s_2^2 = \frac{SQDG}{(N - Ng)}.$$
(31)

A estatística de teste é:

$$F^* = \frac{S_1^2}{S_2^2}.$$
 (32)

Realiza-se o teste F de Fisher [65], comparando o valor F^* da equação (32) com uma distribuição F de Ng - 1 e N - Ng graus de liberdade para obter um valor p, que representa a probabilidade das diferentes amostras pertencerem à mesma população.

Se as amostras pertencem à mesma população, as equações lineares (23) e (24) tendem a ser únicas para todos os alimentadores. Caso contrário, a comparação das médias e dos intervalos de confiança auxiliam a identificar quais alimentadores podem ser modelados pelas mesmas equações lineares e quais não podem.

3.5) Exemplos

Nesta seção, inicialmente é apresentado um exemplo simplificado, baseado em um sistema de distribuição fictício para ilustrar a aplicação dos métodos descritos. Posteriormente, será realizado um estudo de caso com os dados fornecidos pela CEMIG. As rotinas de cálculo foram implementadas no *software* Matlab, da Mathworks.

3.5.1) Exemplo ilustrativo

Seja um sistema de distribuição fictício, composto por 4 alimentadores, 24 barras e 29 ramos, cuja configuração é ilustrada na figura 10. Considera-se que em todas as malhas há pontos de desconexão. Inicialmente, as chaves dos ramos 7-12, 13-15, 5-18, 16-22 e 20-24 encontram-se abertas e as demais, fechadas.

O sistema possui dispositivos de proteção nos ramos 1-2, 1-6, 9-10, 9-13, 14-15, 14-16, 14-17, 21-22 e 21-23. Isso implica, por exemplo, que uma falha no ramo 2-3 afeta apenas os consumidores ligados às barras 2, 3, 4 e 5, pois há dispositivo de proteção no ramo 1-2. Os consumidores ligados às barras 1, 6 e 7 não são atingidos.



Figura 10: Configuração inicial de um sistema de distribuição fictício

Para a modelagem da taxa de falhas, são necessários, para cada ramo, o comprimento (em km) e o número de falhas ocorridas por ano. Esses dados encontram-se na tabela 7 do apêndice A.

Na modelagem do tempo médio de restabelecimento, são utilizados os dados históricos da quantidade de ramos ligados ao alimentador e os respectivos tempos de restabelecimento (em horas decimais). Os dados estão no apêndice A, nas tabelas 8 e 9.

Conforme o estado aberto/fechado das chaves na configuração inicial apresentada na figura 10, os ramos estão conectados aos alimentadores da forma descrita na tabela 2:

Alimentador	Ramos Ligados	
A	A-1, 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 1-6, 6-7	
В	B-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12, 9-13	
С	C-14, 14-15, 14-16, 14-17, 17-18, 18-19, 19-20	
D	D-21, 21-22, 21-23, 23-24	

Tabela 2: Alimentadores e Ramos

3.5.1.1) ANOVA

Baseada na configuração inicial, a análise de variância é utilizada para verificar qual a melhor maneira de agrupar os dados. A partir desse teste, é possível verificar se a melhor opção é trabalhar com as equações de regressões (23) e (24) independentes para cada alimentador ou se a melhor opção é agrupá-los.

Foram comparadas as médias do número de falhas/ano de cada alimentador. O valor p obtido foi 0,0004. Considerando-se um nível de significância de 5%, observa-se que p é muito menor que 0,05. Assim, a análise de variância sugere que as amostras não pertencem ao mesmo grupo, ou seja, a equação (23) não deve ser única para todos os alimentadores.

A comparação das médias e dos intervalos de confiança confirma essa análise e está ilustrada na Figura 11.



Figura 11: Média e intervalos de confiança – Número de falhas

Percebe-se que os valores para o alimentador B diferem significantemente dos demais. Assim, a melhor opção é modelar, pela equação (23), uma taxa de falhas para os alimentadores A, C e D e outra separadamente para o alimentador B.

Para o tempo de restabelecimento, o valor *p* obtido foi 0,7799. Em um nível de significância de 5%, a análise de variância sugere que as amostras pertencem a um mesmo grupo e a equação (24) deve ser a mesma para todos os alimentadores. A média e os intervalos de confiança validam que não há alimentador significantemente diferente (Figura 12).



Figura 12: Média e intervalos de confiança – Tempo de restabelecimento

Pelos resultados para o tempo de restabelecimento, verifica-se que é aceitável trabalhar, pela equação (24), com um tempo de restabelecimento médio único para os alimentadores A, B, C e D.

3.5.1.2) Modelagem da taxa de falhas

Alimentadores A, C e D:



Figura 13: Regressão Linear – Taxa de falhas – Alimentadores A, C e D

A reta obtida (plotada em azul) possui a equação $\lambda = \omega \cdot x + \theta$, onde ω = 0,3625 e θ = 1,7750.

Os intervalos de confiança em 95% são:

• *a*: 0,2348 e 0,4902;

• *θ*: 0,8860 e 2,6640.

Se repetidas as amostras, em 95% das vezes há a confiança de encontrar-se a ω entre 0,2348 e 0,4902 e θ entre 0,8860 e 2,6640.

As linhas em vermelho mostram os intervalos de predição em 95%. Obtidas de forma análoga aos intervalos de confiança, significam que, se forem realizadas repetidas amostras, 95% das retas obtidas (em azul) tendem estar a compreendidas entre esses intervalos.

Alimentador B:



Figura 14: Regressão Linear – Taxa de falhas – Alimentador B

Através da regressão linear, obtém-se a reta em azul de equação $\lambda = \omega \cdot x + \theta$, onde ω = 0,2584 e θ = 1,1011. As linhas em vermelho representam os intervalos de predição em 95% e os intervalos de confiança em 95% são:

• *θ*. 0 e 2,4985.

3.5.1.3) Modelagem do tempo médio de restabelecimento

Alimentadores A, B, C e D:



Figura 15: Regressão Linear - Tempo de médio de restabelecimento - Alimentadores A, B, C e D

A reta obtida possui equação $r = \tau \cdot x + \phi$, na qual $\tau = 0,3271$ e $\phi = 0,1808$. Os intervalos de confiança em 95% foram determinados como:

- *τ*. 0,3176 e 0,3366;
- *φ*: 0,0200 e 0,3417.

3.5.2) Estudo de caso - CEMIG

3.5.2.1) Informações gerais

Na CEMIG, do ponto de vista operacional, o estado de Minas Gerais é subdividido em sete regiões: Norte, Sul, Leste, Oeste, Centro, Mantiqueira e Triângulo (Figura 16).



Figura 16: Regiões consideradas na rede de distribuição da CEMIG

A CEMIG possui um sistema de geoprocessamento, denominado Gemini, utilizado nas atividades de operação, manutenção, planejamento e projeto em toda a empresa, integrando as bases de redes de distribuição às informações cartográficas. Nesse sistema, estão disponíveis os dados da topologia e dos parâmetros elétricos dos elementos de redes que possibilitam obter as informações de ramos e barras associados ao presente estudo.

Para a análise dos indicadores de confiabilidade, os dados essenciais são o comprimento de cada ramo e o número de consumidores ligados a ele. Esses dados estão disponíveis no Gemini.

Além disso, necessita-se do número de falhas e dos tempos de restabelecimento, que não estão presentes no Gemini. Esses dados podem ser obtidos do CONINT (Sistema de Controle de Interrupções da CEMIG). Entretanto, o CONINT não possui registros sobre o número de falhas de cada ramo separadamente, apenas para o alimentador como um todo.

Devido a essas restrições, não é possível obter a taxa de falhas para cada um dos ramos, como mostrado no exemplo anterior. Dessa maneira, serão utilizadas equações para as regiões, obtendo taxa de falhas para cada alimentador. Como não estão disponíveis dados sobre os ramos, não há sentido em utilizar a equação (24) para calcular o tempo médio de restabelecimento.

