

XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES

H. P. AMORIM, Jr., L.A.M.C. DOMINGUES e E.F.A. LISBOA

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

amorim@cepel.br

Resumo:

Este trabalho tem como objetivo apresentar, os conceitos empregados na elaboração do programa ConSe 1.0, que analisa o desempenho de uma subestação elétrica, no que tange ao seus níveis de confiabilidade. Nesta avaliação são considerados os tempos esperados de não suprimento de carga devido as taxas de falhas individuais dos elementos envolvidos no estudo, permitindo identificar o custo que este cenário onera a empresa. Outra importante ferramenta na avaliação da confiabilidade, a análise de sensibilidade, que baseia-se na inserção ou retirada de um determinado equipamento, permitindo estabelecer a necessidade de outros equipamentos na subestação, pode ser realizada com o programa de desenvolvimento. Esta análise, permite comparações entre vários arranjos, implicando decisivamente no projeto, na definição do arranjo da subestação e no apoio à tomada de decisão sobre investimentos em novos equipamentos.

Palavras-Chaves:

Confiabilidade e Subestações Elétricas.

1. INTRODUÇÃO

O grande desafio no planejamento de um sistema elétrico é determinar o ponto ótimo entre o desempenho técnico (segurança, eficiência e confiabilidade) e o custo de construção e operação desse sistema. É evidente que o sistema mais econômico não terá um desempenho técnico aceitável, e a tentativa de obter o melhor desempenho técnico irá esbarrar em custos maiores. Entre os principais índices que caracterizem o desempenho técnico de um sistema, encontra-se os seus índices de confiabilidade. Confiabilidade, por definição, é a probabilidade de um equipamento, ou sistema, realizar sua função adequadamente, por um período de tempo determinado, sob determinadas condições de operação.

Devido a sua complexidade, o sistema de potência elétrico é subdividido em três segmentos: geração, transmissão e distribuição (Figura 1). Na modelagem de cada um destes segmentos a representação de alguns elementos por vezes é simplificada de maneira que a topologia seja minimizada. Neste caso estão as subestações, que no estudo de confiabilidade de transmissão de energia são consideradas apenas como um nó, desprezando a topologia interna da mesma. Sabemos no entanto, que simplificações desta natureza podem representar perdas significativas que garantam confiança nos resultados apresentados. Este projeto, e sua consequente implementação, trata exatamente da estrutura interna das subestações, especialmente sua topologia.

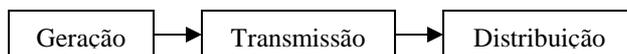


Figura 1 – Subdivisão do Sistema de Potência

2. HISTÓRICO

Segundo [1], estudos sobre confiabilidade de sistemas de potência surgiram na década de 30, através de Lyman, Smith e Benner. Eles introduziram os conceitos de ocorrências randômicas de eventos e aplicação da análise probabilística no estudo de capacidade de geração. Lyman e Smith identificaram dois tipos de problemas: 1 – a chance de eventos não correlacionados ocorrerem coincidentemente, tais como overlapping e paradas independentes de um número de geradores e 2 – eventos catastróficos imprevisíveis podendo estes desabilitar todo o sistema de geração. Estas definições, bem como os métodos e as rotinas desenvolvidas neste período foram reunidos no AIEE Committe Report publicado em 1961 [2].

Em se tratando especificamente da análise de confiabilidade de subestações as seguintes referências devem ser citadas: em 1971, Endrenyi [3] apresenta um estudo em que são analisados 3 estados dos elementos – Normal, defeito pré-chaveamento e defeito pós-chaveamento. Em 1974, Endrenyi, Maenhaut e Payne [4], estabelecem os conceitos de cortes mínimos e definem critérios de perda da continuidade entre nós fonte e nós carga. Grover e Billinton [5] em 1974 implementam um Programa Computacional utilizando a teoria dos cortes mínimos, dando origem ao programa computacional SANDREA (Hydro-Quebec).

