



**XX SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
GAT - 12  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO - IV**

**GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT**

**AValiação Probabilística de Riscos de Grandes Acidentes  
em Sistemas Elétricos de Potência**

**Iony Patriota de Siqueira  
CHESF**

**Benemar Alencar de Souza  
UFCG**

**RESUMO**

Este artigo apresenta uma metodologia probabilística para avaliar riscos de grandes acidentes em instalações elétricas de potência elevada. Grandes acidentes são aqueles resultantes da perda total ou impedimento de qualquer unidade de alta tensão, com conseqüência de danos operacionais e/ou econômicos, ou ferimentos humanos para o pessoal operacional ou clientes. Uma abordagem sistemática, de cima para baixo, é proposta, de tal forma que possa ser aplicada a qualquer instalação de alta tensão. O método foi testado em uma subestação pertencente à CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco). Com pequenas mudanças, o método pode ser aplicado a outros processos industriais.

**PALAVRAS-CHAVE**

Risco, Grandes Acidentes, PRA, Probabilistic Risk Assessment.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A avaliação de riscos em instalações elétricas de grande porte e alta tensão tem sido uma tarefa difícil devido à sua complexidade, e à inadequacidade ou falta de dados estatísticos sobre o comportamento dos principais equipamentos elétricos. A falta de dados históricos de manutenção força os gerentes de risco a adotarem métodos ad-hoc tais como intuição e critérios empíricos, julgamentos pessoais, acordos técnicos entre empresas usuárias, recomendações de fabricantes ou políticas de companhias de seguro, externas ao setor industrial sob risco. Embora muitos índices de risco possam ser regularmente aferidos, poucos são estatisticamente correlacionados com as decisões de gestão de risco, tornando a adequacidade destes métodos difícil de ser avaliada. Além do mais, é impossível avaliar objetivamente, com as práticas atuais, a influência do risco na missão das empresas de energia elétrica, e mais importante ainda, julgar seu custo e benefício para os clientes das empresas energéticas.

**2.0 - METODOLOGIA**

Muitas abordagens são possíveis na investigação de riscos industriais. Desde a identificação das possibilidades de acidentes, às medidas preventivas e corretivas aplicáveis, até a mensuração dos custos econômicos, tecnológicos e ambientais associados. A quantificação de risco exige o tratamento adequado de eventos estatisticamente raros, com conseqüências invariavelmente elevadas. Para tratamento destes eventos, a metodologia proposta neste artigo é composta das seguintes etapas:

1. Definições de níveis de risco e modos de falhas de subestações elétricas;
2. Particionamento e zoneamento de grandes instalações para análise de risco;
3. Identificação de sistemas automáticos de proteção;

4. Modelagem probabilística de equipamentos e esquemas de proteção;
5. Estimativa de conseqüências para cada modo de falha;
6. Cálculo e identificação de áreas de risco para uma subestação real;
7. Recomendações de melhorias na proteção para reduzir risco.

### 3.0 - MODELOS DO PROCESSO

Redes elétricas e outros processos industriais são formados pela interligação de muitos componentes, distribuídos por extensas áreas geográficas, os quais formam subconjuntos que realizam uma ou mais funções interdependentes, de interesse da indústria. Além do comportamento intrínseco dos componentes, as redes elétricas de alta tensão dependem também de complexos sistemas de proteção e automação, que também formam redes distribuídas, as quais possuem comportamentos próprios que afetam o desempenho da rede e de todo o processo automatizado. A figura a seguir mostra um diagrama unifilar da subestação de Recife II, uma instalação de transmissão pertencente à Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), localizada na região metropolitana do Recife, capital do Estado de Pernambuco. Será utilizada para ilustrar a metodologia usada neste artigo. Uma capacidade de curto-circuito de 7 GVA em sua barra de 500kV é uma medida da potência destrutiva liberada por esta estação durante uma falta primária.