Neste estudo, os dados de interrupções são referentes ao ano de 2005.

49

3.5.2.2) ANOVA

A partir da análise de variância, é possível determinar se a opção mais interessante é trabalhar com taxa de falhas individuais para cada região ou agrupá-las. Comparando-se as médias do número de falhas/ano de cada região, obteve-se p = 0,0044. Para um nível de significância de 5%, a tendência seria considerar que as amostras não pertencem a uma mesma população e diferentes equações de regressão devem ser construídas e utilizadas.

Entretanto, a partir da comparação das médias e dos intervalos de confiança (Figura 17), percebe-se que não é possível encontrar uma região que difira significantemente de todas as outras. A região do Triângulo ainda difere significantemente das regiões Mantiqueira, Norte e Sul, mas não é possível distinguí-la das regiões Oeste e Leste.



Figura 17: Média e intervalos de confiança – Número de falhas – CEMIG

Dessa maneira, será obtida apenas uma equação linear para estimar o número de falhas de todas as regiões da CEMIG consideradas nesse estudo.

3.5.2.3) Modelagem da taxa de falhas

Realizando a regressão linear entre o número de interrupções e o comprimento total dos ramos dos alimentadores, obtém-se:



Figura 18: Regressão linear – Taxa de falhas – CEMIG

A reta linearizada está plotada em azul e possui equação $\lambda = \omega \cdot x + \theta$, onde $\omega = 0,6047$ e $\theta = 61,8758$.

Os intervalos de confiança em 95% são:

- *ω* 0,5831 e 0,6262;
- *θ*: 53,7997 e 69,9519.

As linhas em vermelho mostram os intervalos de predição em 95%.

Nos próximos capítulos, serão apresentadas as técnicas para modelagem e otimização do DEC, FEC e ENS. No caso da CEMIG, o prejuízo causado pelos dados

estarem agrupados por alimentador e não, separados por ramos é muito grande. O DEC e FEC ainda podem ser modelados com sucesso, mas o ENS não.

Além disso, as técnicas de otimização pressupõem que o cálculo dos incrementos de DEC, FEC e ENS, após a mudança de configuração topológica da rede, deve considerar a taxa de falhas obtida pelos ramos em separado, como no exemplo teórico. Quando os dados estão agrupados por alimentador, como no exemplo da CEMIG, o termo θ da equação da taxa de falhas (23) tende a possuir uma magnitude muito elevada e pode conduzir a resultados errôneos.

CAPÍTULO 4

MODELAGEM DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE

4.1) Considerações gerais

Este capítulo contém a descrição dos procedimentos para o cálculo do DEC, FEC e ENS. Inicialmente, são discutidos métodos de apuração desses indicadores visando avaliar a confiabilidade pretérita (desempenho passado) de fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição. Em seguida, são apresentadas técnicas para modelagem dos índices citados, a partir da taxa de falhas e do tempo médio de restabelecimento, possibilitando estimar o desempenho futuro. Essas técnicas podem ser aplicadas na otimização da confiabilidade de fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição.

4.2) Avaliação do desempenho passado

Os indicadores de DEC (em horas/período de apuração) e FEC (em interrupções/período de apuração), visando apurar a continuidade de fornecimento de

energia elétrica, podem ser calculados, de acordo com a resolução Nº 24 da ANEEL de 27/01/2001 [28], com base nas seguintes equações:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{k} Ca_j \cdot t_j}{Cc};$$
(33)

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{k} Ca_j}{Cc},$$
(34)

onde:

- *Ca_j* = número de unidades consumidoras interrompidas em um evento *j*,
 no período de apuração;
- *t_j* = duração de cada evento *j*, no período de apuração;
- *j* = índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- *k* = número total de eventos no período considerado;
- *Cc* = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado.

O ENS não está presente no documento [28]. Entretanto, é racional considerar esse indicador porque ele reflete os interesses das concessionárias: corresponde à quantidade de energia que elas não forneceram (ou seja, não venderam) a seus consumidores.

Para avaliar o desempenho passado, o ENS (em kWh) é obtido pela totalização da energia interrompida durante todas perturbações ocorridas no período de apuração [66].

As Figuras 19 e 20 mostram os valores oficialmente apurados de DEC e FEC para a CEMIG nos últimos anos [67].



Figura 19: DEC – Valores apurados – CEMIG



Figura 20: FEC – Valores apurados – CEMIG

As Figuras 21 e 22 ilustram os valores de DEC e FEC apurados para o sistema de distribuição brasileiro como um todo [68]. Percebe-se que os valores da CEMIG estão abaixo da média nacional, apesar do relevo montanhoso, da alta incidência de raios e de possuir uma das maiores áreas de concessão do país.



Figura 21: DEC – Valores apurados – Brasil



Figura 22: FEC – Valores apurados – Brasil

A Figura 23 ilustra o ENS apurado nos últimos anos no Brasil [66]. A Figura 24 apresenta a relação percentual entre o ENS e a energia total que poderia ter sido suprida se não houvesse interrupções [66].



Figura 23: ENS – Valores apurados – Brasil



Figura 24: ENS – Valores percentuais apurados – Brasil

4.3) Estimativa do desempenho futuro

4.3.1) Modelagem do DEC, FEC e ENS

A publicação [69] desenvolve uma abordagem que utiliza a taxa de falha e o tempo médio de restabelecimento dos ramos presentes em um sistema de distribuição para calcular o DEC e o FEC.

Essa abordagem é aplicável para qualquer tipo de configuração do sistema, a partir do uso de seu circuito equivalente. Normalmente, na distribuição, os sistemas são radiais, então, o DEC (em horas/período de apuração) e o FEC (em interrupções/período de apuração) correspondentes são calculados a partir das seguintes equações:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} \lambda_j \cdot r_j \cdot Ca_j}{Cc};$$
(35)

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} \lambda_j \cdot Ca_j}{Cc} \,. \tag{36}$$

Para modelagem do ENS, a referência [29] propõe a seguinte correlação:

$$ENS = \frac{\sum_{j=1}^{m} \lambda_j \cdot r_j \cdot P_j}{Cc} \,. \tag{37}$$

Em (35), (36) e (37):

• *Ca_i* = Número de unidades consumidoras atingidas na interrupção no ramo *j*;

- λ_j = Taxa de falhas esperada para o ramo *j*, obtido a partir da equação (23), em falhas/período de apuração;
- r_j = Tempo médio de restabelecimento esperado para o ramo j, obtido a partir da equação (24), em horas decimais;
- *P_j* = Carga média não suprida devido à interrupção no ramo *j*;
- *j* = Índice do ramo;
- *m* = Número de ramos que serão considerados na análise;
- *Cc* = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado.

4.4) Exemplos

A partir dos dados obtidos no capítulo 3, os procedimentos descritos serão aplicados ao mesmo sistema de distribuição fictício e aos dados reais fornecidos pela CEMIG. Os resultados serão comparados.

4.4.1) Exemplo ilustrativo

Na seção 3.5.1, foram estabelecidas as seguintes relações:

- Alimentadores A, C e D: $\lambda = 0.3625 \cdot x + 1.7750$;
- Alimentador B: $\lambda = 0.2584 \cdot x + 1.1011$;
- Para todos os alimentadores: $r = 0.3271 \cdot x + 0.1808$.

Baseado nessas equações, nos procedimentos descritos na seção 4.3.1 e dos dados das Tabelas 6 e 7 do Apêndice A, é possível modelar os indicadores de confiabilidade. Da equação (35), obtém-se o DEC para a configuração inicial do sistema de distribuição fictício em estudo (Figura 10):

• DEC = 45,0003 horas/ano;

Da equação (36), calcula-se o FEC:

• FEC = 18,5942 interrupções/ano.

Os valores das cargas médias das barras estão apresentadas no Apêndice A, Tabela 6. Utilizando esses dados, com base na equação (37), é possível obter o seguinte valor para o ENS:

• ENS = 771.785 kWh/ano.

