

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS

AVALIAÇÃO INTEGRADA DE CONFIABILIDADE NA SUBTRANSMISSÃO - LINHAS E SUBESTAÇÕES

LUIS FELIPE BENATTI(1); AIRTON VIOLIN(2); JOSÉ MARIA DE CARVALHO FILHO(3)
UNIFEI(1)

RESUMO

Com a crescente dependência pela eletricidade, os consumidores tem exigido mais disponibilidade do sistema elétrico. No Brasil, a continuidade do fornecimento é avaliada, pelos indicadores FEC e DEC. O trabalho apresenta um modelo para estimativas desses indicadores de continuidade, associando a topologia das conexões de linhas aos arranjos de subestações. A grande interferência dos arranjos de SEs e de suas conexões, através das linhas, nos indicadores, motivam o trabalho. O modelo proposto utiliza teoria de grafos e aplicação de programação linear mista, modelando o sistema ao ponto de representá-lo em condições normais e contingência, estimando seus indicadores.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade, Sistemas de Subtransmissão, Programação Linear Mista, Indicadores de Continuidade.

1.0 - INTRODUÇÃO

A definição amplamente aceita e empregada para o termo confiabilidade, no ambiente de sistemas elétricos, é a habilidade de determinado sistema performar, pelo tempo assim desejável e sob as condições previstas, de forma satisfatória. A capacidade desse sistema manter-se operando é medida de forma estatística, ou seja, a probabilidade desse sistema apresentar uma falha no período para o qual foi projetado para operar. A partir do momento em que o setor elétrico tomou conhecimento de que o custo operacional está associado aos dispêndios de recursos com ocorrências emergenciais e pagamentos de indenizações por descontinuidade do fornecimento, o desafio é encontrar o equilíbrio entre o custo de altíssimos investimentos em detrimento aos custos com falhas operacionais. Custos associados às falhas podem ser estimados através de multas estabelecidas entre contratos celebrados com grandes consumidores e até mesmo o custo de transgressões para clientes situados dentro de áreas de concessão territorialmente delimitadas. Por outro lado, é necessário estimar o desempenho do sistema. A Figura 1 - (a) apresenta o quão complexo pode ser identificar o ponto ótimo global para determinação do custo total de operação de um sistema de distribuição de energia, do ponto de vista de um agente. Outro viés é que a regulação do setor, de forma geral, preza pela modicidade tarifária, que pode ser entendida como, além da busca pela eficiência no uso dos recursos, a democratização na utilização da energia elétrica, além de um incentivo para o desenvolvimento da economia, fortemente dependente do consumo de energia. A Figura 1 - (b) a seguir demonstra como o consumidor é afetado em relação aos níveis de confiabilidade que as empresas e agências reguladoras impõem sobre o sistema (1). De forma geral, as figuras mostram o impacto do nível de confiabilidade para os agentes e consumidores e reforça a importância para estudos que conduzem para a análise de desempenho de sistemas elétricos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

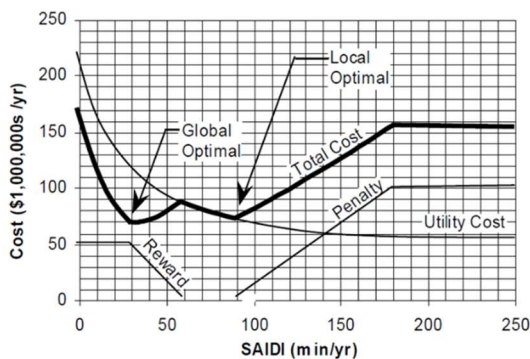


FIGURA 1 - (a)

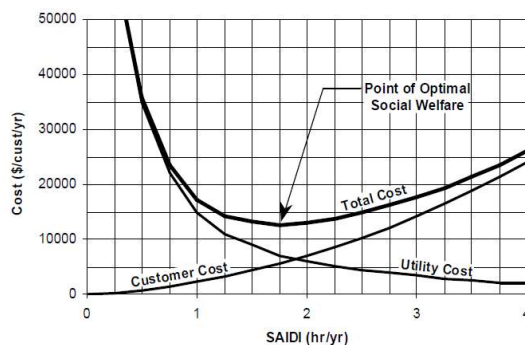


FIGURA 1 - (b)

2.0 - METODOLOGIA

Nesta seção são apresentadas as principais abordagens consideradas na proposta da metodologia para estimativa de indicadores de continuidade em sistemas de distribuição de energia elétrica em alta tensão.