Em 1975, Guertin e Lamarre [6] discutem no artigo a utilização e a modelagem dos componentes dinâmicos (normal, manutenção, defeito ativo, defeito passivo e emperrado) a 5 estados e dos componentes estáticos (normal, manutenção e reparo). Em seguida a este estudo, Allan, Billinton e Oliveira [7], em 1976, inserem os conceitos de componentes unidirecionais e bidirecionais e, os mesmos autores apresentam estudos [8] de análise de sensibilidade.

Em 1985, Billinton, Vohra e Kumar [9] apresentam um extensão do SANDREA, onde as estatísticas sobre a ocorrência de falhas podem ser utilizadas. Em 1987, como resultado da força-tarefa criada pela Cigrè um guia [10] é lançado para aplicação de análises de confiabilidade em Sistemas de Potência. Também em 1987, Billinton e Vohra [11] estabelecem mecanismos capazes de realizar a modelagem estocástica de alguns

equipamentos. No âmbito brasileiro uma Força Tarefa foi criada em 99/00, publicando artigos importantes no que tange às características brasileiras [12-13].

3. CONCEITOS GERAIS

Os índices de confiabilidade de um sistema de potência, incluindo geração, transmissão e distribuição, podem ser integrados para a estimativa do custo operacional do sistema e devem ser úteis na análise de projetos e podem auxiliar no planejamento e definição dos arranjos e na operação do sistema. As decisões podem estar baseadas nestes índices de confiabilidade, e a obtenção destes é o principal objetivo deste projeto. Estes índices são importantes para:

- comparação entre os valores encontrados e os valores padronizados;
- comparação entre os arranjos;
- Alguns pontos fracos do arranjo podem ser detectados e por consequência corrigidos.

Existem cinco passos essenciais para se estabelecer o processo de avaliação de subestações:

1. Descrição física do problema: consiste em especificar os componentes assim como suas taxas, impedâncias e conexões dentro do sistema. Os modos de falha, taxas de reparo e estatísticas de reparo e manutenção, bem como o tempo de manutenção e de reparo de cada um dos elementos. Além disso, identificar os terminais de fonte e saída.
2. Critério de Desempenho: Especificar o critério de desempenho para operação de estado de sucesso do sistema. O critério pode ser, por exemplo, de continuidade do circuito ou ainda de análise de fluxo.
3. Meta de Confiança: Estabelecer um nível satisfatório de performance do sistema. Este nível pode, em termos numéricos, medir o intervalo de tempo entre eventos que ocasionem um cenário falhado. Ou até mesmo uma unidade de tempo que leve o sistema a infringir o critério de performance.
4. Modos de Falha e Análise de Efeito: Decidir a sequência de eventos de falha e o nível de contingência a ser investigado. Determinar o efeito de determinado evento de falha sobre o sistema de proteção e a ação para interrupção, determinar se o critério de performance foi violado, se sim, quais as medidas cabíveis a serem tomadas para retornar o sistema ao estado de sucesso. Registrar o efeito de um evento de falha nos terminais afetados, ou seja, registrar o modo de falha, a probabilidade do evento e a sua duração, criando com isso um banco de dados para utilização posterior.
5. Efeitos da Falha e Sumário: preparar uma lista de eventos de falha que impliquem na violação do critério de performance, bem como a frequência e a duração destes eventos.

Como parte desta avaliação pode-se, desde já, estabelecer alguns critérios propostos pela literatura, onde os componentes de um sistema de energia podem ser divididos em:

- **Estáticos** são aqueles que não conseguem fazer manobras de chaveamento, como por exemplo linhas, barramentos, trafos, etc.
- **Dinâmicos** são aqueles que conseguem alterar a topologia da rede através do chaveamento do dispositivo, como os disjuntores, chaves seccionadoras, etc.