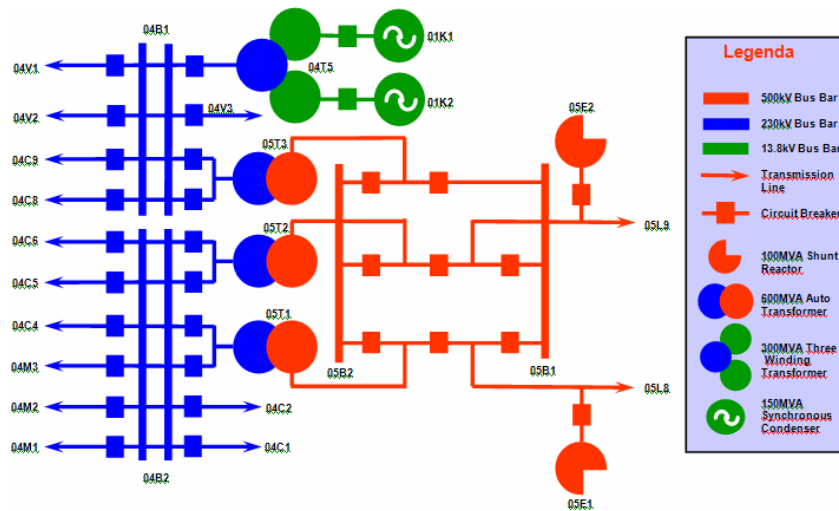


FIGURA 1 – Subestação de Recife II

Para avaliar o risco de uma subestação ou planta, é necessário identificar as partes sujeitas a falhas ou danos. Neste aspecto, é instrutivo dividir a planta em zonas possíveis de isolamento em caso de acidente. O isolamento é obtido por disjuntores, mostrados como pequenos quadrados na Figura 2. Estas zonas são mostradas na Figura 3. Note a sobreposição intencional de algumas zonas para proteger também os disjuntores.

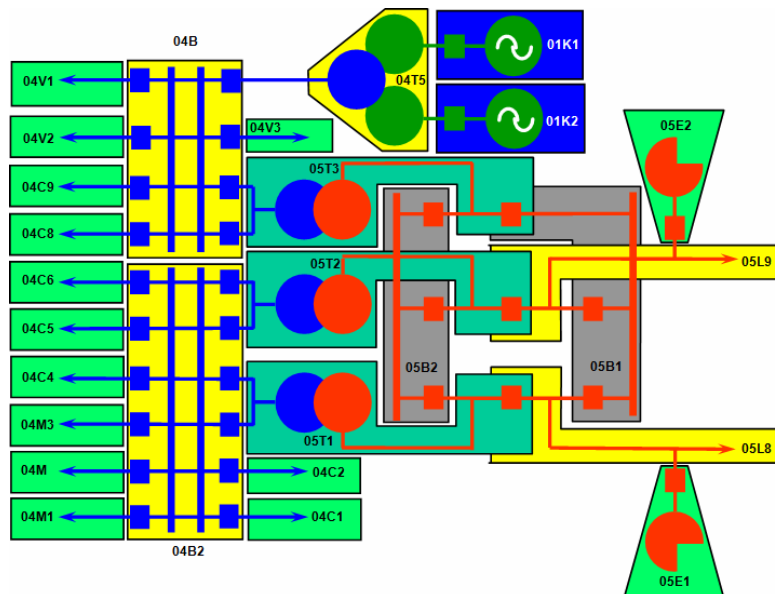


FIGURA 2 – Zonas de Proteção de Recife II

Cada unidade principal ou zona de proteção é monitorada por um conjunto de relés e transformadores de instrumentos (corrente e tensão) que atuam sobre seus disjuntores. Idealmente, cada zona deveria ser delimitada por seus próprios disjuntores, para permitir o isolamento de outras zonas em caso de defeito. Limitações de custo podem determinar uma topologia diferente deste critério. Conforme mostrado na Figura 3, é uma prática recomendada sobrepor partes comuns de zonas adjacentes visando evitar espaços vazios, ou zonas que não sejam monitoradas ao menos por uma proteção primária. A Figura 3 é um desenho unifilar de projeto dos sistemas de proteção da Subestação de Recife II. Cada função de proteção é identificada pela numeração padrão NEMA/IEC para relés de proteção. Note a localização dos transformadores de instrumentos e dispositivos de proteção, e como eles são conectados. Observe também como a sobreposição das zonas é obtida pelo cruzamento dos transformadores de corrente de unidades adjacentes. Embora não mostrado nesta figura, a maioria dos dispositivos de proteção é duplicada nas unidades de 500kV, para aumentar sua confiabilidade. O caminho de trip dos relés para cada disjuntor também foi omitido para simplificar a figura.