2.1 - Confiabilidade em Sistemas Elétricos

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) elabora, em conjunto com os agentes do setor de energia elétrica, procedimentos que regem o gerenciamento de indicadores de continuidade e qualidade de energia para o sistema de distribuição, transmissão e geração (2). Através de 11 módulos, a agência regulamenta todas as redes e linhas de distribuição de energia em tensão inferior a 230kV. Aspectos relacionados à Qualidade de Energia Elétrica seguem conforme o módulo 8 (3). Abaixo estão apresentados, de forma sucinta, os principais indicadores elencados neste módulo utilizado para contabilização de indicadores de continuidade de conjuntos de unidades consumidoras e consumidores individuais.

$$(2-1) \quad DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad \text{Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), expresso em horas e suas frações.}$$

$$(2-2) \quad FIC = n \quad \text{Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), expresso em número de interrupções.}$$

$$(2-3) \quad DEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} DIC(j)}{C_c} \quad \text{Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), expresso em horas e suas frações.}$$

$$(2-4) \quad FEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} FIC(j)}{C_c} \quad \text{Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), expresso em números de interrupções e suas frações.}$$

Onde:

- i : Índice de interrupção da unidade consumidora, variando de 1 a n;
- j : Índice de interrupção da unidade consumidora, variando de 1 a C_c;
- n : Número de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração;
- t(i) : Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considera no período;
- C_c : Número total de unidades consumidoras faturadas no período de apuração

O IEEE (Institute of Electrical and Electronical Engineering), através do documento Standard 1366 – 2012 (4), padroniza a metodologia para realização do cálculo de confiabilidade de sistema de distribuição de energia, estes que muitas das vezes são seguidos pelas agências reguladoras desse segmento, ao redor do mundo. Entre os índices apresentados no referido documento, sob a mesma análise deste trabalho, destacam-se os indicadores de continuidade. Tais indicadores apresentam a mesma metodologia para o cálculo de frequência e duração de interrupções, apresentado anteriormente pela ANEEL nas concessões do território nacional.

$$(2-5) \quad SAIDI = \frac{1}{N} \times \sum_{i=1}^n t_i \times U_i \quad \text{System Average Interruption Duration Index (SAIDI), expresso em horas por período de análise.}$$

$$(2-6) \quad SAIFI = \frac{1}{N} \times \sum_{i=1}^n U_i \quad \text{System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), apresentado em interrupções por período de análise.}$$

Onde:

- N : Número total de consumidores atendidos;
- n : Número total de desligamentos durante um período determinado;
- i : Contador de desligamentos num período determinado;
- t_i : Duração de cada i desligamento;
- U_i : Número de consumidores afetados pelo desligamento i;

Ambos analisam séries de eventos já decorridos para realizarem a contabilização dos indicadores e não a predição dos indicadores, assim como proposto para esse trabalho. A predição é importante para que as empresas do setor possam planejar e operar seu parque de ativos de forma a atender aos futuros índices da fiscalização. A referência (5) apresenta diversas abordagens e metodologias para cálculo de confiabilidade em sistemas elétricos.