A energia que seria suprida, se não houvesse interrupções, pode ser calculada como a soma das cargas médias de cada barra multiplicada pelo número de horas do ano (24 x 365 = 8760). No sistema em análise, o valor obtido foi de 142.647.840 kWh/ano. Assim, o ENS corresponde a 0,54 % do total.

60
4.4.2) Estudo de caso - CEMIG

Na seção 3.5.2, obteve-se:

• $\lambda = 0,6047 \cdot x + 61,8758;$

O CONINT disponibiliza dados referentes a cada interrupção: a duração, o número de consumidores atingidos e a localização. Entretanto, a localização informa apenas em qual alimentador a falha ocorreu e não em qual ramo. Falhas no mesmo alimentador podem ter diferentes números de consumidores atingidos. Não há dados sobre a carga interrompida, inviabilizando o cálculo do ENS. Além disso, não é possível relacionar o número de ramos ligados ao alimentador com o tempo de restabelecimento.

Tentou-se modelar o DEC e o FEC utilizando, para cada alimentador, a média do número de consumidores atingidos e a média da duração das interrupções.

Das equações (35) e (36):

- DEC = 31,9285 horas/ano;
- FEC = 7,1808 interrupções/ano.

A apuração do desempenho passado por (33) e (34) é:

- DEC = 31,5386 horas/ano;
- FEC = 7,1158 interrupções/ano.

Observa-se que os valores de desempenho passado obtidos são diferentes dos mostrados nas Figuras 19 e 20 referentes ao ano de 2005. Isso é coerente, pois este estudo

não incluiu a região Centro, que possui maior número de consumidores e conseqüentemente afetaria bastante o resultado.

As informações obtidas na CEMIG sugerem que o banco de dados da região Centro apresenta várias inconsistências. Devido à alta densidade demográfica, o volume de dados é muito maior, dificultando-se a atualização e manutenção do banco. Além disso, essa região é a única que possui redes subterrâneas.

É possível notar que os valores modelados para o DEC e FEC futuros foram bastante próximos do DEC e FEC calculados para o passado, mostrando que utilizar a média de consumidores atingidos por alimentador e o tempo médio de duração das interrupções por alimentador foi um artifício válido.

Para comparação, os procedimentos dos exemplos 3.5.1 e 4.4.1 serão refeitos supondo que os dados do sistema fictício não estivessem disponíveis por ramos, mas apenas por alimentadores, da mesma forma que o CONINT.

Alimentador	Comprimento	Falhas/Ano	Consumidores	Tempo de
	(Total)	(Total)	Atingidos	Restabelecimento
	(km)		(Média)	(Média) (Horas)
A	54	33	673,5714	2,4705
В	17	11	147,1667	2,1434
С	38	25	194,7142	2,4705
D	24	16	72,2500	1,4892

Tabela 3: Dados Agrupados por Alimentadores

Nessas condições, a equação correspondente ao número de falhas é $\lambda = 0.5939 \cdot x + 1.5030$.

Das equações (35) e (36):

- DEC = 42,8747 horas/ano;
- FEC = 17,7541 interrupções/ano.

Esses valores encontram-se bastante próximos daqueles da seção 4.4.1: DEC = 45,0003 horas/ano e FEC = 18,5942 interrupções/ano. Isso reafirma a validade de considerar, para modelagem do DEC e FEC, a média de consumidores atingidos por alimentador e o tempo médio de duração das interrupções por alimentador.

Entretanto, apesar de ser possível modelar o DEC e FEC, a partir dos dados do CONINT, as técnicas de otimização necessitam da taxa de falhas para os ramos separadamente.

CAPÍTULO 5 OTIMIZAÇÃO DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE

5.1) Considerações gerais

Este capítulo é destinado às questões de otimização monocritério e multicritério. Na qualidade de indicadores de otimização, o DEC, FEC e ENS podem ser considerados separadamente ou em diferentes combinações. Levando em conta que as técnicas de otimização utilizadas neste trabalho são baseadas nos resultados de [21,26], o presente capítulo descreve uma metodologia para calcular os incrementos desses indicadores para avaliar a eficiência de cada iteração no processo de otimização.

5.2) Cálculo dos incrementos do DEC, FEC e ENS

Os trabalhos [21,26] são baseados nos métodos de ordem zero [70,71], em particular no método da descida coordenada [70,71]. Essas técnicas pressupõem que os valores dos incrementos do DEC, FEC e ENS devem ser calculados a cada alteração dos pontos de desconexão nas redes de distribuição. Nesta seção, será apresentada, através de um exemplo, uma metodologia para calcular esses incrementos. Considere-se novamente o sistema fictício, cuja configuração inicial é mostrada na Figura 10. A fim de tornar o exemplo mais genérico, ao contrário do exemplo da seção 3.5.1, será considerado que cada alimentador possui diferentes equações de taxa de falhas e tempo médio de restabelecimento.

Das equações (35), (36) e (37), calculam-se, respectivamente, DEC, FEC e ENS para a configuração inicial:

$$DEC = (\lambda_{A-1}r_{A-1}Ca_{A-1} + \lambda_{a1-2}r_{a1-2}Ca_{1-2} + \lambda_{a2-3}r_{a2-3}Ca_{2-3} + \lambda_{a3-4}r_{a3-4}Ca_{3-4} + \lambda_{a4-5}r_{a4-5}Ca_{4-5} + \lambda_{a1-6}r_{a1-6}Ca_{1-6} + \lambda_{a6-7}r_{a6-7}Ca_{6-7} + \lambda_{B-8}r_{B-8}Ca_{B-8} + \lambda_{b8-9}r_{b8-9}Ca_{8-9} + \lambda_{b9-10}r_{b9-10}Ca_{9-10} + \lambda_{b10-11}r_{b10-11}Ca_{10-11} + \lambda_{b11-12}r_{b11-12}Ca_{11-12} + \lambda_{b9-13}r_{b9-13}Ca_{9-13} + \lambda_{C-14}r_{C-14}Ca_{C-14} + \lambda_{c14-15}r_{c14-15}Ca_{14-15} + \lambda_{c14-16}r_{c14-16}Ca_{14-16} + \lambda_{c14-17}r_{c14-17}Ca_{14-17} + \lambda_{c17-18}r_{c17-18}Ca_{17-18} + \lambda_{c18-19}r_{c18-19}Ca_{18-19} + \lambda_{c19-20}r_{c19-20}Ca_{19-20} + \lambda_{D-21}r_{D-21}Ca_{D-21} + \lambda_{d21-22}r_{d21-22}Ca_{21-22} + \lambda_{d21-23}r_{d21-23}Ca_{21-23} + \lambda_{d23-24}r_{d23-24}Ca_{23-24})/Cc ;$$

$$(38)$$

$$FEC = (\lambda_{A-1}Ca_{A-1} + \lambda_{a1-2}Ca_{1-2} + \lambda_{a2-3}Ca_{2-3} + \lambda_{a3-4}Ca_{3-4} + \lambda_{a4-5}Ca_{4-5} + \lambda_{a1-6}Ca_{1-6} + \lambda_{a6-7}Ca_{6-7} + \lambda_{B-8}Ca_{B-8} + \lambda_{b8-9}Ca_{8-9} + \lambda_{b9-10}Ca_{9-10} + \lambda_{b10-11}Ca_{10-11} + \lambda_{b11-12}Ca_{11-12} + \lambda_{b9-13}Ca_{9-13} + \lambda_{C-14}Ca_{C-14} + \lambda_{c14-15}Ca_{14-15} + \lambda_{c14-16}Ca_{14-16} + \lambda_{c14-17}Ca_{14-17} + \lambda_{c17-18}Ca_{17-18} + \lambda_{c18-19}Ca_{18-19} + \lambda_{c19-20}Ca_{19-20} + \lambda_{D-21}Ca_{D-21} + \lambda_{d21-22}Ca_{21-22} + \lambda_{d21-23}Ca_{21-23} + \lambda_{d23-24}Ca_{23-24})/Cc ;$$