A divisão entre estáticos e dinâmicos é importante na medida que os elementos dinâmicos podem, eventualmente, isolar falhas, alterar a topologia e, de certa forma, manter a continuidade da carga. Os elementos dinâmicos também devem ser estudados quando estes são considerados em estado Normalmente Aberto (NA) ou Normalmente Fechado (NF), em que sua atuação pode representar uma solução viável para determinadas contingências.

4. METODOLOGIA

O mecanismo utilizado para a avaliação da confiabilidade de uma subestação se baseia na teoria dos cortes mínimos [7], devido principalmente ao seu ganho computacional quando comparado com outros métodos. No método dos cortes mínimos a subestação pode ser tratada como um grafo, definido como um conjunto de objetos e elementos, denominados nós e ramos, respectivamente. Um exemplo é apresentado pela Figura 2.

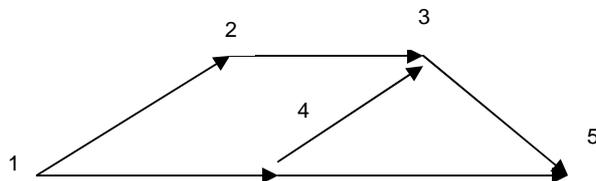


Figura 2 – Grafo Orientado

O grafo apresentado contém 5 nós e 6 ramos. Além da numeração, que permite a identificação dos equipamentos elétricos, um grafo deve ter indicado os nós e ramos que representam o ponto inicial e final do grafo, denominados nós fonte e nós de carga. A direção do fluxo de energia deve ser indicada através de setas, podendo estas serem em duas direções, denominadas bidirecionais.

A análise baseada na teoria dos cortes mínimos estabelece, a partir do ponto de carga, quais as combinações de elementos cuja falha leva à interrupção de fornecimento de energia à carga. Foram consideradas ao máximo combinações duplas, pois a influência de combinações acima desta ordem nos índices de confiabilidade é muito pequena, podendo ser desprezada. A avaliação numérica da confiabilidade de uma subestação pode ser realizada comparativamente através de índices entre as diversas alternativas de análise.

Os componentes de uma subestação podem ser divididos, como já foi descrito, em estáticos e dinâmicos. Os estados de falha associados a estes componentes podem conduzir a diferentes modos de falha. As denominações mais utilizadas são as falhas ativas e as falhas passivas. Elas se diferem sob o ponto de vista de restabelecimento do fornecimento. As falhas ditas passivas ou permanentes são aquelas em que o fornecimento só pode ser restabelecido reparando pelo menos um dos componentes falhados. As falhas ativas ou temporárias têm o fornecimento restabelecido a partir do chaveamento e de manobras de alguns componentes. Sendo assim o tempo de restabelecimento de uma falha passiva tende a ser maior devido a necessidade de reparo ou mesmo substituição do equipamento.

Os elementos dinâmicos, disjuntores e chaves seccionadoras, podem não operar quando se deseja que estes operem. Este fato é denominado de elemento emperrado ou elemento preso. A não funcionalidade destes elementos pode ocasionar num prologamento do cenário de falha, influenciando no índice global de confiabilidade da SE.

Outros componentes operam no estado Normalmente Aberto (NA), sendo que suas atribuições não estão sendo utilizadas na forma plena, em geral são elementos providos de funções de chaveamento. A principal função destes componentes é auxiliar, numa eventual falha, no restabelecimento do fornecimento de energia através da alteração da topologia da rede. Eles atuam de forma a isolar o elemento falhado que esteja proporcionando o corte do caminho.