2.2 - Análise de Sistemas por Fluxo Linearizado

A utilização do fluxo de potência linearizado é importante no âmbito de redução de esforço computacional, uma vez que as equações se tornam lineares, e, portanto, muito mais simples. As expressões no método envolvem

basicamente P (potência ativa), θ (ângulo da barra) e B (matriz determinada por inspeção da rede). Os aspectos que cercam os estudos e linearizações de fluxo de potência são os presentes na referência (6). O modelo linear de fluxo de potência entre as barras k e m , segue conforme equação abaixo:

$$(2-7) \quad P_{km} = x_{km}^{-1} \theta_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} = B_{km} \cdot \theta_{km}$$

Essa é a expressão de fluxo DC, onde P_{km} é análogo à corrente, θ_k e θ_m são análogos às tensões, e x_{km} é análogo a uma resistência. No geral, a expressão é análoga à Lei de Ohm.

Aplicando o modelo apresentado em (7), desdobra-se a equação de fluxo linear para a condição binária, tornando as barras k e m independentes em relação a variação de θ , para as condições assim desejáveis.

$$(2-8) \quad P_{km} = B_{km} \cdot (\theta_k - \theta_m) + (Z_{Lk} - 1) \cdot M_{nm}$$

Onde Z_{Lk} representa o estado do ramo R_{km} , 0 para desligada e 1 para ligada. M é calculado de forma a garantir a independência entre as barras k e m quando $Z_{Lk} = 0$

2.3 - Problema de Otimização

A otimização é uma importante ferramenta em decisões científicas e análises de sistemas físicos. O Objetivo depende de certas características apresentadas por cada sistema, diferenciando-se pela natureza e aplicação dos estudos. Essas características são chamadas de Variáveis do problema. A finalidade desse processo é encontrar os valores das variáveis desse sistema que otimizem o objetivo (podendo maximizar ou minimizar os resultados). Frequentemente essas variáveis são limitadas, ou seja, apresentam restrições de alguma ordem (8). É útil a identificação de dois tipos de categorias: restrições laterais e restrições comportamentais. De modo geral, restrições que limitam o range das variáveis de projeto em contrapartida à consideração de performance desse sistema, são chamadas de restrições laterais. Restrições que derivam dessa performance ou exigências no comportamento que devam ser explicitamente consideradas, são chamadas de restrições comportamentais (9). Nesse trabalho, as restrições comportamentais são modeladas através das leis de Kirchhoff das correntes e das equações de (2-7) e (2-8) para o modelo de fluxo de potência linear.

A Função Objetivo, denominada também por Função Custo, assim como descrito anteriormente, deve ser formulada para mensurar a avaliação da solução em detrimentos às variáveis consideradas. Para a aplicação em questão, cujo objetivo é minimizar o corte de carga durante eventos de contingência considere um sistema com B barras e L ramos, a função objetivo desse problema de otimização é a seguinte:

$$(2-9) \quad FC = \min \sum_n (PG_n \cdot CVG_n + Z_{Gn} \cdot CFG_n) + \min \sum_k Z_{Lk} \cdot CFL_k + \min \sum_l PC_l \cdot CCC_l$$

Onde:

FC	: Função objetivo, ou função custo do problema de otimização;	
PG _n	: Potência gerada pela unidade G _n ;	CFG _n : Custo fixo de operação da unidade G _n ;
CVG _n	: Custo por MW gerado pela unidade G _n ;	Z _{Gn} : Variável binária da unidade G _n ;
Z _{Lk}	: Variável binária de operação do equipamento k;	PC _l : Potência de corte da carga l;
CFL _k	: Tempo médio de manutenção do equipamento k;	CCC _l : Custo do corte da carga l.

