

**ANÁLISE DA FIABILIDADE DA REDE DE
TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO**

F. Maciel Barbosa

Janeiro 2013

ÍNDICE

ÍNDICE.....	3
1. INTRODUÇÃO	7
2. A ANÁLISE DA FIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS	8
3. RECOLHA DE DADOS	9
4. PARÂMETROS DOS COMPONENTES E ÍNDICES DO SISTEMA	10
5. CONSIDERAÇÃO DOS ESTADOS ATMOSFÉRICOS	11
6. MÉTODOS DE ANÁLISE DAS REDES ELÉTRICAS	11
7. ANÁLISE DE UM PEQUENO SISTEMA, CONSIDERANDO APENAS UM ESTADO ATMOSFÉRICO	11
8. ANÁLISE DOS MODOS DE AVARIA E REDUÇÃO DO SISTEMA	14
9. MODELOS DO SISTEMA CONSIDERANDO DOIS ESTADOS ATMOSFÉRICOS.....	16
10. INCLUSÃO DA MANUTENÇÃO NA ANÁLISE DE REDES.....	22
10.1 CONSIDERAÇÃO DE UM SÓ ESTADO ATMOSFÉRICO.....	22
10.2 CONSIDERAÇÃO DE DOIS ESTADOS ATMOSFÉRICOS	26
11. APLICAÇÃO DOS PROCESSOS DE MARKOV À ANÁLISE DA FIABILIDADE DE UMA REDE	27
12. CONSIDERAÇÃO DE ACÇÕES DE ISOLAMENTO NA ANÁLISE DA FIABILIDADE DA REDE	28
12.1 APLICAÇÃO A UMA REDE RADIAL.....	30
13. MODOS DE AVARIA E ACÇÕES DE ISOLAMENTO.....	33
14. OBJECTIVOS DOS ESTUDOS DE FIABILIDADE.....	37
BIBLIOGRAFIA	41
APÊNDICE I.....	43
INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	43
APÊNDICE II	46
INDICADORES DE DESEMPENHO UTILIZADOS PELA REN	46
EXERCÍCIOS DE APLICAÇÃO	47

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1--Estrutura de um Sistema Elétrico de Energia	8
Fig. 2.2 -- Os viveis hierárquicos da fiabilidade do SEE.....	8
Fig. 7.1 – Sistema série e equivalente.....	11
Fig. 7.2 – Sistema paralelo e equivalente	12
Fig. 7.3 – Sistema Elétrico de Energia.....	13
Fig. 8.1 – Sistema elétrico.....	14
Fig. 9.1 – Sistema paralelo constituído pelo componente 1 e pelo estado atmosférico.....	17
Fig. 9.2 – Sistema série-paralelo para o cálculo da fiabilidade de um sistema constituído por dois componentes em paralelo e considerando a existência de dois estados atmosféricos	21
Fig. 10.1 – Representação gráfica da metodologia seguida para o cálculo dos índices de um sistema, considerando acções de manutenção	23
Fig. 11.1 – Diagrama de estados do sistema representado na figura 8.1	28
Fig. 12.1 – Sistema elétrico de energia	29
Fig. 12.2 – Rede de distribuição radial	30
Fig. 12.3 – Rede de distribuição em anel, explorada como rede radial	32
Fig. 13.1 – Componente residindo em 3 estados	34
Fig. 13.2 – Esquema de uma rede eléctrica	35
Fig. 14.1 – Análise da fiabilidade de um sistema	38
Fig. 14.2 – Custo incremental da fiabilidade	39
Fig. 14.3 – Determinação do nível de fiabilidade óptimo para o sistema.....	40

1. INTRODUÇÃO

A função de um sistema elétrico de energia é alimentar as cargas dos consumidores de uma forma tão económica quanto possível, com "adequada" qualidade e garantindo continuidade de serviço. A qualidade refere-se ao facto de que a tensão e a frequência devem estar dentro dos valores contratuais. O problema da continuidade de serviço foi sempre um problema de difícil análise na medida em que o sistema terá que possuir sempre um número elevado de componentes cuja função é apenas a de melhorar a qualidade e garantir a continuidade de serviço quando alguns componentes saem do serviço por avaria ou por manutenção. É a problema da continuidade de serviço que pretendemos abordar ao longo destas notas.

A crescente dependência da sociedade moderna em relação à energia elétrica, e o consumo cada vez maior que dela se faz, combinado com a evolução tecnológica, tem levado ao emprego de equipamentos de maior capacidade e mais complexos. Assim, têm-se desenvolvido componentes, nomeadamente grupos produtores e transformadores, de potência cada vez maior e subestações, não só de potência mais elevada, como com sistemas de proteção e comando cada vez mais sofisticados.

Os engenheiros ligados aos sistemas elétricos da energia terão permanentemente diante de si o seguinte dilema: como aumentar a qualidade do serviço e otimizar o número dos equipamentos utilizados na rede com vista a minimizar o impacto causado ao consumidor pelas avarias e, ao mesmo tempo, decrescer os investimentos de modo a manter as tarifas a um nível aceitável.

Os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) são exemplos de sistemas em que um elevado grau de fiabilidade é esperado. Os consumidores já se habituaram a esta elevada qualidade de serviço, e já não aceitariam de bom grado, qualidades de serviço de valor inferior. Uma elevada fiabilidade dos sistemas também é exigida por muitos consumidores industriais. Por estas razões, a fiabilidade do sistema terá que ser sempre um dos fatores a ter em consideração aquando do planeamento ou reforço dos sistemas ou aquando do planeamento de serviços de manutenção.

Durante muitos anos, a fiabilidade do sistema era conseguida apenas por métodos empíricos. Hoje em dia está demonstrado que tais métodos, não só não são corretos, como não permitem a análise de sistemas complexos.

A aplicação dos métodos probabilísticos aos Sistemas Elétricos de Energia visa resolver tal dilema, apontando a escolha correta entre uma série de alternativas possíveis para a expansão da rede. Embora os primeiros trabalhos publicados sobre a aplicação de métodos probabilísticos para a realização de estudos de fiabilidade em Sistemas Elétricos de Energia (SEE) tenham surgido em 1930, só a partir da década de sessenta do século passado, é que estas técnicas começaram a ser aplicadas a sistemas reais, porque só então se passou a dispor das bases de dados necessárias e de meios computacionais adequados para a realização destas análises.

Nos últimos anos os conceitos de fiabilidade têm lido desenvolvidos e aplicados com sucesso na análise da fiabilidade de sistemas elétricos de energia reais e são tomados em consideração na tomada de decisões relativas a reforço e expansão de sistemas elétricos. As referências [15-18] apresentam um

conjunto de trabalhos que mostram a evolução da aplicação das técnicas probabilísticas a diferentes áreas do SEE.

2. A ANÁLISE DA FIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

De uma forma bastante simplista pode considerar-se um Sistema Elétrico de Energia como constituído por três subsistemas:

- o sistema de produção
- o sistema de transporte
- o sistema de distribuição.

A figura 2.1 representa a estrutura de um Sistema Elétrico de Energia.

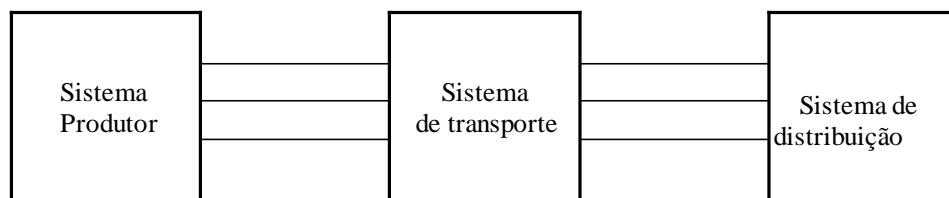


Fig. 2.1--Estrutura de um Sistema Elétrico de Energia

Para estudos de fiabilidade é usual dividir as três grandes áreas do SEE (produção, transporte distribuição) em três níveis hierárquicos (Fig.2.2)

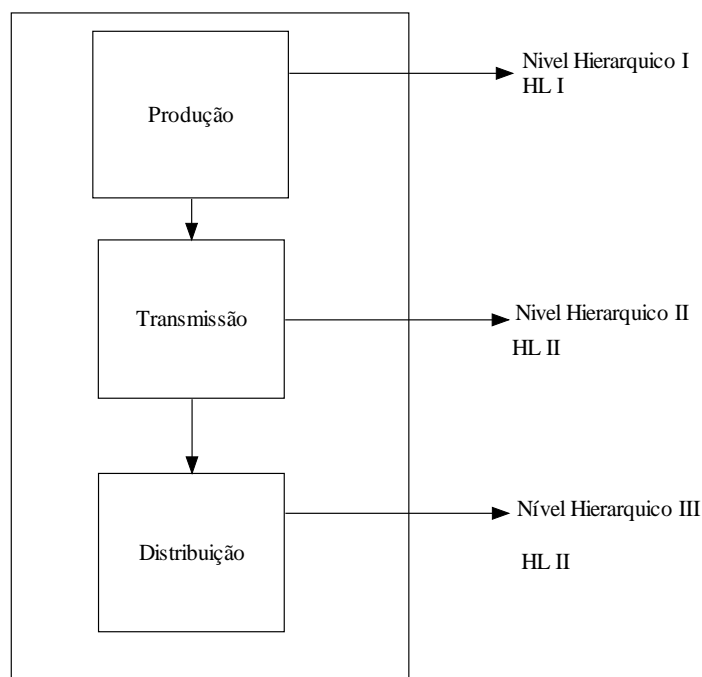


Fig. 2.2 -- Os niveis hierárquicos da fiabilidade do SEE

A rede de transporte tem como objetivo transportar a energia produzida nas centrais elétricas para os locais de consumo. Por razões de localização das centrais, nomeadamente em função das disponibilidades de recursos hídricos ou dos combustíveis ou fósseis e neste caso, da existência de uma fonte fria e a economias de escala, normalmente dispunha-se de grandes centrais relativamente afastadas dos locais de consumo, obrigando a grandes redes de transporte. Hoje em dia, com o forte crescimento das energias renováveis, distribuídas, a filosofia das redes de transporte passou a ser diferente. Este novo paradigma das redes de transporte/distribuição tem que ser tido em consideração nos estudos de distribuição.

As redes de distribuição fazem a interligação da rede de transporte com os consumidores.

As redes de distribuição, tradicionalmente, eram unidirecionais e transportavam a energia da rede de transporte para os locais de consumo. Devido à produção de energia dispersa, muitas vezes ligada à baixa tensão (BT), hoje em dia, muitas das vezes, podem ser bidirecionais.

De um modo geral os métodos para a análise da fiabilidade dos sistemas elétricos foram desenvolvidos independentemente para cada um dos subsistemas, com métodos próprios, que atendiam às condições específicas dos sistemas. Porém, na realidade, o sistema tem que ser visto e analisado como um todo, pelo que começaram a ser desenvolvidos e aperfeiçoados modelos que têm este facto em atenção e que, de um modo geral, são designados como modelos de fiabilidade do sistema composto (produção/transporte). O conhecimento da qualidade de serviço dos barramentos do sistema composto permite posteriormente analisar a qualidade de serviço do sistema de distribuição.

Os primeiros trabalhos realizados no domínio da fiabilidade dos Sistemas Elétricos de Energia eram voltados para o sistema de produção ou sistema de produção/transporte. Posteriormente, através da recolha sistemática de dados estatísticos, verificou-se que a qualidade de serviço era fortemente condicionada pela qualidade de serviço do sistema de distribuição em média e baixa tensão. Assim se justifica o facto de nos últimos anos cada vez mais atenção ser despendida na análise da fiabilidade dos sistemas de distribuição, em média e baixa tensão.

Embora o sistema de baixa tensão não origine o colapso do sistema, originando “apagões”, o certo é que é do sistema de B.T. que os índices do consumidor irão depender em grande parte.

Dados estatísticos da Qualidade de Serviço da Rede Elétrica Nacional podem ser obtidos dos Relatórios de Qualidade de Serviço, disponíveis no *site* da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) ou da Rede Energética Nacional (REN).

3. RECOLHA DE DADOS

Para qualquer estudo de fiabilidade de um sistema elétrico de energia, o conhecimento dos índices de fiabilidade dos componentes que o constituem é imprescindível. O conhecimento das características dos componentes sob o aspecto de fiabilidade (taxas de avaria, duração média das avarias, tempo médio de isolamento, etc.) é, de um modo geral, obtido a partir do armazenamento da informação respeitante ao funcionamento dos componentes e, posterior tratamento estatístico, de modo a se obterem os índices de fiabilidade dos componentes.

Para os componentes de um sistema elétrico é praticamente impossível a obtenção de dados estatísticos a partir de testes de vida acelerados. A maioria dos dados estatísticos tem na realidade que ser obtidos a partir do funcionamento real dos componentes. Assim se vê a importância que reveste a criação e manutenção de bases de dados, para que essa informação esteja permanentemente atualizada e disponível. Atendendo porém, à raridade com que muitos incidentes ocorrem, há necessidade de juntar a informação de componentes análogos de forma a se possuir uma melhor base para posterior tratamento estatístico.

É necessário ter em atenção o modo como a informação dos incidentes é tratada e o tipo de informação dos diferentes incidentes que é armazenada, tem que ser permanentemente atualizada, de acordo com o desenvolvimento dos modelos de fiabilidade, de modo a se terem sempre acessíveis os dados necessários.