$$(39)$$

$$ENS = (\lambda_{A-1}r_{A-1}P_{A-1} + \lambda_{a1-2}r_{a1-2}P_{1-2} + \lambda_{a2-3}r_{a2-3}P_{2-3} + \lambda_{a3-4}r_{a3-4}P_{3-4} + \lambda_{a4-5}r_{a4-5}P_{4-5} + \lambda_{a1-6}r_{a1-6}P_{1-6} + \lambda_{a6-7}r_{a6-7}P_{6-7} + \lambda_{B-8}r_{B-8}P_{B-8} + \lambda_{b8-9}r_{b8-9}P_{8-9} + \lambda_{b9-10}r_{b9-10}P_{9-10} + \lambda_{b10-11}r_{b10-11}P_{10-11} + \lambda_{b11-12}r_{b11-12}P_{11-12} + \lambda_{b9-13}r_{b9-13}P_{9-13} + \lambda_{C-14}r_{C-14}P_{C-14} + \lambda_{c14-15}r_{c14-15}P_{14-15} + \lambda_{c14-16}r_{c14-16}P_{14-16} + \lambda_{c14-17}r_{c14-17}P_{14-17} + \lambda_{c17-18}r_{c17-18}P_{17-18} + \lambda_{c18-19}r_{c18-19}P_{18-19} + \lambda_{c19-20}r_{c19-20}P_{19-20} + \lambda_{D-21}r_{D-21}P_{D-21} + \lambda_{d21-22}r_{d21-22}P_{21-22} + \lambda_{d21-23}r_{d21-23}P_{21-23} + \lambda_{d23-24}r_{d23-24}P_{23-24})/Cc.$$

$$(40)$$

Altera-se o circuito, abrindo o dispositivo de comutação do ramo 1-2 e fechando o do ramo 5-18. Assim, os ramos 2-3, 3-4 e 4-5 mudaram do alimentador A para o alimentador C. O número de ramos ligados aos alimentadores A e C foi alterado, de 7 para 3 e de 7 para 11 respectivamente.

Nota-se também que o número de consumidores atingidos e a carga média não suprida foram alterados nos ramos A-1, 2-3, 3-4, 4-5, C-14, 14-17, 17-18, 18-19, 19-20. Por exemplo, na configuração original, uma falha no ramo A-1 afetaria as barras 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7. Na nova configuração, uma falha em A-1 atinge apenas 1, 6 e 7.

Além disso, na nova configuração, o ramo 1-2 não é mais considerado nas equações (35), (36) e (37), enquanto o ramo 5-18 passa a ser.

O DEC, FEC e ENS são novamente calculados:

$$DEC' = (\lambda_{A-1}r_{A-1}Ca_{A-1} + \lambda_{c5-18}r_{c5-18}Ca_{5-18} + \lambda_{c2-3}r_{c2-3}Ca_{2-3} + \lambda_{c3-4}r_{c3-4}Ca_{3-4} + \lambda_{c4-5}r_{c4-5}Ca_{4-5} + \lambda_{a1-6}r_{a1-6}Ca_{1-6} + \lambda_{a6-7}r_{a6-7}Ca_{6-7} + \lambda_{B-8}r_{B-8}Ca_{B-8} + \lambda_{b8-9}r_{b8-9}Ca_{8-9} + \lambda_{b9-10}r_{b9-10}Ca_{9-10} + \lambda_{b10-11}r_{b10-11}Ca_{10-11} + \lambda_{b11-12}r_{b11-12}Ca_{11-12} + \lambda_{b9-13}r_{b9-13}Ca_{9-13} + \lambda_{C-14}r_{C-14}Ca_{C-14} + \lambda_{c14-15}r_{c14-15}Ca_{14-15} + \lambda_{c14-16}r_{c14-16}Ca_{14-16} + \lambda_{c14-17}r_{c14-17}Ca_{14-17} + \lambda_{c17-18}r_{c17-18}Ca_{17-18} + \lambda_{c18-19}r_{c18-19}Ca_{18-19} + \lambda_{c19-20}r_{c19-20}Ca_{19-20} + \lambda_{D-21}r_{D-21}Ca_{D-21} + \lambda_{d21-22}r_{d21-22}Ca_{21-22} + \lambda_{d21-23}r_{d21-23}Ca_{21-23} + \lambda_{d23-24}r_{d23-24}Ca_{23-24})/Cc;$$

$$(41)$$

$$FEC' = \frac{1}{(\lambda_{A-1}Ca_{A-1} + \lambda_{c5-18}Ca_{5-18} + \lambda_{c2-3}Ca_{2-3} + \lambda_{c3-4}Ca_{3-4} + \lambda_{c4-5}Ca_{4-5} + \lambda_{a1-6}Ca_{1-6} + \lambda_{a6-7}Ca_{6-7} + \lambda_{B-8}Ca_{B-8} + \lambda_{b8-9}Ca_{8-9} + \lambda_{b9-10}Ca_{9-10} + \lambda_{b10-11}Ca_{10-11} + \lambda_{b11-12}Ca_{11-12} + \lambda_{b9-13}Ca_{9-13} + \lambda_{C-14}Ca_{C-14} + \lambda_{c14-15}Ca_{14-15} + \lambda_{c14-16}Ca_{14-16} + \lambda_{c14-17}Ca_{14-17} + \lambda_{c17-18}Ca_{17-18} + \lambda_{c18-19}Ca_{18-19} + \lambda_{c19-20}Ca_{19-20} + \lambda_{D-21}Ca_{D-21} + \lambda_{d21-22}Ca_{21-22} + \lambda_{d21-23}Ca_{21-23} + \lambda_{d23-24}Ca_{23-24})/Cc ;$$

$$(42)$$

$$ENS' = (\omega_{A-1}\tau_{A-1}P_{A-1} + \omega_{c5-18}\tau_{c5-18}P_{5-18} + \omega_{c2-3}\tau_{c2-3}P_{2-3} + \omega_{c3-4}\tau_{c3-4}P_{3-4} + \omega_{c4-5}\tau_{c4-5}P_{4-5} + \omega_{a1-6}\tau_{a1-6}P_{1-6} + \omega_{a6-7}\tau_{a6-7}P_{6-7} + \omega_{B-8}\tau_{B-8}P_{B-8} + \omega_{b8-9}\tau_{b8-9}P_{8-9} + \omega_{b9-10}\tau_{b9-10}P_{9-10} + \omega_{b10-11}\tau_{b10-11}P_{10-11} + \omega_{b11-12}\tau_{b11-12}P_{11-12} + \omega_{b9-13}\tau_{b9-13}P_{9-13} + \omega_{c-14}\tau_{c-14}P_{c-14} + \omega_{c14-15}\tau_{c14-15}P_{14-15} + \omega_{c14-16}\tau_{c14-16}P_{14-16} + \omega_{c14-17}\tau_{c14-17}P_{14-17} + \omega_{c17-18}\tau_{c17-18}P_{17-18} + \omega_{c18-19}\tau_{c18-19}P_{18-19} + \omega_{c19-20}\tau_{c19-20}P_{19-20} + \omega_{D-21}\tau_{D-21}P_{D-21} + \omega_{d21-22}\tau_{d21-22}P_{21-22} + \omega_{d21-23}\tau_{d21-23}P_{21-23} + \omega_{d23-24}\tau_{d23-24}P_{23-24})/Cc.$$

$$(43)$$

Levando em consideração as correlações (38) e (41), a diferença entre DEC' e DEC (o incremento do DEC) pode ser calculado da seguinte forma:

$$\Delta DEC = \frac{(\lambda_{A-1}r_{A-1}(Ca_{A-1} - Ca_{A-1}) + \lambda_{C-14}r_{C-14}(Ca_{C-14} - Ca_{C-14}) + \lambda_{c14-17}r_{c14-17}(Ca_{14-17} - Ca_{14-17}) + \lambda_{c17-18}r_{c17-18}(Ca_{17-18} - Ca_{17-18}) + \lambda_{c18-19}r_{c18-19}(Ca_{18-19} - Ca_{18-19}) + \lambda_{c19-20}r_{c19-20}(Ca_{19-20} - Ca_{19-20}) + \lambda_{c18-19}r_{c18-19}(Ca_{18-19} - Ca_{18-19}) + (\lambda_{c2-3}r_{c2-3}Ca_{2-3} - \lambda_{a2-3}r_{a2-3}Ca_{2-3}) + (\lambda_{c3-4}r_{c3-4}Ca_{3-4} - \lambda_{a3-4}r_{a3-4}Ca_{3-4}) + (\lambda_{c4-5}r_{c4-5}Ca_{4-5} - \lambda_{a4-5}r_{a4-5}Ca_{4-5}) + (\lambda_{c5-18}r_{c5-18}Ca_{5-18} - \lambda_{a1-2}r_{a1-2}Ca_{1-2}))/Cc.$$

$$(44)$$

As equações (39) e (42) permitem avaliar o incremento do FEC:

$$\Delta FEC = \frac{1}{(\lambda_{A-1}(Ca_{A-1} - Ca_{A-1}) + \lambda_{C-14}(Ca_{C-14} - Ca_{C-14}) + \lambda_{c14-17}(Ca_{14-17} - Ca_{14-17}) + \lambda_{c17-18}(Ca_{17-18} - Ca_{17-18}) + \lambda_{c18-19}(Ca_{18-19} - Ca_{18-19}) + \lambda_{c19-20}(Ca_{19-20} - Ca_{19-20}) + \lambda_{c18-19}(Ca_{18-19} - Ca_{18-19}) + (\lambda_{c2-3}Ca_{2-3} - \lambda_{a2-3}Ca_{2-3}) + \lambda_{c18-19}(Ca_{18-19} - Ca_{18-19}) + (\lambda_{c4-5}Ca_{4-5} - \lambda_{a4-5}Ca_{4-5}) + \lambda_{c5-18}Ca_{5-18} - \lambda_{a1-2}Ca_{1-2}))/Cc.$$
(45)

Finalmente, usando (40) e (43), obtém-se o incremento do ENS:

$$\Delta ENS =$$

$$(\lambda_{A-1}r_{A-1}(P_{A-1} - P_{A-1}) + \lambda_{C-14}r_{C-14}(P_{C-14} - P_{C-14}) + \lambda_{c14-17}r_{c14-17}(P_{14-17} - P_{14-17}) + \lambda_{c17-18}r_{c17-18}(P_{17-18} - P_{17-18}) + \lambda_{c18-19}r_{c18-19}(P_{18-19} - P_{18-19}) + \lambda_{c19-20}r_{c19-20}(P_{19-20} - P_{19-20}) + \lambda_{c18-19}r_{c18-19}(P_{18-19} - P_{18-19}) + (\lambda_{c2-3}r_{c2-3}P_{2-3} - \lambda_{a2-3}r_{a2-3}P_{2-3}) + (\lambda_{c3-4}r_{c3-4}P_{3-4} - \lambda_{a3-4}r_{a3-4}P_{3-4}) + (\lambda_{c4-5}r_{c4-5}P_{4-5} - \lambda_{a4-5}r_{a4-5}P_{4-5}) + (\lambda_{c5-18}r_{c5-18}P_{5-18} - \lambda_{a1-2}r_{a1-2}P_{1-2}))/Cc .$$

$$(46)$$

É possível generalizar (44), (45) e (46), resultando nas seguintes equações: $\Delta DEC =$

$$\frac{\sum_{j=1}^{N_1} (\lambda_j \cdot r_j \cdot Ca_j - \lambda_j \cdot r_j \cdot Ca_j) + \sum_{j=1}^{N_2} \lambda_j \cdot r_j \cdot (Ca_j - Ca_j) + \sum_{j=1}^{N_3} \lambda_j \cdot r_j \cdot Ca_j - \sum_{j=1}^{N_4} \lambda_j \cdot r_j \cdot Ca_j}{Cc}; \quad (47)$$

 $\Delta FEC =$

$$\frac{\sum_{j=1}^{N_{1}} (\lambda_{j}' \cdot Ca_{j}' - \lambda_{j} \cdot Ca_{j}) + \sum_{j=1}^{N_{2}} \lambda_{j} \cdot (Ca_{j}' - Ca_{j}) + \sum_{j=1}^{N_{3}} \lambda_{j} \cdot Ca_{j} - \sum_{j=1}^{N_{4}} \lambda_{j} \cdot Ca_{j}}{Cc};$$
(48)

 $\Delta ENS =$

$$\frac{\sum_{j=1}^{N_1} (\lambda_j \cdot r_j \cdot P_j - \lambda_j \cdot r_j \cdot P_j) + \sum_{j=1}^{N_2} \lambda_j \cdot r_j \cdot (P_j - P_j) + \sum_{j=1}^{N_3} \lambda_j \cdot r_j \cdot P_j - \sum_{j=1}^{N_4} \lambda_j \cdot r_j \cdot P_j}{Cc},$$
(49)

onde:

N1 = Número de ramos que mudaram de alimentador após a reconfiguração;

 N2 = Número de ramos cuja quantidade de consumidores atingidos e/ou carga média não suprida foram alterados após a reconfiguração, mas não mudaram de alimentador; *N3* = Número de ramos que não eram considerados na configuração inicial e passaram a ser após a reconfiguração (no exemplo, ramo 5-18);

N4 = Número de ramos que eram considerados na configuração inicial e pararam de ser após a reconfiguração (no exemplo, ramo 1-2).

As demais variáveis são as mesmas das equações (35), (36) e (37). O apóstrofo significa o valor da variável após a reconfiguração.

Numericamente, os valores obtidos foram:

- △ DEC = + 26,9195 horas/ano;
- △ FEC = + 2,6921 interrupções/ano;
- $\Delta ENS = -310.825$ Kwh/ano.

 Δ FEC, Δ DEC e Δ ENS positivos significam que a configuração atual da rede, avaliada por esses indicadores de confiabilidade, tende a ser "pior" que a anterior e viceversa.

5.3) Otimização dos indicadores de confiabilidade

5.3.1) Exemplo ilustrativo

Ao sistema de distribuição fictício, cuja configuração inicial está ilustrada na Figura 10, foram aplicados processos de otimização utilizando DEC, FEC e ENS modelados. Utilizou-se a otimização monocritério, considerando cada um dos três critérios separadamente e a otimização multicritério, considerando os três critérios simultaneamente.

A ferramenta utilizada foi o sistema computacional SORD (Sistema de Otimização de Redes de Distribuição), o qual é um produto de desenvolvimento do projeto ANEEL/CEMIG "Otimização Monocritério e Multicritério da Configuração de Redes em Sistemas de Distribuição, Considerando-se a Reação dos Sistemas de Potência". Detalhes de implementação e funcionamento do SORD podem ser encontrados em [21].

A Tabela 4 apresenta a configuração inicial (os pontos de desconexão iniciais) e as configurações sugeridas após os processos da otimização monocritério por DEC, FEC e ENS e da otimização multicritério. Em negrito, estão indicadas as chaves cujo estado foi alterado em relação à configuração inicial. A Figura 25 reflete a configuração da rede após a otimização multicritério. A Tabela 5 permite comparar os resultados obtidos.