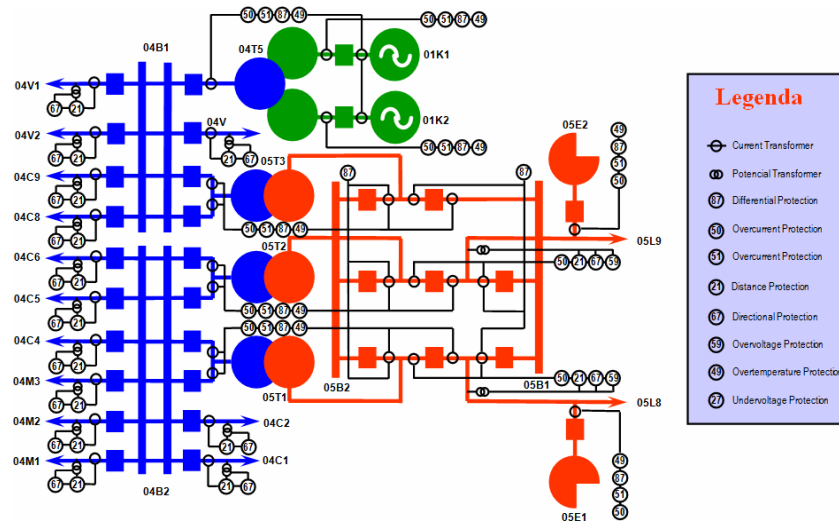


Figura 3 – Sistema de Proteção de Recife II

Duas fontes principais de defeitos podem originar falhas em uma subestação: falhas primárias nos equipamentos de alta tensão, ou falhas secundárias nos equipamentos de controle, proteção e auxiliares. Para minimizar o risco, é uma prática corrente na indústria elétrica proteger cada equipamento com um segundo conjunto de relés, conhecido como proteção secundária, usado normalmente também como proteção primária de equipamentos adjacentes ou estações vizinhas. Para aumentar a segurança, normalmente eles atuam em disjuntores diferentes daqueles acionados pela proteção primária. Cada unidade tem tantas proteções secundárias quantas são as unidades ou subestações adjacentes, para as quais exista um caminho elétrico como fonte de potência. Estes conceitos permitem desenhar a árvore de eventos principal de uma falha crítica em uma estação (Figura 4).

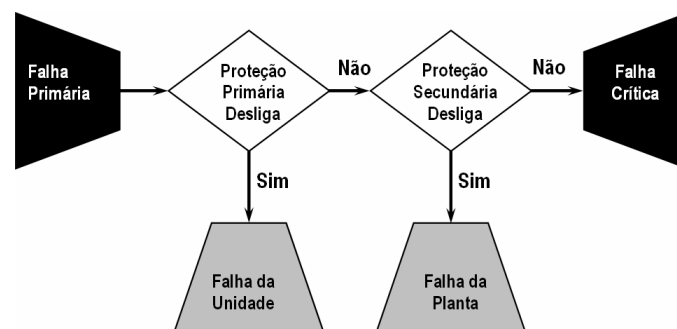


FIGURA 4 – Níveis de Falha e Árvore de Eventos

Iniciando pela ocorrência de uma falha primária, chamada de primeiro nível de falha, é possível limitar o perigo ou risco a uma falha de unidade, pela ação de sua proteção primária, isolando apenas a unidade em falha. Caso haja recusa da proteção primária, as conseqüências podem evoluir para uma falha da planta ou estação, com desconexão da planta completa ou uma grande parte dela, pela atuação da proteção secundária ou de retaguarda (*backup*). A falha simultânea das proteções primárias e secundárias resultará em uma falha crítica, provavelmente com a perda completa do equipamento sob defeito, e interrupção do serviço de suprimento elétrico a uma área regional maior. Uma intervenção manual ou atuação de proteção remota será necessária para interromper a fonte de potência de curto-circuito para a subestação sob defeito. A falta de interrupção automática submeterá muitas unidades a estresses elevados, durante o tempo necessário para ações humanas para isolar o defeito. Usualmente, estes eventos são seguidos pelo desligamento do sistema de potência inteiro, com conseqüências econômicas e sociais elevadas.

Uma vez definido o conceito de falha crítica, é possível iniciar a construção da árvore de falha para a subestação inteira. Para isto propõe-se uma abordagem de cima para baixo (*top-down*), onde o evento principal ou raiz, identificado como a falha catastrófica de toda a instalação, é definido como a ocorrência de qualquer falha crítica em qualquer de suas unidades primárias. Esta definição é coerente com o conceito de uma catástrofe, uma vez que a energia liberada e a instalação estarão literalmente fora de controle, por meios automáticos, de acordo com a definição de falha crítica. Para ilustrar este método, a Figura 5 mostra apenas o topo da árvore de falha da Subestação de Recife II. Observe-se que o evento raiz, uma falha catastrófica na subestação, é composto, no nível seguinte, por todas as possíveis falhas críticas nesta estação. Existem tantos modos de falha críticos quanto sejam as unidades primárias na estação, isto é, 27 unidades de alta tensão neste exemplo. Estes eventos são identificados pelo código operacional de cada unidade, como mostrado nas figuras anteriores.