4. PARÂMETROS DOS COMPONENTES E ÍNDICES DO SISTEMA

Como já referido há dois conceitos básicos quando se analisa a fiabilidade de uma rede elétrica - a violação da continuidade e a violação da qualidade de serviço. No critério da continuidade de serviço as linhas (ou melhor dizendo todos os componentes) são supostos ter uma capacidade infinita. O nosso objetivo será então calcular os índices de fiabilidade das cargas essenciais ligadas ao barramento em causa. No segundo critério, em que se procura analisar a violação da qualidade de serviço no sistema, tem-se em atenção outros factores, nomeadamente o facto do valor da tensão sair fora dos valores contratuais e a capacidade dos componentes do sistema ser excedida.

Nestas notas apenas será analisada a fiabilidade sob o aspecto da continuidade de serviço o que é suficiente para muitas aplicações.

Em estudos de fiabilidade, de um modo geral, calcula-se para cada barramento os seguintes índices:

- taxa de avarias de barramento (λ – avarias/ano)
- duração média da avaria (r – horas)
- indisponibilidade média anual do barramento (U – horas/ano)

Como já i referido os índices locais do sistema são aqueles que têm maior significado aquando da tomada de decisões. No caso de se pretender, a partir dos índices locais facilmente se calculam os índices globais.

A partir dos três índices locais referidos, e no caso de se conhecer o diagrama de cargas do barramento que está a ser analisado, facilmente se calculam os outros dois índices já referidos:

- valor médio da carga não alimentada (L - kW)
- valor médio da energia não fornecida (E - kWh)

Para se poder fazer a análise do sistema é necessário conhecer para cada componente λ e r .

5. CONSIDERAÇÃO DOS ESTADOS ATMOSFÉRICOS

Os Sistemas Eléctricos de Energia estão expostos a condições atmosféricas adversas. Como se sabe as taxas de avaria de um sistema variam com as condições atmosféricas. Embora seja possível calcular um valor médio pesado para as taxas de avaria, procurando-se assim que a taxa de avarias tenha em atenção as condições atmosféricas, verifica-se, contudo, que os resultados obtidos não são sempre satisfatórios. Na realidade, as taxas de avarias de um sistema são consideravelmente maiores durante o período de tempo adverso, o qual, normalmente, tem uma pequena duração. A média das taxas de avaria pesada pela duração de tempo normal e de tempo adverso tem praticamente o mesmo valor que a taxa de avarias não pesada. A influência que o mau tempo tem na taxa de avarias não se faz assim sentir na taxa de avarias pesada.

Por esta razão é preferível dividir o estado das condições atmosféricas num dado número de estados. Teoricamente o número de estados que se deveriam considerar deveria ser grande. Na prática, contudo apenas é normal considerar dois estados – o estado de "tempo normal" e o estado de "tempo adverso", embora existam na literatura especializada trabalhos em que são considerados três estados de tempo atmosférico (inclusão de "tempestade", em climas particulares).

6. MÉTODOS DE ANÁLISE DAS REDES ELÉCTRICAS

O método exacto para a análise das redes eléctricas, incluindo a consideração de mais do que um estado atmosférico, é por recurso aos modelos de Markov. Porém, o recurso ao modelo de Markov para a análise de sistemas reais é impraticável atendendo ao elevado número de estados que terão que ser considerados. Assim, na prática são usados métodos aproximados que dão resultados com suficiente precisão, baseados na técnica dos cortes mínimos.

7. ANÁLISE DE UM PEQUENO SISTEMA, CONSIDERANDO APENAS UM ESTADO ATMOSFÉRICO

A análise de um pequeno sistema eléctrico de energia pode ser feita por recurso aos sistemas série e paralelo. Como se sabe, num sistema série (Fig. 7.1) a taxa de avarias (λ), duração média das avarias (r) e indisponibilidade de (U) são, respetivamente:

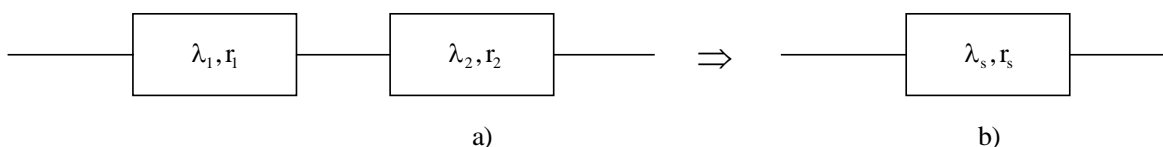


Fig. 7.1 – Sistema série e equivalente

- a) Sistema série
- b) Sistema equivalente ao sistema série

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (7.1)$$

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} \square \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \square \frac{U_s}{\lambda_s} \quad (7.2)$$

$$U_s \square \lambda_s r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (7.3)$$

Na prática, de um modo geral a ordem de cálculo dos índices é

$$\lambda_s = \sum \lambda, \quad U_s = \sum \lambda r \quad \text{e} \quad r_s = U_s / \lambda_s$$

Num sistema paralelo (Fig.7.2)

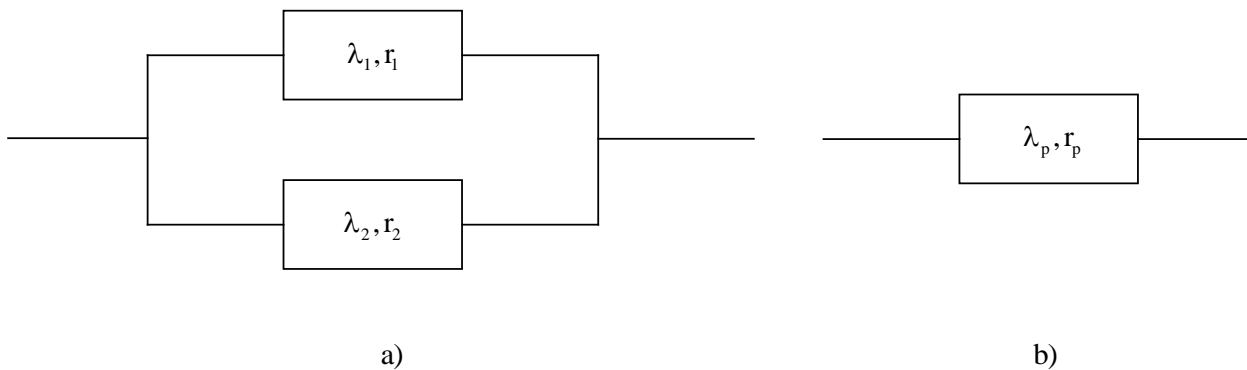


Fig. 7.2 – Sistema paralelo e equivalente

- a) Sistema paralelo
b) Sistema equivalente ao sistema paralelo

Os índices são respectivamente

$$\lambda_p \square \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (7.4)$$

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (7.5)$$

$$U_p \square \lambda_p r_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (7.6)$$

Consideremos agora o sistema representado na fig. 7.3, que é um sistema extremamente simples, para se ver como é que estas técnicas podem ser aplicadas a um Sistema Elétrico de Energia de dimensão real. O objectivo é calcular os índices de fiabilidade para os barramentos B e C.

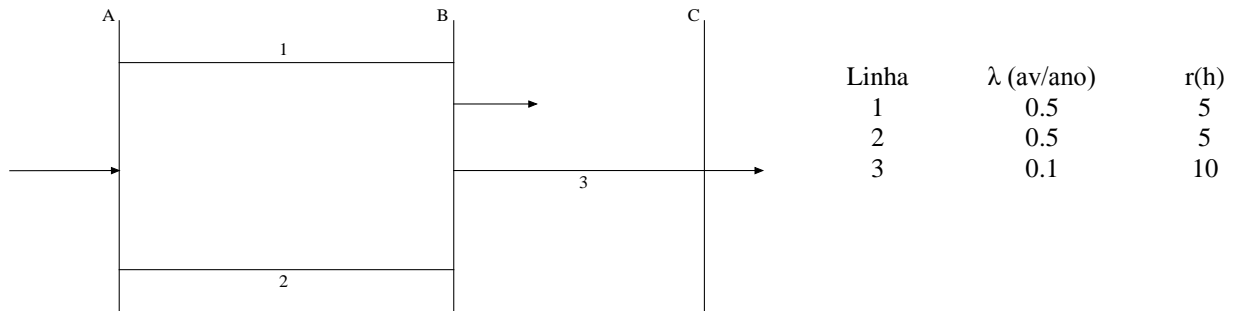


Fig. 7.3 – Sistema Elétrico de Energia

Para calcular os índices do barramento B, as linhas 1 e 2 deverão ser combinadas em paralelo, utilizando as equações (7.4), (7.5) e (7.6).

Teremos então

$$\begin{aligned}\lambda_B &= \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \\ &= 0.5 \times 0.5 (5 + 5) / 8760 \quad (8760 \text{ número de horas de um ano}) \\ &= 2.85 \times 10^{-4} \text{ av/ano}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}r_B &= \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \\ &= \frac{5 \times 5}{5 + 5} = 2.5 \text{ h}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}U_B &= \lambda_B r_B = 2.85 \times 10^{-4} \times 2.5 / 8760 \\ &= 8.145 \times 10^{-8} \text{ ano/ano} = \text{probabilidade} \\ &= 7.2 \times 10^{-4} \text{ h/ano}\end{aligned}$$

Para calcular os índices do barramento C, as linhas 1 e 2 devem ser combinadas em paralelo como já foi feito, e então combinadas com a linha 3, em série

$$\begin{aligned}\lambda_C &= \lambda_B + \lambda_3 \\ &= 2.85 \times 10^{-4} + 0.1 = 0.1003 \text{ av/ano} \\ r_C &= \frac{U_B + \lambda_3 r_3}{\lambda_C} = 9.97 \text{ h} \\ U_C &= \lambda_C r_C = 1.001 \text{ h/ano}\end{aligned}$$

Notar que neste caso particular os índices do barramento C, são dominados pelos índices da linha 3. Na realidade, este facto era de esperar, na medida em que para haver perda de continuidade para o barramento C é necessário que a linha 3 ou a linha 1 e 2 simultaneamente estejam fora de serviço. A saída de serviço da linha 3 é um acontecimento de primeira ordem enquanto que a avaria simultânea das linhas 2 e 3 é um acontecimento de segunda ordem. Se os índices de fiabilidade dos componentes forem da mesma ordem de grandeza, um acontecimento de ordem inferior será dominante em relação a um acontecimento de ordem superior. Notar que se os índices dos componentes forem muito diferentes o efeito oposto pode surgir.

8. ANÁLISE DOS MODOS DE AVARIA E REDUÇÃO DO SISTEMA

No exemplo anterior, os índices dos barramentos foram calculados, a partir de uma redução do sistema. Na realidade, os componentes do sistema foram aglutinados utilizando os modelos dos sistemas série e paralelo. Por este método de análise torna-se na realidade impossível identificar as áreas críticas para a fiabilidade do sistema. A outra alternativa é analisar o sistema e detetar quais os modos de avaria do sistema, isto é, detectar quais os componentes que saindo simultaneamente de serviço originam uma avaria do sistema. Os modos de avaria que resultam da saída simultânea de mais do que um componente, sob o aspecto de fiabilidade constituem sistemas de componentes ligados em paralelo. Os componentes que, ao avariar, originam uma avaria do sistema, sob o aspecto de fiabilidade constituem elementos de uma série.

Como exemplo do que foi referido consideremos o sistema representado na fig. 8.1.

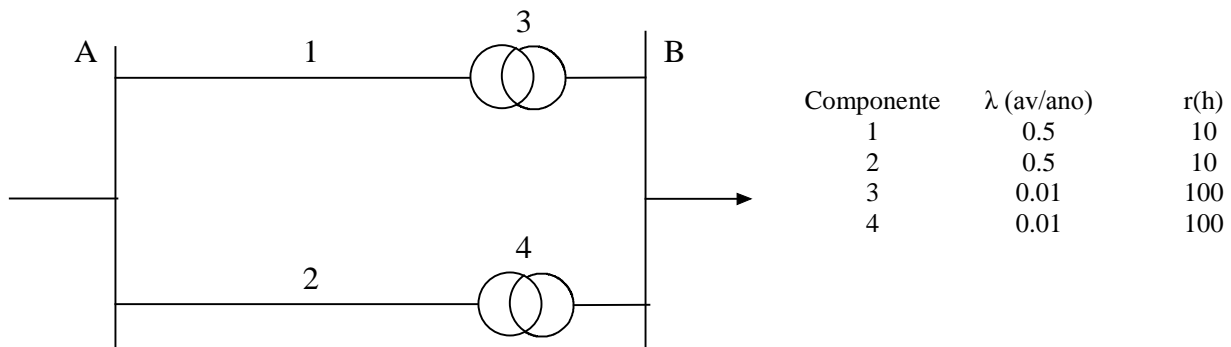


Fig. 8.1 – Sistema elétrico

Pretendemos calcular os índices de fiabilidade do sistema fazendo uma redução do sistema e detectando os modos de avaria

Resolução do problema por uma redução do sistema

Combinando os elementos 1 e 3 e 2 e 4 em série temos

$$\lambda_{1,3} = \lambda_{2,4} = 0.51 \text{ av/ano}$$

$$r_{1,3} = r_{2,4} = 11.76 \text{ h}$$

$$U_{1,3} = U_{2,4} = 6 \text{ h/ano}$$

Fazendo agora o paralelo dos sistemas equivalente a 1 e 3 e 2 e 4

temos

$$\lambda_s = 6.9 \times 10^{-4} \text{ av/ano}$$

$$r_s = 5.8 \text{ h}$$

$$U_s = 4.1 \times 10^{-3} \text{ h/ano}$$

Resolução do problema pela análise dos modos de avaria

Os modos de avaria do sistema são dados na Tabela 8.1

TABELA 8.1			
Acontecimentos sobrepostos	λ (av/ano)	r(h)	U(h/ano)
1 + 2	5.7×10^{-4}	5	2.8×10^{-3}
1 + 4	6.3×10^{-5}	9	5.7×10^{-4}
2 + 3	6.3×10^{-5}	9	5.7×10^{-4}
3 + 4	2.2×10^{-6}	50	1.1×10^{-4}
	6.9×10^{-4}	5.8	4.1×10^{-3}
	$\lambda_s = \sum \lambda$	$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s}$	$U_s = \sum U$

Embora o método de análise dos modos de avaria para a resolução do problema seja mais longo, dá contudo mais informação. Indica claramente que os valores da taxa de avarias e indisponibilidade do barramento são fortemente influenciados pela saída sobreposta das duas linhas, e que a duração média das avarias é principalmente devida à saída sobreposta dos dois transformadores. Esta informação, que não é dada pelo primeiro método de análise, é extremamente importante para a detecção das áreas críticas do sistema e onde é necessário fazer investimentos.