71

Ramo	Configuração	Otimização	Otimização	Otimização	Otimização
	Inicial	Monocritério	Monocritério	Monocritério	Multicritério
		DEC	FEC	ENS	
A - 1	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
1 - 2	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
2 - 3	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
3 - 4	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado
4 - 5	Fechado	Aberto	Aberto	Fechado	Aberto
1 - 6	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado
6 - 7	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto
B - 8	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
8 - 9	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
9 - 10	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
10 - 11	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
11 - 12	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
7 - 12	Aberto	Aberto	Aberto	Fechado	Fechado
9 - 13	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
13 - 15	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado	Aberto
C - 14	Fechado	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado
14 - 15	Fechado	Aberto	Fechado	Aberto	Fechado
14 - 16	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado
14 - 17	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
17 - 18	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
5 - 18	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
18 - 19	Fechado	Aberto	Aberto	Aberto	Aberto
20 - 19	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
D - 21	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
21 - 22	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
16 - 22	Aberto	Fechado	Aberto	Aberto	Aberto
21 - 23	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
23 - 24	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado
20 - 24	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado	Fechado

Tabela 4: Estado dos Dispositivos de Comutação



Figura 25: Configuração após otimização multicritério

	Valor Inicial	Otimização Monocritério DEC	Otimização Monocritério FEC	Otimização Monocritério ENS	Otimização Multicritério
DEC (horas/ano)	45,0003	25,7250	51,7698	40,0122	31,1823
FEC (interrupções/ano)	18,5942	14,6230	14,0190	17,8855	14,4733
ENS (kWh/ano)	771.785	576.341	636.113	382.426	506.845

Tabela 5: Comparação de Resultados – Otimização Monocritério e Multicritério

A partir dos dados apresentados na Tabela 5, percebe-se que os resultados da otimização monocritério pelo DEC apresentam uma redução desse indicador em consideráveis 42,8%. Além disso, ainda houve diminuição do FEC em 21,4% e do ENS em 25,32%.

Observa-se que a otimização monocritério pelo FEC a reduziria em 24,6%, mas causaria um aumento no DEC em 15,0%. O ENS foi reduzido em 17,6%, contudo se encontra distante do seu valor ótimo.

A otimização monocritério pelo ENS apresentou uma redução desse indicador em significativos 50,4%. Entretanto, o DEC foi reduzido em apenas 11,1% e o FEC em 3,8%, consideravelmente menores que os melhores valores de redução para esses critérios: 42,8% e 24,6%, respectivamente.

A otimização multicritério obteve uma redução de 30,7% para o DEC, 22,2% para o FEC e 34,3% para o ENS. Esses resultados são razoavelmente próximos dos melhores valores obtidos na otimização monocritério e, ao mesmo tempo, são soluções harmoniosas, que atendem satisfatoriamente a todos critérios.

5.3.2) Estudo de caso – CEMIG

Na seção 3.5.2, obteve-se a equação para cálculo da taxa de falhas do estudo de caso da CEMIG. Entretanto, as técnicas de otimização utilizadas pressupõem que o cálculo dos incrementos de DEC, FEC e ENS, após a alteração da configuração topológica da rede, deve considerar a taxa de falhas obtida pelos ramos em separado, como no exemplo teórico. No caso da CEMIG, os dados estão agrupados por alimentador, o termo θ da

equação da taxa de falhas (23) tende a possuir uma magnitude muito elevada, podendo conduzir o processo de otimização a resultados errôneos.

Além disso, como também se discutiu na seção 3.5.2, os dados agrupados por alimentador não permitem obter equações para o cálculo do tempo médio de restabelecimento. Finalmente, no CONINT, não há registros da carga média não suprida em cada interrupção, prejudicando a modelagem do ENS.

Levando o exposto em consideração, percebe-se que, a partir dos dados disponibilizados pela CEMIG para este estudo, não é possível aplicar as técnicas de otimização propostas de maneira adequada.

CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES

No presente trabalho, foram apresentados métodos e algoritmos para a modelagem dos indicadores de confiabilidade de fornecimento de energia elétrica e sua otimização monocritério e multicritério, objetivando a solução do problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição. Os resultados do trabalho serviram como base para implementação das funções correspondentes no sistema computacional SORD.

Foram desenvolvidos e aplicados procedimentos que permitem, baseado em regressões lineares e nos elementos da teoria de decisão estatística, avaliar a taxa de falhas e o tempo médio de restabelecimento do sistema.

A partir da taxa de falhas e do tempo médio de restabelecimento, foram descritas técnicas que possibilitam a modelagem dos indicadores de confiabilidade de fornecimento de energia elétrica, como DEC, FEC e ENS. Os indicadores DEC e FEC são estabelecidos e regulamentados em portarias da ANEEL. O ENS mostra-se de grande interesse para as concessionárias, pois reflete a quantidade de energia que deixou de ser vendida ao consumidor.

As metodologias propostas para a modelagem dos indicadores de confiabilidade de fornecimento de energia elétrica foram ilustradas a partir de um exemplo e, com algumas adaptações, podem ser aplicadas à rede de distribuição da CEMIG. Em particular, no CONINT, não há disponibilidade dos dados das interrupções para os ramos, apenas para os alimentadores. Essas informações seriam de grande interesse, não somente para este

76

trabalho, mas para a própria concessionária, a fim de acompanhar melhor a confiabilidade da energia elétrica que fornece aos seus consumidores. Ainda assim, foi possível modelar o DEC e o FEC com sucesso, mas não foi possível obter o tempo médio de restabelecimento e modelar o ENS.

A partir da modelagem dos indicadores DEC, FEC e ENS, foi possível realizar a otimização da configuração de redes de distribuição. No sistema fictício, os valores obtidos apresentaram melhoria significativa se comparados aos valores relativos à configuração inicial. A otimização multicritério forneceu resultados razoavelmente próximos aos ótimos e de maneira harmoniosa.

Não foi possível realizar os estudos de otimização à rede de distribuição da CEMIG, pois as técnicas apresentadas pressupõem os dados disponíveis por ramos, e a estrutura do CONINT, com os dados por alimentador, não se mostrou suficiente. Entretanto, uma vez que a metodologia foi desenvolvida e apresentada, torna-se tarefa mais simples aplicá-la no momento em que a CEMIG disponibilizar esses dados.

Assim, recomenda-se o armazenamento dos dados das interrupções para cada ramo do sistema, possibilitando, em trabalhos futuros, obter o tempo médio de restabelecimento, e modelar o ENS. Além disso, seria possível realizar a otimização da configuração de redes nos sistemas de distribuição, considerando DEC, FEC e ENS como critérios. Finalmente, uma melhoria na consistência da base de dados permitiria a inclusão da região Centro nos estudos. Isso se mostra bastante relevante, devido ao grande número de consumidores e sua importância econômica para o estado de Minas Gerais.

77

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1. CEMIG. CEMIG em Números. Belo Horizonte: CEMIG, 2005.
- 2. ELETROBRÁS. Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1996.
- 3. R. Billinton, W. Li, Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. New York: Plenum, 1994.
- 4. A.V. Prakhovnik, P.I. Ekel, A.F. Bondarenko, Modelos e Métodos de Otimização e Controle de Modos de Operação de Sistemas de Fornecimento de Energia Elétrica. Kiev: ISDO, 1994 (em ucraniano).
- A. Merlin, H. Back, Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system, in Proceedings of the 5th Power Systems Computation Conference. Cambridge, 1975, 1-18.
- S. Civanlar, J.J. Grainger, H. Yin, S.S.H. Lee, Distribution feeder reconfiguration for loss reduction, IEEE Transactions on Power Delivery, 3(3), 1988, 1217-1223.
- 7. A.Z. Krushelnitsky, V.V. Litvinenko, O.V. Musatov, V.A. Popov, B.N. Serdyk, P.I. Ekel, Aplicação de sistema informativo-computacional para cálculos operacionais em sistemas de fornecimento de energia elétrica, **Redes e Sistemas Elétricos**, 16, 1980, 65-75 (em russo).
- V.V. Zorin, I.V. Nedin, Escolha de esquemas ótimos das redes de distribuição considerando a confiabilidade com ajuda de computador, Experiência de Projeto de Sistema de Fornecimento de Energia Elétrica de Cidades. Leningrado: Energia, 1973, 112-115 (em russo).
- 9. V.A. Popov, P.I. Ekel, Aplicação de teoria de conjuntos fuzzy para selecionar os pontos de desconexão em redes elétricas de distribuição com vários critérios, **Eletrodinâmica Técnica**, 5(6), 1983, 50-55 (em russo).
- 10. M. E. Baran and F. Wu, Network reconfiguration in distribution system for loss reduction and load balancing, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 4(2), 1989, 1401-1407.
- 11. H.D. Chiang, J.J Rene, Optimal network reconfiguration in distribution systems: Part 1: A new formulation and solution methodology, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 5(4), 1990, 1902-1908.
- 12. H.D. Chiang, J.J. Rene, Optimal network reconfiguration in distribution systems: Part 2: Solution algorithms and numerical results, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 5(3), 1990, 1568-1574.
- C.R. Cavati, E.P. Ferreira, P.Ya. Ekel, Fuzzy set theory based emergency control for distribution systems, in **Proceedings of the 2000 IEEE PES Winter Meeting**. Singapore, 2000, 2786-2791.
- B. Venkatesh, R. Ranjan, H.B. Gooi, Optimal reconfiguration of radial distribution systems to maximize loadability, IEEE Transactions on Power Systems, 19(1), 2004, 260-266.