4.1. Equações que Determinam os Índices de Confiabilidade

Na determinação dos índices de confiabilidade, algumas taxas devem ser definidas em decorrência do histórico dos elementos analisados. A escassez de dados reais é a principal dificuldade na validação dos resultados encontrados pelo estudo de confiabilidade. Em geral, dados da literatura são utilizados na validação. As taxas são as seguintes:

λ_p ... taxa de falhas passivas (falhas / ano)

r_p ... tempo de reparo (horas)

λ_a ... taxa de falhas ativas (falhas / ano)

S_c ... tempo de chaveamento (horas)

λ_m ... taxa de manutenção (eventos / ano)

r_m ... tempo médio de manutenção do componente (horas)

Os disjuntores também possuem as seguintes taxas:

d_p ... probabilidade de não operar quando deveria, denominado disjuntor preso (eventos / ano).

r_d ... tempo de interrupção devido ao disjuntor preso (horas).

As contribuições devidas a falhas passivas:

- Falha passiva de um componente (i)

$$\lambda_{pk} = \lambda_{pi}$$

$$r_{pk} = r_{pi}$$

$$U_{pk} = \lambda_{pi} \cdot r_{pi}$$

onde:

λ_{pk} ... contribuição à taxa de interrupção do ponto de carga;

r_{pk} ... duração esperada da interrupção;

U_{pk} ... tempo de interrupção anual do ponto de carga.

- Falha de passiva dois componentes (i, j)

$$\lambda_p = \lambda_{pi} \cdot \lambda_{pj} \cdot (r_{pi} + r_{pj})$$

$$r_p = r_{pi} \cdot r_{pj} / (r_{pi} + r_{pj})$$

$$U_p = \lambda_p \cdot r_p$$

- Falha passiva (i) quando existe outro componente em manutenção (j)

$$\lambda_{pmk} = \lambda_{pi} \cdot \lambda_{mj} \cdot r_{mj} + \lambda_{pj} \cdot \lambda_{mi} \cdot r_{mi}$$

$$r_{pmk} = \frac{\lambda_{pi} \cdot \lambda_{mj} \cdot r_{mj}}{\lambda_{pk}} * \frac{r_{pi} \cdot r_{mj}}{r_{pi} + r_{mj}} + \frac{\lambda_{pj} \cdot \lambda_{mi} \cdot r_{mi}}{\lambda_{pmk}} * \frac{r_{pj} \cdot r_{mi}}{r_{pj} + r_{mi}}$$

$$U_{pmk} = \lambda_{pmk} \cdot r_{pmk}$$

As contribuições devidas a falhas ativas:

- Falha Ativa de um componente (i)

$$\lambda_{ak} = \lambda_{ai}$$

$$r_{ak} = S_{ci}$$

$$U_{ak} = \lambda_{ai} \cdot S_{ci}$$

- Falha ativa de um componente (i) quando outro (j) está isolado para reparo

$$\lambda_{apk} = \lambda_{pj} \cdot \lambda_{ai} \cdot (S_{cj} + r_{ai})$$

$$r_{apk} = S_{ci}$$

$$U_{apk} = \lambda_{apk} \cdot r_{apk}$$

- Falha ativa de um componente (i) quando um outro (j) está fora de serviço para manutenção

$$\lambda_{amk} = \lambda_{ai} \cdot \lambda_{mj} \cdot r_{mj}$$

$$r_{amk} = S_{ci}$$

$$U_{amk} = \lambda_{amk} \cdot r_{amk}$$

- Falha ativa de um componente (i) e um disjuntor (j) preso

$$\lambda_{adpk} = \lambda_{ai} \cdot d_{pj}$$

$$r_{adpk} = S_{ci}$$

$$U_{adpk} = \lambda_{adpk} \cdot r_{adpk}$$

4.2. Índices totais de confiabilidade

A taxa total de interrupção do ponto de carga considerado, será obtida pela soma de todas as contribuições de todos os modos de falha estabelecidos na seção precedente. Ela é função de todos os cortes mínimos (n) que interrompem de alguma maneira o fornecimento total de energia. Sendo assim pode-se escrever:

$$\lambda_T = \sum_{k=1}^n \lambda_{pm} + \sum_{k=1}^n \lambda_{ap} + \sum_{k=1}^n \lambda_{adp}$$