9. MODELOS DO SISTEMA CONSIDERANDO DOIS ESTADOS ATMOSFÉRICOS

Como já foi referido há todo o interesse em considerar na análise da fiabilidade de sistemas elétricos a existência de dois estados atmosféricos. Nessa análise do sistema temos que considerar a taxa de transição de um estado para o outro, bem como as taxas de avarias nos dois estados atmosféricos. Os seguintes índices dos componentes e dos estados atmosféricos são necessários:

λ - taxa de avarias em tempo normal (avarias/ano de tempo normal)

λ' - taxa de avarias em tempo adverso (avarias/ano de tempo adverso)

r - duração média da reparação do componente, suposta ser a mesma em qualquer dos estados atmosféricos, expressa em anos

N - duração média do período de tempo normal (anos N /ano)

S - duração média do período de tempo adverso (anos S /ano)

A partir destes dados, é possível calcular o valor médio pesado da taxa de avarias (λ_p) que será:

$$\lambda_p = \frac{N}{N+S} \lambda + \frac{S}{N+S} \lambda'$$

Iremos agora deduzir um conjunto de equações que poderão ser usadas para reduzir dois componentes em paralelo a um só (redução de redes) ou para calcular os índices de dois acontecimentos sobrepostos (análise de modos de avaria).

As equações referidas foram inicialmente deduzidas considerando sistemas constituídos por dois componentes redundantes. Quando o sistema era constituído por mais do que dois componentes, era reduzido considerando dois componentes (ou componentes equivalentes) de cada vez. A análise de sistemas reais mostrou porém que o erro introduzido com tal método de análise nem sempre é desprezável. Foram então deduzidas expressões considerando três elementos redundantes, que posteriormente eram utilizadas na análise de sistemas com um maior número de elementos. Verificou-se porém que a complexidade de tais expressões era grande e o ganho em precisão de resultados não era significativo numa grande parte dos sistemas.

Para calcular os índices de fiabilidade de dois acontecimentos sobrepostos há necessidade de considerar quatro casos:

- a) a primeira e a segunda avaria ocorrem durante tempo normal.
- b) a primeira avaria ocorre durante tempo normal e a segunda avaria ocorre durante tempo adverso.
- c) a primeira avaria ocorre durante tempo adverso e a segunda avaria durante tempo normal.
- d) a primeira e segunda avaria ocorrem durante tempo adverso.

Posteriormente ainda se pode considerar que a reparação pode ser executada durante condições atmosféricas adversas ou não.

Consideremos inicialmente que a reparação pode ser executada durante condições atmosféricas adversas.

Analisemos agora cada um dos quatro casos referidos:

a) a primeira e a segunda avaria ocorrem durante tempo normal.

O cálculo da taxa de avarias ou ocorrência de dois acontecimentos sobrepostos é feito com base na teoria das probabilidades. Na presente situação, em que ambas as avarias ocorrem em condições atmosféricas normais, esta componente da taxa de avarias é dada por:

(probabilidade de tempo normal) \times (taxa de avarias do componente 1) \times (probabilidade do componente 2 avariar durante o tempo em que o componente 1 está em reparação e o tempo é normal) + (uma expressão análoga à anterior com os componentes 1 e 2 trocados)

$$\lambda_{s1} = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 \left(\lambda_2 \frac{Nr_1}{N+r_1} \right) + \lambda_2 \left(\lambda_1 \frac{Nr_2}{N+r_2} \right) \right] \quad (9.2)$$

em que

$\frac{N}{N+S}$ - probabilidade de tempo normal

$\frac{Nr_1}{N+r_1}$ - duração média do período em que o componente 1 está em reparação e o tempo é normal

$\lambda_2 \frac{Nr_1}{N+r_1}$ - probabilidade do componente 2 avariar durante o tempo em que o componente 1 está em reparação e o tempo é normal

Vejamos em pormenor como é que algumas das parcelas da expressão (9.2) foram obtidas.

Consideremos a ocorrência sobreposta de dois acontecimentos. Um acontecimento é a avaria do componente 1 e o outro é a ocorrência de tempo normal (fig.9.1).

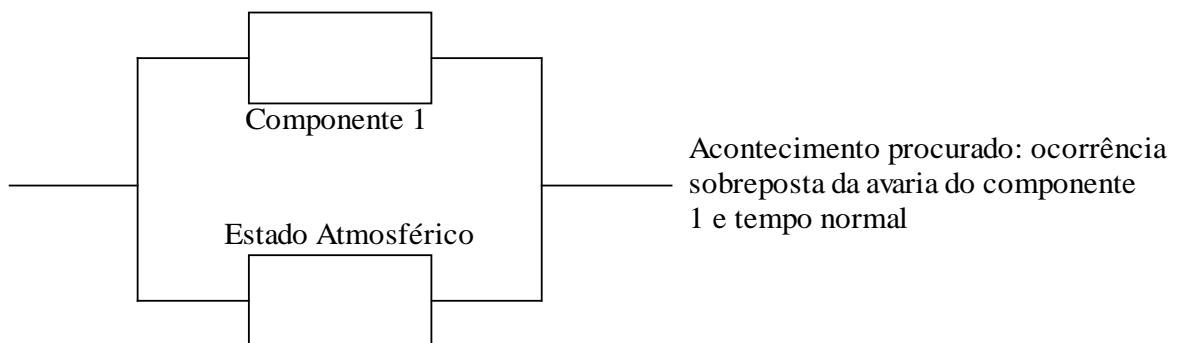


Fig. 9.1 – Sistema paralelo constituído pelo componente 1 e pelo estado atmosférico

Os dados associados a cada um dos acontecimentos são:

- Avaria do componente 1
- duração média da avaria r_1
 - taxa de avarias λ_1

Ocorrência de tempo normal

- duração média de tempo normal N
- duração média de tempo adverso S

Aplicando a equação (7.5)

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2}$$

a duração média do período em que o componente 1 está em reparação e o tempo é normal será

$$\frac{N r_1}{N + r_1}$$

Como se sabe para um acontecimento com uma taxa de ocorrência constante, a probabilidade de o acontecimento se verificar num qualquer intervalo de tempo t é independente do tempo de funcionamento anterior e é dada por

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

que se pode escrever como

$$\begin{aligned} Q(t) &= 1 - \left(1 - \lambda t + \frac{(-\lambda t)^2}{2!} + \frac{(-\lambda t)^3}{3!} + \dots \right) \\ &= \lambda t - \frac{(\lambda t)^2}{2!} + \frac{(\lambda t)^3}{3!} + \dots \end{aligned}$$

Se

$$\lambda t \ll 1$$

$$Q(t) \approx \lambda t$$

$$R(t) \approx 1 - \lambda t$$

Atendendo a este facto, a probabilidade de o componente 2 avariar durante o tempo em que o componente 1 está em reparação e o tempo é normal é dada por:

$$\lambda_2 \frac{Nr_1}{N+r_1}$$

Uma vez que a duração média da reparação dos componentes é muito pequena quando comparada com a duração média do tempo normal temos

$$r_1 \ll N$$

$$\begin{aligned} \lambda_{s1} &= \frac{N}{N+S} [\lambda_1 (\lambda_2 r_1) + \lambda_2 (\lambda_1 r_2)] \\ &= \frac{N}{N+S} [\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)] \end{aligned} \quad (9.3)$$

Como facilmente se vê esta expressão coincide com a expressão 7.4 no caso de só se considerar a existência de um estado atmosférico.

b) a primeira avaria ocorre durante tempo normal e a segunda avaria durante tempo adverso

O problema é analisado da mesma forma que na alínea a) só que neste caso a segunda avaria só pode ocorrer se o tempo mudar entre a primeira e a segunda avaria. Consequentemente, a segunda avaria, é pesada pela probabilidade de que durante o tempo de reparação do primeiro componente o tempo mude de normal para adverso.

Assim:

$$\lambda_{s2} = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 \left(\frac{r_1}{N} \right) \left(\lambda_2 \frac{Sr_1}{S+r_1} \right) + \lambda_2 \left(\frac{r_2}{N} \right) \left(\lambda_1 \frac{Sr_2}{S+r_2} \right) \right] \quad (9.4)$$

$\frac{r_1}{N}$ - é a probabilidade de que o tempo mude de normal para adverso durante o período de reparação do componente 1

c) a primeira avaria ocorre durante tempo adverso e a segunda avaria durante tempo normal

O princípio básico de análise é o que foi seguido na alínea b. É preciso ter em atenção que, para que a segunda avaria ocorra é necessário que o tempo mude de adverso para normal entre a primeira e a segunda avaria. Porém, como $S \ll N$ pode considerar-se que a probabilidade de o tempo mudar de adverso para normal durante o tempo de reparação do primeiro componente é aproximadamente 1.

Assim:

$$\lambda_{s3} = \frac{S}{S+N} \left[\lambda_1' \left(\lambda_2 \frac{Nr_1}{N+r_1} \right) + \lambda_2' \left(\lambda_1 \frac{Nr_2}{N+r_2} \right) \right] \quad (9.5)$$

mas como, $r_1 \ll N$ (como também se considerou em a)) temos

$$\lambda_{s3} = \frac{S}{S+N} \left[\lambda_1' \lambda_2' r_1 + \lambda_2' \lambda_1' r_2 \right] \quad (9.6)$$

d) a primeira avaria e a segunda avaria ocorrem durante tempo adverso

Neste caso, usando uma metodologia análoga à usada na alínea a) temos

$$\lambda_{s4} = \frac{S}{N+S} \left[\lambda_1' \left(\lambda_2' \frac{Sr_1}{S+r_1} \right) + \lambda_2' \left(\lambda_1' \frac{Sr_2}{S+r_2} \right) \right] \quad (9.7)$$

em que, por exemplo:

$$\frac{S}{N+S} \text{ - probabilidade de tempo adverso}$$

$$\frac{Sr_1}{S+r_1} \text{ - duração média do período em que o componente 1 está em reparação e o tempo é adverso}$$

$$\lambda_2' \frac{Sr_1}{S+r_1} \text{ - probabilidade do componente 2 avariar durante o período de tempo em que o componente 1 está em reparação e o tempo é adverso}$$

Neste caso não é possível fazer mais simplificações porque S e r são da mesma ordem de grandeza.