- M. Arias-Albornoz, H. Sanhueza-Hardy, Distribution network configuration for minimum energy supply cost, IEEE Transactions on Power Systems, 19(1), 2004, 538-542.
- R.P. Broadwater, A.H. Khan, H.E. Shaalan, R.E. Lee. Time varying load analysis to reduce distribution losses through reconfiguration, IEEE Transactions on Power Delivery, 8(1), 1993, 294-300.
- E. López, H. Opazo, L. García, P. Bastard, Online reconfiguration considering variability demand: application to real networks, IEEE Transactions on Power Systems, 19(1), 2004, 549-553.
- V.V. Zorin, A.Z. Krushelnitsky, V. A. Popov. P.I. Ekel, K. Bassam, A.A. Zuravlev, A.S. Belov, Otimização de desenvolvimento de redes de distribuição de baixa tensão, **Revista de Estabelecimentos de Educação Superior de URSS.** Energética, 34(3), 1991, 25-28 (em russo).
- 19. K. Nara, T. Satoh, H. Kuwabara, K. Aoki, M. Kitagawa, T. Ishihara, Distribution systems expansion planning by muli-stage branch exchange, **IEEE Transactions on Power Systems**, 7(1), 1992, 208-214.
- R.J. Sarfi, M.M.A. Salama, A.Y. Chikhani, Distribution system reconfiguration for loss reduction: an algorithm based on network portioning theory, IEEE Transactions on Power Systems, 11(1), 1996, 504-510.
- 21. J.G. Pereira Jr., Otimização Monocritério e Multicritério da Configuração de Redes em Sistemas de Distribuição: Dissertação de Mestrado. Belo Horizonte: PUC-MG, 2007.
- 22. P. Ekel, W. Pedrycz, R. Schinzinger, A general approach to solving a wide class of fuzzy optimization problems, **Fuzzy Sets and Systems**, 97(1), 1998, 49-66.
- 23. P.Ya. Ekel, Methods of decision making in fuzzy environment and their applications, **Nonlinear Analysis**, 47(5), 2001, 979-990.
- 24. P.Ya. Ekel, Fuzzy sets and models of decision making, **International Journal of Computers and Mathematics with Applications**, 44(7), 2002, 863-875.
- 25. P.Ya. Ekel, L.D.B Terra, V.A. Popov, C.C. Fontes, J.P. Souza, Taking into account power system reaction in problems of multicriteria optimizing network configuration in distribution systems, in **Proceedings of the IEEE Power Tech'99 Conference**. Budapest, 1999, Paper BPT99-398-25.
- 26. R.C. Berredo, E.S. Cruz, P. Ekel, M.F.D. Junges, J.G. Pereira Jr., V.A. Popov, M.M. Gontijo, Monocriteria and multicriteria optimization of network configuration in distribution systems, in **Proceedings of the 2005 WSEAS International Conference on Power Engineering Systems**. Rio de Janeiro, 2005, 117-122.
- 27. Resolução Normativa Nº 505 da Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2001 (republicado em 06/04/2004).
- 28. Resolução Normativa Nº 24 da Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2000.
- 29. V.V. Zorin, V.V. Tislenko, F. Kloeppel, G. Adler, **Confiabilidade de Sistemas de Fornecimento de Energia Elétrica**. Kiev: Vuscha Schkola, 1984 (em russo).
- 30. R. Billinton. **Power System Reliability Evaluation.** New York: Gordon & Breach, 1970.
- 31. R. Billinton, P. Wang, Reliability network equivalent approach to distribution system reliability evaluation, **IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, 145(2), 1998, 149-153.

- 32. W. H. Kersting, W. H. Phillips, R. C. Doyle, Distribution feeder reliability studies, **IEEE Transactions on Industry Applications**, 35(2), 1999, 319-323.
- M. Fotuhi-Firuzabad, A. Rajabi-Ghahnavie, An analytical method to consider dg impacts on distribution system reliability, in Proceedings of the 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific. Dalian, 2005, 1-6.
- 34. T. Gonen. Electric Power Distribution System Engineering. New York: McGraw-Hill, 1986.
- 35. R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christie, S. S. Venkata, R. Fletcher, Distribution system reliability assessment using hierarchical Markov modeling, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 11(4), 1996, 1929-1934.
- 36. R. Billinton, J. Acharya, Consideration of multi-state weather models in reliability evaluation of transmission and distribution systems, in **Proceedings of the CCECE**. Saskaton, 2005, 619-622.
- 37. R. Billinton, J. Acharya, Distribution system reliability assessment incorporating weather effects, in **Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference**. Newcastle, 2006, 282-286.
- Computational Science Education Project. Introduction to Monte Carlo Methods. Disponível em http://www.ipp.mpg.de/de/for/bereiche/stell arator/Comp_sci/CompScience/csep/csep1.phy.ornl.gov/mc/mc.html>. Acesso: 05 nov. 2006.
- 39. X. Liang, L. Goel, Distribution system reliability evaluation using the Monte Carlo simulation method, **Electric Power Systems Research**, 40(2), 1997, 75-83.
- 40. R. Billinton, P. Wang, Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation, **IEEE Transactions on Power Systems**, 14(2), 1999, 397-403.
- 41. S. Asgarpoor, M. J. Mathine, Reliability evaluation of distribution systems with non-exponential down times, **IEEE Transactions on Power Systems**, 12(2), 1997, 579-584.
- 42. Y. Ou, L. Goel, Using Monte Carlo simulation for overall distribution system reliability worth assessment, **IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, 146(5), 1999, 535-540.
- 43. R. Billinton, P. Wang, Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques, **IEEE Trans. Power Systems**, 13(4), 1998, 1245-1250.
- 44. M.H.J. Bollen, Method for reliability analysis of industrial distribution systems, **IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, 140(6), 1993, 497-502.
- 45. R.N. Allan, M.G. De Silva, Evaluation of reliability indices and outage costs in distribution systems, **IEEE Transactions on Power Systems**, 10(1), 1995, 413-419.
- Y. Ding, P. Wang, L. Goel, R. Billinton, R. Karki. Reliability assessment of restructured power systems using reliability network equivalent and pseudosequential simulation techniques, *Eletric Power Systems Research*, 77 (12), 2007, 1665-1671.
- A.T. Brint, W. R. Hodgkins, D. M. Rigler, S. A. Smith, Evaluating strategies for reliable distribution, IEEE Computer Applications in Power, 11(3), 1998, 43-47.