Além da taxa total de interrupção, outros índices devem ser obtidos como: as horas totais de interrupções durante um ano e a duração média de uma interrupção. Sendo assim, as horas totais de interrupção anual são:

$$U_T = \sum_{k=1}^n U_{pm} + \sum_{k=1}^n U_{ap} + \sum_{k=1}^n U_{adp}$$

E a duração média de uma interrupção é obtida pela razão da taxa total de interrupção e as horas totais de interrupção anual. Assim tem-se:

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T}$$

5. ALGORITMO DO PROGRAMA

Algumas simplificações foram assumidas de forma a facilitar a implementação do algoritmo e por consequência os cálculos, sem perda de generalidade do sistema. São elas:

- Foram desprezadas contingências acima da 2ª ordem;
- A probabilidade de ocorrência simultânea de duas falhas ativas de componentes é desprezível face ao reduzido tempo de chaveamento;
- A condição de dois elementos dinâmicos presos simultaneamente é remota;
- Assume-se que nenhum elemento da rede será retirado de serviço para manutenção se houver um ou mais componentes falhados.

Desta forma alguns passos podem ser descritos de forma que o entendimento do programa seja facilitado, são eles:

- Leitura dos dados necessários à montagem das tabelas que contêm os índices individuais dos componentes referente a frequência e duração média das falhas e manutenção de cada componente.
- Definição da configuração do sistema o que possibilita estabelecer todos os caminhos entre o(s) nó(s)-fonte e o(s) nó(s)-carga.
- Na etapa anterior todos os componentes que operam no estado Normalmente Aberto devem ser indicados de forma a viabilizar a montagem dos caminhos que contenham estes componentes;
- Os cortes mínimos podem ser estabelecidos a partir da montagem dos caminhos que vão dos nós de entrada até o nó de saída considerado. Nesta metodologia utiliza-se no máximo a contingência dupla;
- Cálculo dos índices de confiabilidade a partir das taxas individuais de cada equipamento. Entre elas estão: taxa de ocorrência, duração média da interrupção e as horas anuais de interrupção de carga. Esses índices são armazenados de forma a gerar, ao final do processo, os índices globais de confiabilidade da subestação.

- A etapa anterior é realizada considerando os seguintes tipos de falha: passiva e passiva + manutenção;
- Para a falha ativa é necessário verificar quais são os disjuntores que isolam o componente em questão e se este procedimento interrompe todos os outros caminhos possíveis entre as fontes e a carga em análise;
- Se algum disjuntor que isole a falha ativa é necessário, portanto, que este disjuntor não falhe ao ser requisitado, denominado disjuntor preso ou emperrado. Este fato implica em falha;
- A combinação falha ativa com falha passiva, bem como falha ativa com a manutenção deve ser investigada;
- Se existirem disjuntores ou chaves seccionadoras em estado Normalmente Aberto (NA), a atuação destes deve ser verificada a cada etapa do algoritmo, pois essa ação pode fazer com que o sistema volte a operar em estado normal devido a criação de um caminho não analisado anteriormente, diminuindo o tempo de corte de carga.

6. ESTUDOS DE CASOS

Alguns exemplos serão mostrados de forma a facilitar o entendimento de como efetuar o procedimento de inserção e execução no ambiente computacional. Foi escolhido a priori o caso base apresentado pela referência [14]. Este exemplo se desprende em outros casos originando uma análise de sensibilidade, onde a inserção e retirada de componentes pôde ser avaliada numericamente através dos índices de confiabilidade obtidos pela nova configuração da subestação.

O estudo de sensibilidade é importante pois permite considerar novas alternativas para o esquema da subestação, auxiliando no planejamento e definição dos equipamentos elétricos e o arranjo em que eles serão montados.

A taxa de falha de cada um dos componentes e seus respectivos tempo de reparo estão apresentados na tabela 1.

