

Análise de áreas de risco considerando os afundamento de tensão em estudos de planejamento

J. C. Cebrian, L. Camilo, N. Kagan, N. M. Matsuo*, H. Arango Enerq-USP

Resumo-- Este trabalho permite avaliar os índices de qualidade de energia numa rede de distribuição, permitindo representar de forma gráfica, considerando a topologia da rede, áreas de risco para consumidores próximos. Neste trabalho também pode ser observado, em um segundo momento, o efeito de alternativas de obras de planejamento para a melhoria dos índices de qualidade de energia na rede de distribuição.

Esta metodologia aplica o Método de Monte Carlo, um método muito utilizado que permite obter os índices de maneira estatística. Esta metodologia foi implementada numa rede real. Os resultados são apresentados e discutidos.

Palavras chaves—Área de risco, Localização de Falhas, Qualidade de energia, Planejamento.

I. INTRODUÇÃO

Os novos processos industriais baseados em equipamentos eletrônicos e a necessidade de um nível de qualidade de energia compatível nos pontos de conexão dos consumidores produz mudanças nos modelos de planejamento de distribuição tradicionais. Ao invés de considerar apenas os custos de equipamentos utilizados para reforçar ou expandir a rede de distribuição e os custos de perdas obtidos através de cálculos de fluxo de potência, este artigo apresenta na sua metodologia uma análise do planejamento da distribuição que considera os indicadores de qualidade de energia.

A modernização de companhias de distribuição requer a redução do número de interrupções. Devido à sensibilidade dos novos processos industriais, afundamentos de tensão podem ser tão severos quanto interrupções, considerando o lado do consumidor. Uma disrupção (falha de equipamento) pode interromper um processo, ou resultar em perdas na produção, o que pode levar horas para o restabelecimento.

Para monitorar a qualidade de energia considerando o número de disrupções, este artigo apresenta uma estimativa de indicadores de disrupção, resultados de simulação de Monte Carlo. Considerando estes indicadores, calculados para toda a rede elétrica, é possível calcular a média dos indicadores esperados para cada alimentador e subestação. Esta média indica o número esperado de disrupções levando em conta as curvas de sensibilidade dos consumidores.

Entretanto, os objetivos a serem considerados no estudo de planejamento incluem a minimização do número de ocorrências de afundamentos de tensão, especialmente aqueles que podem afetar os processos industriais.

Uma tabela comparativa pode ser analisada posteriormente,

mostrando um número médio de disrupções encontradas para todos os barramentos em cada alimentador e subestação. Deste modo, o estudo desenvolvido permite ao planejamento do sistema de distribuição a estimativa dos custos de cada disrupção prevenida, permitindo a escolha de reforços baseados na melhor opção de planejamento.

II. METODOLOGIA

A. Cálculo de indicadores relativos à variação de tensão de curta duração

Este artigo utiliza um modelo de curto circuito convencional para avaliar correntes e tensões ao longo da rede devido a uma dada falta [1]. Além disto, ele utiliza o método da simulação de Monte Carlo para estimar afundamentos e elevações de tensão nos diferentes pontos da rede, utilizando dados estatísticos relacionados às taxa de falhas dos componentes da rede.

O método de Monte Carlo permite uma avaliação de indicadores relacionados a variações de tensão de curta duração (VTCD), além de interrupções de curta e longa duração.

As magnitudes das VTCDs podem ser determinadas por cálculos de curto circuito, desde que conhecidos dados específicos, como a topologia da rede e parâmetros da linha, parâmetros de transformadores, tipos de proteção e sua configuração.

As durações das VTCDs são estimadas pelos tempos naturais de extinção da falta e tempos operacionais dos dispositivos de proteção, que são normalmente relacionados à corrente de falta.

O método de Monte Carlo permite a elaboração de relatórios, relacionados com dados estatísticos de ocorrências de VTCDs, originados de faltas por todo o sistema de distribuição.

Pela determinação do número de eventos de VTCDs, organizados pela sua duração e magnitude, os alimentadores podem ser mostrados com informação dos riscos de VTCDs e interrupções.

B. Simulação de faltas

Utilizando o método de Monte Carlo, os seguintes parâmetros serão determinados em uma única simulação:

a) Local da falta no alimentador: o local é determinado de acordo com a distribuição de probabilidade de ocorrência de falta. Diferentes distribuições de probabilidades podem ser consideradas, e a diversidade de áreas pode ser representada assumindo-se diferentes taxas de falhas associadas a cada ramal. Quando a taxa de falhas (falhas/km/ano) é igual para todos os ramais, uma distribuição uniforme é assumida.

b) Tipo de falta: o método considera as seguintes faltas: fase-terra, dupla-fase, dupla-fase terra e trifásico. Diferentes valores probabilísticos são associados a cada tipo de falta como na Figura 1.

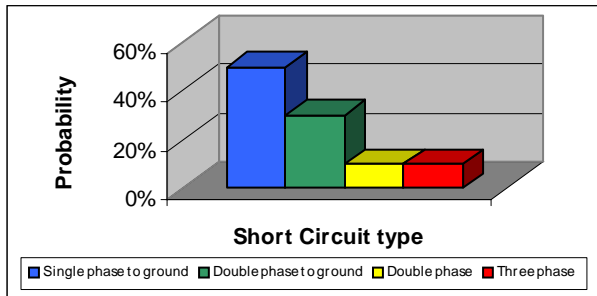


Figura 1: Distribuição probabilística do tipo de falta

c) Impedância de falta: o método considera intervalo de impedâncias de falta para faltas fase-fase e fase-terra. O intervalo de impedância vai de 0 a um valor máximo, de acordo com o tipo de falta, como mostrado na Tabela 1. O desenvolvimento desta metodologia inicia com o cadastro, identificação e características de um dos disjuntores dados pelo fabricante: ampolas de vácuo, e respectiva vida útil (energia máxima dissipada), informações armazenadas no banco de dados da concessionária.

Tabela 1 – Valor máximo de impedância de falta

Trifásico	10 Ω
Dupla-fase	20 Ω
Dupla-fase terra (impedância terra)	20 Ω
Dupla-fase terra (impedância por fase)	10 Ω
Fase-terra	30 Ω

d) Tempo de extinção natural: é uma variável aleatória representada pela sua duração e distribuição probabilística como mostrado na Figura 2

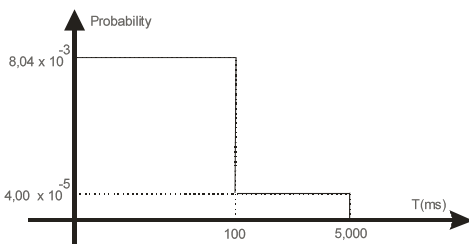


Figura 2 – Distribuição probabilística para extinção natural da falta

A simulação do método de Monte Carlo deve ser executada um dado número de vezes. Este número pode ser fixado quando o resultado final não sofrer mais alteração significativa, para cada simulação adicional.

Quando o tempo natural de extinção da falta for maior que o tempo de proteção, o maior deverá ser utilizado para determinar a duração do evento. A avaliação do tempo de proteção operacional é baseada nos dispositivos envolvidos, que são, equipamentos de proteção existentes no caminho percorridos pelas correntes de falta. Além disso, a configuração destes equipamentos também são consideradas, isto é, para se determinar a duração do evento, o modelo considera a proteção que atua no menor tempo.

Quando o equipamento de proteção atua, ocorre uma interrupção parcial ou global no alimentador. Isto é cuidadosamente checado pelo modelo, verificando o status de cada barramento da rede frente aos equipamentos de proteção que atuaram.

Os indicadores de VTCDs são calculados e registrados para cada ponto de avaliação, considerando múltiplas falhas na rede. O procedimento soma uma interrupção quando um dispositivo de proteção a montante atua, assim mesmo, registra uma VTCD de acordo com sua magnitude e duração da falha.

C. Contribuição de VTCDs de outros alimentadores próximos
Consumidores são afetados por VTCDs causados por faltas não apenas no alimentador que estão conectados, mas também por faltas em alimentadores próximos supridos pela mesma subestação.

A contribuição destes alimentadores ao indicadores de VTCDs são calculados por simulações de Monte Carlo independentes. O efeito das VTCDs no barramento de média tensão das subestações de distribuição são determinados por esta simulação. Como as condições de pré-falta não são consideradas neste estudo, os efeitos nas correntes destes barramentos nos demais alimentadores desta subestação são facilmente calculados.

As VTCDs originárias de sistemas de transmissão não são incluídas neste trabalho. Entretanto, sabe-se que VTCDs nos sistemas de distribuição são normalmente devido a faltas no próprio sistema distribuição.

D. Planejamento para melhoria de indicadores de VTCDs

Fenômenos de VTCDs são basicamente relacionados ao mau funcionamento de equipamentos de consumidores, o que geralmente causa interrupção em processos produtivos [4]. Este conceito é referenciado como interrupção do consumidor. Processos contínuos, quando interrompidos devido a afundamentos ou elevações de tensão, normalmente demandam um longo período para o restabelecimento dos procedimentos de produção.

Disrupções ocorrem quando a variação de tensão é mais severa que a suportada pelo equipamento ou processo. Cada parte do processo pode ser caracterizada por uma curva de sensibilidade, como mostrada na Figura 3.

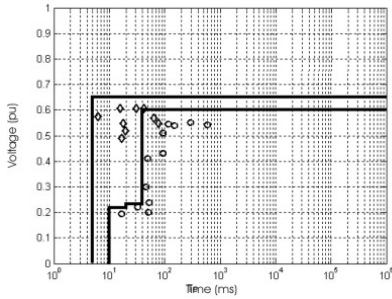


Figure 3 – Curva de sensibilidade de um dispositivo eletrônico

Deste modo, a redução do número de eventos de VTCDs irá diminuir o número de disrupções de equipamentos. Este artigo considera a minimização de disrupções nos consumidores como um importante objetivo de planejamento. Por isto, novas subestações e reforços na rede não só melhorariam o carregamento, perdas ou níveis de tensão, mas também melhorariam indicadores importantes de qualidade de energia.

Este artigo não pretende considerar um modelo geral de planejamento, mas sim mostrar como ações de planejamento podem ser priorizadas para a melhoria dos indicadores de VTCDs.

Assim, a ‘melhor ação de planejamento’ dentre um número de opções candidatas pode ser definida por uma análise técnica e econômica que considera o custo de cada ação de planejamento e seu benefício correspondente, que pode ser calculado desta maneira:

$$V_i = C_d \times (N_{di} + N_{li}) \quad (1)$$

Em que:

i : ação de planejamento.

V_i : custo de VTCD considerando a ação de planejamento i .

C_d : custo individual de disrupção.

N_{di} : número de disrupções causados por VTCDs quando a ação de planejamento i é considerada.

N_{li} : número de interrupções de longa duração quando a ação de planejamento i é considerada.

Os custos de disrupção individuais não são geralmente conhecidos. Neste caso, pode se considerar apenas o número de disrupção no processo devido a VTCDs ou devido a interrupções de longa duração, que é:

$$D_i = \frac{V_i}{C_d} = (N_{di} + N_{li}) \quad (2)$$

onde:

D_i : Número de disrupções de processos considerando a ação de planejamento i .

Para se determinar o benefício associado a cada ação de planejamento i , deve-se compará-la com o sistema inicial (sem nenhuma ação de planejamento). O benefício devido a ação de planejamento i é determinado por:

$$B_i = D_0 - D_i \quad (3)$$

onde:

D_0 : Número de disrupções de processos sem nenhuma ação de planejamento (sistema original)

B_i : Benefício da ação de planejamento i

Também é relevante considerar uma análise de custo-benefício. Neste caso, a seguinte relação deve ser apresentada:

$$R_{CBi} = \frac{C_i}{V_0 - V_i} \quad (4)$$

onde:

R_{CBi} : relação custo-benefício da ação de planejamento i

C_i : custo da ação de planejamento i

V_0 : custo de VTCD sem a ação de planejamento considerada.

Em alguns estudos específicos, a melhor ação de planejamento i^* , dentre as n possíveis, será a melhor para maximizar o benefício, isto é, minimizará os custos de disrupções.

$$B_{i^*} = \text{Max}(B_j) \quad j \in [1, n] \quad (5)$$

Quando a análise custo-benefício é considerada, deve-se selecionar a melhor ação de planejamento de acordo com:

$$T_{CBi^*} = \text{Min}(R_{CBj}) \quad j \in [1, n] \quad (6)$$

III. ESTUDO DE CASO

A metodologia proposta é aplicada a um sistema real de distribuição. Os indicadores de qualidade de energia (disrupções devido a VTCDs e interrupções de longa duração) são determinados pelo método da simulação de Monte Carlo, utilizando um total de 5.000 simulações.

A rede selecionada, mostrada na figura 4, para este estudo de caso engloba 4185 barramentos, 350 dispositivos de proteção e chaveamento, além de 172 km de rede distribuídos por 8 alimentadores.



Figura 4 – Configuração da rede para este estudo de caso

As figuras 5 e 6 mostram uma saída gráfica relacionadas à afundamentos de tensão e interrupções [3] (cada cor representa um intervalo de eventos de VTCDs e interrupções). Nestas figuras, o método de Monte Carlo foi executado para o sistema de distribuição existente (sem ação de planejamento).

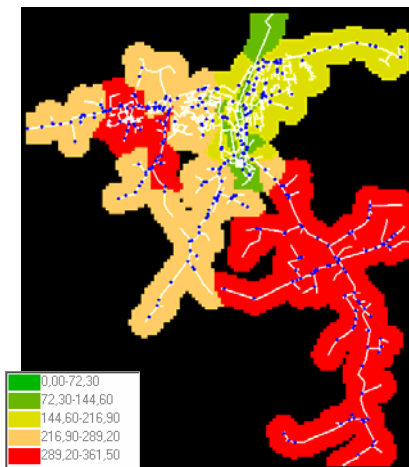


Figura 5 – Mapeamento de afundamentos de tensão

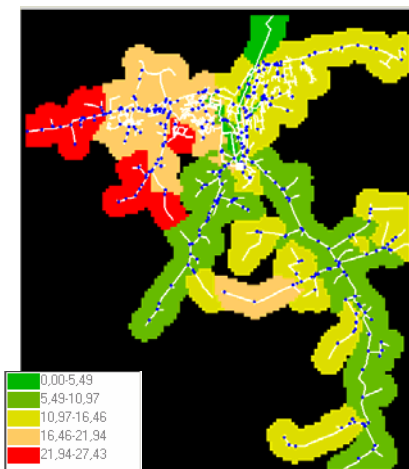


Figura 6 – Mapeamento de interrupções de longa duração

Para Se demonstrar a metodologia, foram consideradas 3 ações de planejamento:

- Ação 1: Substituição do transformador de 30 MVA da subestação por uma unidade de 40 MVA, ambos com a mesma reatância de curto-circuito (9,55%).
- Ação 2: Abertura do barramento de alta e média tensão na subestação. Cada barramento de média tensão será suprido por um transformador de 30 MVA.
- Ação 3: Adição de fusíveis em ramais específicos dos três alimentadores. (verificar)

O método da simulação de Monte Carlo permite a estimação do número de eventos de VTCDs e interrupções para o sistema com cada ação de planejamento considerada, como mostrado na tabela 1.

Tabela 1- Resultado para as 3 ações de planejamento

		Melhoria						
		Existente	Caso 1	Differ.1	Caso 2	Differ. 2	Caso 3	Differ. 3
Afundamentos por ano	Médio	230,10	215,30	14,80	176,94	53,16	231,70	(1,60)
	Pior	361,50	347,30	14,20	308,70	52,80	363,80	(2,30)
Interrupções por ano	Médio	13,83	13,80	0,03	14,93	(1,10)	11,93	1,90
	Pior	27,43	27,37	0,06	25,49	1,94	27,43	-

A tabela 1 mostra o resultado das 3 ações de planejamento (caso 1, caso 2 e caso 3) e as diferenças do número de eventos relativos ao caso base (rede existente sem nenhuma ação de planejamento). A tabela mostra os piores valores, que consiste nos barramentos no sistema que apresentam os maiores indicadores referentes a eventos de VTCDs e interrupções. A coluna 'Differ' refere-se à diferença do número de eventos frente a rede base.

Experimentos mostram que 30% dos afundamentos de tensão geram interrupções em processos produtivos. Assumindo este cenário, os benefícios referentes às ações de planejamento podem ser calculados como mostrado na tabela 2.

Tabela 2 – Número esperado de disrupções e interrupções de VTCDs

i	Afundamentos	Número de Disrupções	Número de interrupções	Bi	Di
0	230,10	69,03	13,80	82,83	-
1	215,30	64,59	13,84	78,43	4,40
2	176,94	53,082	14,93	68,01	14,82
3	231,70	69,51	11,93	81,44	1,39

Pela utilização da equação (5) o engenheiro de planejamento deverá escolher a ação de planejamento #2.

IV. CONCLUSÕES

Os resultados utilizando o método da simulação de Monte Carlo mostraram-se aderentes e consistentes, mostrando que sua implementação conduz à uma forma eficiente para obter indicadores de qualidade de energia relacionados com variações de tensão de curta duração e interrupções de longa duração.

Este estudo de caso indica que a escolha da ação de planejamento #2 como sendo a que resulta nos melhores

indicadores considerando melhoria nos indicadores de interrupção e interrupção. Além disso, todas ações de planejamento levaram a uma melhoria nos indicadores de qualidade de energia.

A ação de planejamento #2 foi a melhor, pois ela reduz o número de eventos devido aos alimentadores próximos. A redução no indicador de VTCD foi de aproximadamente 20%. Deve-se destacar que se apenas interrupções de longa duração fossem consideradas (no Brasil, apenas este indicador é regulado), a melhor opção seria a ação de planejamento #3.

V. REFERÊNCIAS

- [1] L. D. Zhang and M. H. J. Bollen, July 1998, "A method for characterizing unbalanced voltage dips with symmetrical components," IEEE Power Eng. Rev., pp. 50–52.
- [2] L. D. Zhang and M. H. J. Bollen, April 2000, "Characteristic of Voltage Dips in Power Systems," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, no. 2, pp. 827–832.
- [3] N. Kagan, H. Arango, N.M. Matsuo, G. Vasconcelos, U. Castellano, S.X. Duarte, 2004, "Evaluating the Risk of Equipment Disruption Related to Voltage Sags" ICHQP Conference on Harmonics and Quality of Power, Lake Placid, New York, USA.
- [4] R. C. Dugan, D. L. Brooks, T. E. McDermott, Ashok Sundaram, 31 Jan-4 Feb 1999, "Using Voltage Sag and interruption indices in distribution planning " Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE, Volume: 2 , pp. 1164-1169 vol.2.