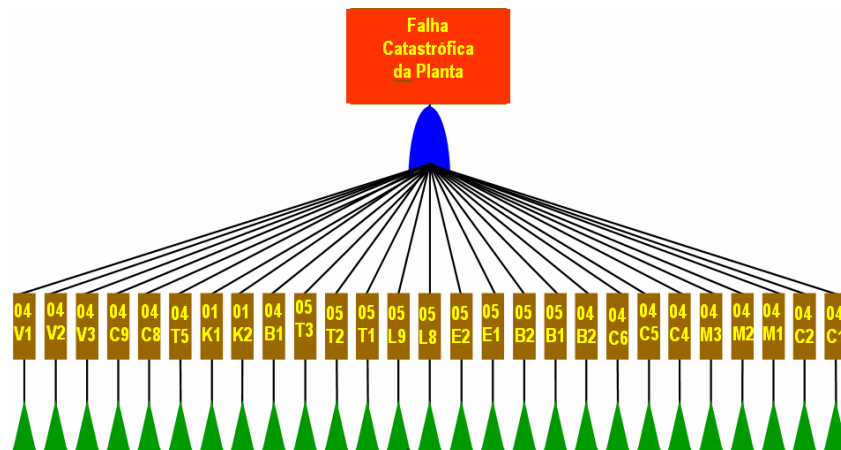


FIGURA 5 – Raiz da Árvore de Falha de Recife II

Para detalhar mais ainda a árvore de falha da subestação, é necessário expandir cada falha crítica em seus modos de falha constituintes. Isto significa elicitar a sub-árvore para cada falha crítica, isto é, 27 pequenas árvores para o exemplo em estudo. De acordo com sua definição, uma falha crítica em uma unidade é caracterizada pela ocorrência simultânea de um evento de falha interna na unidade, seguindo de sua falha (recusa) da proteção primária, e da falha (recusa) de qualquer das proteções de retaguarda (*backup*) de qualquer unidade adjacente. Esta lógica pode ser traduzida em uma árvore de falha típica para cada unidade, conforme mostrado na Figura 6. Note-se que esta árvore terá tantas folhas quanto sejam as proteções de retaguarda em unidades adjacentes ou estações vizinhas, dependendo da topologia do sistema e dos ajustes dos sistemas de proteção.

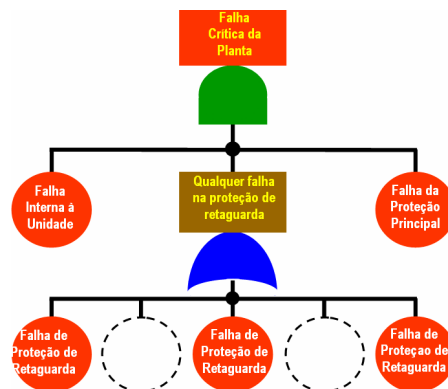


FIGURA 6 – Árvore de Falhas Críticas

O ajuste de cada sistema de relés e seu caminho de *trip* determinam que dispositivo de proteção atua como proteção de retaguarda para cada outra unidade. Como regra, se possível, cada conjunto de proteção deveria agir como retaguarda de suas unidades adjacentes, sujeitos aos critérios de coordenação e tecnologia utilizada. Este aspecto configura-se como uma questão complexa que deve ser elicitada pelo departamento responsável pelos ajustes da proteção, ou consultando os estudos operativos de cada empresa, uma vez que depende do tipo de proteção utilizado. A Figura 7 mostra, através de um grafo de dependência, que unidade atua como retaguarda das outras unidades, na subestação de Recife II. Nesta figura, uma seta conectando duas unidades (vértices do grafo, mostradas como círculos) representa uma proteção de retaguarda unidirecional da unidade de origem (da seta) sobre a unidade de destino (apontada pela seta). Uma linha simples (sem setas) conectando duas unidades representa uma proteção de retaguarda bi-direcional, isto é, cada unidade conectada atua como proteção de retaguarda e simultaneamente é protegida pela outra unidade conectada.