A função objetivo deve, além de minimizar o valor global da função, operar conforme as leis que regem os sistemas aqui modelados e assim, portanto devem proceder com as seguintes condições de 2-10 a 2-16:

$$(2-10) \quad \theta_n^{\min} \leq \theta_n \leq \theta_n^{\max} \quad \text{Restrição lateral de abertura angular entre barras adjacentes.}$$

$$(2-11) \quad P_{Gn}^{\min} \cdot Z_{Gn} \leq P_{Gn} \leq P_{Gn}^{\max} \cdot Z_{Gn} \quad \text{Restrição lateral de mínima e máxima potência fornecida em nós com unidades de geração.}$$

$$(2-12) \quad P_{Lk}^{\min} \cdot Z_{Lk} \leq P_{Lk} \leq P_{Lk}^{\max} \cdot Z_{Lk} \quad \text{Restrição lateral de potência máxima, em ambas as direções, entre barras adjacentes.}$$

$$(2-13) \quad B_{Lk} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{Lk} + (1 - Z_{Lk}) \cdot M \geq 0$$

$$(2-14) \quad B_{Lk} \cdot (\theta_n - \theta_m) - P_{Lk} - (1 - Z_{Lk}) \cdot M \leq 0 \quad \text{Restrição comportamental de modelo para desacoplamento angular entre barras adjacentes para chaveamentos.}$$

$$(2-15) \quad \sum_k P_{kn} + \sum_n P_{Gn} + \sum_c P_{Cn} - \sum_l P_{Ln} = 0 \quad \text{Restrição comportamental para igualdade entre as potências que entram e deixam um nó.}$$

$$(2-16) \quad \sum_s Z_s \leq J_s \quad \text{Restrição comportamental para modelo de restrição operacional entre os equipamentos do sistema.}$$

Onde:

θ_n	: Ângulo de operação da barra n em relação a barra de referência;
P_{Gn}	: Potência gerada pela unidade de geração G e injetada na barra n ;

- Z_{Sk} : Variável binária de operação do elemento k , pertencente ao conjunto S .
 J_S : Representa o maior número de ramos operando para o conjunto S .
 P_{kn} : Potência que flui da barra k para barra n ;
 P_{Cn} : Potência não suprida da carga C na barra n ;
 P_{Ln} : Potência consumida pela carga L na barra n ;
 P_{Lk} : Potência que flui na linha k ;
 B_{Lk} : Susceptância da linha k ;

2.4 – Metodologia em Passos

A metodologia proposta e implementada em uma rotina para aplicação em MatLab, possui o seguinte script básico:

- 01 → Inicia o algoritmo com constantes iniciais para cálculo;
- 02 → Seleciona o arquivo que contém os dados de entrada do sistema sob estudo;
- 03 → Cria os grafos representativos para o sistema nas condições iniciais, pós-defeito e pós-manobra;
- 04 → Aplica falhas nos componentes elegíveis;
- 05 → Calcula as condições e indicadores para o estado pós-defeito para cada componente em falha;
- 06 → Calcula as condições e indicadores para o estado pós-manobra para cada componente em falha;
- 07 → Realiza o cálculo de indicadores para todas as simulações;
- 08 → Cria os relatórios de indicadores e fluxos para auditoria dos cálculos de cada simulação.

3.0 - APLICAÇÃO NUMÉRICA

3.1 - Exemplo – Sistema de Distribuição em Alta Tensão

Um sistema de distribuição completo, em alta tensão, foi utilizado para exemplificar a aplicação da metodologia. Nesse sistema, operam 7 subestações, cujas duas delas apresentam interface com o sistema de transmissão em 230kV (uma delas proposta), que é o responsável por alimentar os consumidores desse sistema de distribuição em 69kV. As subestações possuem conversão para média tensão, em 13,8kV que alimentam as redes de distribuição de suas localidades.

Na Tabela 2 estão descritas as cargas nas subestações desse sistema e os transformadores em cada SE. Os números de consumidores e carregamentos foram, convenientemente, divididos em *pontos de controle*, para que pudessem ser monitorados e comparados ao longo das simulações envolvendo os diferentes cenários de topologia propostas. Ambas as SEs 1 e 5, possuem 2 pontos de controle de indicadores de continuidade, pois ambas ainda, através de seus respectivos disjuntores DJ4 possuem bays para alimentar cargas externas às SEs, conectadas em pequenas subestações de distribuição para atendimento de regiões rurais. Na Tabela 3 são apresentadas as características das linhas de distribuição que conectam as SEs desse sistema. A maioria dessas linhas possuem 2 circuitos na mesma estrutura, porém abaixo são apresentadas as características individuais de cada circuito.