A taxa de avarias do sistema pode ser obtida, considerando que os quatro analisados, constituem um acontecimento série sob o aspecto de fiabilidade (Fig. 9.2) pelo que

$$\lambda_s = \lambda_{s1} + \lambda_{s2} + \lambda_{s3} + \lambda_{s4} \quad (9.8)$$

e, como, a reparação pode ser iniciada logo que ocorre a avaria

$$r_s = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (9.9)$$

e

$$U_s = \lambda_s r_s \quad (9.10)$$

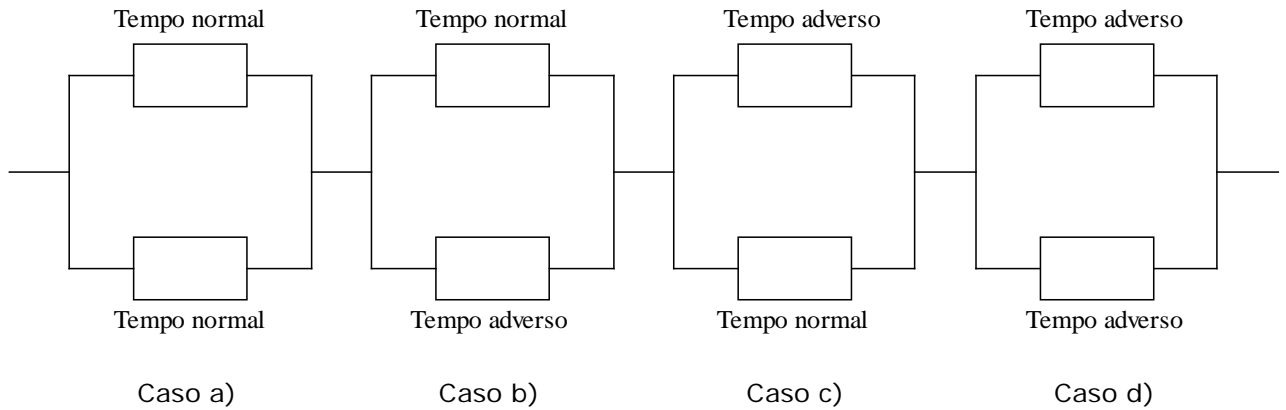


Fig. 9.2 – Sistema série-paralelo para o cálculo da fiabilidade de um sistema constituído por dois componentes em paralelo e considerando a existência de dois estados atmosféricos

Consideremos agora que a reparação não pode ser iniciada durante tempo adverso. A análise do problema é feita de um modo análogo, excepto que como a segunda avaria é suposta ocorrer em tempo adverso, a sobreposição das duas avarias deve ocorrer no tempo de duração média de tempo adverso e não no tempo de sobreposição de tempo adverso e reparação do primeiro componente. Assim os casos a) e b) mantêm-se inalterados e nos casos c) e d) teremos respectivamente.

$$\lambda_{s2} = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 \frac{r_1}{N} \lambda_2' S + \lambda_2 \frac{r_2}{N} \lambda_1' S \right] \quad (9.11)$$

e

$$\lambda_{s4} = \frac{S}{S+N} \left[\lambda_1 \lambda_2' S + \lambda_2 \lambda_1' S \right] = \frac{S}{S+N} \left[2S \lambda_1' \lambda_2' \right] \quad (9.12)$$

A taxa de avarias do sistema será então

$$\lambda_s = \lambda_{s1} + \lambda_{s2} + \lambda_{s3} + \lambda_{s4} \quad (9.13)$$

A expressão da duração média das avarias tem que ser alterada, na medida em que há que ter em atenção que a reparação não pode ser iniciada enquanto o período de tempo adverso não terminar.

Usando a expressão geral anteriormente estabelecida

$$r_s = \frac{\sum \lambda r}{\sum \lambda}$$

então

$$r_s = \frac{\lambda_{s1} + \lambda_{s3}}{\lambda_s} \left[\frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \right] + \frac{\lambda_{s2} + \lambda_{s4}}{\lambda_s} \left[\frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} + S \right]$$

$$= \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} + \frac{\lambda_{s2} + \lambda_{s4}}{\lambda_s} \cdot S \quad (9.14)$$

e

$$U_s = \lambda_s r_s \quad (9.15)$$

10. INCLUSÃO DA MANUTENÇÃO NA ANÁLISE DE REDES

Em muitos estudos a manutenção considerada como se fosse um acontecimento aleatório, sendo incluída na análise como se tratasse de avarias forçadas. Porém, é necessário notar que essa metodologia não é a correcta, porque normalmente um componente não é retirado para manutenção se originar uma indisponibilidade no sistema nem se o tempo adverso for aguardado.

10.1 CONSIDERAÇÃO DE UM SÓ ESTADO ATMOSFÉRICO

Entrando em consideração com as restrições atrás referidas, e com o facto de que o segundo componente pode avariar durante o intervalo de tempo em que o primeiro componente está em manutenção temos,

$$\lambda_s'' = \lambda_1'' (\lambda_2 r_1'') + \lambda_2'' (\lambda_1 r_2'') \quad (10.1)$$

em que

λ_s'' - taxa de avarias por manutenção para o sistema/ano

λ_1'' , λ_2'' - taxa de saídas para manutenção respetivamente para o componente 1 e 2/ano

r_1'' , r_2'' - duração média da manutenção respetivamente para o componente 1 e 2

Atendendo a que

$$r_s = \frac{\sum \lambda r}{\sum \lambda}$$

então

$$r_s'' = \frac{\lambda_1'' \lambda_2'' r_1''}{\lambda_s''} \left[\frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} \right] + \frac{\lambda_2'' \lambda_1'' r_2''}{\lambda_s''} \left[\frac{r_2'' r_1''}{r_2'' + r_1''} \right] \quad (10.2)$$

e

$$U_s'' = \lambda_s'' r_s'' \quad (10.3)$$

Se λ_s , r_s e U_s forem os índices de fiabilidade do sistema calculados atendendo apenas a avarias forçadas simultâneas dos componentes, então os índices de fiabilidade totais do sistema, incluindo portanto as acções de manutenção serão

$$\lambda_{ST} = \lambda_s + \lambda_s'' \quad (10.4)$$

$$r_{ST} = \frac{\lambda_s r_s + \lambda_s'' r_s''}{\lambda_{ST}} \quad (10.5)$$

$$U_{ST} = \lambda_{ST} r_{ST} \quad (10.6)$$

Na figura 10.1 está representada graficamente a metodologia seguida para o cálculo dos índices totais do sistema (índices calculados atendendo às avarias forçadas dos componentes e à consideração da saída de componentes para acções de manutenção).

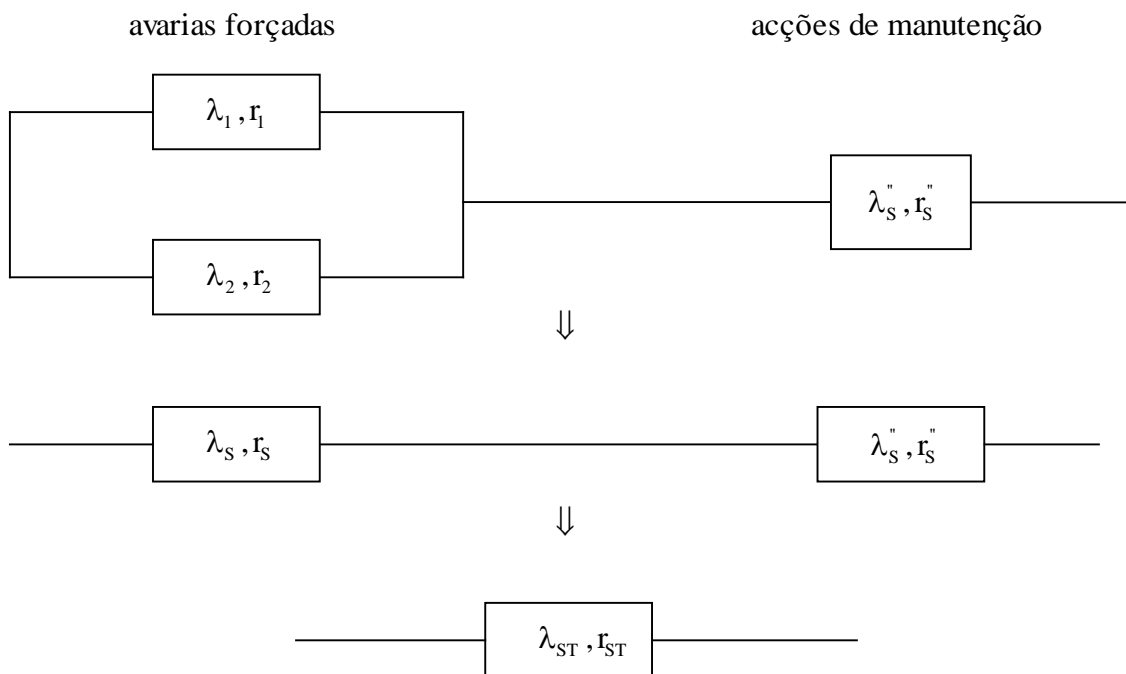


Fig. 10.1 – Representação gráfica da metodologia seguida para o cálculo dos índices de um sistema, considerando acções de manutenção

Para ilustrar a aplicação destas técnicas consideremos o sistema analisado no ponto 8 e suponhamos que cada componente é retirado uma vez por ano para ações de manutenção, durante 8 horas.

Admitamos, inicialmente que a manutenção não é coordenada, isto é, a manutenção de cada componente é feita separadamente.

Então

$$\lambda_{1,2}'' = \frac{1 \times 0.5 \times 8}{8760} + \frac{1 \times 0.5 \times 8}{8760} = 9.13 \times 10^{-4}$$

$$\lambda_{1,4}'' = \lambda_{2,3}'' = \frac{1 \times 0.01 \times 8}{8760} + \frac{1 \times 0.5 \times 8}{8760} = 4.66 \times 10^{-4}$$

$$\lambda_{3,4}'' = \frac{1 \times 0.01 \times 8}{8760} + \frac{1 \times 0.01 \times 8}{8760} = 1.8 \times 10^{-5}$$

$$\lambda_s'' = \lambda_{1,2}'' + \lambda_{1,4}'' + \lambda_{2,3}'' + \lambda_{3,4}'' = 1.8 \times 10^{-3}$$

De um modo análogo podem ser obtidos os valores de r'' e U'' , os quais são dados na tabela 10.1.

TABELA 10.1			
Componente	λ'' (av/ano)	r'' (h)	U'' (h/ano)
1 + 2	9.13×10^{-4}	4.4	4.1×10^{-3}
1 + 4	4.66×10^{-4}	4.5	2.1×10^{-3}
2 + 3	4.66×10^{-4}	4.5	2.1×10^{-3}
3 + 4	1.83×10^{-5}	7.4	1.3×10^{-4}

Utilizando os valores da tabela 10.1, temos

$$U_s'' = 8.4 \times 10^{-3}$$

$$r_s'' = U_s'' / \lambda_s'' = 4.1 \text{ h}$$

Combinando estes valores com os obtidos no ponto 8

$$\lambda_s = 6.98 \times 10^{-4} \text{ av / ano}$$

$$U_s = 4.11 \times 10^{-3} \text{ horas / ano}$$

Obtemos:

$$\lambda_{ST} = 2.56 \times 10^{-3} \text{ av / ano}$$

$$r_{ST} = 4.9 \text{ horas}$$

$$U_{ST} = 1.25 \times 10^{-2} \text{ horas / ano}$$

Consideremos agora uma manutenção coordenada isto é, cada ramo do sistema (linha e transformador) é retirado uma vez por ano durante 8 horas. Por exemplo, se os componentes 1 e 3 são retirados simultaneamente de serviço para manutenção e nesse período o componente 2 ou 4 avaria, originando assim uma avaria do sistema, temos uma taxa de avarias de:

$$\lambda'' = \frac{1 \times 0.5 \times 8}{8760} + \frac{1 \times 0.01 \times 8}{8760} = 4.6 \times 10^{-4}$$

No caso de serem os componentes 2 e 4 retirados simultaneamente para manutenção, e nesse período o componente 1 ou 3 avariar a expressão para a taxa de avarias seria análoga.

Por isso

$$\lambda_s'' = 2 \times 4.6 \times 10^{-4} = 9.2 \times 10^{-4} \text{ av / ano}$$

E, de um modo análogo:

$$U_s'' = 2 \left\{ \frac{1 \times 0.5 \times 8}{8760} \left[\frac{8 \times 10}{8 + 10} \right] + \frac{1 \times 0.01 \times 8}{8760} \left[\frac{8 \times 100}{8 + 100} \right] \right\}$$

$$= 4.2 \times 10^{-3} \text{ horas / ano}$$

$$r_s'' = \frac{U_s''}{\lambda_s''} = 4.5 \text{ horas}$$

Estes índices poderiam do mesmo modo ser combinados com os índices obtidos para as avarias forçadas, para obter os índices globais do sistema.

10.2 CONSIDERAÇÃO DE DOIS ESTADOS ATMOSFÉRICOS

- i) Consideremos primeiro que a manutenção não é feita se o tempo adverso for aguardado. Neste caso as equações são idênticas às obtidas quando apenas foi considerado um estado atmosférico, uma vez que o tempo adverso não tem qualquer impacto nos índices.
- ii) Consideremos agora que a manutenção é iniciada em tempo normal, mas que o tempo atmosférico pode mudar de normal para adverso e que a reparação é permitida em tempo adverso. Equações análogas às obtidas previamente podem ser deduzidas. É preciso, porém, ter em atenção, que neste caso, a saída inicial (por manutenção) apenas pode ocorrer em tempo normal.

Assim:

$$\lambda_s'' = \lambda_1'' \lambda_2 r'' + \lambda_2'' \lambda_1 r_2'' + \lambda_1'' \left(\frac{r_1''}{N} \right) \lambda_2' \left(\frac{S r_1''}{S + r_1''} \right) + \lambda_2'' \left(\frac{r_2''}{N} \right) \lambda_1'' \left(\frac{S r_2''}{S + r_2''} \right) \quad (10.7)$$

em que:

$\frac{r_2''}{N}$ - é a probabilidade de que o tempo mude de normal para adverso durante o período de manutenção do componente 2

$\lambda_2' \left(\frac{S r_1''}{S + r_1''} \right)$ - é a probabilidade de que o componente 2 avariar durante o período de reparação do componente 1 em tempo adverso

Designando por $\lambda_a, \lambda_b, \lambda_c$ e λ_d as quatro parcelas da expressão (10.7) e atendendo a que:

$$r = \frac{\sum \lambda r}{\sum r}$$

temos

$$r_s'' = \frac{\lambda_a'' + \lambda_c''}{\lambda_s''} \left(\frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} \right) + \frac{\lambda_b'' + \lambda_d''}{\lambda_s''} \left(\frac{r_2'' r_1''}{r_2'' + r_1''} \right) \quad (10.8)$$

e

$$U_s'' = \lambda_s'' r_s'' \quad (10.9)$$

- iii) Consideremos agora que a manutenção é iniciada em tempo normal, que as condições atmosféricas podem mudar e que a reparação não é permitida durante tempo adverso.