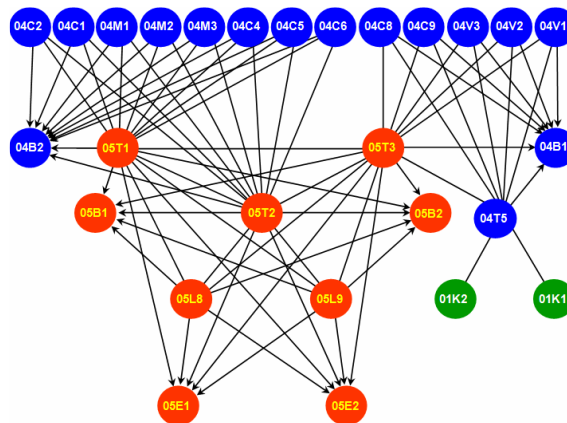


FIGURA 7 – Proteção de Retaguarda de Recife II

Este grafo de influência deve ser utilizado para definição da lógica da Figura 6, para especializar a árvore de falhas críticas de cada unidade, até a falha de cada sistema de proteção primária. A árvore de falha expandida para uma falha catastrófica da subestação de Recife II, incluindo estas sub-árvores, é mostrada na Figura 8.

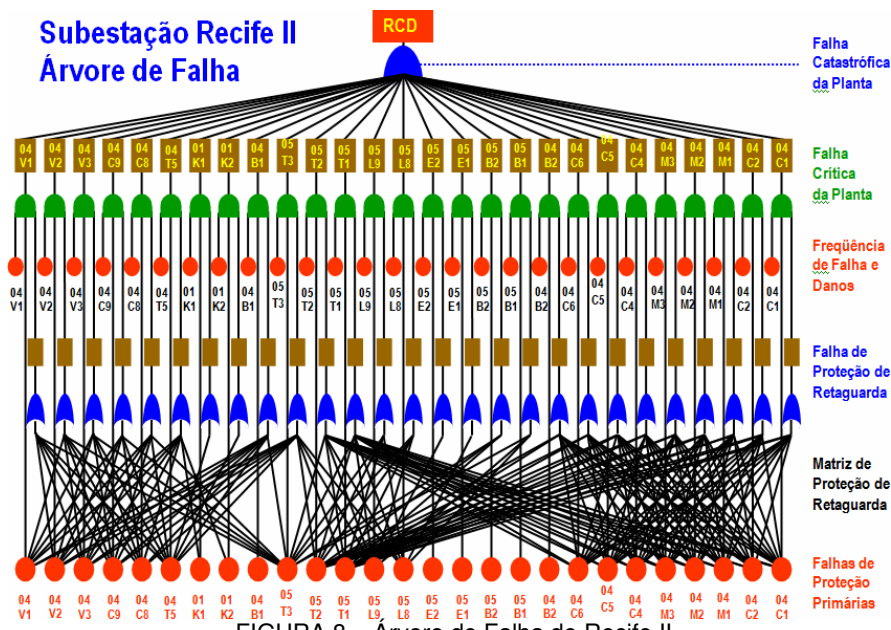


FIGURA 8 – Árvore de Falha de Recife II

Note-se como a parte densa desta figura foi definida pela relação de dependência lógica da proteção de retaguarda (Figura 8) e como ela afeta a complexidade da árvore resultante. Detalhes adicionais poderiam ser acrescentados, tais como a expansão dos eventos primários, representados como pequenos círculos nesta figura. Estes eventos representam as falhas primárias da unidade, ou falhas secundárias na proteção ou equipamentos auxiliares.

#### 4.0 - ANÁLISE DE RISCO

Um modelo matemático da planta deve ser definido para elicitar todos os dados estatísticos necessários para avaliação de risco. Este modelo será derivado da árvore de falha desenvolvida no item anterior. O risco total envolvido em uma planta inteira pode ser avaliado a partir da probabilidade do evento topo ou raiz. A partir da estrutura da Figura 8, o evento catastrófico é formado pela união de todos os eventos críticos, de tal forma que a função estrutural pode ser expressa por:

$$R = \bigcup_{i \in S} R_i, \text{ e sua probabilidade por: } R = 1 - \prod_{i \in S} (1 - R_i),$$

onde  $R$  é a probabilidade do evento raiz,  $R_i$  é a probabilidade de ocorrência do evento crítico  $i$ , e  $S$  é o conjunto de todas as unidades na planta. Nestas e nas expressões seguintes, o mesmo símbolo será usado para representar um evento em uma expressão lógica ou função estrutural em um conjunto de equações, e sua probabilidade em expressões algébricas de risco. O contexto será suficiente para determinar o significado aplicável. De acordo com a

Figura 7, um evento crítico acontece quando existe uma falha no equipamento  $E_i$  com a falha simultânea de sua proteção primária  $P_i$  e qualquer das proteções de retaguarda, ou seja, em termos da função lógica estrutural:

$$R_i = E_i \cap P_i \cap \bigcup_{j \in \mathbf{B}_i} P_j, \text{ ou } R_i = E_i P_i \left[ 1 - \prod_{j \in \mathbf{B}_i} (1 - P_j) \right] \text{ onde } \mathbf{B}_i = \{j \in \mathbf{S} | j \neq i, j \xrightarrow{\text{protects}} i\}$$