Caso a: Considerado como o caso base. Ele é constituído por dois ramos idênticos cada qual composto por uma linha de transmissão, um transformador e um disjuntor. Ao final destes ramos, um barramento une os dois ramos à saída (Figura 3). O resultado esperado e encontrado neste caso será discutido em detalhes de forma a prover uma base prática para que os outros casos apresentados sejam entendidos de maneira mais clara possível.

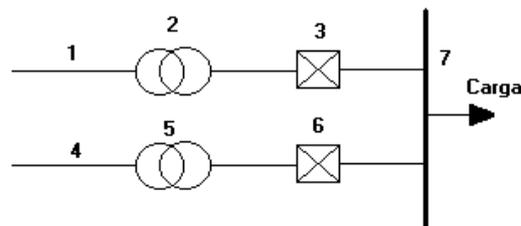


Figura 3 - Caso Base com os equipamentos e ligação dos Nós e Ramos

Tabela 1 – Taxas dos Equipamentos Elétricos

Equipamento	λ_p	r_p	λ_m	r_m	λ_a	S_a	d_p
Linha de Transmissão	0.09	7.33	1.0	8.	0.09	1.0	-
Transformador	0.10	50.0	1.0	8.0	0.10	1.0	-
Disjuntor de Alta	0.23	11.13	1.0	8.0	0.03	2.0	0.005
Disjuntor de Baixa	0.02	3.0	1.0	8.0	0.01	1.0	0.060
Chave Seccionadora	0.003	4.0	1.0	8.0	0.003	2.0	0.5
Barramento	0.024	2.0	1.0	8.0	0.024	0.0	-

Existem dois caminhos possíveis que possibilitam o suprimento da carga representado pela seta de saída (nó 7). A definição do caminho é a seguinte: um meio pelo qual exista conexão elétrica entre os nós-fonte, no exemplo, os nós 1 e 4 e o nó-carga analisado, no caso o nó 7. São eles:

- 1) 1 2 3 7
- 2) 4 5 6 7

A modelagem do sistema para a entrada de dados no ambiente computacional é realizada conforme a Figura 4.

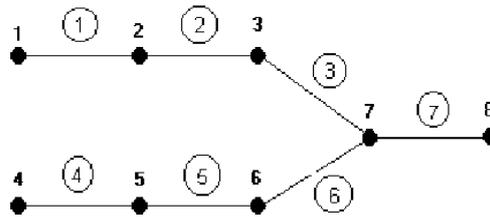


Figura 4 – Caso Base com os equipamentos e ligação dos Nós e Ramos

Caso b: Neste exemplo é realizado uma análise de sensibilidade a partir de uma pequena variação do caso base. Neste caso os disjuntores 3 e 6 que se conectam ao barramento 7 são retirados, conforme Figura 5. Este fato modifica os caminhos existentes e desta forma, a análise de confiabilidade. A sensibilidade ocasionada pela retirada destes elementos pode ser mensurada nos índices globais de confiabilidade obtidos.

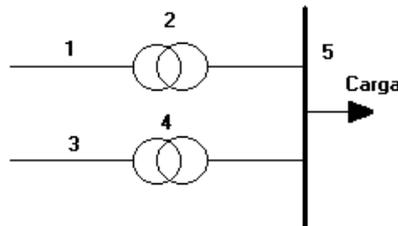


Figura 5 – Subestação Representativa do Caso b

Caso c: Neste exemplo um disjuntor é inserido interligando as duas saídas de carga, L1 e L2, conforme demonstrado na Figura 6. Este arranjo cria uma flexibilização capaz de auxiliar uma possível interrupção de algum elemento nos caminhos existentes. O disjuntor pode, neste caso, servir como um mecanismo de isolamento de um dos caminhos, de modo que mesmo que um elemento falhe em um dos caminhos, a abertura do disjuntor pode evitar a perda total do suprimento de energia, comprometendo apenas uma parte do circuito.