Neste caso os termos

$$\frac{Sr_1''}{S+r_1''} \quad e \quad \frac{Sr_2''}{S+r_2''}$$

da equação 10.7 reduzem-se a S.

Também a duração média para as parcelas λ_c'' e λ_d'' fica respectivamente

$$\frac{r_1''r_2''}{r_1''+r_2''} + S \quad e \quad \frac{r_2''r_1''}{r_2''+r_1''} + S$$

como foi analisado no ponto 9.

11. APLICAÇÃO DOS PROCESSOS DE MARKOV À ANÁLISE DA FIABILIDADE DE UMA REDE

Como já foi referido o processo exacto para a análise da fiabilidade de um sistema eléctrico é por recurso aos processos de Markov. Porém, na prática, mesmo para sistemas de pequena dimensão, a utilização desse método é extremamente laboriosa e os ganhos em precisão de resultados são praticamente nulos. Para exemplificar a utilização das técnicas de Markov a um sistema eléctrico de pequena dimensão, consideremos o sistema representado na figura 4, ignorando as operações de manutenção e considerando apenas um estado atmosférico.

Se cada componente residir em um de dois estados - estado de funcionamento ou estado de avaria, para um sistema com apenas 4 componentes há $2^4 = 16$ possíveis estados de residência, os quais estão definidos na tabela 11.1 e o diagrama de estados respectivo esta representado na figura 11.1.

TABELA 11.1

Componente	1	2	3	4
Estados	F	F	F	F
	A	F	F	F
	F	A	F	F
	A	A	F	F
	F	F	A	F
	A	F	A	F
	F	A	A	F
	A	A	A	F
	F	F	F	A
	A	F	F	A
	F	A	F	A
	A	A	F	A
	F	F	A	A
	A	F	A	A
	F	A	A	A
	A	A	A	A

O diagrama de estados da figura 11.1 pode ser analisado utilizando processos de Markov, mas, como facilmente se vê, mesmo para um sistema de dimensão muito reduzida, não é tarefa fácil.

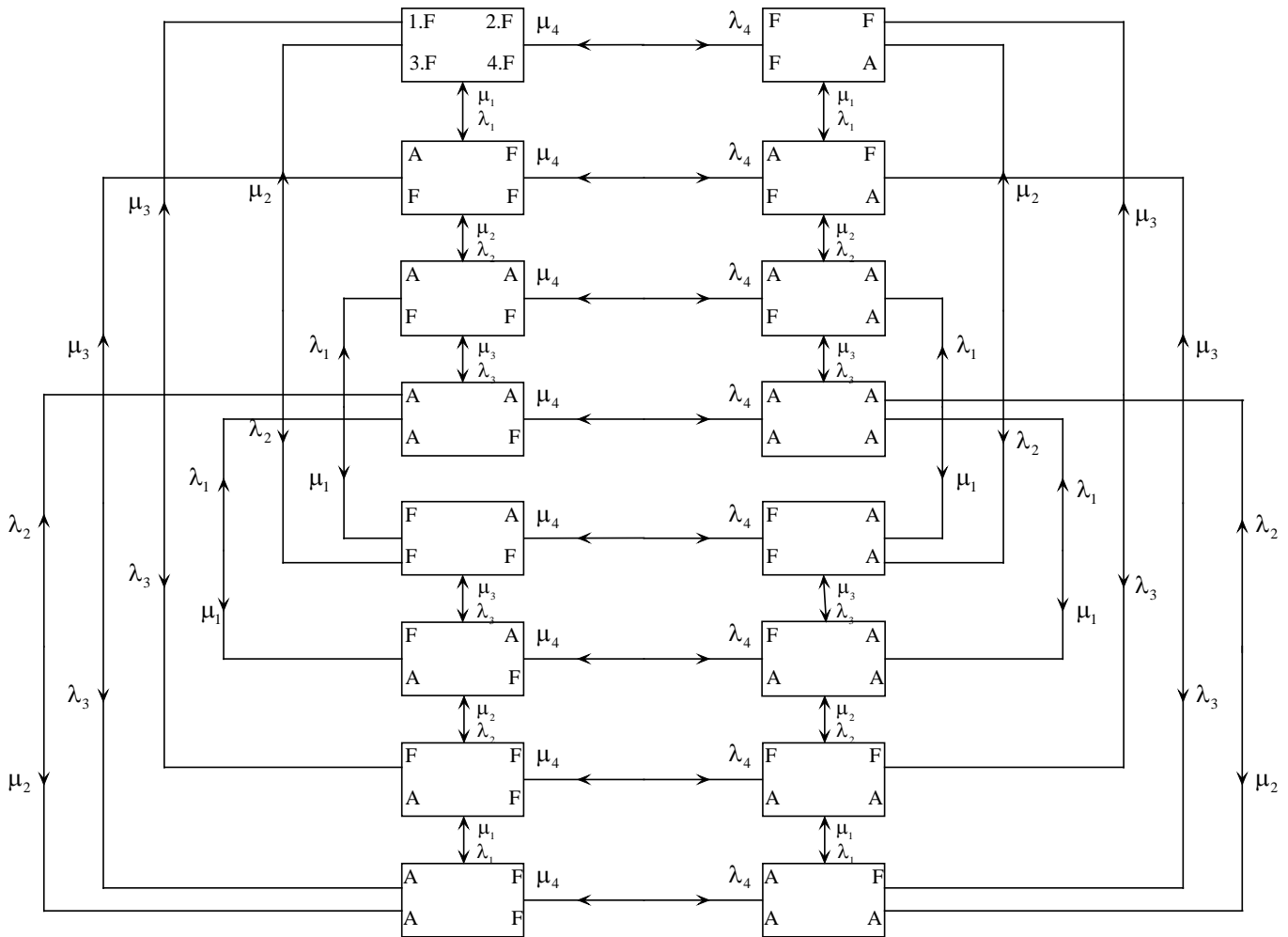


Fig. 11.1 – Diagrama de estados do sistema representado na figura 8.1

12. CONSIDERAÇÃO DE ACCÇÕES DE ISOLAMENTO NA ANÁLISE DA FIABILIDADE DA REDE

Tem-se suposto, até aqui, que um componente reside num de dois estados - estado de funcionamento ou estado de avaria, tendo sido admitido que o componente só saía do estado de avaria após a sua reparação. A análise que foi feita a partir destes conceitos, embora suficiente para muitas aplicações, não é correcta. Os valores que se obtêm para a indisponibilidade anual não são muito afastados dos correctos, mas o mesmo já se não passa com a taxa de avarias; na realidade, até ao momento, não se tomou em consideração o impacto dos componentes que avariam nos componentes em funcionamento, devido às accções de isolamento necessárias, após a ocorrência de uma avaria.

Para ilustrar este facto, analisemos o sistema representado na figura 12.1.

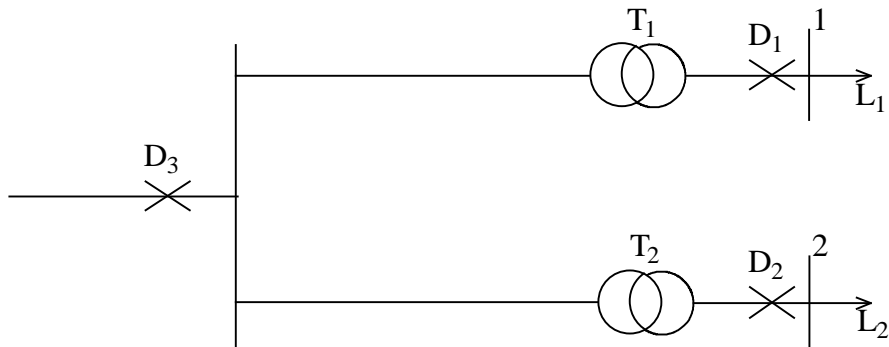


Fig. 12.1 – Sistema Elétrico de Energia

Simplifiquemos a análise, considerando apenas a ocorrência de avarias nos transformadores T_1 e T_2 . Assim, as causas de avaria dos barramentos 1 e 2 resultam apenas das avarias dos transformadores T_1 e T_2 . Os índices de fiabilidade dos barramentos 1 e 2 são respectivamente

Barramento 1 $\lambda(T_1), r(T_1), U(T_1)$

Barramento 2 $\lambda(T_2), r(T_2), U(T_2)$

Um curto-circuito à terra no transformador T_1 originará contudo a actuação do disjuntor D_3 que leva à interrupção das cargas dos barramentos 1 e 2. Logo que o transformador T_1 seja isolado para posterior reparação da avaria, o disjuntor D_3 pode ser ligado e a carga do barramento 2 é novamente alimentada. Assim, o barramento 1 está avariado e a carga deste barramento só é novamente ligada após a reparação ou substituição do transformador 1. Diremos que o barramento 1 sofreu uma avaria permanente e o barramento 2 uma avaria temporária. Seja S o tempo necessário para ligar novamente a carga do barramento 2, isto é, o tempo de isolamento do transformador T_1 .

Os índices de fiabilidade do barramento 2, serão então:

$$\lambda(L_2) = \lambda(T_2) + \lambda(T_1) \quad (12.1)$$

$$U(L_2) = \lambda(T_2)r(T_2) + \lambda(T_1)S(T_1) \quad (12.2)$$

$$r(L_2) = U(L_2)/\lambda(L_2) \quad (12.3)$$

Se as taxas de avaria dos dois transformadores forem da mesma ordem de grandeza, a taxa de avaria calculada para a carga L_2 , terá um valor muito afastado do valor correcto, se as acções de isolamento não forem tomadas em consideração. Porém, como $S \ll r$, (o tempo de isolamento é muito pequeno quando comparado com o tempo de reparação) a imprecisão no cálculo da indisponibilidade anual e da duração média das avarias é pequena.

É evidente do exposto que havendo necessidade de maior precisão no cálculo dos índices há necessidade de considerar três estados:

- estado antes da ocorrência do defeito
- estado durante a permanência do defeito (antes de serem tomadas acções de isolamento)
- estado após a ocorrência do defeito (após as acções de isolamento)

12.1 APLICAÇÃO A UMA REDE RADIAL

As redes de distribuição radiais são sem dúvida as mais simples de analisar, na medida em que podem ser estudadas considerando apenas critérios de continuidade. Para ilustrar a importância da consideração das acções de isolamento na análise da fiabilidade de sistemas eléctricos, consideremos a rede radial de distribuição representada na figura 12.2, e consideremos apenas a ocorrência de acontecimentos de primeira ordem.

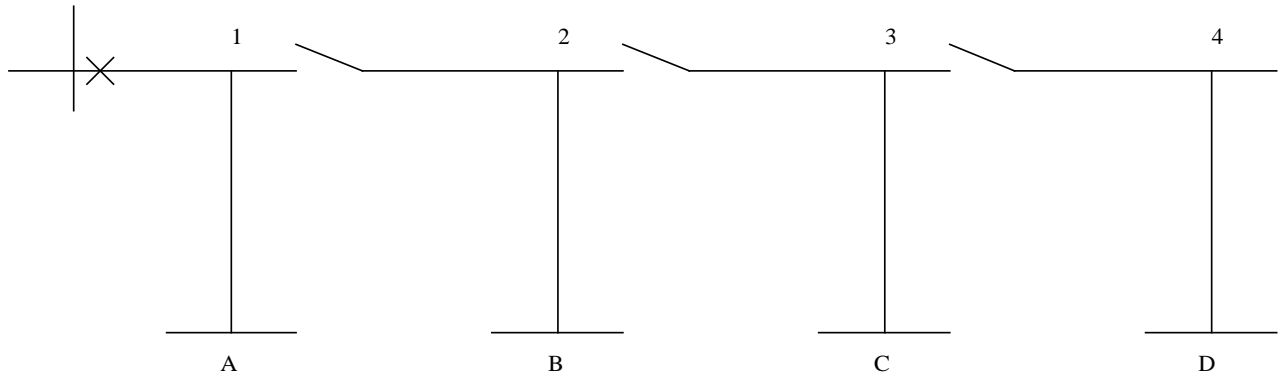


Fig. 12.2 – Rede de distribuição radial

Consideremos que o "feeder" principal tem uma taxa de avarias de 0.1 av/km.ano e uma duração média de reparação de 4 horas; os distribuidores laterais têm uma taxa de avarias de 0.2 av/km.ano e uma duração média de reparação de 2 horas; o tempo para manualmente isolar um distribuidor lateral é de 0.5 horas; cada secção do "feeder" principal tem um comprimento de 2 km e cada um dos distribuidores laterais um comprimento de 1.5 km. Suponhamos que quando há um defeito no "feeder" principal o disjuntor actua e que quando o defeito é nos distribuidores laterais apenas actua o fusível respectivo.