$E_i$  é a probabilidade de uma falha na unidade  $i$ , e  $P_i$  e  $P_j$  são as probabilidades de falhas nas proteções primárias e de retaguarda, respectivamente. Com isto, a função estrutural e probabilidade do evento raiz reduzem a:

$$R = \bigcup_{i \in \mathbf{S}} \left[ E_i \cap P_i \cap \left( \bigcup_{j \in \mathbf{B}_i} P_j \right) \right], \text{ e } R = 1 - \prod_{i \in \mathbf{S}} \left\{ 1 - E_i P_i \left[ 1 - \prod_{j \in \mathbf{B}_i} (1 - P_j) \right] \right\}.$$

Agora, seja  $F$  a freqüência média (taxa) de ocorrência de eventos catastróficos na planta, dada por:

$$F = \frac{dP}{dt} = \sum_{i \in \mathbf{S}} \left( \frac{\partial P}{\partial E_i} \frac{dE_i}{dt} + \frac{\partial P}{\partial P_i} \frac{dP_i}{dt} \right),$$

onde as derivadas totais são taxas de mudanças das variáveis binárias associadas do estado normal para o estado de falha (de 0 para 1), e as derivadas parciais são probabilidades do evento raiz, sendo dependente do estado de cada evento primário. O risco total pode ser avaliado por esta taxa, ou ponderando cada parcela desta expressão pela conseqüência associada:

$$R = C \frac{dP}{dt} = \sum_{i \in \mathbf{S}} \left( C_{E_i} \frac{\partial P}{\partial E_i} \frac{dE_i}{dt} + C_{P_i} \frac{\partial P}{\partial P_i} \frac{dP_i}{dt} \right),$$

onde  $C$  = custo médio ou conseqüência de uma catástrofe na planta;  $C_{E_i}$  = custo de uma falha na unidade  $i$  sem falha de proteção; e  $C_{P_i}$  = custo de uma falha de proteção na unidade  $i$ . Agora, o custo de uma transição no estado ou falha apenas da proteção pode ser descartado por ser desprezível, quando comparado ao custo de uma falha na unidade protegida. Assim, o risco total pode ser avaliado por:

$$R = \sum_{i \in \mathbf{S}} \left( C_{E_i} \frac{\partial P}{\partial E_i} \frac{dE_i}{dt} \right) \text{ onde } F_i = \frac{dE_i}{dt}.$$

Nesta expressão,  $C_{E_i}$  e  $dE_i/dt$  são dados primários de cada unidade, dados, por exemplo, pelo custo de capital. As derivadas parciais são expressões probabilísticas obtidas da equação de definição do risco  $R$  acima:

$$\frac{\partial P}{\partial E_i} = \frac{\partial R}{\partial E_i} = P_i \left[ 1 - \prod_{j \in \mathbf{B}_i} (1 - P_j) \right].$$

Note-se que esta expressão mede a probabilidade da unidade  $i$  operando sem proteção primária e secundária. Cada  $P_i$  é também um dado primário necessário para cada sistema de proteção da planta. A expressão final para o risco catastrófico será então:

$$R = \sum_{i \in \mathbf{S}} \left\{ C_{E_i} P_i \left[ 1 - \prod_{j \in \mathbf{B}_i} (1 - P_j) \right] F_i \right\}.$$

Para avaliar esta expressão, o analista deve ter números para o custo e taxa de falha de todas as unidades de alta tensão, e probabilidades de cada falha na proteção. Estes dados podem ser derivados de modelos markovianos de cada unidade e sua proteção. Opcionalmente, pode-se adotar o custo unitário  $C = 1$  para todos os eventos de risco, gerando a probabilidade de eventos catastróficos na instalação. De acordo com este modelo, apenas a probabilidade do estado de falha da proteção e a freqüência de falha da unidade serão necessários. A Tabela 1 mostra os dados históricos da Chesf, aplicáveis à subestação de Recife II.

Tabela 1 – Taxas de Falha e Probabilidade de Falha da Proteção

Unidade	Taxa de Falha (1/h)	Probabilidade de Falha da Proteção
Síncronos	4,9044e-4	0,459771
Linhas	1,0825e-3	0,046851
Barramentos	4,4915e-5	0,324961
Transformadores	1,4977e-4	0,153101
Reatores	1,8701e-5	0,660874

Utilizando os dados da Tabela 1, e a fórmula geral de risco, obtém-se a distribuição de risco catastrófico na Subestação de Recife II, para cada componente:

$$R_i = P_i \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right] F_i$$

O gráfico da Figura 9 ilustra a distribuição do risco catastrófico entre os equipamentos da Subestação de Recife II, expresso em probabilidade de sinistro por hora, utilizando esta fórmula e os dados da Tabela 1.