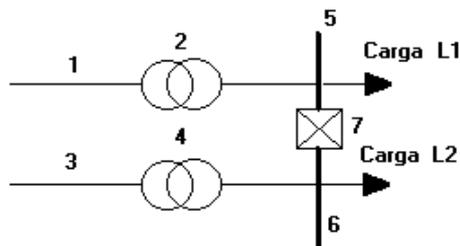


Figura 6 – Subestação Representativa do Caso d

Caso d: a diferença fundamental entre este caso e o anterior reside no estado atual do disjuntor. Ele neste caso encontra-se normalmente aberto, de modo que o caminho 2, pode ser utilizado somente quando o disjuntor 7, for fechado devido a razões de falha em alguns dos componentes do caminho 1, Figura 7. Desta maneira temos as possíveis falhas passivas que levam a interrupção de fornecimento: Elemento 1; Elemento 2 e Elemento 5.

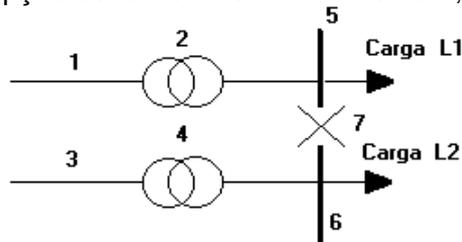


Figura 7 – Subestação Representativa do Caso e

A análise de sensibilidade baseia-se na comparação dos índices de confiabilidade dos arranjos estudados. Os índices em geral são: taxa de falha por ano, duração média da falta e tempo total de interrupção por ano. As Figuras 8a, 8b e 8c a seguir demonstram estas comparações.

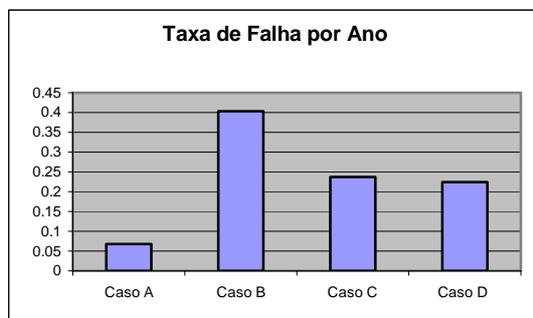


Figura 8a – Taxa de Falha de Cada o Arranjo Considerado

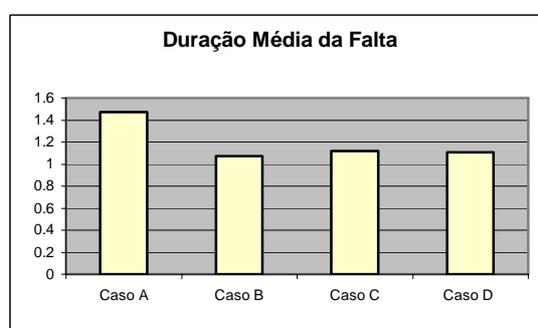


Figura 8b – Duração Média da Falta em Cada Arranjo Considerado

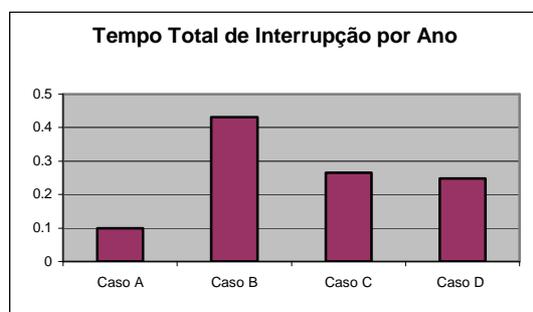


Figura 8b – Tempo Total de Interrupção por Ano em Cada Arranjo Considerado

7. COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

O trabalho realizado teve como principal objetivo desenvolver uma ferramenta computacional, capaz de realizar os cálculos de índices de confiabilidade global da subestação a partir da configuração apresentada pelo usuário bem como as respectivas taxas de falhas. Os resultados alcançados a partir das bibliografias [14] e [15] e casos apresentados pela Light, validam o sistema implementado e o qualifica para execução de casos reais.