- 48. D.M. Rigler, W. R. Hodgkins, R. N. Allan, Quantitative reliability analysis of distribution systems: automation, **Power Engineering Journal**, 13(4), 1999, 201-204.
- 49. D.A. Walder, J.G. Tine, Improved distribution system reliability at Northeast Utilities: A Case Study, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 8(2), 1993, 689-696.
- 50. S. Kazemi, M. Fotuhi-Firuzabad, R. Billinton, Reliability assessment of an automated distribution system, **IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, 1(2), 2007, 223-233.
- 51. Y. Tang, Power distribution system planning with reliability modeling and optimization, **IEEE Transactions on Power Systems**, 11(1), 1996, 181-189.
- 52. R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christie, S. S. Venkata, R. Fletcher, Automated primary distribution system design: reliability and cost optimization, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 12(2), 1997, 1017-1022.
- R. Billinton, S. Jonnavithula, Optimal switching device placement in radial distribution systems, IEEE Transactions on Power Delivery, 11(3), 1996, 1646-1651.
- 54. P. Wang, R. Billinton, Demand-side optimal selection of switching devices in radial distribution system planning, **IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution**, 145(4), 1998, 409-414.
- 55. V.A. Popov, L.N. Canha, F.A. Farret, A.R. Abaide, M.G. Rodrigues, D.P. Bernardon, A.L. Konig, L. Comasseto, A.P. Licht, Algorithm of reliability optimization for operational planning of distribution systems in Proceedings of the 2004 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America. São Paulo, 2004, 523-528.
- 56. D.P. Bernadon, L. Comassetto, A.R. Abaide, L.N. Canha, M.A.T. Gobbo, New Methods for Distribution Network Reconfiguration from Multicriteria Decision Making, in **Powereng 2007**. Setúbal, 2007, 225-230.
- 57. C.H.N. Magalhães, M.R. Gouvêa, F.A.T. Silva, C.M.V Tahan, L.G.C. Araújo Filho, Custo da interrupção do fornecimento de energia elétrica, in Anais do IV Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica. Porto Alegre, 2001, 373-377.
- 58. R. E. Brown, J. R. Ochoa, Distribution system reliability: default data and model validation, **IEEE Transactions on Power Systems**, 13(2), 1998, 704-709.
- 59. R.E. Brown, S. Gupta, R.D. Christie, S.S., Distribution system reliability assessment: momentary interruptions and storms, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 12(4), 1997, 1569-1575.
- 60. M.M. Adibi, D.P. Milanicz, Estimating restoration duration, **IEEE Transactions on Power Systems**, 14(4), 1999, 1493-1498.
- 61. R. Billinton, Z. Pan, Historic performance-based distribution system risk assessment, **IEEE Transactions on Power Delivery**, 19(4), 2004, 1759-1765.
- 62. M.R. Spiegel. Estatística: Resumo da teoria. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1977.
- 63. W. M. Trochim. **The Research Methods Knowledge Base**. Disponível em http://www.socialresearchmethods.net/kb>. Acesso em: 12 mar. 2006.
- 64. P. Dalgaard. Introductory Statistics with R. Springer, 2002.

- 65. J. Jones. **Statistics: Lecture Notes**. Disponível em <http://www.richland.edu/ james/lecture/m170/>. Acesso em: 16 ago. 2007.
- 66. ONS. Indicadores de Qualidade da Operação. Disponível em: http://www.ons.org.br/indicadores_desempenho/qualidade_operacao.aspx. Acesso: 16 mai. 2007.
- 67. CEMIG. **Portal CEMIG**. Disponível em: <http://www.cemig.com.br>. Acesso: 20 jan. 2007.
- ANEEL. Indicadores de Qualidade. Disponível em http://www.aneel.org.br/aplicacoes/Indicadores_de_Qualidade>. Acesso: 15 mai. 2007.
- 69. ELETROBRÁS. **Planejamento de Sistemas de Distribuição**. Rio de Janeiro: Campus, 1982.
- 70. L.A. Rasstrigin. **Sistemas de Controle Extremo**. Moscou: Sovetskoe Radio, 1974 (em Russo).
- 71. S. Rao. Engineering Optimization: Theory and Practice. New York: John Wiley & Sons, 1996.
- 72. R.N. Allan, R. Billinton, A.M. Breipohl, C.H. Grigg, Bibliografy on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1992-1996, **IEEE Transactions on Power Systems**, 14(1), 1999, 51-57.
- 73. R. Billinton, M.F. Firuzabad, L. Bertling Bibliografy on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1996-1999, **IEEE Transactions on Power Systems**, 16(4), 2001, 595-602.

APÊNDICE A

Neste apêndice, encontram-se os dados relativos ao sistema fictício de distribuição utilizado nesse estudo.

Barra	Carga Média	Consumidores
	(kW)	Ligados
1	235	17
2	423	33
3	8400	2
4	1190	3
5	27	850
6	310	56
7	243	30
8	301	19
9	205	52
10	458	89
11	298	28
12	273	15
13	265	27
14	393	34
15	308	29
16	412	43
17	315	61
18	398	87
19	401	31
20	297	58
21	312	32
22	378	49
23	234	25
24	208	28

Tabela 6: Dados das Barras

Ramo	Comprimento	Falhas/Ano	
	(km)		
A - 1	9	5	
1 - 2	6	4	
2 - 3	8	5	
3 - 4	12	6	
4 - 5	10	6	
1 - 6	5	4	
6 - 7	4	3	
B - 8	1	1	
8 - 9	2	1	
9 - 10	5	3	
10 - 11	4	2	
11 - 12	4	3	
7 - 12	2	1	
9 - 13	1	3	
13 - 15	2	4	
C - 14	8	5	
14 - 15	3	3	
14 - 16	5	2	
14 - 17	8	5	
17 - 18	7	4	
5 - 18	5	5	
18 - 19	3	3	
19 - 20	4	3	
D - 21	4	3	
21 - 22	3	4	
16 - 22	6	4	
21 - 23	8	4	
23 - 24	9	5	
20 - 24	4	4	

Tabela 7: Dados dos Ramos

Alimentador A		Alimentador B		
Número de	Tempo de	Número de	Tempo de	
Ramos	Restabelecimento	Ramos	Restabelecimento	
	(horas decimais)		(horas decimais)	
0	0,42	0	0,17	
1	0,73	1	0,67	
2	0,95	2	1,24	
3	1,19	3	1,36	
4	1,32	4	1,54	
5	1,51	5	1,91	
6	1,74	6	2,34	
7	2,12	7	2,67	
8	2,65	8	2,94	
9	2,87	9	3,33	
10	3,11	10	3,51	
11	3,27	11	4,01	
12	3,49	12	4,19	
13	3,74	13	4,66	
14	4,01	14	5,13	
15	4,49	15	5,57	
16	4,98	16	6,19	
17	5,31	17	6,78	
18	5,72	18	7,01	
19	6,11	19	7,22	
20	6,51	20	7,5	
21	6,74	21	7,89	
22	7,13	22	8,01	
23	7,51	23	8,35	
24	7,99	24	8,46	
25	8,15	25	8,88	
26	8,27	26	9,1	
27	8,56	27	9,24	
28	8,91	28	9,71	
29	9,33	29	10,15	

Tabela 8: Dados dos Alimentadores A e B

Alimentador C		Alimentador D		
Número de	Tempo de	Número de	Tempo de	
Ramos	Restabelecimento	Ramos	Restabelecimento	
	(horas decimais)		(horas decimais)	
0	0,05	0	0,14	
1	0,54	1	0,32	
2	0,81	2	0,84	
3	1,13	3	1,11	
4	1,78	4	1,21	
5	1,89	5	1,69	
6	2,01	6	2,02	
7	2,23	7	2,43	
8	2,65	8	2,67	
9	3,01	9	3,13	
10	3,45	10	3,69	
11	3,78	11	3,81	
12	4,03	12	4,21	
13	4,32	13	4,41	
14	4,56	14	4,85	
15	4,9	15	5,32	
16	5,11	16	5,79	
17	5,39	17	6,28	
18	5,67	18	6,69	
19	6,05	19	6,9	
20	6,39	20	7,14	
21	6,78	21	7,36	
22	7,12	22	7,89	
23	7,37	23	8,03	
24	7,54	24	8,15	
25	7,97	25	8,34	
26	8,23	26	8,76	
27	8,67	27	8,99	
28	8,9	28	9,18	
29	9,1	29	9,53	

Tabela 9: Dados dos Alimentadores C e D