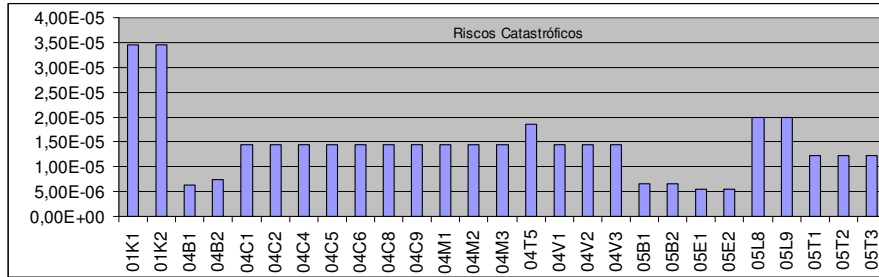


FIGURA 9 – Distribuição Horária de Risco Catastrófico da SE Recife II

Note-se, neste gráfico, a elevada concentração relativa do risco associado aos compensadores síncronos 01K1 e 01K2, em comparação aos demais equipamentos. Este cálculo confirma o histórico de sinistros envolvendo este tipo de equipamento, nas diversas subestações da Chesf, tais como Campina Grande II, Natal II, Bongü, Currais Novos, Matatu. Em compensação, é bastante reduzido o risco catastrófico de defeitos nos barramentos de 230kV (04B1 e 04B2) e 500kV (05B1 e 05B2), bem como nos reatores de 500kV (05E1 e 05E2). Estes dados também confirmam o histórico de sinistros da empresa neste tipo de equipamento. A identificação dos equipamentos cuja melhoria na taxa de falha tem maior impacto no risco da subestação pode ser determinada por um índice de risco relativo, dado por:

$$RE_i = \frac{F_i}{R} \frac{\partial R}{\partial F_i} = C_i P_i \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right] F_i \left/ \sum_{k \in S} \left\{ C_k P_k \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right] F_k \right\} \right.$$

A distribuição percentual desta métrica entre os diversos equipamentos da subestação de Recife II pode ser observada no gráfico da Figura 10 a seguir, usando esta fórmula.

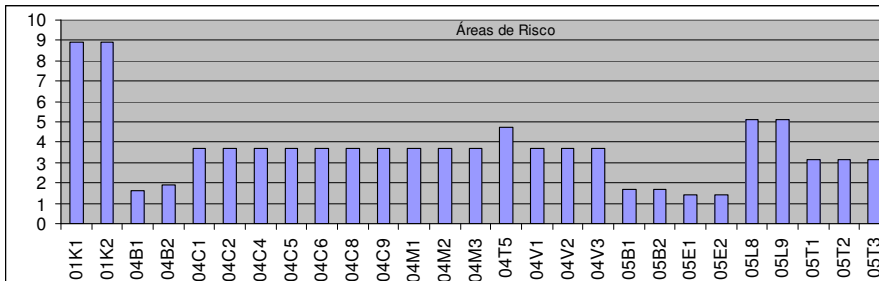


FIGURA 10 – Distribuição Percentual de Áreas de Risco da SE Recife II

Observe-se, novamente, que a melhoria na taxa de falha dos compensadores síncronos 01K1 e 01K2 produziria o maior impacto percentual no risco da instalação, em comparação aos demais equipamentos. Os baixos percentuais de melhoria nos riscos associados aos barramentos (04B1, 04B2, 05B1 e 05B2) e reatores (05E1 e 05E2), confirmam o resultado anterior, ou seja, não são indicados para melhoria do risco da instalação.

Um índice similar pode ser definido para medir a contribuição relativa da variação na confiabilidade dos sistemas de proteção no risco catastrófico da planta:

$$RP_i = \frac{P_i}{R} \frac{\partial R}{\partial P_i} = \left[ C_i P_i \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right] F_i + P_i \sum_{j \in B_i} C_j P_j F_j \right] \left/ \sum_{k \in S} \left\{ C_k P_k \left[ 1 - \prod_{j \in B_i} (1 - P_j) \right] F_k \right\} \right.$$

Estes índices ajudam na identificação de melhorias necessárias nos sistemas de proteção em uma planta industrial, e para isolar qualquer sistema que necessite de mais proteção. A Figura 11 mostra estes índices para a planta de Recife II, avaliados com a expressão acima e a Tabela 1.