Quando há um defeito no "feeder", o seccionador mais próximo é manualmente aberto e o disjuntor principal é religado.

Tomando por base o modo de exploração da rede descrito, pode ser construída a tabela 12.1 com os índices de fiabilidade para a rede.

TABELA 12.1

Componente avariado	λ av/ano	Carga A		Carga B		Carga C		Carga D	
		r h	U h/ano	r h	U h/ano	r h	U h/ano	r h	U h/ano
Secção 1	0.2	4	0.8	4	0.8	4	0.8	4	0.8
Secção 2	0.2	0.5	0.1	4	0.8	4	0.8	4	0.8
Secção 3	0.2	0.5	0.1	0.5	0.1	4	0.8	4	0.8
Secção 4	0.2	0.5	0.1	0.5	0.1	0.5	0.1	4	0.8
Distribuidor lateral	0.3	2	0.6	2	0.6	2	0.6	2	0.6
Total	1.1	1.55	1.7	2.18	2.4	2.82	3.1	3.45	3.8

Em que

$$\lambda_{\text{total}} = \sum \lambda$$

$$U_{\text{total}} = \sum U$$

$$r_{\text{total}} = U_{\text{total}} / \lambda_{\text{total}}$$

Se tivesse sido utilizado um modelo com dois estados, ou seja, se não se tivessem considerado as acções de isolamento, logo a existência de avarias temporárias, os índices de fiabilidade do sistema seriam os indicados na tabela 12.2.

TABELA 12.2

Componente avariado	Carga A			Carga B			Carga C			Carga D		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
Secção 1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
Secção 2	—	—	—	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
Secção 3	—	—	—	—	—	—	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
Secção 4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.2	4	0.8
Distribuidor lateral	0.3	2	0.6	0.3	2	0.6	0.3	2	0.6	0.3	2	0.6
Total	0.5	2.8	1.4	0.7	3.14	2.2	0.9	3.3	3.0	1.1	3.5	3.8

Comparando as tabelas 12.1 e 12.2 vê-se facilmente que os valores de U são da mesma ordem de grandeza e que os valores de λ e r podem ser muito diferentes.

Como se sabe é muito frequente as redes de distribuição, principalmente as redes de distribuição urbanas, serem redes em anel, exploradas radialmente. Consideremos então que a rede de distribuição representada na figura 10, é uma rede em anel (Fig. 12.3).

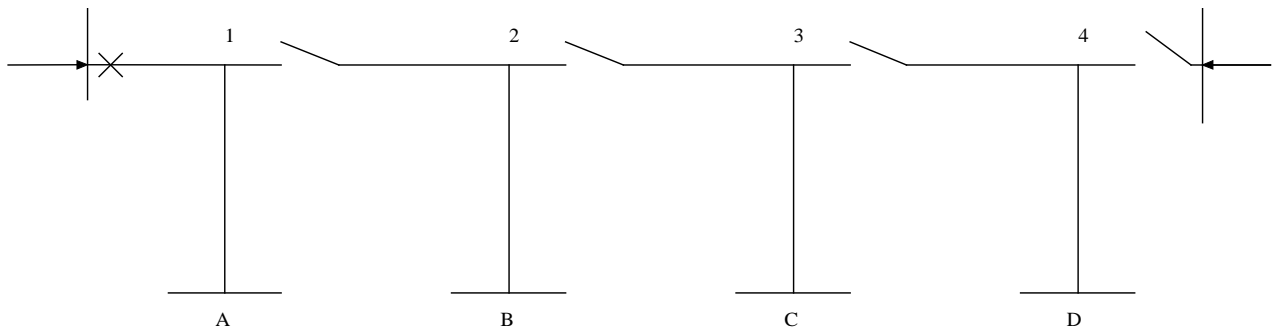


Fig. 12.3 – Rede de distribuição em anel, explorada como rede radial

Nas redes com esta configuração quando surge uma avaria a parte da rede afectada é reduzida ao mínima. Considerando, como anteriormente, apenas acontecimentos de primeira ordem, e atendendo à simetria deste problema particular, os índices de fiabilidade dos pontos de consumo A, B, C e D são iguais aos obtidos anteriormente para o ponto A. Deste exemplo, extremamente simples, facilmente se vê a importância de redes em anel, embora exploradas radialmente.

A partir dos índices de fiabilidade calculados, λ , r e U, podem-se facilmente calcular outros índices de fiabilidade.

Suponhamos que em cada ponto de consumo há 200 consumidores. Podemos então calcular um índice de interrupção dos consumidores ("customer interruption index") dado por

$$\sum(\text{n}^\circ \text{ de consumidores} \times U) \quad (12.4)$$

Aplicando esta expressão para a rede radial monoalimentada da figura 12.2 teremos:

$$\begin{aligned} 200 \times (1.7 + 2.4 + 3.1 + 3.8) &= 2200 \text{ consumidores horas av/ano} \\ &= \frac{2200}{800} = 2.75 \text{ consumidores h av/ano} \end{aligned}$$

O grande interesse do “customer interruption index” é que é um índice de fiabilidade facilmente medido na prática.

Um índice de fiabilidade que entre em consideração com o custo da energia não fornecida pode ser obtido a partir de E (energia anual não fornecida). Para o exemplo da figura 12.2, admitindo que o valor médio da carga em cada ponto de consumo é de 500 kW, o valor médio da energia anual não fornecida é de

$$\begin{aligned} E &= 500 \times (1.7 + 2.4 + 3.1 + 3.8) \\ &= 5500 \text{ kWh não fornecidos/ano} \end{aligned}$$

Atribuindo um custo ao valor do kWh não fornecido obtêm-se o custo anual da energia não fornecida. Se o sistema de distribuição fosse bialimentado (figura 12.3) o valor médio da energia não fornecida seria de

$$E = 4 \times 500 \times 1.7 = 3\,400 \text{ kWh/ano}$$

A partir deste índice, e por uma conveniente análise dos custos da não alimentação dos consumidores pode-se, em muitos casos, perfeitamente justificar os acréscimos dos custos das redes em anel, exploradas radialmente.

13. MODOS DE AVARIA E ACÇÕES DE ISOLAMENTO

No ponto anterior foi analisado o interesse em considerar que um componente pode residir em três estados. O estado de avaria pode então ser dividido em dois estados de avaria que passaremos a designar por estado de avaria activa (AA) e estado de avaria passiva (AP) (figura 13.1).

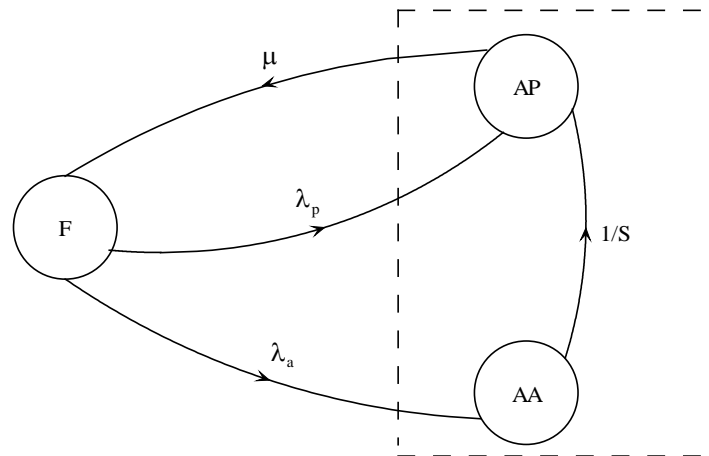


Fig. 13.1 – Componente residindo em 3 estados

Diz-se que um componente se encontra num estado de avaria passiva se o componente se encontra avariado e se nenhum outro componente do sistema estiver necessariamente fora de serviço, como consequência da avaria ocorrida.

Um componente encontra-se num estado de avaria activa se o componente se encontrar avariado e, como consequência da avaria ocorrida, se encontrarem necessariamente fora de serviço outros componentes do sistema. Os componentes em bom estado podem ser repostos em serviço depois de acções de isolamento, enquanto que os componentes avariados só podem ser repostos em serviço depois de acções de reparação ou de substituição. Passaremos então a necessitar para cada componente da taxa de avarias total (avarias activas mais avarias passivas) λ , e da taxa de avarias activas λ^a . A primeira taxa de avarias permite calcular o impacto no sistema devido às avarias permanentes do componente; a segunda taxa de avarias permite calcular o impacto no sistema das avarias temporárias causadas por outros componentes.

Para analisar a aplicação destes modos de avaria a uma rede de distribuição consideremos a rede representada na figura 13.2. As características dos componentes da rede eléctrica estão dadas na tabela VII. Considerando apenas acontecimentos de primeira ordem, os modos de avaria e os índices de fiabilidade respectivos para o ponto de consumo A estão analisados na tabela 13.1.

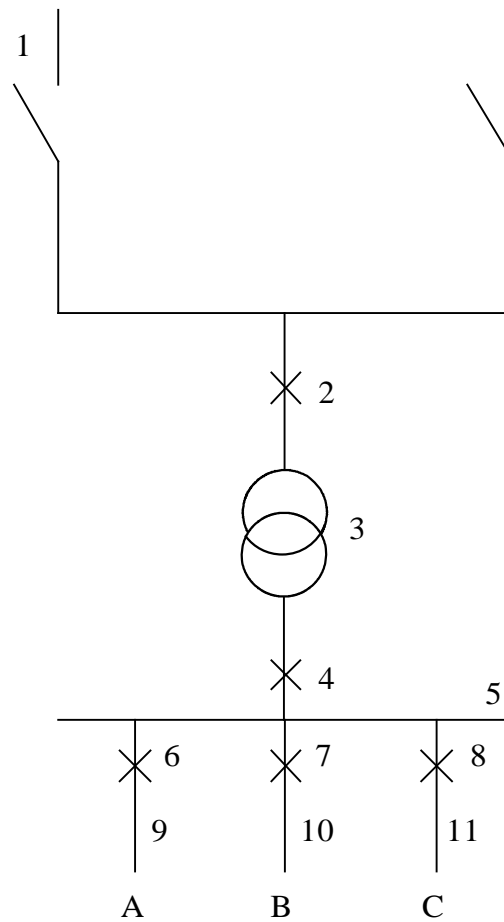


Fig. 13.2 – Esquema de uma rede elétrica

TABELA 13.1

Componente	λ av/ano	λ^a av/ano	r h	S h
1	0.05	0.05	20	0.5
2	0.005	0.002	50	1.0
3	0.01	0.01	200	1.0
4,6-8	0.01	0.005	20	1.0
5	0.005	0.005	5	–
9-11	0.05	0.05	5	–

TABELA 13.2

Componente avariado	λ av/ano	r h	U h/ano
1	0.05	0.5	0.025
2	0.005	50	0.250
3	0.01	200	2.000
4	0.01	20	0.200
5	0.005	5	0.025
6	0.01	20	0.200
7	0.005	1	0.005
8	0.005	1	0.005
9	0.05	5	0.250
	-----	-----	-----
	0.1 av/ano	19.73 h	2.960 h/ano

Atendendo a que o tempo de reparação dos transformadores é normalmente bastante grande, é usual existirem transformadores de reserva. Admitindo que existe a possibilidade de substituir o transformador avariado por um de reserva, e que essa substituição é feita em 10 horas, os índices de fiabilidade para a rede eléctrica que está a ser analisada passam a ser

$$\lambda = 0.15 \text{ av/ano}$$

$$r = 7.07 \text{ h}$$

$$U = 1.06 \text{ h/ano}$$

Como se vê a taxa de avarias da rede eléctrica seria a mesma, mas a indisponibilidade anual da rede e a duração média das avarias decrescem significativamente.

Nesta análise foi suposto que as protecções funcionavam quando fosse necessário. Há porém uma certa probabilidade que os sistemas de protecção encravem quando foram chamados a atuar. A probabilidade de que o sistema de protecção não funciona, que será designada por probabilidade de encravamento do sistema de protecção é

$$P_e = \frac{\text{número de vezes o sistema de protecção não funciona}}{\text{número de vezes o sistema de protecção é chamado a funcionar}}$$

Consideremos a probabilidade de encravamento do sistema de protecção no cálculo dos índices de fiabilidade do ponto de consumo A. Facilmente se vê que se os órgãos de protecção 7 e 8 encravarem, o componente 4 atuará. Consequentemente avarias activas nos distribuidores 10 e 11, contribuirão para o cálculo dos índices de fiabilidade do ponto de consumo A, quando os órgãos de protecção 7 e 8 encravam.

Se os órgãos de proteção 7 e 8 tiverem uma probabilidade de encravamento de 0.05, há necessidade de passar a considerar os modos de avaria e os índices associados da tabela 13.3. Associando

TABELA 13.3

Componente avariado	Órgão encravado	λ av/ano	r h	U h/ano
10	7	$0.01 \times 0.05 = 0.0005$	1	0.0005
11	8	$0.01 \times 0.05 = 0.0005$	1	0.0005

os índices da tabela 13.3, com os da tabela 13.2, os índices de fiabilidade para o ponto de consumo A são:

$$\lambda = 0.151 \text{ av/ano}$$

$$r = 19.61 \text{ h}$$

$$U = 2.961 \text{ h/ano}$$

Neste caso particular a contribuição da consideração da probabilidade de encravamento para os índices de fiabilidade do ponto de consumo é pequena, mas de um modo geral essa contribuição não é desprezável.