O resultado desta análise de confiabilidade pode servir como base tanto para o planejamento de novas subestações como para indicar os equipamentos que apresentam maiores taxas de confiabilidade e que devem ser monitorados ou mesmo trocados por novos equipamentos com taxas menores.

Embora, ainda não tenhamos valores reais de índices de confiabilidade individualmente de cada equipamento, trabalho que está sendo previsto para uma segunda etapa do projeto, os

resultados entre arranjos podem ser comparados entre si, se utilizados as mesmas taxas e índices de confiabilidade.

8. BIBLIOGRAFIA

- [1] Billinton, R. and Bhavaraju, M. P., "Transmission Planning Using A Reliability Criterion - Part II - Transmission Planning", IEEE Transactions PAS, Vol. 90, 1971, pp. 70-78;
- [2] AIEE Committee Report, "Application of Probability Methods to Generating Capacity Problems", AIEE Transactions, Vol. 80, pt. III, 1961, pp. 1165-1177;
- [3] Endrenyi, J., "Three-State Models in Power System Reliability Evaluations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, pp. 1909-1916, July/August, 1971;
- [4] Endrenyi, J., Maenhaut, P. C., and Payne, L. E., "Reliability Evaluation of Transmission Systems With Switching After Faults - Approximations and a Computer Program", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-92, pp. 1863-1875, November/December, 1973.
- [5] Grover, W. S. and Billinton, R., "A computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Sep-Oct. 74, pp. 1488-1497;
- [6] Guertin, M.B. and Lamarre, Y., "Reliability Analysis of Substations with Automatic Modeling of Switching Operations", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-94, n° 05, pp. 1599-1607, September/October, 1975.
- [7] Allan, R. N., Billinton, R. and Oliveira, M. F., "An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of a General Network Configuration", IEEE Transactions on Reliability, Vol. R-25, n° 4, pp. 226-233, October 1976;
- [8] Allan, R. N., Billinton, R. and Oliveira, M. F., "Reliability Evaluation of Electrical Systems with Switching Actions", Proceedings IEE, Vol. 123, n° 41, pp. 325-330, April, 1976.
- [9] Billinton, R., Vohra, P. K. and Kumar, S., "Effect os Station Originated Outages in Composite System Adequacy Evaluation of the IEEE Reliability Test System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, n°10, October, 1985.
- [10] Power System Reliability Analysis Application Guide, CIGRÈ, 38.03, Paris, 1987.
- [11] Billinton, R. and Vohra, P. K., "Station-Initiated Outages in Composite-System Adequacy Evaluation", IEE Proceedings, Vol. 134, n° 01, pp. 10-16, January, 1987.
- [12] Comissão Mista GCOI / ONS / ELETROBRÁS / CEPEL para Avaliação do Sistema Interligado S/SE/CO, Relatório Técnico 2 - Proposições para Redução do Nível de Risco das Subestações Críticas do Sistema Interligado, Rio de Janeiro, 1999.
- [13] Comissão Mista GCOI / ONS / ELETROBRÁS / CEPEL para Avaliação do Sistema Interligado S/SE/CO, Relatório Técnico 5 - Análise de Interações entre Sistemas Especiais de Proteção Perante Contingências Múltiplas no Sistema Interligado Brasileiro (S/SE/CO), Rio de Janeiro, 2000.
- [14] Billinton, R. and Allan, R.N., "Reliability Evaluation of Engineering Systems", Plenum Press, New York, 1984.
- [15] Camargo, C. B., "Confiabilidade Aplicada a Sistemas Potência Elétrica", LTC / Eletrobrás / Feesc, 1981, Santa Catarina;