

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE PARQUES DE TRANSFORMAÇÃO COM RESERVA TÉCNICA COMPARTILHADA – APRIMORAMENTOS METODOLÓGICOS

NOÉ SILVA NETO, JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA

*Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá
Av. BPS, 1303 – CEP 37.500-903, Itajubá, MG – Brasil*

noesilvaneto@yahoo.com.br, costa@unifei.edu.br

ARMANDO MARTINS LEITE DA SILVA, IZABELA MACHADO PUREZA

*Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Rua Marquês de São Vicente, 225 – CEP 22451-900, Rio de Janeiro, RJ – Brasil*

armando@ele.puc-rio.br, izabelapureza@hotmail.com

Abstract — This paper presents a new probabilistic methodology for dimensioning the number of spare transformers for a group of power distribution substations. Based on chronological Monte Carlo simulation, the proposed methodology allows calculating several reliability indices and expected costs, even considering systems composed by transformers with different ages and non-exponential lifetimes. Real situations of system operation, such as load transfers between transformers or substations and the replacement of failed transformers by spares, are duly modeled. In order to illustrate the proposed concepts, numerical examples using a real system are performed and the corresponding results properly discussed.

Keywords — Number of spares, probabilistic cost analysis, reliability, and spare transformers.

Resumo — Este artigo apresenta uma nova metodologia probabilística para dimensionamento do número de transformadores reservas de um conjunto de subestações de distribuição de energia elétrica. Baseada em simulação Monte Carlo cronológica, a metodologia proposta permite o cálculo de vários índices de confiabilidade e custos esperados, mesmo em sistemas compostos por transformadores com idades diferentes e tempos de vida não exponenciais. Situações reais da operação de sistemas, tais como transferências de carga entre transformadores ou subestações e a substituição de transformadores avariados por reservas, são devidamente modeladas. Exemplos numéricos com um sistema real são utilizados para ilustrar os conceitos abordados.

Palavras-chave — Análise probabilística de custos, confiabilidade, número de reservas, transformadores reservas.

1 Introdução

Nos últimos anos, diversos estudos sobre confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica vêm sendo publicados. Em razão do alto custo e da necessidade de garantir uma operação ininterrupta, o transformador é o equipamento de subestação que mais recebe atenção dos planejadores. Métodos probabilísticos têm sido desenvolvidos para determinar, sob diferentes critérios, o número de transformadores reservas a serem mantidos nos estoques das companhias. Os mais comuns utilizam a distribuição de Poisson e processos de Markov, e, mais recentemente, métodos baseados em simulação Monte Carlo vêm ganhando destaque pela capacidade de modelar situações não suportadas pelos métodos analíticos.

O dimensionamento de estoques de transformadores reservas para subestações deve considerar dois pontos principais: (i) o alto preço de um transformador (centenas de milhares de dólares), e; (ii) o tempo necessário para a sua aquisição (cerca de 12 meses). Assim, é preciso desenvolver métodos capazes de auxiliar o planejador na difícil missão de determinar a reserva técnica de um parque de transformação.

Em Chowdhury e Koval (2005), calcula-se o número de reservas por um modelo baseado na distribuição Poisson, para que o nível desejado de confiabilidade seja atingido ao menor custo possível. Em Hamoud (2011), o estoque é calculado a partir de um

processo de Markov, que utiliza a distribuição exponencial para modelar os tempos de falha, aquisição de novos transformadores para o estoque e sua instalação no campo. Esse modelo é aprimorado em Hamoud (2012), para permitir o cálculo do estoque de transformadores reservas e o número de subestações móveis de um sistema de distribuição.

A simulação Monte Carlo cronológica é utilizada em Costa e Leite da Silva (2008) para dimensionar estoques de transformadores de distribuição. Por se tratar de equipamentos de menor custo e tempo de aquisição, o estoque é reposto em intervalos regulares de tempo (e.g., mensalmente). Além de índices de confiabilidade, são calculados os custos esperados de investimento, substituição de transformadores avariados, interrupção e não-faturamento.

Em Leite da Silva e Costa (2010), é proposto um método baseado em simulação Monte Carlo cronológica para dimensionamento ótimo de transformadores de subestações, que possibilita o uso de qualquer distribuição de probabilidade para modelar os tempos de funcionamento dos transformadores e reposição do estoque. Em Leite da Silva e outros (2015), é proposta uma metodologia para o dimensionamento ótimo de estoques de transformadores, que considera o envelhecimento do material isolante por efeito da temperatura e reduções de vida provocadas por curtos-circuitos. A otimização é feita pela aplicação da técnica metaheurística “Estratégias de Evolução”.

O método proposto neste trabalho visa aprimorar a metodologia apresentada em Costa e outros (2014), modelando-se ações não consideradas anteriormente, como a transferência de carga entre transformadores ou subestações vizinhas e a substituição de transformadores avariados no campo por reservas do estoque. Aplicações numéricas, comparações com resultados já publicados e análises de sensibilidade são usadas para mensurar o impacto das ações modeladas sobre o desempenho de um sistema e demonstrar os ganhos proporcionados pelo novo algoritmo.

2 Metodologia Proposta

2.1 Simulação Monte Carlo

A simulação Monte Carlo cronológica é uma ferramenta matemática baseada na seleção e análise de um grande número de amostras de tempos de operação dos componentes de um sistema, a partir de suas variáveis aleatórias. A representação cronológica de eventos como falhas e reparos de equipamentos e a capacidade de modelar grandezas variantes no tempo permitem a análise do desempenho de sistemas que operam sob condições geralmente não admitidas nos métodos analíticos tradicionais.

Por exemplo, formulações baseadas na distribuição de Poisson e processos de Markov presumem tempos exponencialmente distribuídos e equipamentos com taxas de falha idênticas. No entanto, fatores como o envelhecimento dos transformadores, a expansão do sistema com a entrada de novas subestações em operação e a substituição de equipamentos avariados ou obsoletos por outros mais novos, fazem com que parques de transformação reais contenham equipamentos com idades diversificadas e expostos a condições operativas e ambientais distintas, contrariando as hipóteses inicialmente estabelecidas.

O algoritmo proposto neste artigo foi desenvolvido com o objetivo de permitir o cálculo de índices de confiabilidade e custos esperados de parques de transformação, referentes a um período de tempo ao longo do qual se pretende estabelecer uma estratégia para compor o estoque de transformadores reservas. Admitem-se como dados desse problema: os instantes de início e término do período de análise; o número atual de transformadores no campo e no estoque; a carga de cada transformador; a previsão para entrada de novas subestações em operação; a previsão de crescimento da carga, e a estratégia de ampliação do estoque com as datas e o número de transformadores reservas a serem incluídos.

O tempo de vida restante é modelado individualmente, para que, se necessário, cada transformador do sistema possa ter sua própria distribuição de probabilidade. Parâmetros relativos ao tempo necessário para a conclusão de ações como recomposição do estoque (compra de um novo transformador), transferência de carga (se esse recurso estiver disponível na subestação) e a substituição de equipamentos avaria-

dos no campo por reservas do estoque são modelados por distribuições de probabilidade específicas.

Em linhas gerais, o algoritmo cronológico é responsável por gerar um grande número de simulações do período de análise, com base nas distribuições de probabilidade dos tempos de vida dos equipamentos, e na estratégia definida para a composição do estoque ao longo deste período. A partir das simulações, realizadas calculam-se índices como:

- Indisponibilidade: equivale à fração do período de análise que o sistema permanece em estado de falha, i.e., com déficit de transformadores no campo. Matematicamente:

$$U = \frac{\text{tempo total de falha}}{\text{número de simulações}} \quad (1)$$

- Frequência de falha: representa o número médio de falhas apresentadas pelo sistema ao longo do período de análise, estimada por:

$$F = \frac{\text{número total de falhas}}{\text{número de simulações}} \quad (2)$$

- Duração média da falha: corresponde ao tempo médio de interrupção a cada falha ocorrida, i.e.:

$$D = \frac{\text{tempo total de falha}}{\text{número total de falhas}} \quad (3)$$

- Energia média não suprida: indica o valor esperado de energia que o sistema deixa de fornecer durante o período de análise, em decorrência das falhas dos equipamentos. A sigla EENS indica *expected energy not supplied*. Neste caso:

$$EENS = \frac{\text{energia total não fornecida}}{\text{número de simulações}} \quad (4)$$

- Tempo médio até a falha: tempo que, em média, o sistema funciona até ocorrer uma falha. A sigla MTTF indica *mean time to failure*. Assim:

$$MTTF = \frac{\text{tempo total de funcionamento}}{\text{número de falhas}} \quad (5)$$

Além de índices de confiabilidade, custos médios da operação do sistema no período de análise podem ser calculados. Esses custos são estimados a partir da EENS, para quantificar as perdas de receita da empresa e o prejuízo à sociedade provocado pela energia que deixou de ser distribuída em decorrência das falhas. Neste caso, sendo C_E o valor da tarifa de venda da energia elétrica e C_I o custo unitário de interrupção, ambos em \$/MWh, vem:

$$\text{Custo}_{\text{operação}} = (C_E + C_I) \times EENS \quad (6)$$

É importante notar que os índices e custos estimados pelo modelo cronológico são condicionados à estratégia de composição do estoque definida pelo planejador do sistema. Como diferentes estratégias implicam diferentes índices de confiabilidade e custos, o modelo proposto tem grande utilidade na análise e na comparação de alternativas de formação do estoque, visando à otimização dos investimentos.

2.2 Algoritmo Proposto

O algoritmo de simulação Monte Carlo cronológica desenvolvido neste trabalho pode ser resumido nos seguintes passos:

- 1) Ler os dados do sistema, o período de análise e a estratégia de composição do estoque;
- 2) Fazer o número de simulações $N_S = 0$;
- 3) Fazer $N_S = N_S + 1$;
- 4) Simular um período de análise inteiro, sorteando tempos de funcionamento dos transformadores, reposição do estoque, transferência de carga e instalação de reservas no campo;
- 5) Monitorar e acumular em variáveis específicas, o tempo de falha do sistema, o número de falhas ocorridas e a energia não suprida, para posterior cálculo dos índices de confiabilidade e custos esperados;
- 6) Verificar a convergência do processo de simulação, e, se necessário, voltar ao Passo 3;
- 7) Calcular os índices de confiabilidade, os custos, e apresentar os resultados obtidos.

A simulação referente ao Passo 4 do algoritmo deve reproduzir, da forma mais fiel possível, a sequência de ações necessárias à operação do sistema. As figuras 1 e 2 ilustram, respectivamente, as verificações e ações tomadas mediante à falha (catastrófica) de um transformador e uma reposição, que ocorre sempre que um novo transformador reserva é adquirido para substituir o retirado do estoque para instalação.

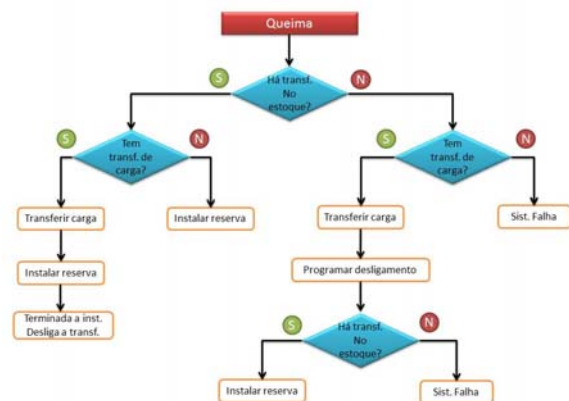


Figura 1. Ações subsequentes a uma avaria.

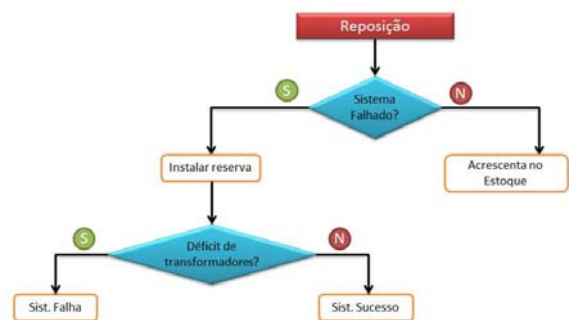


Figura 2. Ações subsequentes a uma reposição.

Note na Fig. 1, que ao ocorrer uma avaria, verifica-se a existência de transformadores reservas, e, se possível, transfere-se a carga para outro transformador, visando reduzir a duração da interrupção. A transferência é desfeita quando a instalação do transformador reserva é concluída. Se não for possível transferir carga, a interrupção perdurará até que o reserva seja instalado no campo. Na Fig. 2, observa-se que uma reposição é feita diretamente no campo se o sistema estiver com déficit de transformadores em operação. Do contrário, o transformador é incluído no estoque.

3 Aplicações Numéricas

3.1 Validação do Modelo Proposto

Esta seção apresenta um estudo comparativo entre os resultados obtidos pela metodologia proposta, implementada em ambiente MATLAB, e os publicados em Costa e outros (2014). Os exemplos consideram um sistema de distribuição com 132 transformadores de 72-25 kV com potência de 16 MVA e um estoque inicial de 5 transformadores reservas. Admite-se que os transformadores operem na vida útil, com taxa de falha de 0,011 falhas/ano, e que o tempo necessário para aquisição de um transformador novo tenha distribuição uniforme entre 11 e 13 meses. Por simplicidade, a carga total do sistema, i.e., 963 MW, é considerada igualmente dividida entre os transformadores. O período de análise é de 20 anos. A Tabela 1 apresenta a descrição dos casos simulados.

Tabela 1. Casos para Validação do Modelo.

Caso	Substituição	Transferência de carga
A	Não modelada	Não modelada
B	Entre 9 e 11 dias	Entre 2 e 4 horas
C	Entre 9 e 11 dias	Não permitida
D	Instantânea	Entre 2 e 4 horas
E	Instantânea	Não permitida

O Caso A, tomado como referência para comparações com os demais, corresponde ao Caso 1 de Costa e outros (2014), cuja metodologia despreza o tempo necessário para se efetuar a substituição de um transformador falhado por um reserva, além de não admitir, em casos de falha, a transferência de carga entre transformadores ou subestações próximas.

Os casos B, C, D e E usam o algoritmo proposto neste trabalho, capaz de modelar as ações de substituição e transferência de carga. O Caso B, por exemplo, admite que a substituição de um transformador avariado por um reserva possa ser realizada em um tempo uniformemente distribuído entre 9 e 11 dias. Admite-se que a transferência de carga esteja disponível em todas as subestações, podendo ser feita em um prazo de 2 a 4 horas com distribuição uniforme. Ressalta-se que o algoritmo permite utilizar qualquer outra distribuição, além de ser aplicável em sistemas que possibilitem transferência de carga apenas para parte das subestações.

A Tabela 2 apresenta os valores de indisponibilidade e EENS obtidos para todos os casos descritos na Tabela 1. Os resultados do Caso A foram extraídos diretamente de Costa e outros (2014), enquanto os resultados dos casos B, C, D e E foram obtidos a partir do programa desenvolvido neste trabalho.

Note que os índices referentes ao Caso B indicam uma operação ligeiramente mais confiável do sistema quando se modelam as ações de transferência de carga e substituição de transformadores avariados por reservas. Em relação ao Caso A, que não modela essas ações, observa-se que a consideração do tempo de substituição tende a aumentar a indisponibilidade e a EENS, enquanto a possibilidade de transferir a carga do transformador avariado durante a instalação do transformador reserva minimiza este efeito. Portanto, conclui-se que as referidas ações, modeladas a partir de agora, exercem efeitos contrários sobre os índices de confiabilidade do sistema.

Tabela 2. Índices de Confiabilidade – Validação.

Caso	Indisponibilidade (h/ano)	EENS (MWh/ano)
A	32,43	288,46
B	29,57	257,14
C	368,05	2793,88
D	25,42	221,13
E	32,43	288,46

Para ilustrar esta afirmação, considere o Caso C, em que se classifica como falha, o tempo de substituição de um transformador avariado por um reserva, mas não se permite a transferência da carga durante a execução do serviço. Observam-se, neste caso, grandes elevações na indisponibilidade e na EENS, refletindo o fato de que a carga do transformador avariado permanece interrompida enquanto a instalação do transformador reserva não é concluída.

Ao contrário, o Caso D admite a troca instantânea do transformador avariado por um reserva (desde que disponível no estoque), enquanto a transferência de carga continua sendo permitida. Os índices deste caso se mostram melhores que os do Caso A, justificados pela possibilidade de se realizar a transferência de carga em situações que envolvem a ocorrência de falhas em momentos em que estoque esteja esgotado. Assim, a carga do transformador avariado pode ser alimentada por um transformador vizinho ou subestação próxima durante o período máximo permitido para a manutenção da transferência (admitido neste exemplo como 30 dias), o que reduz a indisponibilidade e a energia não fornecida.

Finalmente, o Caso E assume que os transformadores avariados sejam substituídos instantaneamente por reservas, além de não se permitir a transferência de carga. Observe que os índices obtidos são idênticos aos do Caso A. Como as condições estabelecidas neste caso são idênticas às hipóteses assumidas pelo algoritmo apresentado em Costa e outros (2014), pode-se concluir que este último é um caso particular do algoritmo proposto neste trabalho.

3.2 Estudos de Casos

A Tabela 3 apresenta os 5 casos avaliados neste estudo, que considera o mesmo parque de transformação da aplicação anterior. Define-se um período de análise de 20 anos (01/2016 a 12/2035). Os tempos necessários para transferência de carga (admitida disponível em todas as subestações), substituição de transformadores avariados e aquisição de transformadores são distribuídos de maneira uniforme de 2 a 4 horas, 9 a 11 dias, e 11 a 13 meses, respectivamente, conforme dados de uma concessionária brasileira.

Tabela 3. Casos Estudados.

Caso	Descrição
1	Configuração inicial com 5 reservas (idem Caso B)
2	Expansão do sistema sem a ampliação do estoque
3	Expansão + 1 reserva em 2026
4	Expansão + 1 reserva em 2026 + 1 reserva em 2028
5	Expansão + 1 reserva em 2026 + 2 reservas em 2028

Tabela 4. Índices de Confiabilidade – Estudos de Casos.

Caso	Indisponibilidade (h/ano)	EENS (MWh/ano)
1	29,57	257,14
2	39,90	353,15
3	23,86	202,61
4	21,14	176,91
5	20,58	174,93

Tabela 5. Custos do Sistema (1000 R\$)

Caso	Investimento	Operação	Soma
1	–	8766,53	8766,53
2	0,00	12.039,62	12.039,62
3	222,52	6907,54	7130,06
4	378,48	6031,18	6409,66
5	534,45	5963,63	6498,08

Os índices de confiabilidade referentes aos casos 1 a 5 são apresentados na Tabela 4. Os custos da Tabela 5 foram obtidos considerando o preço de um transformador novo igual a R\$ 1.000.000,00, amortizado em 35 anos a uma taxa de 12% ao ano. A tarifa de energia elétrica e o custo unitário de interrupção são, respectivamente, 204,60 e 1500,00 R\$/MWh.

O Caso 1 representa a condição inicial do sistema, com 132 transformadores no campo e 5 reservas no estoque, sendo, portanto, equivalente ao Caso B da Seção 3.1. O Caso 2 considera a expansão parque de transformação no ano 2023, com a entrada de 15 novos transformadores em operação. Comparando, na Tabela 4, os resultados dos casos 1 e 2, pode-se observar que os índices de confiabilidade globais do período se deterioraram com o aumento do número de transformadores em operação, já que o estoque foi mantido.

A Figura 3 ilustra a indisponibilidade do sistema para cada ano do período de análise no Caso 2, onde fica clara a mudança no patamar deste índice, provocada pela expansão do parque em 2023.

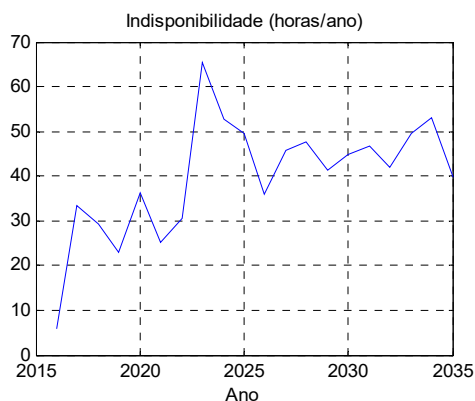


Figura 3. Indisponibilidade anual – Caso 2.

Os casos 3, 4 e 5 procuram reduzir os custos de operação (interrupção e não-faturamento) do sistema com a ampliação do estoque atual (5 unidades). No Caso 3, um novo transformador reserva é incluído em 2026. A Figura 4 ilustra a indisponibilidade de cada ano do período considerado, onde se percebe o aumento deste índice em 2023, com a expansão do parque, e sua redução em 2026, com a entrada do 6º reserva. Tomando-se o período como um todo, tem-se que o investimento no estoque em 2026 é viável, pois o custo total do sistema no Caso 3, i.e., $7130,06 \times 10^3$ R\$, é menor que no Caso 2, i.e., $12.039,62 \times 10^3$ R\$, como mostra a Tabela 5. Note que o valor do investimento feito, $222,52 \times 10^3$ R\$, é menor que a redução no custo de operação, i.e., $12.039,62 \times 10^3 - 6907,54 \times 10^3 = 5132,08 \times 10^3$ R\$, o que viabiliza a sua implementação.

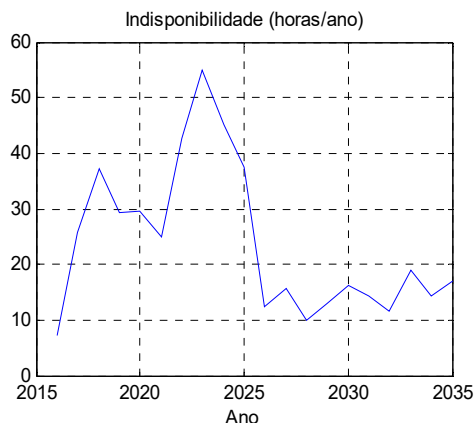


Figura 4. Indisponibilidade anual – Caso 3.

Tomando agora o Caso 4, observa-se na Tabela 5, que as inclusões do 6º reserva em 2026 e do 7º em 2028 representam uma estratégia de ampliação do estoque melhor que a do Caso 3, já que o custo total do sistema fica ainda menor.

Embora a estratégia avaliada no Caso 5 implique um custo total menor que o estimado no Caso 2 (em que o estoque não é ampliado), esta é menos vantajosa que a do Caso 4, que tem menor custo total. Assim, dentre as estratégias de ampliação do estoque avaliadas neste estudo, a mais interessante é a descrita no Caso 4, com a inclusão de um novo reserva em 2026 e outro em 2028. Cabe ressaltar que a determinação da estratégia de menor custo global pode ser

feita através da inserção do algoritmo proposto em um ambiente de inteligência computacional aplicada à otimização, assim como proposto em Leite da Silva e outros (2015).

3.3 Análise de Sensibilidade

As aplicações realizadas na Seção 3.2 consideram que, em caso de falha, a carga de qualquer transformador pode ser transferida para um transformador ou subestação vizinha. Admitem-se ainda tempos de transferência de carga e instalação de transformadores uniformemente distribuídos entre 2 e 4 horas, e entre 9 e 11 dias, respectivamente. A permanência máxima admitida para uma transferência de carga é de 30 dias. Os resultados a seguir são provenientes de análises de sensibilidade dos índices de confiabilidade em relação aos novos parâmetros modelados.

A Tabela 6 descreve o comportamento da indisponibilidade e EENS em função do número de pontos com possibilidade de transferir carga. Admite-se o sistema composto de 132 transformadores no campo e 5 reservas no estoque, tal como considerado no Caso 1 da Seção 3.2.

Tabela 6. Disponibilidade da Transferência de Carga

Número de pontos com transferência	Indisponibilidade (h/ano)	EENS (MWh/ano)
0	368,05	2793,88
66	201,87	1537,64
132	29,57	257,14

Tabela 7. Frequência e Duração Média da Falha

Número de pontos com transferência	Frequência Média (f/ano)	Duração Média (dias)
0	1,3785	11,12
66	1,4111	5,96
132	1,4595	0,84

Os resultados da Tabela 6 indicam que a transferência de carga é um recurso importante para a manutenção da confiabilidade. Comparando-se os casos da Tabela 6, nota-se que a EENS cai de 2793,88 para 257,14 MWh/ano, quando a transferência está disponível em todas as subestações.

A melhora dos índices da Tabela 6 é uma consequência da diminuição da duração da falha, já que a carga afetada é restabelecida em um tempo relativamente curto (2 a 4 horas neste exemplo), sendo atendida por um alimentador vizinho, até que um transformador seja deslocado do estoque e instalado. Este fato é comprovado pelos resultados da Tabela 7, que mostram que a duração média da falha é sensivelmente reduzida com o aumento do número de pontos com possibilidade de transferência de carga, enquanto a frequência de falha praticamente não se altera.

O algoritmo proposto fornece ainda o histograma da duração das falhas divididas em 3 classes: i) inferior ao tempo máximo de transferência de carga; ii) duração entre o tempo máximo de transferência de

carga e o tempo máximo de substituição do transformador avariado, e; iii) duração superior ao tempo máximo de substituição, como visto na Tabela 8.

Quando a transferência de carga não está disponível para nenhum ponto, 95,65% das falhas pertencem à Classe ii, indicando que o tempo de substituição (uniformemente distribuído entre 9 e 11 dias) é predominante sobre a duração das falhas do sistema. As falhas com duração superior a 11 dias (4,35% das observações) correspondem às interrupções ocorridas em momentos em que o estoque está vazio, de modo que a carga afetada deva aguardar a inclusão de um novo transformador, o que só ocorre através de aquisição, envolvendo prazos bem mais elevados.

A Tabela 8 mostra ainda que o aumento do número de pontos com possibilidade de transferir carga faz com que o percentual de falhas da Classe i (duração inferior a 4 horas) aumente, indicando, no último caso, que 98,78% das falhas podem ser eliminadas com a transferência da carga, enquanto o transformador avariado é substituído pelo reserva. As tabelas 9 e 10 mostram, respectivamente, os índices em função do o tempo necessário para a realização da transferência e sua permanência máxima.

Tabela 8. Histograma da Duração da Falha

Número de pontos com transferência	Percentual de falhas na:		
	Classe i	Classe ii	Classe iii
0	0,00	95,65	4,35
66	49,16	49,07	1,77
132	98,78	0,84	0,38

Tabela 9. Efeito do Tempo de Execução da Transferência

Tempo da transferência	Indisponibilidade (h/ano)	EENS (MWh/ano)
1 a 3 horas	28,36	247,74
2 a 4 horas	29,57	257,14
3 a 5 horas	30,67	264,41

Tabela 10. Efeito da Permanência Máxima Admitida

Duração máxima da transferência	Indisponibilidade (h/ano)	EENS (MWh/ano)
30 dias	29,57	257,14
45 dias	25,23	213,48
60 dias	23,24	194,36

As tabelas 6, 9 e 10 permitem concluir que o algoritmo proposto responde adequadamente às variações dos parâmetros analisados. Observe, nas tabelas 9 e 10, que o tempo para execução da transferência de carga e a sua permanência máxima admitida exercem impacto pouco significativo sobre os índices de confiabilidade. Contrariamente, as tabelas 6 e 7 mostram que o aumento do número de pontos com possibilidade de transferir carga melhora sensivelmente o desempenho do sistema, pois se promove a redução da duração das falhas.

A Tabela 11 ilustra o comportamento da EENS quando se diminui (do período de 9 a 11 dias, para o

período de 4 a 6 dias) o tempo de substituição do transformador avariado pelo reserva em 3 situações: na 1ª, a transferência de carga é possível nos 132 pontos de transformação do sistema; na 2ª, a transferência está disponível em 66 pontos; e, na 3ª, não há como efetuar transferência de carga. Observe que a diminuição do tempo de substituição provoca a redução da EENS, e que essa redução é mais expressiva quando a disponibilidade de transferência é menor.

Tabela 11. Efeito do Tempo de Substituição

Tempo de substituição	EENS (MWh/ano)		
	132 pontos	66 pontos	Sem transf.
9 a 11 dias	257,14	1537,64	2793,88
4 a 6 dias	221,16	893,62	1560,80

4 Conclusões

Este trabalho apresentou uma nova metodologia probabilística para análise de confiabilidade e custos de parques de transformação de energia elétrica com reserva técnica compartilhada.

Os aperfeiçoamentos metodológicos implementados possibilitaram a modelagem das ações de transferência de carga e substituição de transformadores avariados por reservas, o que tornou a representação utilizada na simulação Monte Carlo mais próxima do que ocorre na realidade. As aplicações numéricas e análises de sensibilidade realizadas permitiram compreender como os novos parâmetros tratados impactam os índices de confiabilidade do sistema.

Novos estudos relacionados à modelagem de subestações móveis estão sendo desenvolvidos e deverão fazer parte de futuras publicações.

Referências Bibliográficas

- Chowdhury, A.A. and Koval, D.O. (2005). Development of Probabilistic Models for Computing Optimal Distribution Substations Spare Transformers. IEEE Tran. on Ind. Applications, vol. 41, no. 6, pp. 1493-1498.
- Costa, J.G.C. e Leite da Silva, A.M. (2008). Monte Carlo Simulation to Assess the Optimum Number of Distribution Spare Transformers. PMAPS, Porto Rico.
- Costa, J.G.C., Leite da Silva, A.M., Machado, K.G., Souza, L.L. e Gonzalez-Fernandez, R.A. (2014). Avaliação da Confiabilidade de Parques de Transformação com Reserva Técnica Compartilhada. XX CBA.
- Hamoud, G. (2011). Assessment of Spare Transformer Requirements for Distribution Stations. IEEE TPWRS., vol. 26, no.1, pp. 174-180.
- Hamoud, G. (2012). Use of Markov Models in Assessing Spare Transformer Requirements for Distribution Stations. IEEE TPWRS, vol. 27, no. 2, pp. 1098-1105.
- Leite da Silva, A.M., Costa, J.G.C. and Chowdhury, A.A. (2010). Probabilistic Methodologies for Determining the Optimal Number of Substation Spare Transformers. IEEE TPWRS, vol.25, no. 1, pp. 68-77.
- Leite da Silva, A.M., Costa, J.G.C., Machado, K.G., Souza, L.L., González-Fernández, R.A. (2015). Probabilistic Method for Optimizing the Number and Timing of Substation Spare Transformers. IEEE TPWRS, vol. 30, no. 4, pp. 2004-2012.