14. OBJECTIVOS DOS ESTUDOS DE FIABILIDADE

A fiabilidade de uma rede eléctrica pode ser expressa por cinco índices de fiabilidade (λ , r, U, L e E) para cada ponto de carga da rede, a partir dos quais é possível facilmente calcular os índices globais da rede, considerando o princípio dos elementos em série. Os índices globais da rede serão então

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad \text{taxa de avarias (av/ano)} \quad (14.1)$$

$$U = \sum_{i=1}^n U_i \quad \text{indisponibilidade anual do sistema (h/ano)} \quad (14.2)$$

$$r = U/\lambda \quad \text{duração média da interrupção (h)} \quad (14.3)$$

$$E = \sum_{i=1}^n E_i \quad \text{energia anual não fornecida (MWh/ano)} \quad (14.4)$$

$$L = E/U \quad \text{potência média cortada (kW)} \quad (14.5)$$

Como foi referido na análise da fiabilidade de um Sistema Elétrico de Energia procura-se, nomeadamente, analisar:

- o total número de interrupções
- o tempo médio das reparações
- o tempo necessário para repor o serviço
- quais as avarias que têm maior probabilidade de ocorrência, i.e., há algum equipamento mais susceptível de avariar?
- será conveniente aumentar a manutenção preventiva? Em que equipamento?
- pode o tempo de reparação dos equipamentos ser reduzido, ou o seu efeito na disponibilidade do equipamento?

Quando existem unidades ou sistemas de recurso será importante também conhecer:

- qual a probabilidade de o equipamento de reserva não funcionar quando for necessário
- o equipamento automático, entrará automaticamente em funções quando for necessário ?
- há componentes que “dominam” a indisponibilidade do sistema ?
- como e até que ponto pode ser a fiabilidade do sistema melhorada ?

Os estudos de fiabilidade, embora quantitativos por natureza, também envolvem em muitas áreas uma análise qualitativa do sistema. Esta análise engloba exactamente determinar como o sistema funciona, o tipo de equipamento utilizado no sistema, as condições em que o equipamento vai funcionar e a compatibilidade de funcionamento entre o diferente equipamento.

A aplicação dos conceitos de fiabilidade é muito mais do que a determinação dos índices de fiabilidade do sistema.

A análise da fiabilidade do sistema é uma matéria interdisciplinar que tem que ser considerada como fazendo parte integral do próprio projecto. Se a fiabilidade do sistema não for assim encarada, não será mais que um estudo académico.

A melhoria da fiabilidade de um sistema não pode economicamente ser conseguida, se não tiver sido criteriosamente analisada desde o nascimento do projecto. Na figura 14.2, utilizando-se um diagrama de blocos, procura-se mostrar como a fiabilidade do sistema tem que ser olhada de uma forma interactiva no desenrolar de todo o projecto e em todas as suas fases.

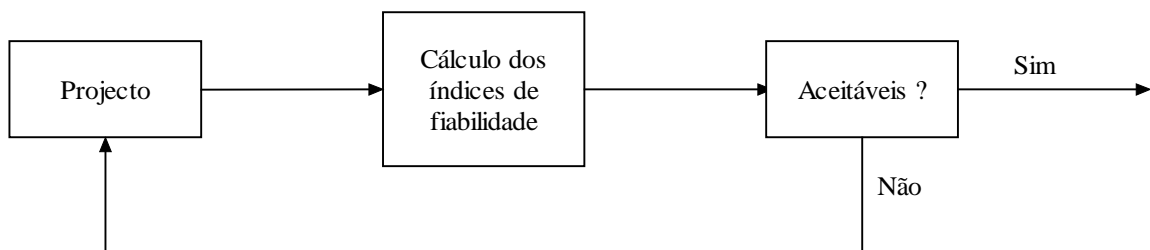


Fig. 14.1 – Análise da fiabilidade de um sistema

Os estudos de fiabilidade do sistema necessitam da representação do funcionamento do sistema, de uma forma bem explícita, normalmente feita sob a forma de um diagrama de blocos. Pela análise deste diagrama de blocos de um modo geral consegue-se analisar de uma forma clara a dependência e as interações entre as várias partes do sistema.

Para se analisar a fiabilidade de um sistema é necessário conhecer as características de fiabilidade dos seus componentes, nomeadamente

- taxa de avarias
- tempo médio de reparação
- tempo médio entre avarias

tendo para o efeito sido referida a importância e a necessidade da implementação de boas bases de dados, quer pelos fabricantes de equipamento quer pelas empresas ligadas à produção, transporte e distribuição de energia elétrica.

Quando há necessidade de tomar decisões acerca do nível de fiabilidade em pontos de consumo de uma rede elétrica, tem que se ter em atenção, nomeadamente, o custo marginal da fiabilidade, os benefícios que se esperam da melhoria dos índices de fiabilidade e em que componentes ou zonas do sistema se devem fazer os investimentos.

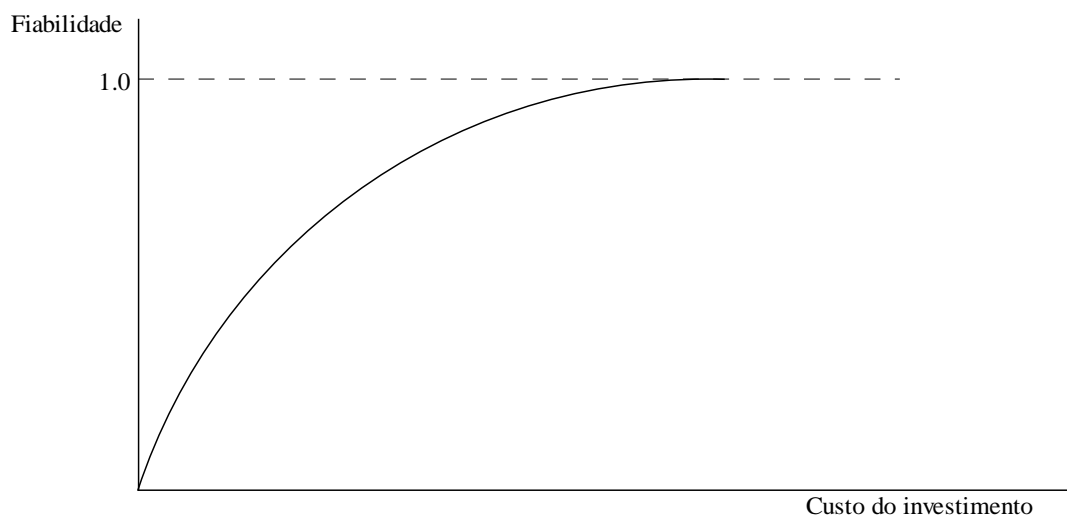


Fig. 14.2 – Custo incremental da fiabilidade

É necessário não esquecer que a fiabilidade que se espera nos diferentes pontos de consumo da rede não é a mesma.

O custo do aumento da fiabilidade do sistema tem que ser comparado com os prejuízos que se obteriam se o nível de fiabilidade não fosse aumentado. O custo da fiabilidade do sistema tem que ser analisado tendo em atenção o custo do baixo nível da fiabilidade, e o custo do capital e exploração (figura 14.3). Procura-se assim determinar o nível óptimo para a fiabilidade do sistema.

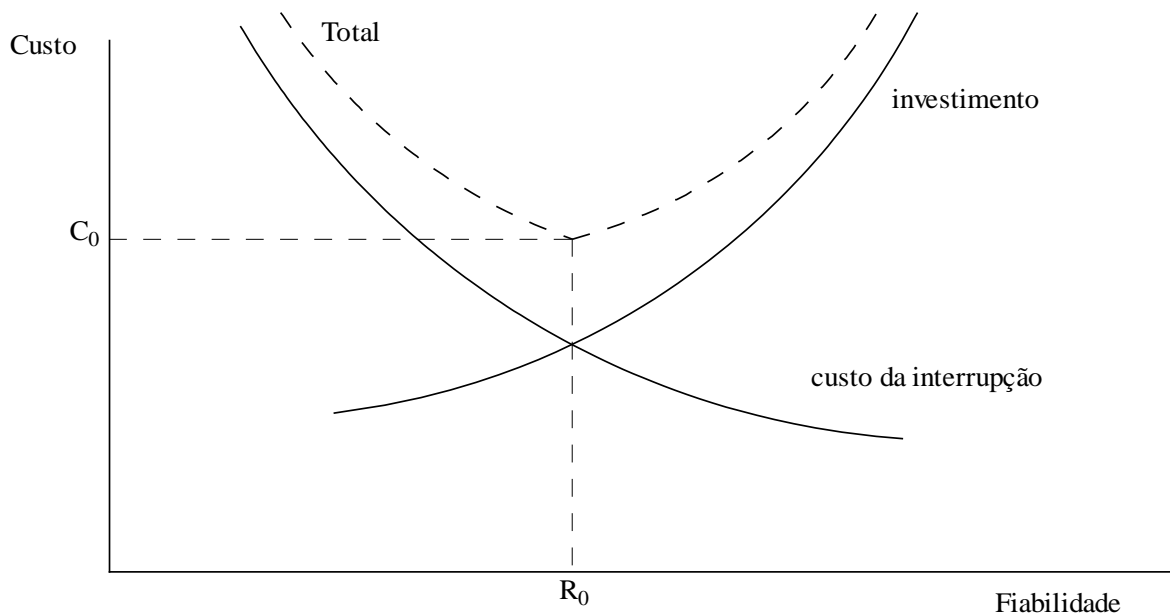


Fig. 14.3 – Determinação do nível de fiabilidade ótimo para o sistema

A determinação do custo da baixa fiabilidade do sistema não é tarefa fácil.

O custo das interrupções tem que ser visto do lado das entidades produtoras e do lado dos consumidores. No primeiro caso o prejuízo é a perda das receitas da eletricidade não fornecida aos clientes. No segundo caso há necessidade de quantificar os prejuízos sofridos por todos os consumidores. Para consumidores industriais estes prejuízos podem ser bastante grandes (perda de produção, inutilização de produto em fase de fabrico - fornos de vidro, fornos de siderurgia - e despesas para o reinício do fabrico). Para os consumos domésticos os prejuízos resultantes das interrupções de serviço são sempre difíceis de quantificar, na medida em que estão associados com perda de conforto ou de comodidades. Há assim um grande número de parâmetros (sócio-económicos, política de consumo de energia elétrica, conservação da energia,...) que condicionam o nível de fiabilidade que se espera de uma rede elétrica.

BIBLIOGRAFIA

1. R. Billinton, "Power System Reliability Evaluation", Gordon and Breach Publishers, Nova York, 1976 (3ª edição)
2. J. Endrenyi, "Reliability Modeling in Electric Power Systems", John Wiley and Sons, 1978
3. J. Nardi, B. Avi-Itzhak, "Electric Energy Generation - Economics, Reliability and Rates"; The MIT Press, 1981
4. F. Maciel Barbosa, "Bulk Power Systems Reliability Evaluation", Ph.D.Thesis, UMIST, Manchester, 1979
5. Discon, G.F.L.. Hammersley, H., "Reliability and its cost in distribution systems", IEE Conference on Reliability of Power Supply Systems, 1977, IEE Conf. Publ. 148, pg. 81-84.
6. J Borges Gouveia, M. Ferreira de Oliveira, M. Costa Matos, "Fiabilidade Aplicada a Sistemas Eléctricos de Energia", F.E.U.P., 1979
7. A report prepared by the Working Group on Performance Records for Optimizing System Design, Power Systems Engineering Committee "Reliability Indices for Use in Bulk Power Supply Adequacy Evaluation", IEEE Transactions, Vol. PAS-97, no 4 July/Aug 1978, pg. 1097-1103
8. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, "IEEE Reliability System IEEE Transactions", Vol. PAS-98, nº 6 Nov/Dec. 1979, pg. 2047-2054
9. IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods-Power System Engineering Committee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", Vol. PAS-97, nº 6, Nov/Dec 1978, pg. 2242-2235
10. Billinton, R., Allan, R.N., "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, New York, 2nd edition, 1996.
11. Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg "Power generation, operation and control", John Wiley, 1996.
12. Billinton, Roy, Wenyan L "Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo Methods", Plenum Press, New York 1994.
13. Wenyan Li, "Risk Assessment of Power Systems", Wiley – IEEE Press, New York 2005
14. Roy Billinton, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Transactions, Vol. PAS-91, nº 2, March/April 1972, pg. 649-660

15. Allan, R.N., Billinton, R., Lee, S.H., "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", Vol. PAS-103, 1984, pg. 275-282.
16. Allan, R.N., Billinton, R., Shahidehpour, S.M., Sing, C., "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", Vol. PAS-3, 1988, pg. 1555-1564.
17. Allan, R.N., Billinton, R., Briepohl, A.M., Grigg, C.H., "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", Vol. PWRS-9(1), 1994, pg. 1555-1564.
18. Allan, R.N.; Billinton, R.; Breipohl, A.M.; Grigg, C.H., "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation", Volume: 14 , Issue: 1, 1999, Page(s): 51 – 57.

