



GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

CONFIABILIDADE DE REDES DE TRANSMISSÃO E SUBTRANSMISSÃO
CONSIDERANDO FALHAS EM EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES: UMA FERRAMENTA PARA O
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Juliana Souza Nunes(*) **Armando M. Leite da Silva** **João Guilherme de C. Costa** **Victor Ferreira Zwetkoff**
CEMIG D **PUC-RIO** **UNIFEI** **CEMIG GT**

RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia probabilística utilizando simulação Monte Carlo para análise de confiabilidade conjunta de sistemas de transmissão e subtransmissão, verificando o impacto destes segmentos sobre os índices de desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica. O método permite modelar falhas de equipamentos de subestações e de linhas de transmissão, além de incluir o efeito da realização de transferências de carga através da rede de alta e média tensão em situações de contingência. A partir de um caso-base, é gerado um conjunto de estados de contingência, considerando-se as estatísticas de falha dos circuitos e o comportamento da carga.

PALAVRAS-CHAVE

Avaliação de confiabilidade, Indicadores de desempenho, Simulação Monte Carlo, Sistema de transmissão e subtransmissão.

1.0 - INTRODUÇÃO

As concessionárias de energia elétrica desempenham um papel social importante, em que interrupções no fornecimento podem acarretar grandes prejuízos aos consumidores. No cenário atual do Setor Elétrico Brasileiro, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica tem exigido das concessionárias um padrão de continuidade e qualidade cada vez mais elevado, atendendo ainda o princípio de modicidade tarifária. Devido aos orçamentos limitados das empresas no atual momento econômico, com taxas de juros elevadas, endividamento e riscos regulatórios, torna-se necessário desenvolver métodos de análise apurada que indiquem os pontos prioritários para investimentos no sistema elétrico.

A configuração de redes pouco malhadas, associada a arranjos físicos de subestações com baixa flexibilidade operativa, reduz a confiabilidade dos sistemas, podendo causar prejuízos aos consumidores e às próprias empresas, que serão penalizadas pelos desligamentos conforme regulação específica [1], [2]. Com o histórico de ocorrências na rede de alta e extra-alta tensão possibilitando apurar as taxas de falha de linhas e equipamentos de subestações, é possível realizar uma análise para avaliação do desempenho do sistema de transmissão e subtransmissão.

A vantagem da representação proposta está no detalhamento das falhas do sistema e das possíveis manobras para o seu restabelecimento, visando aproximar os modelos de simulação disponíveis à realidade operativa das empresas, através dos seguintes pontos principais:

- Além de transformadores e linhas de transmissão, são modeladas as falhas de elementos de subestações como disjuntores, reguladores de tensão e religadores;

- São modeladas as saídas de elementos do sistema vinculadas às falhas de outros elementos, incluindo casos com atuação de proteção de retaguarda, e também possíveis entradas de circuitos normalmente abertos para restabelecimento;
- São considerados os efeitos das transferências de carga entre subestações via circuitos de média tensão.

A metodologia probabilística avalia o impacto de ocorrências no sistema de forma a obter o nível de confiabilidade, que associado a aspectos financeiros, é um parâmetro importante para gestores de empresas concessionárias. A avaliação da confiabilidade é de extrema importância para o planejamento da expansão e planejamento operativo, além de subsidiar o planejamento de manutenção e de renovação de ativos, indicando os circuitos mais críticos do ponto de vista de desempenho do sistema. A aplicação da técnica proposta objetiva um plano de investimentos cada vez mais otimizado, para viabilizar a qualidade no fornecimento de energia ao menor custo possível.

2.0 - METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA CONFIABILIDADE

Para a realização da análise proposta, foram utilizados processos de Markov associados à simulação Monte Carlo (SMC) [3], [4]. Trata-se de metodologias consagradas, utilizadas com sucesso na avaliação de confiabilidade de sistemas de potência [5].

A ocorrência de interrupções na operação de sistemas elétricos pode ser avaliada através de uma modelagem estatística. As cadeias de Markov modelam evoluções aleatórias, onde o estado atual e as probabilidades de transição definem o comportamento do sistema. É utilizado um processo de simulação estocástico e a representação por espaço de estados permite o uso das probabilidades instantâneas de funcionamento e de falha de equipamentos. Um circuito/equipamento pode ser modelado com dois estados (falha/sucesso) e a probabilidade dele se encontrar em cada estado pode ser determinada através dos parâmetros de taxa de falha (λ) e tempo médio para reparo (TMPR) pelos processos de Markov [6].

A simulação Monte Carlo é um método estatístico, baseado na representação de espaço de estados, no qual modelos Markovianos podem ser aplicados. São simulados eventos aleatórios no sistema baseados nas distribuições de probabilidade dos estados dos circuitos/equipamentos. Para cada falha são avaliadas as condições sistêmicas e após a simulação de um grande número de eventos, podem ser computados os indicadores de confiabilidade. É uma metodologia largamente utilizada na avaliação composta (geração/transmissão), devido à flexibilidade de utilização de modelos precisos de componentes e condições operativas do sistema, aliado à possibilidade de representar fenômenos complexos e um grande número de eventos.

2.1 - Ferramenta de Análise

Foi utilizado o software NH2 [7] do Cepel, para realização da análise de confiabilidade integrada à análise de fluxo de potência. A ferramenta gera, a partir de um caso base, um conjunto de casos ou estados de contingência, com base nas estatísticas de falha dos equipamentos e no comportamento da carga. Além disso, é possível identificar violações operativas em componentes do sistema, bem como eliminá-las por meio de métodos de otimização.

A análise de confiabilidade é realizada através da simulação Monte Carlo não sequencial, em que os estados do sistema são simulados sem consideração cronológica, baseados apenas na sua probabilidade de ocorrência. Trata-se de uma metodologia robusta para avaliar sistemas de potência grandes e complexos.

Para cada estado do sistema sorteado X_k , são avaliadas as funções teste H dos indicadores de confiabilidade [4] que irão compor os índices tradicionais como a LOLP – *Loss of Load Probability* (Probabilidade de Perda de Carga), LOLE – *Loss of Load Expectation* (Perda de Carga Esperada), EENS – *Expected Energy Not Supplied* (Energia Esperada Não Suprida) e a LOLF – *Loss of Load Frequency* (Frequência de Perda de Carga), indicados nas fórmulas a seguir. Outros indicadores, como o ISS – Índice de Severidade de Sistema, também podem ser avaliados [8]-[10].

$$H_{LOLP}(X_k) = \begin{cases} 0 & \text{se } X_k \in \text{Sucesso} \\ 1 & \text{se } X_k \in \text{Falha} \end{cases} \quad \text{e} \quad LOLP = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N H_{LOLP}(X_k) \quad (1)$$

$$H_{EPNS}(X_k) = \begin{cases} 0 & \text{se } X_k \in \text{Sucesso} \\ C & \text{se } X_k \in \text{Falha} \end{cases} \quad \text{e} \quad EPNS = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N H_{EPNS}(X_k) \quad (2)$$

$$H_{LOLF}(X_k) = \begin{cases} 0 & \text{se } X_k \in \text{Sucesso} \\ \lambda_{out} & \text{se } X_k \in \text{Falha} \end{cases} \quad \text{e} \quad LOLF = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N H_{LOLF}(X_k) \quad (\text{ocorrências/ano}) \quad (3)$$

$$LOLE = 8760 * LOLP \quad (\text{horas}) \quad \text{e} \quad EENS = 8760 * EPNS \quad (\text{MWh/ano}) \quad (4)$$

sendo N o número de simulações realizadas, H_{EPNS} a função teste da Potência Esperada Não Suprida, C o corte de carga em MW e λ_{out} a frequência de saída do estado de falha em ocorrências/ano.

2.2 - Modelagem de Falhas nos Circuitos

É comum verificar a análise de confiabilidade de sistemas de transmissão considerando-se falhas em transformadores e linhas de transmissão. Neste estudo, o sistema de subtransmissão também é avaliado e são consideradas falhas de outros equipamentos das subestações que contribuem para desligamentos, como disjuntores, religadores e reguladores de tensão (quando o transformador não possui a função de regulação integrada).

Para modelar as falhas desses equipamentos no NH2, foram feitas as seguintes considerações:

- As falhas de disjuntores de linha (DL) são consideradas em conjunto com as falhas de linhas (LD);
- As falhas de disjuntores da alta tensão do transformador (DT) são consideradas em conjunto com as falhas do transformador (TF);
- As falhas de disjuntores gerais de média tensão (DG) e de religadores (R) são consideradas em conjunto com o regulador de tensão (RT) ou com transformador (TF) quando este possui a função de regulação;
- Não foram consideradas falhas nas barras. Neste estudo também não se propõe modelar as falhas referentes aos alimentadores de média tensão das redes de distribuição.

A Figura 1 mostra um exemplo de uma subestação e sua respectiva modelagem no NH2:

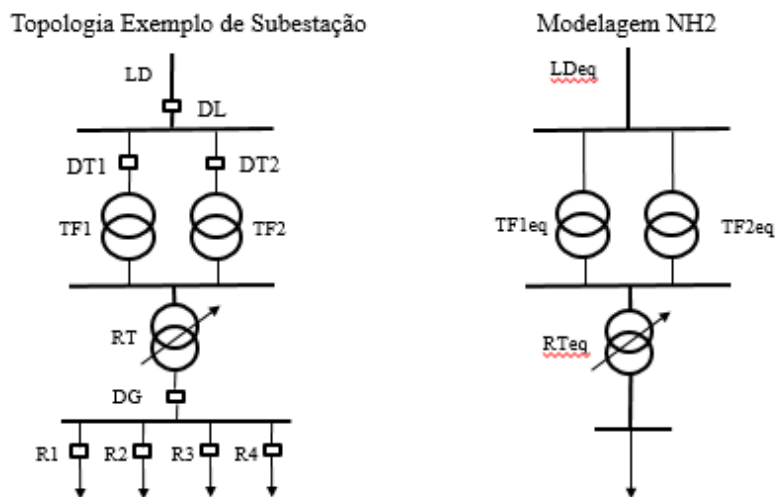


FIGURA 1 – Modelagem de falhas de equipamentos de subestação e linhas.

As falhas são agrupadas como num sistema série de n componentes [6] resultando nos parâmetros equivalentes de taxa de falha λ_{eq} e tempo médio de reparo $TMPR_{eq}$:

$$\lambda_{eq} = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n \quad (5)$$

$$TMPR_{eq} = \frac{\lambda_1 TMPR_1 + \lambda_2 TMPR_2 + \dots + \lambda_n TMPR_n}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n} \quad (6)$$

2.2.1 - Entrada e Saída de Circuitos nas Contingências

Considerando a estrutura de um sistema e seus aspectos operativos, a saída de certo circuito pode levar à saída de outros circuitos simultaneamente. Utilizando-se a funcionalidade de alterações vinculadas do NH2, foram mapeadas:

- as saídas de todos os trechos de uma linha de subtransmissão simultaneamente (pode haver pequenas subestações de distribuição conectadas sem disjuntores de linha para isolar o defeito);
- transformadores de potência ligados em paralelo sem possibilidade de isolamento imediato do equipamento;

- saída de elementos associados à atuação de proteção retaguarda quando um equipamento de proteção e manobra falha não interrompendo um curto-circuito (quando não há possibilidade de restabelecimento imediato via telecontrole ou operador local).

Além das saídas de circuitos, devem ser mapeadas também as entradas de circuitos normalmente abertos durante as contingências, transferindo a alimentação via alta tensão de uma subestação a outra ou então de uma barra da subestação a outra.

2.2.2 - Transferências de Carga entre Subestações via Média Tensão

Além das entradas e saídas de circuitos, outro aspecto importante que impacta nos indicadores de continuidade são as transferências de carga entre subestações via rede de média tensão. Existem subestações com possibilidade de transferência de grande parte de sua carga, de forma que o impacto de uma falha em subestação ou linha pode ser minimizado para um grande número de clientes. A Figura 2 mostra uma representação simplificada de uma dupla alimentação de cargas.

Esta transferência de carga pode ser modelada no NH2 através da funcionalidade de alterações vinculadas, com alteração das cargas nas barras das subestações durante uma contingência (redução da carga da barra da subestação em contingência e aumento da carga da barra na subestação adjacente). O software considera a transferência de imediato, de forma que se alguma transferência não automatizada leva um tempo grande a se concretizar, comparado ao tempo médio para reparo, ela deverá ser desconsiderada de forma a não impactar os resultados dos indicadores de confiabilidade positivamente.

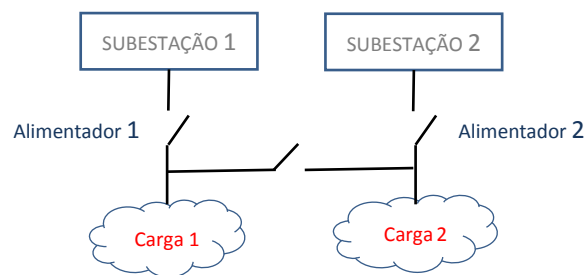


FIGURA 2 – Transferência de carga entre subestações via média tensão.

3.0 - APLICAÇÃO

3.1 - Sistema de Estudo

A metodologia foi aplicada a um subsistema do SEB (Sistema Elétrico Brasileiro) com níveis de tensão entre 34,5 e 500 kV. Foram simuladas falhas em 50 subestações e 70 linhas de transmissão/subtransmissão, representando-se ainda outras subestações e linhas adjacentes para cálculo do fluxo de potência. O sistema de estudo está representado na Figura 3.

O subsistema foi retirado do SEB sendo feita uma equivalência nos seus pontos de fronteira, resultando em 288 barras. Foram inseridos duas cargas e três geradores equivalentes (sendo um deles considerado como referência), não se verificando alterações significativas no fluxo de potência em comparação com o caso original. Os limites de potência reativa considerados dos geradores equivalentes são correspondentes aos observados simulando-se no caso base de fluxo de potência do SEB as contingências do sistema de transmissão.

3.2 - Dados de Entrada

Os dados dos circuitos (barras, transformadores, linhas, geradores e cargas) foram importados do arquivo “.SAV” do programa Anarede, sendo escolhido o cenário de carga pesada de um mês crítico considerando-se carga elevada e geração local baixa, levando a um maior nível de carregamento das linhas de transmissão. Os demais dados necessários para a análise de confiabilidade estão descritos nos itens a seguir.

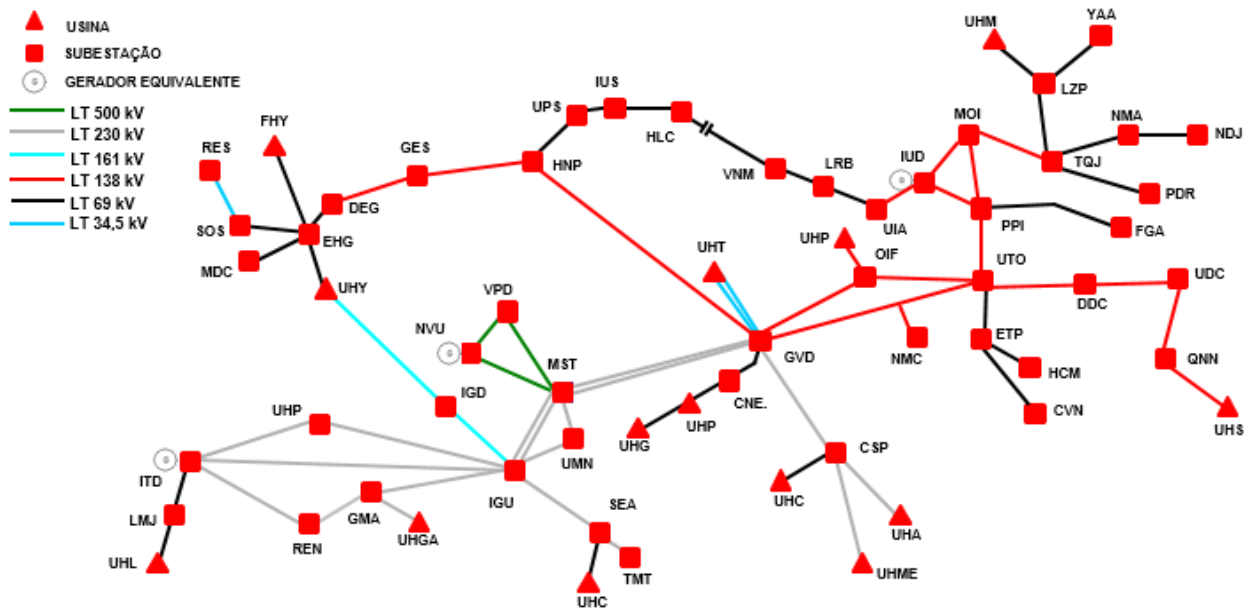


FIGURA 3 – Sistema de estudo.

3.2.1 - Taxas de Falha (λ) e Tempo Médio para Reparo (TMPR)

Foram utilizados os parâmetros de taxa de falha (ocorrências/ano ou ocorrências/km.ano no caso de linhas) e tempo médio para reparo (horas) conforme abaixo:

- Linhas e Transformadores da Rede Básica – λ e TMPR disponíveis na literatura [11] utilizados pelas demais instituições do setor elétrico, são valores médios diferenciados por nível de tensão do circuito;
- Linhas de Subtransmissão – foram utilizados λ e TMPR apurados durante 5 anos (2011 a 2015) na Cemig Distribuição, são valores médios diferenciados por nível de tensão e por tipo de estrutura da linha (madeira, concreto ou metálica). Foram computados apenas os desligamentos acima de 3 minutos;
- Transformadores de Subtransmissão e Reguladores de Tensão – foram utilizados λ e TMPR apurados durante 5 anos (2011 a 2015) na Cemig Distribuição. No caso dos transformadores, além de considerar as falhas transitórias, o TMPR de cada equipamento foi calculado considerando-se a localização geográfica da subestação e o tempo de substituição necessário no caso de falha permanente;
- Disjuntores e Religadores – foram utilizados λ e TMPR apurados nos últimos 3 anos (2014 a 2016) na Cemig Distribuição. Foram computados apenas os desligamentos acima de 3 minutos.

3.2.2 - Entrada e Saída de Circuitos nas Contingências

Foram mapeadas todas as saídas de circuitos vinculadas a uma contingência do subsistema em análise de forma a aproximar a simulação à realidade operativa. Os casos citados no item 2.2.1 de saída de circuitos irão depender do arranjo de cada subestação e da existência de equipamentos manobráveis a distância possibilitando isolar o circuito em falha pelos centros de operação.

Além das saídas de circuitos foram mapeadas transferências entre subestações ou entre barras via alta tensão, como por exemplo a linha normalmente aberta que interliga as subestações HLC e VNM.

3.2.3 - Transferências de Carga entre Subestações via Média Tensão

Foi mapeado para cada alimentador da subestação o percentual de carga transferível (considerando-se carga pesada) e o alimentador da subestação de destino. No subsistema em análise, existem subestações sem nenhuma possibilidade de transferência de carga, algumas com transferência de 100% e a maior parte com transferência parcial. A avaliação deve ser feita para cada contingência, pois a subestação que irá absorver a carga transferida também pode ter sido afetada pela falha. Com a análise do fluxo de potência integrada à análise de confiabilidade é possível avaliar se houve alguma violação operativa nas subestações e linhas que possa ter surgido em virtude destas transferências.

3.3 - Resultados

Na simulação realizada foram feitas as seguintes considerações: não foram simuladas falhas na geração, concentrando-se a análise no sistema de transmissão e subtransmissão; foram utilizados os limites de emergência dos circuitos durante as contingências; foi utilizado o algoritmo de pontos interiores implementado no NH2 para realização de medidas corretivas de alteração de *tap* dos transformadores e tensão de geração, de forma a reduzir violações operativas; considerando um cenário mais pessimista, não foi considerado redespacho de potência dos geradores; foi utilizado como parâmetro de convergência da LOLP e EENS $\beta = 1\%$ para melhor apuração de indicadores de confiabilidade por barra.

De forma a avaliar o impacto dos desligamentos considerando-se não apenas a carga, mas o número de clientes envolvidos, foi apurado também o indicador Clientes \times hora, a partir do tempo total de indisponibilidade (LOLE em horas/ano) e do número de clientes da barra associada. Os resultados de algumas das subestações do sistema em estudo são apresentados na Tabela 1:

TABELA 1 – Resultados dos Indicadores de Confiabilidade

Subestação	Carga (MW)	LOLP	LOLF (oc./ano)	EENS (MWh/ano)	Nº Clientes	Clientes \times hora
PPI	6,61	0,0998	0,6906	0,34	20.195	176.554,38
UIA	11,59	0,1039	0,8363	3,64	30.483	277.450,63
MOI	7,55	0,1127	0,6953	3,22	23.930	236.280,85
HNP	3,14	0,1248	2,7806	2,63	6.613	72.313,87
PDR	1,71	0,1355	1,8794	5,46	12.408	147.307,65
EHG	12,9	0,1717	4,1371	49,73	27.851	418.975,42
UTO	27,25	0,2719	5,481	23,07	56.730	676.057,63
RES	5,08	0,3343	9,3230	55,72	10.684	312.900,92
YAA	4,06	0,3741	7,6784	64,81	6.374	208.906,27
HCM	3,15	0,4406	9,6613	32,2	8.239	317.958,81

As três primeiras subestações da Tabela 1 são conectadas diretamente a subestações da transmissão e apresentam os melhores resultados para os indicadores de confiabilidade. A PPI possui dupla alimentação na alta tensão e também é possível transferir parte de suas cargas via média tensão, contribuindo para obtenha os melhores resultados.

Como era esperado, as subestações que possuem os piores resultados para os índices de confiabilidade são as subestações mais distantes da fonte (radiais), pois há mais elementos em série aumentando a probabilidade de falha. As subestações RES, YAA e HCM são as últimas subestações de um sistema radial apresentando resultados superiores para LOLP, LOLF e EENS, sendo que HCM apresenta menor EENS, pois além de possuir menor carga, transfere grande parte das cargas via média tensão. A subestação RES é muito impactada pelas falhas na linha que a alimenta, de 34,5 kV com estruturas de madeira, que possui desempenho menos satisfatório comparado às linhas de estrutura metálica e de tensões superiores.

Do ponto de vista de quantidade de clientes, apesar de YAA apresentar índices de confiabilidade superiores à maioria dos casos, possui um pequeno número de clientes, levando o indicador Clientes \times hora a apresentar um resultado menor que as três primeiras subestações com melhores índices de confiabilidade. O indicador Clientes \times hora é um parâmetro importante para a empresa Distribuidora, pois tem relação com o DEC AT (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, causado por desligamentos provenientes da alta e extra-alta tensão). A subestação UTO apresentou o maior valor de Clientes \times hora, sendo que as falhas que causam desligamentos nesta subestação impactam um grande número de clientes, podendo levar ao pagamento de um alto valor de compensações financeiras aos consumidores¹.

Não se pode associar diretamente os resultados obtidos com os resultados reais de DEC AT para este sistema, pois neste trabalho foi simulado apenas o cenário de carga pesada, num mês crítico do ponto de vista operativo (mais carga e menos geração).

Com os resultados obtidos, além de identificar os pontos prioritários do sistema para realização de investimentos, é possível quantificar os ganhos em relação à confiabilidade quando da realização de obras de reforços e melhorias, possibilitando avaliar o custo-benefício destas obras. Além disso, podem ser avaliadas estratégias de atendimento às contingências, como a descrita a seguir.

¹ As compensações financeiras podem ser estimadas com a LOLE calculada aplicada aos consumidores conectados à subestação e considerando-se as metas de indicadores de continuidade do conjunto ANEEL.

3.3.1 - Resultados Considerando o Uso de Subestações Móveis

O tempo de substituição de um transformador de potência pode ser longo devido à dificuldade de transporte, retirada do transformador que falhou e posicionamento do novo na subestação, além da duração da realização de vácuo, complemento de óleo e ensaios, impactando nos resultados dos índices de confiabilidade. As subestações móveis podem ser utilizadas de forma a reduzir o tempo de desligamento de clientes, por agilizar o religamento das cargas.

O tempo médio para reparo dos transformadores de potência com tensão igual ou inferior a 138 kV foi ajustado considerando o tempo de constatação de falha permanente do transformador, preparação e transporte da subestação móvel, a distância da subestação e o tempo de conexão/testes para alimentação das cargas. Neste estudo não foi considerado o uso de subestações móveis para contingências de autotransformadores. Os resultados desta nova simulação podem ser observados na Tabela 2.

TABELA 2 – Resultados dos Indicadores de Confiabilidade Considerando o Uso de Subestações Móveis

Subestação	Carga (MW)	LOLP	LOLF (oc./ano)	EENS (MWh/ano)	Nº Clientes	Clientes×hora
PPI	6,61	0,0949	0,6201	0,23	20.195	167.864,65
UIA	11,59	0,0991	0,7772	3,49	30.483	264.641,15
MOI	7,55	0,0999	0,6476	1,37	23.930	209.570,20
HNP	3,14	0,1194	2,6684	2,52	6.613	69.195,50
PDR	1,71	0,1275	1,7151	4,92	12.408	138.594,73
EHG	12,9	0,1595	4,0228	32,91	27.851	389.166,58
UTO	27,25	0,2436	5,1939	9,81	56.730	605.208,48
RES	5,08	0,3343	9,3576	62,48	10.684	315.759,21
YAA	4,06	0,3705	7,6105	65,18	6.374	206.871,59
HCM	3,15	0,4179	9,6613	31,01	8.239	301.598,49

Os resultados demonstram para estas subestações uma redução da LOLP em média de 6% e da EENS de 38%, mostrando a melhoria de desempenho com o uso de subestações móveis em contingências. A subestação PPI não apresentou melhorias nos índices de confiabilidade, pois possui autotransformadores, não sendo as subestações móveis aplicáveis a este caso. Já a subestação RES, além de ser alimentada pela subestação SOS através de um autotransformador, possui dois transformadores e possui transferência de carga via média tensão, de forma que a utilização da subestação móvel neste caso não se mostra necessária.

4.0 - CONCLUSÃO

O método proposto identifica, em uma avaliação de confiabilidade conjunta entre transmissão e subtransmissão, as regiões com maior necessidade de investimentos em reforços e melhorias. As áreas com os piores índices de confiabilidade coincidem com as que apresentaram maior indicador DEC AT apurado nos últimos anos pela Cemig.

A metodologia desenvolvida permite propor melhores estratégias para reconfiguração e expansão do sistema; alocação de dispositivos de seccionamento nas subestações melhorando flexibilidade operativa e automatização de equipamentos, reduzindo tempos de restabelecimento; substituição de equipamentos obsoletos e melhorias na gestão dos ativos, aumentando o nível de confiabilidade.

De posse de informações como indicadores de continuidade, compensações financeiras pagas, nível de depreciação dos equipamentos em operação (valor na base de remuneração da concessionária), custos de aquisição e substituição/instalação de novos equipamentos, pode ser feito um estudo técnico-financeiro que irá subsidiar decisões de alocação de recursos no sistema elétrico de forma a se obterem os melhores resultados para a companhia e para a sociedade.

Por último, outros índices [8] e estratégias de análises, considerando a criticidade de elementos das subestações [12], [13] e/ou das redes de distribuição [14], poderão futuramente ser incorporadas à metodologia descrita neste trabalho.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Revisão 6, 2015.
- [2] ANEEL, “Resolução Normativa ANEEL nº 729”, 2016.
- [3] A.C.G. Melo, M.V.F. Pereira, A.M. Leite da Silva, “Frequency and duration calculations in composite generation and transmission reliability evaluation”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 7, no. 2, pp. 469-476, May 1992.
- [4] R. Billinton, W. Li. *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Plenum Press, New York, 1994.
- [5] A.M. Leite da Silva, A.M. Cassula, R. Billinton, L.A.F. Manso, “Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems”, Proc. IEE-GTD, vol. 149, no. 1, pp. 1–6, Jan. 2002.
- [6] R. Billinton, R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques”, Plenum Press, 1983.
- [7] Manual de Utilização, Programa Nível Hierárquico 2 - NH2, Cepel, 2016.
- [8] C.C. Fong, R. Billinton, et al., “Bulk system reliability - measurement and indices,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, no. 3, pp. 829-835, Aug. 1989.
- [9] F. Câmara Neto, M.T. Schilling, A.M. Leite da Silva, “Índices e critérios de referência para análises de confiabilidade”, XX SNPTEE, GPL-21, Recife, Nov. 2009.
- [10] M.T. Schilling, A.M. Leite da Silva, "Conceptual investigation on probabilistic adequacy protocols: Brazilian experience", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 29, no. 3, pp. 1270-1278, May 2014.
- [11] M.T. Schilling, J.C.S. Souza, M.B. Do Coutto Filho, “Power system probabilistic reliability assessment: current procedures in Brazil”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 23, no. 3, Aug. 2008.
- [12] G.J. Anders, “Ranking of substations based on past historical performance,” 11th PMAAPS - Int. Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 14-17 June 2010, Singapore, 2010.
- [13] A.M. Leite da Silva, A. Violin, C. Ferreira, Z.S. Machado Jr., “Probabilistic evaluation of substation criticality based on static and dynamic system performances,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 3, pp. 1410-1418, May 2014.
- [14] G. Hamoud, L. Lee, “Criticality assessment of distribution feeder sections,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 27, no. 1, pp. 298-304, Feb. 2012.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Juliana Souza Nunes – Nasceu em Belo Horizonte em 03/01/1986 e graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em 2008. cursou Pós-Graduação em Gestão de Negócios em 2013 na Faculdade de Economia e Finanças IBMEC. Atualmente, é aluna regular do curso de mestrado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Atuou na área de combate às perdas comerciais com telemedição na Light Distribuição e em projetos de subestações de transmissão em Furnas, Eletrobrás. Em 2013, ingressou na Cemig Distribuição, atuando no planejamento e engenharia de operação e manutenção.

As biografias dos outros autores podem ser acessadas na Plataforma Lattes, no site www.cnpq.br.