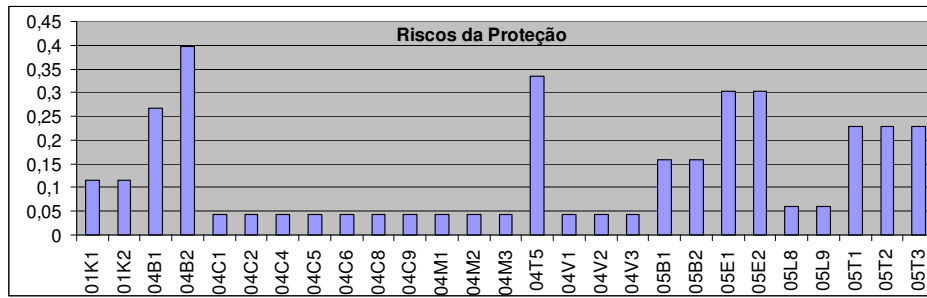


FIGURA 11 – Distribuição de Risco da Proteção da SE Recife II

É evidente que as proteções da Barra 04B2 e do transformador 04T5 que alimentam os compensadores síncronos são aquelas com maior sensibilidade sobre o risco catastrófico da subestação. Um aumento na confiabilidade destes sistemas de proteção teria o maior impacto benéfico no risco da planta. No extremo oposto, as proteções de linha são as de menor sensibilidade sobre o risco catastrófico da instalação, não sendo recomendadas para melhoria do risco catastrófico.

## 5.0 - CONCLUSÕES

Este artigo teve como objetivo analisar os modelos de redes elétricas e industriais necessários à avaliação de riscos de grandes acidentes. Os modelos estudados podem ser usados para analisar decisões tomadas em nível de cada componente, com relação aos resultados e riscos empresariais decorrentes. A simulação destes modelos viabiliza a quantificação dos impactos provocados nos riscos pelo desempenho de cada componente da rede, e, principalmente, permite otimizar as decisões e maximizar os resultados de interesse da empresa, clientes e sociedade. As simulações realizadas demonstram a capacidade do método em identificar as áreas de risco da instalação, bem como os locais onde se deve melhorar o sistema de proteção ou os equipamentos protegidos.

A análise de risco em sistemas elétricos de potência e plantas industriais pode ser de interesse para muitos profissionais de planejamento, manutenção e operação, em empresas de energia, seguros, segurança; agências reguladoras, financiadoras e ligadas ao meio ambiente, interessados na segurança legal e/ou social de empreendimentos de grande porte. Além do seu valor intrínseco como ferramenta de decisão, a análise de risco possui um efeito didático definitivo, na medida em que força o analista a tornar explícitos o comportamento do processo, e seus perigos. Ao apresentar uma metodologia e um caso real, espera-se que o método venha a contribuir para a disseminação dos benefícios da análise de riscos no setor elétrico e industrial em geral.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. Jones, R. B., "Risk-Based Management – A Reliability-Centered Approach", Gulf Publishing Company, 1995.
- [2]. Siqueira, I.P., "Manutenção Centrada na Confiabilidade: Manual de Implementação, Editora QualityMark, 2005.
- [3]. Siqueira, I. P., "Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de Segurança e Proteção", Tese de Mestrado em Engenharia de Produção, UFPE, Recife, 1999.
- [4]. Siqueira, I. P., "Modelagem de Componentes para Avaliação de Desempenho de Redes Elétricas", Projeto de Pesquisa, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2007.
- [5]. Li, W., Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications, Wiley-Interscience, New York, 2005.
- [6]. Siqueira, I. P., "Optimum Reliability-Centered Maintenance Task Frequencies for Power System Equipments", 8th PMAPS, IEEE, 2004
- [7]. Siqueira, I. P., "Measuring the Impact of an RCM Program on Power System Performance", IEEE PES General Meeting, IEEE, 2005.
- [8]. Li, W., "Risk Assessment of Power Systems – Models, Methods, and Applications, Wiley, 2005
- [9]. SIQUEIRA, I.P., Processos de Decisão Markovianos em Sistemas de Segurança e Proteção, Tese de Mestrado em Engenharia de Produção, UFPE, Recife, 1999.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Iony Patriota de Siqueira** é engenheiro eletricista, com mestrado em Engenharia de Produção, e especialização em Sistemas de Informação. Atualmente é gerente do Departamento de Sistemas de Proteção e Automação da CHESF, Vice Diretor Regional da Abraman e Secretário Internacional do Comitê de Estudos B5 do Cigré.

**Benemar Alencar de Souza** é engenheiro eletricista, com mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica. Atualmente é coordenador dos cursos de pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande.