

Priorização de investimentos baseado na análise de riscos

Marcelo Ap. Pelegrini, Ewerton Guarnier, João C. Guaraldo, Henrique Kagan, Carlos M. V. Tahan e Lamberto M. B. Beekhuizen

Resumo – O presente artigo apresenta os resultados metodológicos e a implementação computacional para a priorização de necessidades de investimento em subestações transformadoras do sistema de distribuição de média tensão com base em análise de risco dos custos associados a energia não distribuída e a perda de vida útil de transformadores ao longo de um horizonte pré-definido.

Palavras-chave – planejamento da distribuição, simulação, análise de risco, operação de subestações, vida útil de transformadores.

I. INTRODUÇÃO

As concessionárias de energia, operando os seus sistemas de distribuição num ambiente regulamentado, devem otimizar o seu desempenho e a qualidade do serviço para satisfazer as necessidades e expectativas dos consumidores, produtores independentes e autoridades. Um sistema de distribuição confiável representa uma infraestrutura vital para a sociedade.

O projeto tem o propósito de avaliar o impacto de políticas adequadas de uso da rede utilizando curvas de carga típicas dos transformadores das subestações (ETDs) obtidas através das medições do sistema elétrico, dando um enfoque de análise de risco e propondo modelos para a tomada de decisão e auxílio ao planejamento e operação de sistemas de distribuição.

A implementação de um modelo eficiente para apoio à tomada de decisões no planejamento e operação resulta em mais um recurso para o planejador e operador de sistemas de distribuição. A gerência da análise do risco caracteriza-se por ser um processo constituído de várias etapas onde são fatores importantes: identificar os riscos; analisar os impac-

tos dos eventos de risco; avaliar a probabilidade dos eventos ocorrerem; combinar as probabilidades com os impactos para determinar para quais eventos serão construídos planos de resposta.

A esperança de vida de transformadores em funcionamento com variações de temperatura não é conhecido com precisão, e muitas vezes as informações relativas ao volume de perda de vida é considerado conservador ou impreciso.

Certos transformadores críticos para operação do sistema podem, em algum momento, serem sobrecarregados durante situações de emergência, a fim de preservar a estabilidade do próprio sistema de potência. A amplitude e duração da sobrecarga devem ser cuidadosamente estimadas, sendo importante manter registros para garantir a vida útil do transformador para que não seja sacrificado desnecessariamente. No entanto, quando as condições do sistema requerem que os transformadores sejam sobrecarregados rotineiramente, até o ponto de reduzir a esperança de vida abaixo do normal, as condições de funcionamento deverão ser analisadas.

Com a utilização das informações das medições pretende-se encontrar indicadores e fatores de ajuste relevantes para minimizar as incertezas em relação à demanda que necessitará suprir o sistema uma vez que técnicas convencionais de previsão de demanda podem sobre-dimensionar ou subdimensionar essas necessidades.

Assim, o presente projeto visa integrar os modelos de previsão de demanda existentes na Eletropaulo e as informações históricas das curvas de carga como insumos para obtenção de uma previsão de carga probabilística em uma ETD e em seus circuitos. Com essa previsão, definida em cenários de demanda para diferentes horizontes (curto, médio ou longo prazo), são realizadas simulações em ferramenta computacional apropriada que fornecem relatórios de análise de risco operacional, levando em conta também o histórico de utilização e de perda de vida útil dos transformadores.

II. METODOLOGIA ATUAL E PROPOSTA PARA A PRIORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM SUBESTAÇÕES

Para a hierarquização de subestações nos planos de obras contamos com três metodologias básicas:

- Baseada em horas de transgressão de critério de dimensionamento N-1
- Metodologia probabilística Analítica para a estimativa de médias dos indicadores relacionados a continuidade dos serviços e a gestão dos ativos em uso.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos anais dos Anais do VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL), realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de agosto de 2011.

M. Ap. Pelegrini (marcelo.pelegrini@sinapsisenergia.com), E. Guarnier (ewerton.guarnier@sinapsisenergia.com), J. C. Guaraldo (joao.guaraldo@sinapsisenergia.com) e H. Kagan (henrique.kagan@sinapsisenergia.com) trabalham na Sinapsis, Inovação em Energia.

C. M. V. Tahan é professor na USP (e-mail: cmvtahan@pea.usp.br). Lamberto M. B. Beekhuizen trabalha na AES Eletropaulo (e-mail: lamberto.beekhuizen@AES.com).

- Metodologia probabilística por Simulação para a estimativa das distribuições e respectivos valores em risco de indicadores relacionados a continuidade dos serviços e a gestão dos ativos em uso.

A distribuidora em questão utiliza o critério N-1 de planejamento. Desta forma, as subestações são dimensionadas para que mesmo com o desligamento de um de seus transformadores, ela ainda continue funcionando durante um período de tempo com uma sobrecarga limitada nos transformadores que ainda se encontram em operação.

Para as ETDs padronizadas, em caso de perda de um transformador, os remanescentes absorvem a carga em até 120% em caso de ponta diurna ou 130% para ponta noturna. Já as ETDs não padronizadas absorvem a carga em até 130%. Excedentes da carga em casos específicos podem ser transferidos para subestações vizinhas pelos circuitos de distribuição, e no limite de suportabilidade dos outros circuitos é realizado o corte de carga.

A capacidade firme de uma subestação é calculada através da capacidade nominal da mesma, com um transformador a menos e admitindo 120% de sobrecarga.

O carregamento máximo (capacidade firme) das subestações é considerado como sendo 75% da capacidade nominal. Este valor representa o carregamento em que a subestação teria a maximização do seu Índice de Aproveitamento (IA) para um crescimento esperado de demanda da ordem de 3%. O IA é utilizado pela ANEEL na remuneração dos ativos instalados em subestações.

O percentual de horas no ano em que a carga ultrapassa a capacidade firme da subestação compreende a exposição desta ao risco.

A Figura 1 abaixo apresenta um exemplo desta exposição, onde a avaliação foi realizada para o ano de estudo (2007) com dados horários de medições e também para um horizonte de planejamento de seis anos, não considerando a inclusão de obras. Esta subestação contém 2 transformadores de 60 MVA, portanto sua capacidade nominal é de $2 \times 60 = 120$ MVA e sua capacidade firme é de $60 \times 1,2 = 72$ MVA.

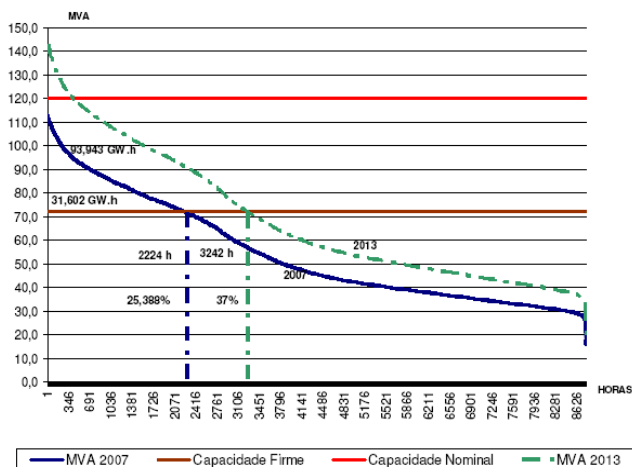


Figura 1. Exemplo de exposição ao risco.

A análise apresentada é realizada para todas as ETDs obtendo-se assim a exposição ao risco de cada uma delas.

A partir dessas informações definiu-se um critério de classificação da severidade do risco. O critério adotado consiste na porcentagem de horas por ano em que a carga permanece

acima do patamar estabelecido. A Tabela 1 apresenta o critério criado, estipulando os quatro patamares de risco em função da porcentagem do tempo de exposição.

Tabela 1. Critério de classificação por exposição ao risco.

% HORAS/ANO	HORAS/ANO	CLASSIFICAÇÃO
0 a 5%	0 a 438	ATENÇÃO
>5 a 10%	439 a 876	PRECÁRIO
>10 a 20%	877 a 1752	GRAVE
>20%	>1752	CRÍTICO

A metodologia probabilística Analítica utiliza os indicadores do transformador, como taxa de disponibilidade e taxa de indisponibilidade para calcular as expectativas de corte de carga e de energia não distribuída. A figura 2 a seguir apresenta os possíveis estados de uma subestação com dois transformadores e a probabilidade de ocorrência de cada estado.

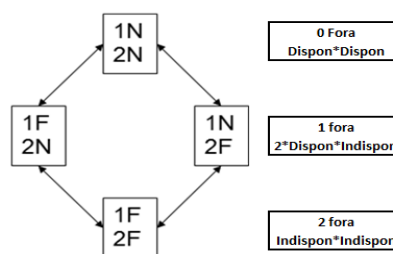


Figura 2. Estados dos transformadores

A metodologia probabilística por simulação utiliza as informações das distribuições de tempo entre falhas, tempo de reparo e de carregamento e estratégias operativas, de corte ou transferência de carga em função da topologia da subestação, para simular a operação da subestação com e sem a condição de falta. Esta metodologia foi utilizada no projeto e será apresentada no próximo item.

III. SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA SUBESTAÇÃO

Para a simulação da operação da subestação com ou sem a condição de falta, são utilizados os seguintes parâmetros:

- Tempo entre falhas
- Duração da falha
- Carga do transformador
- Estratégias de socorro de cargas

Os três primeiros parâmetros são probabilísticos, obtidos a partir dos seguintes dados disponibilizados pela distribuidora:

- Histórico de desligamentos de transformadores da AES Eletropaulo entre os anos, contendo o transformador desligado a data e hora do início do desligamento e a duração do mesmo;
- Medições horárias de carga dos transformadores da subestação para o ano de 2008;
- Redes elétricas: Subestações da AES Eletropaulo cadastradas na plataforma SINAP T&D, juntamente com os respectivos alimentadores primários.

A Figura 3 apresenta um fluxograma descritivo da metodologia de cálculo dos indicadores técnicos a partir do processo de simulações utilizando o método de Monte Carlo.

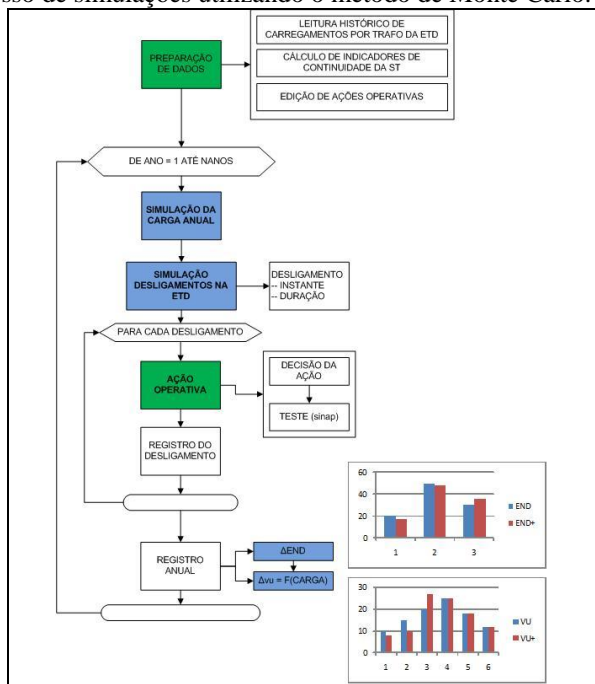


Figura 3. Fluxograma da simulação de operação de subestação

A. Modelagem do carregamento horário dos transformadores

Os carregamentos horários dos transformadores serão simulados a partir de seus dados históricos. Estes carregamentos têm variações típicas durante o ano, influenciadas pela temperatura ambiente, pelo funcionamento das industriais e por outra série de fatores. Para capturar estes fatores, a análise foi dividida em 6 partes.

- 3 Estações do ano (Jan-Abr, Mai-Ago, Set-Dez)
- Dias úteis e finais de semana (Seg-Sex, Sab-Dom)

A figura 4 mostra os carregamentos observados para um transformador, em dias úteis e nos meses de Maio à Agosto.

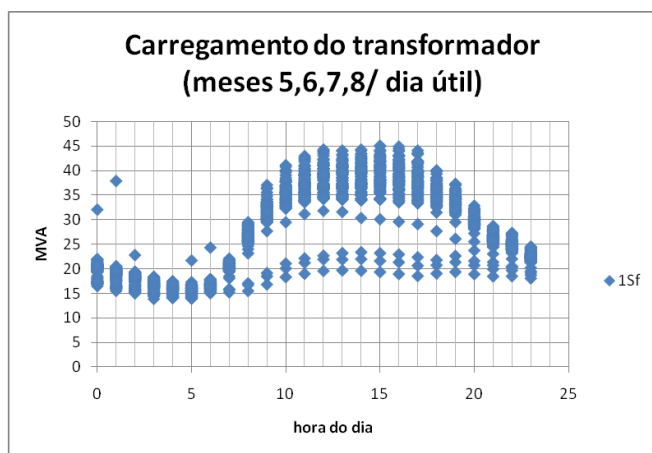


Figura 4. Distribuição ao longo das horas do dia para o carregamento de um transformador para uma sazonalidade

Os carregamentos verificados seguem a curva de consumo de todas as cargas que estão conectadas aos circuitos pertencentes ao transformador. A dispersão destas curvas aumenta

entre as 18 e as 22 horas, juntamente com o aumento do consumo.

A metodologia proposta utiliza o modelo de Monte Carlo em cadeia de Markov (*Monte Carlo Markov Chain, MCMC*), onde a curva diária de carregamento é construída a partir de simulações de Monte Carlo baseada em distribuições de probabilidades das transições de estado. Na aplicação em questão o estado em determinada hora i é determinada pela faixa discreta, fx_j , em MVA, em que o carregamento se encontra.

Neste modelo, cada estado na hora $i+1$ tem uma probabilidade de ocorrência vinculado ao estado em i , $P_{i+1}(fx_j^{i+1}/fx_k^i)$. A figura 5 ilustra o modelo.

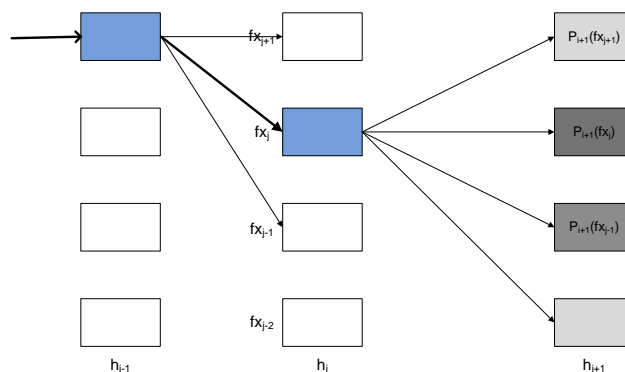


Figura 5. Estados possíveis e probabilidades de transição

As probabilidades de transição de um estado para outro são adquiridas nos dados históricos de medição horária de carga da distribuidora.

A figura 6 a seguir apresenta os dados de saída de uma simulação realizada para a mesma sazonalidade da figura 4 e a figura 7 apresenta os carregamentos horários para o ano em estudo.

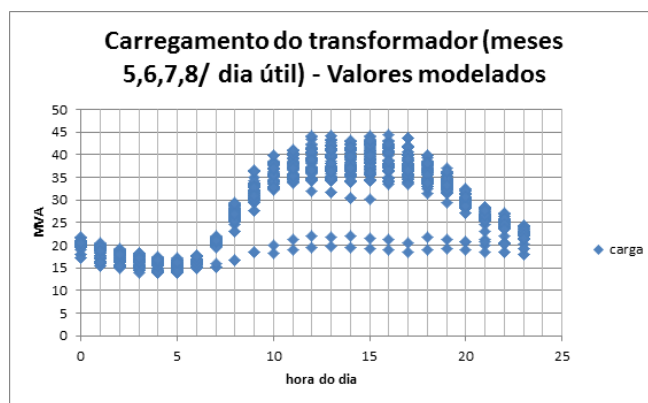


Figura 6. Valores calculados pelo modelo de MCMC para uma sazonalidade

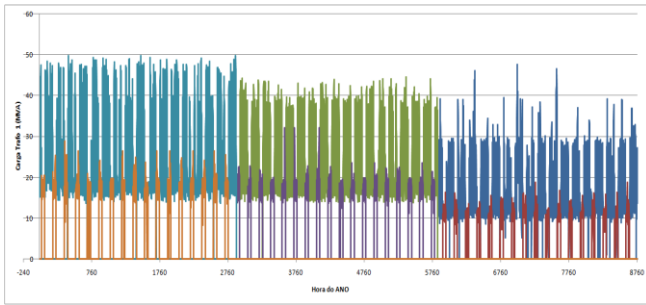


Figura 7. Carregamento horário do transformador por sazonalidade

B. Modelagem do tempo entre falhas e do tempo de restabelecimento

O momento inicial das falhas nos transformadores será calculado através da distribuição do tempo entre falhas obtidos dos dados da concessionária.

A distribuição mais comumente utilizada na modelagem do tempo entre falhas é a de Weibull (1). A grande dificuldade na definição desta distribuição é o cálculo dos parâmetros alfa e beta que dela fazem parte.

$$f(x; \alpha, \beta) = \frac{\alpha}{\beta} x^{\alpha-1} e^{-(x/\beta)^\alpha} \quad (1)$$

A estimação dos parâmetros foi então realizada por dois métodos de aderência, o método dos mínimos quadrados e o método da máxima verossimilhança. Os resultados são apresentados na tabela 2.

Tabela 2. Parâmetros da distribuição Weibull do tempo entre falhas.

Parâmetro	Mínimos Quadrados	Máxima Verossimilhança
beta:	0.52	0.51
alfa:	28330.65	29305.84

A figura 8 apresenta a aderência dos valores observados com os valores estimados para a distribuição Weibull pelo método da máxima verossimilhança.

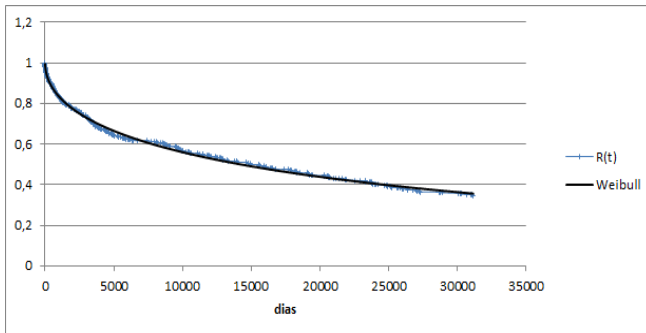


Figura 8. Ajuste da distribuição Weibull do tempo entre falhas.

A partir da distribuição Weibull são calculados os indicadores de confiabilidade, MTBF (Mean Time Between Failures) e a taxa de falhas anual, conforme a tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros calculados a partir da distribuição Weibull

MTBF (anos)	6.7
Taxa anual de falhas	0.15

O tempo de restabelecimento do transformador é obtido através de estatística dos tempos de restabelecimento do conjunto de transformadores da AES Eletropaulo.

A figura 9 apresenta a distribuição dos tempos de restabelecimento obtidos no histórico de desligamentos dos transformadores.

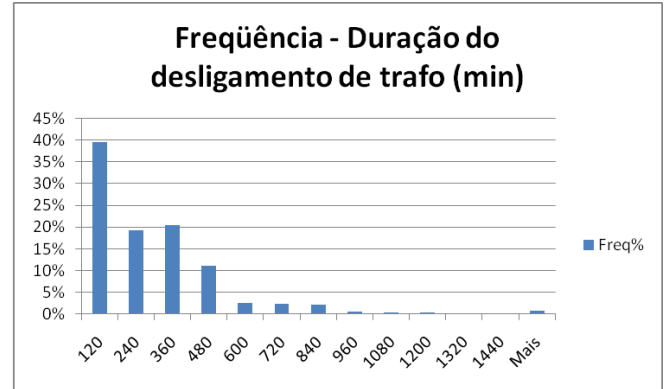


Figura 9. Tempo de desligamento do transformador da subestação.

C. Redes elétricas

A rede estudada pode ser visualizada pela utilização da ferramenta SINAP T&D, que faz a representação de todos os trechos, transformadores, chaves e equipamentos presentes. A figura 10 apresenta uma ETD com todos os seus circuitos e a figura 11 apresenta uma visualização mais próxima desta mesma ETD e neste caso os circuitos são modelados em forma de redes equivalentes.

Esta ferramenta contém funcionalidades que são imprescindíveis para o planejamento, como o cálculo do fluxo de potência e de curto-circuito. Utilizando estas funcionalidades, é possível calcular alguns parâmetros técnicos como as perdas, a END e os indicadores de continuidade DEC e FEC.

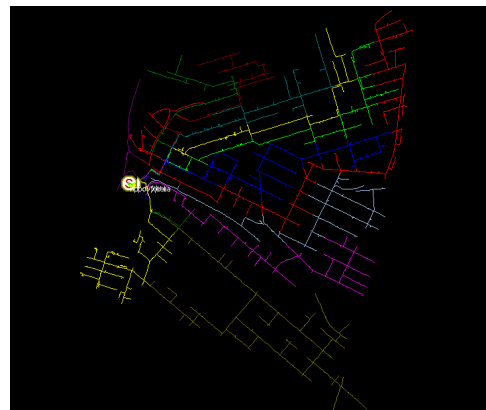


Figura 10. Visão total Esquemático da rede da ETD Monções e circuitos primários/ secundários cadastrados

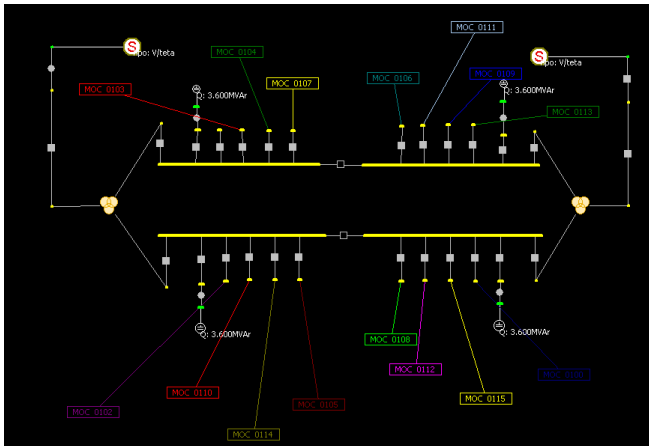


Figura 11. Esquema da rede da ETD Monções e circuitos primários/secundários equivalentes

Esta ferramenta permite ao usuário analisar apenas as partes da rede em que ele quer realizar o estudo, sendo que o restante da rede é apresentado como rede equivalente.

As redes equivalentes carregam todas as informações necessárias da rede original como a carga horária e a perda horária. A utilização deste modelo simplifica muito a análise de grandes redes sem que se tenha perda de precisão e diminui expressivamente o tempo de processamento do fluxo de potência, permitindo assim que sejam realizados estudos mais elaborados.

A modelagem apresentada no subitem A deste item calcula a carga horária em cada transformador da ETD, porém a informação da carga horária dos circuitos conectados à ETD também é necessária para que sejam realizadas as manobras de alívio de carga e de socorro.

A carga de cada circuito, incluindo os valores de perdas, é apresentada no equivalente de rede e representa todos os consumidores conectados neste circuito com a sua curva de carga horária e a perda nos trechos e equipamentos da rede. A carga horária de cada transformador da ETD será então dividida proporcionalmente entre os circuitos de acordo com os valores registrados no equivalente de rede.

A figura 12 apresenta a representação gráfica desta divisão, onde o circuito 1 tem cargas predominantemente residenciais, o circuito 2 tem cargas predominantemente comerciais, o circuito 3 tem cargas predominantemente industriais e o circuito 4 tem uma mescla destas cargas.

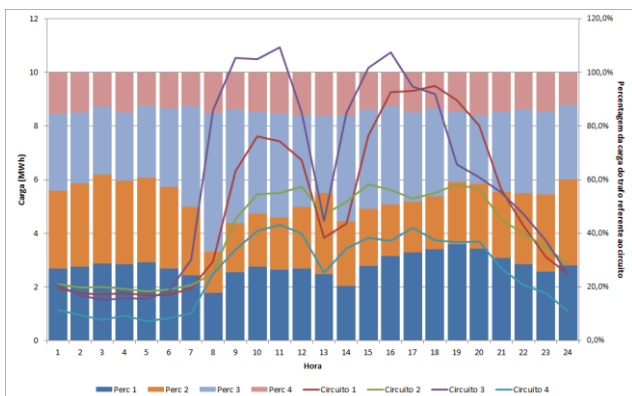


Figura 12. Divisão da carga do transformador entre os circuitos.

A proporção da carga do transformador entre os circuitos é variável durante o dia, pois as curvas de cargas equivalentes dos circuitos são diferentes.

D. Estratégias de socorro e de corte de cargas

As subestações e redes primárias das distribuidoras são planejadas para realizar manobras em condições anormais de operação, como é o caso da falha em transformadores. A política de operação de uma ETD determina as manobras e a ordenação delas para que seja minimizado o efeito do corte de carga. Dentre estas manobras estão a transferência das cargas entre as barras da subestação e o corte parcial de circuitos.

O modelo desenvolvido permite que sejam inseridas as manobras realizadas na subestação no momento da falha para cada transformador dentro de uma ordenação previamente determinada. Desta forma, o software simulará a falha e tomará as medidas de acordo com a política operativa da concessionária.

As manobras são divididas em 2 classes, automática e manual. A diferença entre as duas, considerada no cálculo do tempo de restabelecimento, é o tempo levado para a realização da manobra. A manobra automática é feita instantaneamente e a manobra manual leva um tempo definido pelo usuário para ser realizada.

A figura abaixo apresenta a tela de cadastro das manobras. Cada transformador da ETD (BAR-1 e BAR-2) têm sua própria estratégia. A hierarquia das manobras define a ordem em que elas serão testadas, sendo que não existem limites de manobras nem de níveis. Na parte inferior do formulário aparecem as manobras que são realizadas.

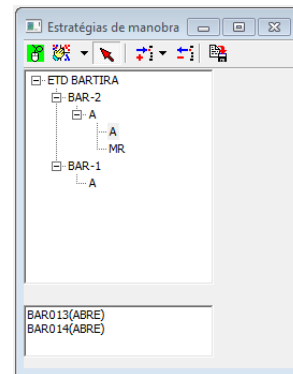


Figura 13. Formulário de cadastro de manobras.

A implementação desta funcionalidade permite inclusive que a distribuidora teste a sua política de manobras e procure por outras políticas que reduzam o impacto dos desligamentos.

IV. CÁLCULO DA PERDA DE VIDA ÚTIL DO TRANSFORMADOR

O algoritmo de cálculo de perda de vida útil utilizará como dados de entrada os valores da potência nominal, a temperatura do transformador na potência nominal e a potência de sobrecarga.

O valor da potência nominal do transformador será extraído do banco de dados do planejamento e o valor da tempe-

ratura na condição nominal de funcionamento deverá ser informado pelo usuário.

Os valores associados à amplitude e duração das potências de sobrecarga nas unidades transformadoras são fornecidos pelo algoritmo de confiabilidade que simula as situações de eventos de desligamentos, como descrito anteriormente. Desta forma é possível descrever um ciclo de sobrecargas similar ao exemplo descrito na nota técnica referente à etapa 3 do projeto.

O cálculo do desgaste do equipamento será então obtido, utilizando as informações mencionadas: sigla da ETD onde o transformador está instalado, o número do transformador, a potência nominal do transformador, a temperatura do transformador na potência nominal, o número de períodos de sobrecarga, as potências de sobrecarga e os tempos de sobrecarga associados a cada período.

O software calculará a perda de vida útil do transformador utilizando o modelo definido pelo usuário, conforme a figura a seguir.

Figura 14. Parâmetros modelagem térmica e de perda de vida útil do trafo

V. DETERMINAÇÃO DO RISCO ECONÔMICO-FINANCEIRO

A. Determinação do custo da END

Para a valoração do custo da qualidade se utiliza o custo social da END, o qual pode ser obtido considerando o prejuízo para o consumidor ou sua disposição a pagar.

Em pesquisas anteriores realizadas nesta mesma concessionária, os valores resultantes tanto do prejuízo quanto da utilidade para o consumidor situam-se entre 2.000 e 3.500 R\$/MWh para os consumidores residenciais da cidade de São Paulo.

B. Avaliação econômica da perda de vida útil do transformador

A rentabilidade econômica dos ativos instalados no sistema da concessionária é obtida por intermédio da tarifa de energia paga pelos seus consumidores. Este sistema é regulado por órgãos governamentais por se tratar de um monopólio natural, sem características de competição.

No Brasil o sistema adotado é o PRICE CAP onde as distribuidoras recebem pelos investimentos prudentes que realizou em sua rede e divide com os seus consumidores os ganhos de produtividade adquiridos durante as revisões tarifárias.

A tarifa das distribuidoras é formada por duas parcelas: a parcela A, referente aos custos não gerenciáveis, remunera a distribuidora pelos custos relativos aos encargos setoriais, encargos de transmissão, de distribuição e de compra de energia, sendo que estes custos são integralmente repassados diretamente às tarifas; a parcela B, referente aos custos gerenciáveis, remunera a distribuidora pelos custos operacionais eficientes, pela remuneração dos investimentos prudentes e pela quota de reintegração regulatória (depreciação).

Especificamente a quota de reintegração regulatória remunera anualmente o ativo, por toda a sua vida útil, de acordo com o valor depreciado no ano. Atualmente, o tempo de vida útil regulatório de um transformador de força é de 40 anos, o que corresponde a uma depreciação anual de 2,5%.

Portanto, se o transformador de força da subestação tiver uma depreciação anual, obtida com a aplicação da metodologia de perda de vida útil, maior que a depreciação regulatória, este terá uma perda de receita no final de seu período de utilização, por ser retirado de funcionamento antes de sua vida útil regulatória.

A figura 15 apresenta a receita de um transformador que teve uma depreciação real de 7,5% no ano j , representando uma variação de perda de vida útil de 2 anos em relação a perda de vida regulatória.

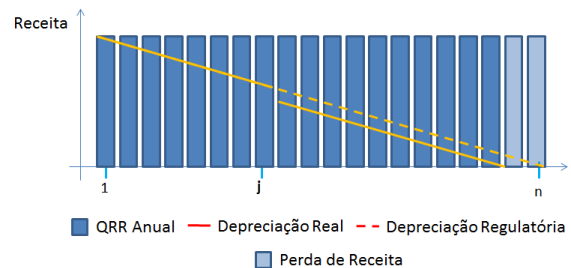


Figura 15. Remuneração regulatória de um transformador

VI. PRIORIZAÇÃO DE SUBESTAÇÕES SOB A ÓTICA DO RISCO

A avaliação da confiabilidade da subestação a partir dos dados probabilísticos do histórico será realizada para diversos cenários. Em cada um destes cenários será realizado o sorteio das cargas horárias no ano, das falhas nos transformadores e do tempo de reparo. Para cada cenário serão verificadas as manobras e cortes de carga para então calcular os valores de END e de perda de vida útil.

A figura abaixo apresenta os dados de saída da simulação.

Cenário n	
Cenário 3	
Cenário 2	
Cenário 1	
Ocorrência 1	
Dados da falha	
Trafo	1
Sazonalidade	1
Dia	Útil
Hora de início	15:00:00
Duração (Horas)	3,20
Manobras	
Manobra 1	Barra 1 para Barra 2
Manobra 2	Socorro chave X
Cortes de Carga	
Corte 1	Bloco Y
Corte 2	Bloco Z
Carregamentos	
Trafo 1	0%
Trafo 2	110%
END	
Energia Não Distribuída (MWh)	1200,00
Perda de Vida Útil (anos)	
Trafo 1	0,00
Trafo 2	0,40
Ocorrência 2	
...	
Ocorrência 3	
...	
END Total	5.000,00
Perda de vida útil total	0,71
Trafo 1	0,15
Trafo 2	0,56

Figura 16. Dados de saída da simulação

Para cada cenário serão calculados o valor da END total e da perda de vida útil total, que serão então valorados pelas metodologias apresentadas neste artigo e agregadas para a avaliação final da ETD.

A figura a seguir apresenta a distribuição de perdas de receita total da ETD, sendo que o custo de cada cenário simulado representa uma porcentagem do gráfico.

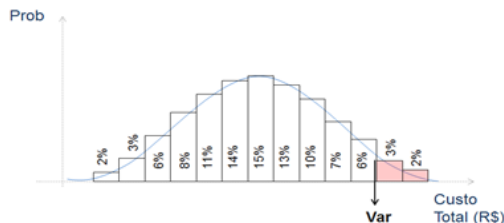


Figura 17. Distribuição de perda de receita.

O VaR (Value at Risk) representa o máximo valor de prejuízo que a concessionária terá assumindo um critério de risco. No exemplo da figura 17, a concessionária está assumindo um risco de 5%.

VII. ESTUDO PILOTO

A. Priorização de investimentos

O estudo foi realizado para 3 subestações da AES Eletropaulo, ETD Capuava, ETD Monções e ETD Cotia. O horizonte utilizado no estudo foi de 5 anos considerando um crescimento anual da carga de 1,5%.

Pela metodologia utilizada pela concessionária, as subestações se encontravam na seguinte ordem de criticidade.

- 1 – ETD Cotia
- 2 – ETD Capuava
- 3 – ETD Monções

As figuras a seguir apresentam os resultados do cálculo da END e do VaR com 5% de risco para as ETDs Monções, Capuava e Cotia.

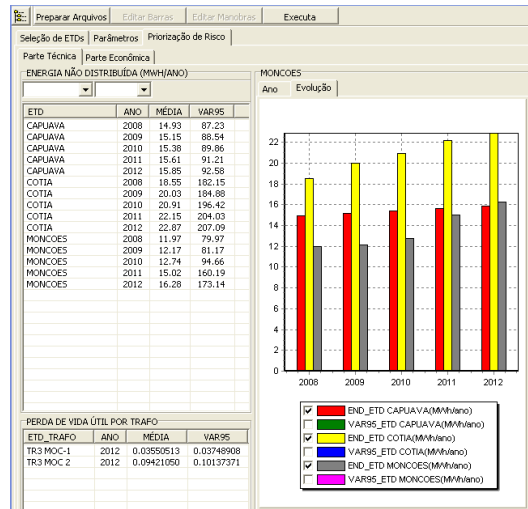


Figura 18. Resultados de evolução da END

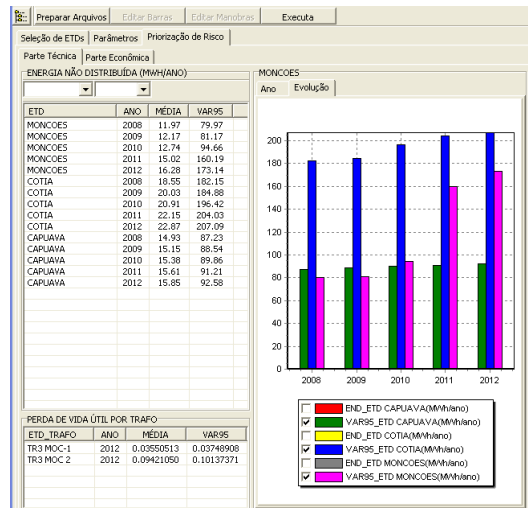


Figura 19. Resultados de evolução do valor em risco a 95% da END

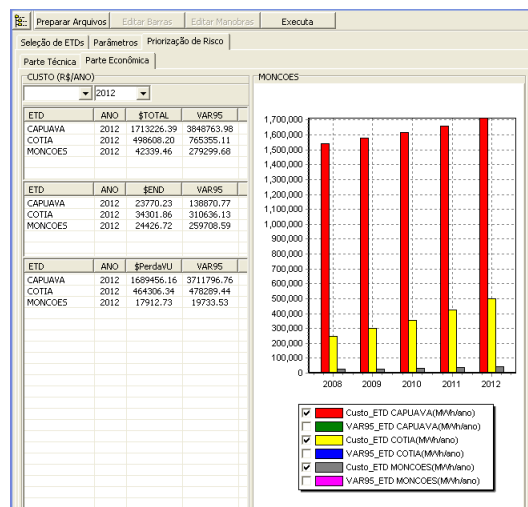


Figura 20. Resultados de evolução dos custos totais

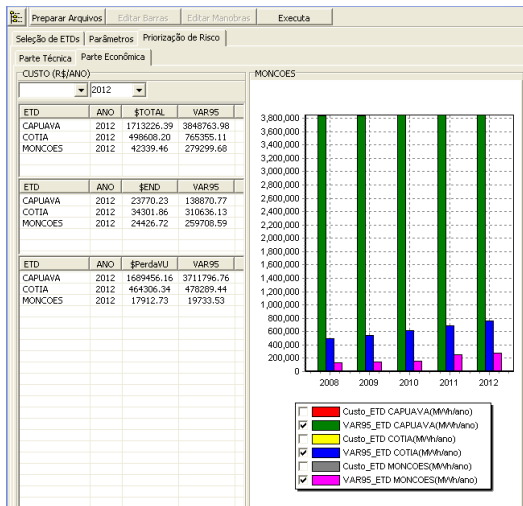


Figura 21. Resultados de evolução dos valores em risco a 95% dos custos totais

A análise final, agregando os resultados de END e de perda de vida útil chegou aos seguintes resultados.

Tabela 4. Valores médios estimados para o ano horizonte 2012

ETD	END (1000.R\$/ano)	PVU (1000.R\$/ano)	Total (1000.R\$/ano)
Cotia	34,30	464,31	498,61
Capuava	23,77	1.689,46	1.713,23
Monções	24,42	17,91	42,34

Tabela 5. Valores em risco de 95% estimados para o ano horizonte 2012

ETD	END (1000.R\$/ano)	PVU (1000.R\$/ano)	Total (1000.R\$/ano)
Cotia	310,63	478,29	765,36
Monções	259,71	19,73	279,30
Capuava	138,87	3711,80	3848,36

Pelo número de horas de violação do critério N-1, a ordenação resulta em Cotia (43%)/ Capuava (40%)/ Monções(20%).

Conforme apresentado na tabela 4, pelo critério do valor em risco a 95% da END resulta a ordenação Cotia/ Monções/ Capuava e considerando o custo da END somado ao custo de aceleração da perda de vida dos transformadores resulta na ordenação Capuava/ Cotia/ Monções. Estes resultados sugerem uma significativa mudança na ordenação de investimentos em subestações de distribuição.

B. Avaliação de padrões de ETD

Outra análise que pode ser feita com a ferramenta é a avaliação de padrões de subestações, com o objetivo de minimizar o risco técnicos (END e perda de vida útil) e econômicos.

Um estudo de caso foi realizado para a ETD Monções. O padrão inicial contém 2 transformadores de 60 MVA, totalizando 120 MVA de capacidade para a subestação. A configuração proposta no estudo, aqui chamada de alternativa, terá 3 transformadores de 40 MVA totalizando 120 MVA, ou seja, a mesma capacidade instalada para ambas as subestações.

O transformador extra instalado na alternativa será conectado a 4 dos 16 circuitos presentes na subestação, conforme a figura a seguir.

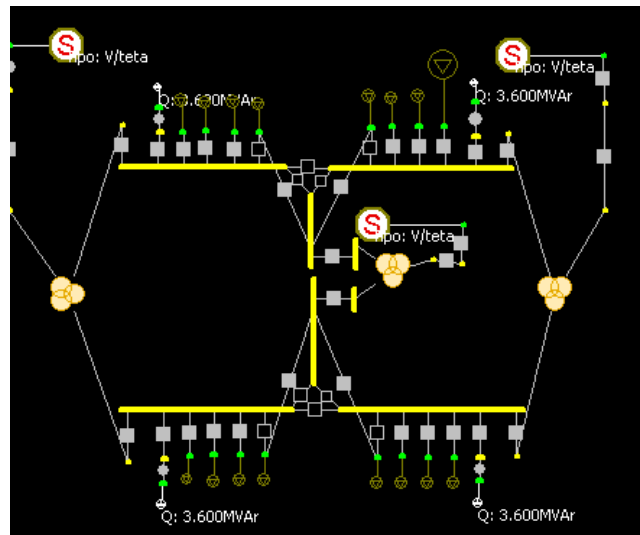


Figura 22. Padrão alterado da ETD Monções 3x40 MVA

A configuração alternativa com 3 transformadores de 40 MVA tem uma melhora esperada da END em 10 MWh/Ano, correspondente a uma diminuição de 62,5%, conforme ilustrado na figura 23, e uma melhora em risco de 95% de 145 MWh/Ano, correspondente a uma diminuição de 84,8%, conforme ilustrado na figura 24.

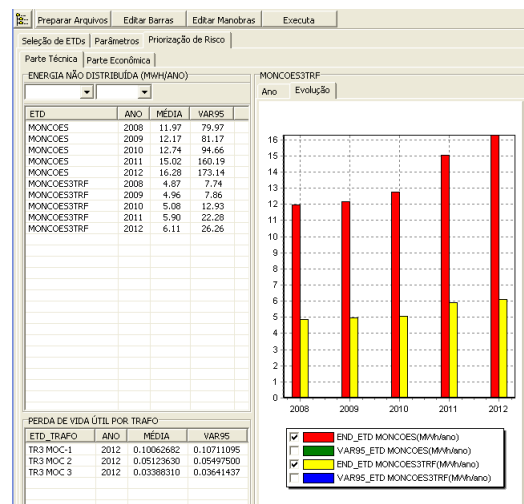


Figura 23. Evolução da END para mudança de padrão de ETD

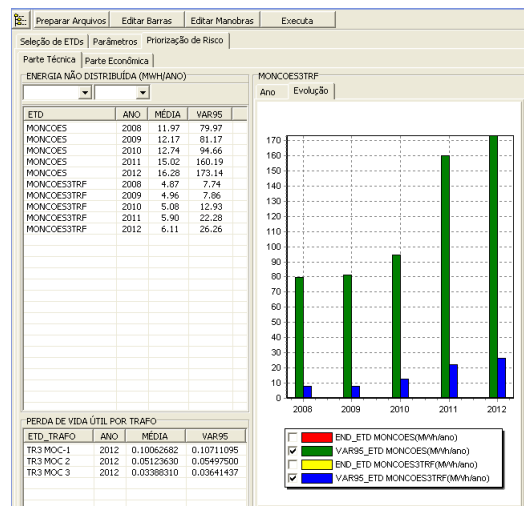


Figura 24. Evolução do Valor em risco a 95% da END para mudança de padrão de ETD

IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A análise das variações de custos totais para a mudança de padrão de ETD apresenta uma melhora do custo total de operação de 20% para o valor médio e de 77,8% para o valor em risco a 95%, conforme pode-se observar na figura 25.

Estes benefícios são obtidos de forma compensatória entre os benefícios da energia não distribuída (ganhos para a média e valor em risco de 62,5% e 84,8% respectivamente) e de benefícios de custos relacionados à perda de vida útil (ganhos para a média e valor em risco de -37,8% e -35,2% respectivamente). A melhora da END é explicada pela maior flexibilidade operacional da ETD e a maior perda de vida útil por desequilíbrios proporcionalmente maiores entre os carregamentos dos transformadores.

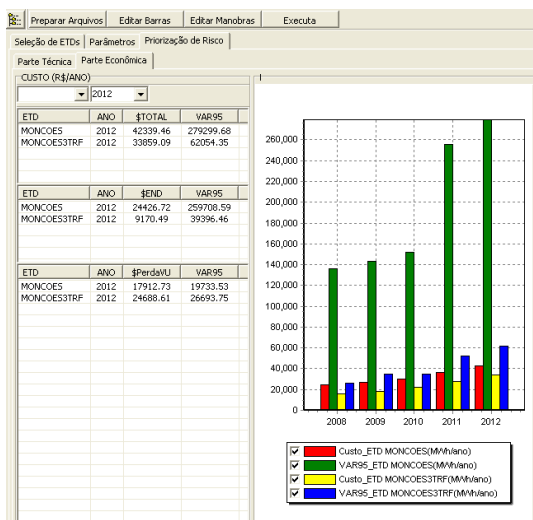


Figura 25. Evolução dos custos total, de END e de perda de vida útil de transformadores para mudança de padrão de ETD

VIII. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou as funcionalidades desenvolvidas para o apoio ao planejamento e à operação do sistema de distribuição da AES Eletropaulo, com foco a subestações.

O principal resultado obtido foi a implementação de uma ferramenta computacional que permite ao planejador avaliar a criticidade de suas subestações, considerando o aumento da qualidade de fornecimento de energia a seus consumidores contanto sem afetar a integridade de seus transformadores.

A ferramenta também permite, como resultado secundário, que a concessionária revise sua política de manobras e cortes de cargas para maximizar o atendimento aos consumidores e minimizar o impacto em seus transformadores.

A metodologia desenvolvida pode ser aprimorada em diversos sentidos. A análise da taxa de falhas e do tempo médio entre falhas, por exemplo, pode ser realizada para regiões específicas, ou para padrões de transformadores, mas para isso deve existir um histórico mais abrangente de ocorrências nestes equipamentos.

- [1] ARANGO, H.; BONATTO, B. D.; TAHAN, C. M. V.; KAGAN, n.; GOUVEA, M. R.; Regulação da Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Reflexões sobre o "Fator X". (http://www.labplan.ufsc.br/congressos/CBQEE_VIII_2009/web/docs/078.pdf)
- [2] BILLINTON, ROY; LI, W.; Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, Plenum Press, 1994
- [3] BILLINTON, ROY; ALLAN, R. N.; Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques, Springer, 1992
- [4] COHEN, A. C.; Maximum Likelihood Estimation in the Weibull Distribution based on complete and on Censored Samples. In: Technometrics, Vol 7., No. 4, November 1965
- [5] ELETROPAULO; EST-1006, Análise de Risco em Subestações, Março de 2008.
- [6] FU, WEIHUI; MCCALLEY, J. D.; VITTAL, V.; Risk Assessment for Transformer Loading, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 3, August 2001
- [7] IEC 62539 2007-07; Guide for the Statistical Analysis of Electrical insulation breakdown data
- [8] IEC 60076-7 2005-12; Loading Guide for Oil-Imersed Power Transformers
- [9] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; SCHMIDT, H.P.; ROBBA, E.J. . Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Ed. Edgard Blücher, 2005