APÊNDICE I

INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Indicadores de Sistema

ASAI - *Average service availability (unavailability) index*

Disponibilidade do sistema (%)

$$\begin{aligned} \text{ASAI} &= \frac{\text{Número de horas em que o serviço está disponível}}{\text{Número de horas em que há procura}} = \\ &= \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \end{aligned}$$

ASUI - *Average service unavailability index*

Indisponibilidade do sistema (%)

$$\begin{aligned} \text{ASUI} &= 1 - \text{ASAI} = \frac{\text{Número de horas em que o serviço não está disponível}}{\text{Número de horas em que há procura}} = \\ &= \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad \text{em que } 8760 \text{ é o número de horas de um ano} \end{aligned}$$

CAIDI – *Customer Average Interruption Duration Index*

Duração média das interrupções (horas/interrupção)

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum \text{Duração das interrupções dos consumidores}}{\text{Número total das interrupções dos consumidores}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i}$$

CAIFI - *Customer average interruption frequency index*

Frequência média de interrupções do Sistema por consumidor afetado (interrupções/ano)

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{numero de interrupções}}{\text{numero total de consumidores afectados}} = \frac{\sum N_0}{\sum N_i}$$

N_0 = número de interrupções

N_i = número de consumidores interrompidos

É o número total de interrupções a dividir pelo número de consumidores afetado.

SAIFI - *System Average interruption frequency index*

É o quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

Frequência média de interrupções do sistema (interrupções/ano)

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{número total de interrupções}}{\text{número de consumidores}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i}$$

Em que λ_i é a taxa de avarias e N_i é o número de consumidores ligados ao ponto de alimentação i

SAIDI – System Average interruption duration index

É a duração total das interrupções por consumidor, durante determinado período.

Duração das interrupções na média dos clientes do Sistema (minutos/ano)

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{soma das durações das interrupções}}{\text{número de consumidores}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$$

Em que U_i é o tempo de interrupção e N_i é o número de consumidores com interrupções ligados ao ponto de alimentação i

Índices de Fiabilidade orientados para a carga e energia

A carga média L_a é dada por

$$L_a = L_p f$$

Em que

L_p é o pico da carga

f é o factor de carga

$$L_a = \frac{\text{energia consumida no período em análise}}{\text{período em análise}} = \frac{E_d}{t}$$

Em que E_d e t são retirados do diagrama de cargas. t é normalmente um ano

ENS – Energy not supplied

ENS - Energia não fornecida

$$\text{ENS} = \text{total de energia não fornecida pelo sistema} = \sum L_{a(i)} U_i$$

Em que $L_{a(i)}$ é a carga média ligada ao barramento i

AENS – Average Energy not supplied

Energia média não fornecida

$$\text{AENS} = \frac{\text{Total da energia não fornecida}}{\text{Número total de consumidores alimentados}} = \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i}$$

ACCI – Average customer curtailment index

Carga média cortada

$$\text{ACCI} = \frac{\text{Energia não fornecida}}{\text{Número de consumidores afectados}}$$

APÊNDICE II

INDICADORES DE DESEMPENHO UTILIZADOS PELA REN

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Indicadores individuais

- Número de Interrupções Longas (duração superior a 3 minutos)
- Duração das Interrupções Longas (min.)

Indicadores Gerais

- ENF – Energia não Fornecida (MWh)
- TIE – Tempo de Interrupção Equivalente (min.)
- SAIFI – Frequência Média de Interrupções do Sistema
- SAIDI – Duração Média das Interrupções do Sistema (min.)
- SARI – Tempo Médio de Reposição de Serviço do Sistema (min.)

DISPONIBILIDADE

Circuitos de linhas

- Taxa de Disponibilidade Média Global (%)
- Taxa de Disponibilidade Média Associada à Manutenção (%)

Transformadores de potência

- Taxa de Disponibilidade Média Global (%)
- Taxa de Disponibilidade Média Associada à Manutenção (%)

FIABILIDADE

Linhas

- N° de Defeitos com origem em linhas por 100km de circuito

Transformadores de potência

- Taxa de Falhas com Indisponibilidade Imediata (N°/Tr)

Disjuntores

- Taxa de Falhas Maiores

Sistemas de proteção

- Dependabilidade das Funções de Proteção (%)
- Segurança das Funções de proteção (%)
- Tempo de Atuação (probabilidade acumulada) ≤ 150 ms(%)

Sistemas de comando e controlo

- Eficácia de Reposição por Telecomando (%)
- Eficácia de Reposição pelo Operador Automático Subestação (%)

EXERCÍCIOS DE APLICAÇÃO

1 - Um ramal de B.T. é constituído por uma linha aérea e por um cabo subterrâneo. Calcule a taxa de avarias e o tempo médio de reparação para o ramal sabendo que

Componente	λ (av/ano)	r(h)
Linha aérea	0.2	4
Cabo subterrâneo	0.1	24
Caixa fim de cabo	0.004	4

2 - Um sistema é constituído por dois componentes. O sistema só funciona quando ambos os componentes funcionam. Se um componente avariar o outro não pode avariar enquanto o primeiro não for reparado. Se as taxas de avaria e reparação foram respetivamente λ_1 , λ_2 , μ_1 e μ_2 , determine a probabilidade de o sistema ocupar cada um dos estados possíveis. Determine também o tempo médio de avaria do sistema.

3 - Considere três transformadores monofásicos iguais constituindo um banco de transformadores. O banco de transformadores só é considerado operacional, se existirem três transformadores a funcionar.

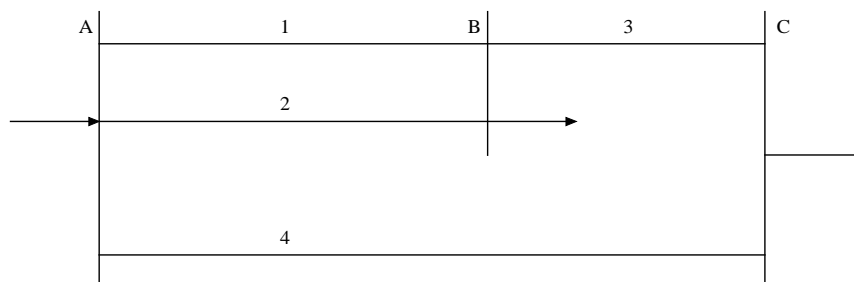
Considere os seguintes dados associados a cada transformador:

$$\lambda = 0.05 \text{ av/ano}; \mu = 2 \text{ rep/ano}; \eta = 150 \text{ inst/ano}$$

a) Calcule a indisponibilidade média anual do sistema

b) Calcule a indisponibilidade média anual do sistema, admitindo que existe um transformador de reserva

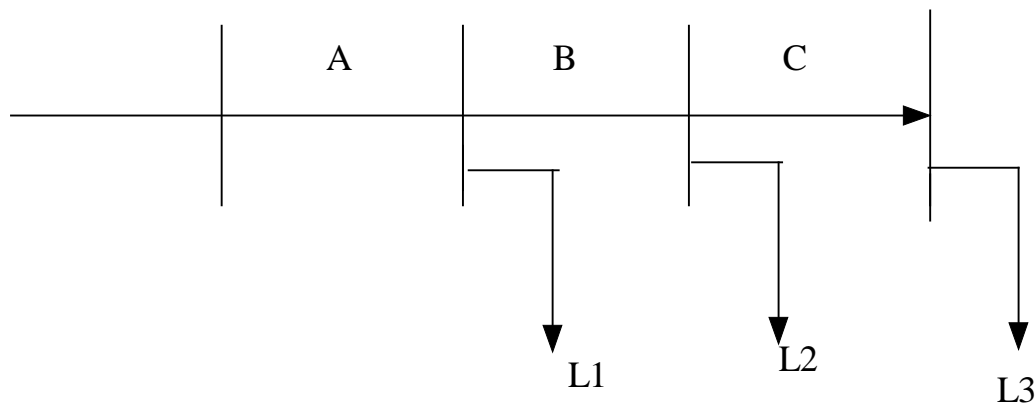
4 - Considere o seguinte sistema:



Linha	λ (av/ano)	r(horas)
1	0.5	7.5
2	0.5	7.5
3	0.1	7.5
4	0.6	7.5

- a) Calcule os índices de fiabilidade para os barramentos B e C considerando o sistema com e sem a linha 4.
- b) Calcule os índices de fiabilidade do sistema sem a linha 4, para os barramentos B e C considerando que 50% das avarias nas linhas ocorrem durante tempo adverso. (N = 200 horas e S = 1,5 horas)

5 - Considere a rede de distribuição representada na figura:



As taxas de avaria e as durações médias de reparação das linhas são dados na tabela

Linha	λ (Avarias/ano)	r (horas)
A	0.2	6
B	0.1	5
C	0.15	8

- a) Determine os índices de fiabilidade, λ_L , R_L e U_L , para as três cargas, L_1 , L_2 e L_3
- b) Determine os índices de fiabilidade SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS e AENS, sabendo que o número médio das cargas nos barramentos são os valores dados na tabela

Barramento de consumo	Número de consumidores	Valor médio da carga (kW)
L_1	200	1000
L_2	150	700
L_3	100	400

6 - Considere uma rede de distribuição com 6 barramentos. O número de consumidores e a carga média ligada a cada um dos barramentos é dada na tabela

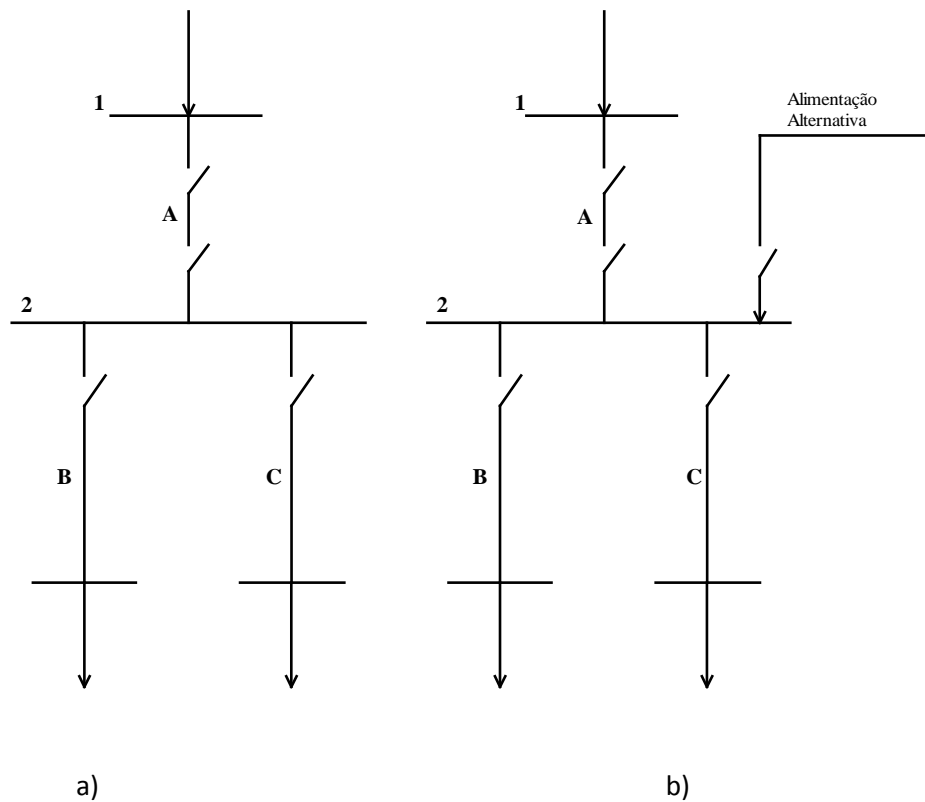
Barramento de consumo	Número de consumidores	Carga média La (kW)
1	1000	5000
2	800	3600
3	600	2800
4	800	3400
5	500	2400
6	300	1800

Consideremos que houve 4 interrupções num dado ano e que as consequências são as da tabela

Interrupção	Pontos de carga afectados	Duração da interrupção (horas)
1	2	3
	3	3
2	6	2
3	3	1
4	5	1,5
	6	1,5

Determine os índices de fiabilidade SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS, AENS e ACCI

7 - Considere as redes de distribuição representadas:



O comprimento e as cargas relativos aos diferentes sectores da rede são os dados no quando:

Sector	Comprimento	Carga
A	10 km	200 kW
B	15 km	100 kW
C	20 km	150 kW

Considere que:

- A taxa de avaria dos 3 sectores (A,B e C) é aproximadamente proporcional ao respetivo comprimento e é de 0,07 avarias/Km/ ano
- Os custos de interrupção são 0,6 €/kW e 3€/kWh
- O tempo de manobra é de 1 hora e o de reparação é de 3 horas.
- Os custos de energia não fornecida são dados por:

$$C_j = \sum_{i \in I} \lambda_i \{ a_j(t_{ij}) + b_j(t_{ij})t_{ij} \} P_j$$

em que : $a_j(t_{ij}) + b_j(t_{ij})t_{ij}$ são os custos de potência e de energia não fornecida no ponto j, devido à interrupção com a duração t_{ij} .

a) Calcule a indisponibilidade anual e os custos da interrupção para os consumidores dos diferentes sectores (esquema a).

b) Admita que há a possibilidade uma alimentação alternativa, a partir de uma outra subestação, no barramento 2 (esquema b).

Compare a indisponibilidade anual das duas alternativas e os custos das interrupções.