TABELA 2 - Dados das Cargas e Subestações para Sistema de Distribuição em Alta Tensão

Ponto de Controle	Carga	Consumidores	Transformadores	
Nome	MVA	Número	Nº	MVA
(SE 1')	15.95	05.685	3	26,6
(SE 1'')	45.93	29.623		
(SE 2)	53.14	36.545	3	26,6
(SE 3)	47.91	21.705	3	26,6
(SE 4)	20.81	06.308	1	26,6
(SE 5')	06.43	02.231	3	26,6
(SE 5'')	62.29	33.654		
(SE 6)	21.46	05.180	2	26,6

TABELA 3 - Dados das Linhas para Sistema de Distribuição em Alta Tensão

Nº	Trecho	Co mp. km	Limite MVA	Parâmetros Elétricos		
				R1	X1	B1
LT1	SE 1 – SE 2	5,70	76,4	1,585	5,184	0,092
LT2	SE 2 – SE 3	7,80	76,4	2,260	7,392	0,132
LT3	SE 3 – SE 4	14,4	76,4	4,638	15,17	0,270
LT4	SE 1 – SE 5	13,0	76,4	3,687	12,06	0,215
LT5	SE 5 – SE 6	1,97	76,4	0,881	2,88	0,051
LT6	SE 7 – SE 6	17,7	90	3,907	16,60	0,310
LT7	SE 4 – SE 6	8,00	76,4	2,225	7,276	0,129

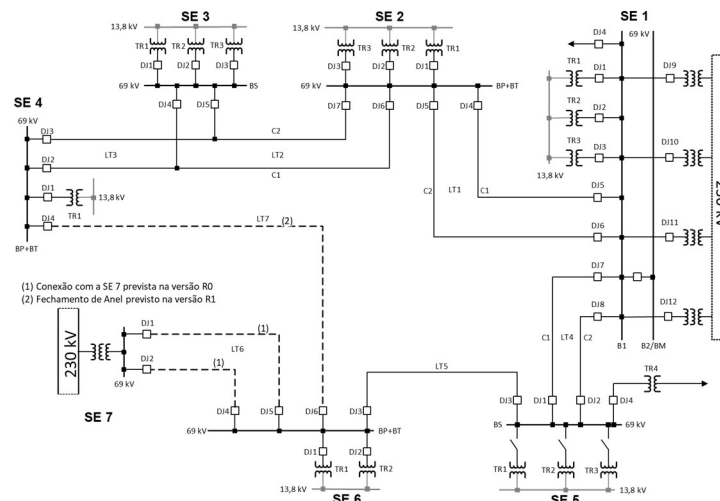


FIGURA 2 – Sistema Exemplo de Distribuição em Alta Tensão

Para a versão R0, utilizada como referência desse sistema, deve-se considerar os circuitos de linha representados por traços contínuos da Figura 2. Nessa configuração há dois ramos radiais atendidos pela única SE 1, sendo um ramo definido por SE 2 / SE 3 / SE 4 e outro definido por SE 5 / SE 6. A configuração de barras da SE 1 é em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves. É padrão do ONS para os pátios de interface com a Rede Básica para tensão de até 230 kV. Para a versão R0 a SE 1 opera com a barra B1 conectando todos os bays, enquanto a barra B2 permanece em stand-by. A configuração de barras da SE 2 é do tipo barra principal e barra de transferência, comumente aplicada nos sistemas de subtransmissão. A configuração de barra da SE 3 é do tipo barra simples em derivação dupla (tap duplo). A SE 4 possui configuração de barras do tipo barra principal e barra de transferência. A SE 5 possui configuração de barra do tipo barra simples, sendo que os bay dos transformadores 69/13,8kV não possuem disjuntores exclusivos. Essa subestação é responsável pelo atendido da SE 6, nesse bay há uma chave de by-pass que permite a manutenção do disjuntor.

Na Tabela 4 são apresentados os dados característicos dos equipamentos utilizados ao longo das simulações. Para esse exemplo, são considerados efeitos de falhas ativas, ou seja, aquelas que sensibilizam os esquemas de proteção e atuação de disjuntores. Devido as naturezas dos desligamentos que ocorrem em linhas de distribuição e transmissão de energia elétrica, comumente as falhas são classificadas entre *permanentes* e *transitórias*, associadas a ocorrência, ou não, de desligamentos permanentes, conforme designação apresentada pela ANEEL, ou seja, com durações igual ou superior a 3 minutos para os sistemas de distribuição. Aqui nesse trabalho são consideradas somente as taxas de falhas para eventos permanentes, ou seja, que causam, frente a regulação, interrupções de energia. Na Tabela 5 são apresentados os indicadores calculados para essa versão R0. O sistema apresentou um FEC total de estimado de 0,408 e um DEC de 2,710. As unidades consumidoras pelo TR4 da SE 5, representados pelo ponto de controle SE 5' apresentaram o pior atendimento para o FEC e DEC anual desse sistema. A SE 6 também apresenta uma frequência alta de desligamentos, visto que é atendida radialmente pelo barramento da SE 5 nessa configuração.

TABELA 4 - Dados dos Equipamentos para Sistema de Distribuição em Alta Tensão

Tipo de Componente	Taxa de Falha [ano ⁻¹]	Tempo Médio de Reparo [Horas]	Tempo Médio de Manobra [Horas]
Barramento	0,0054	19,9	-
Disjuntor	0,0103	15,0	0
Chave	0,0059	24,9	2,0
Transformador	0,0486	32,2	-
Linha/100km	0,8450	11,4	-

TABELA 5 – Simulação por Ponto de Controle PC – Versão R0

PC	FEC ano ⁻¹		DEC horas. ano ⁻¹	
	Val	Cont	Val	Cont
TOTAL	-	0,408	-	2,710
SE 1 ¹	0,212	0,009	0,559	0,023
SE 1 ²	0,206	0,043	0,412	0,087
SE 2	0,433	0,112	2,900	0,752
SE 3	0,428	0,066	3,230	0,498
SE 4	0,527	0,024	5,900	0,264
SE 5'	0,762	0,012	7,220	0,114
SE 5 ²	0,485	0,116	3,420	0,816
SE 6	0,715	0,026	4,380	0,161

Para a versão R1 é considerada uma nova interligação do sistema de transmissão através de uma nova subestação conversora 230kV/69kV. Essa nova subestação, denominada de SE 7 está conectada nos barramentos de 69kV da SE 6 através de 2 circuitos denominados de LT6 conforme Figura 2. Esses circuitos estão representados por traços intermitentes na Figura 2. As características desses circuitos são apresentadas na Tabela 3. Na Tabela 6 temos os valores de indicadores calculados para a Versão R1. De forma geral, o sistema apresentou uma melhora em seus

indicadores de continuidade. Respectivamente diminuiu em 24% e 19% os indicadores de FEC e DEC, porém a melhora se pronuncia nos pontos de controle mais próximos da nova conexão. A SE 6, que antes apresentava valores de FEC e DEC acima da média para o sistema, reduziu respectivamente em 87% e 73% os valores dos indicadores. Esse reflexo se estendeu à SE 5, que agora possui 2 fontes capazes de suprir sua demanda.

TABELA 6 – Simulação por Ponto de Controle PC – Versão R1

PC	FEC ano^{-1}			DEC horas. ano^{-1}		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,309	76%	-	2,20	81%
SE 1 ¹	0,212	0,009	100%	0,559	0,023	100%
SE 1 ²	0,206	0,043	100%	0,412	0,087	100%
SE 2	0,362	0,094	84%	2,390	0,621	83%
SE 3	0,479	0,074	112%	3,520	0,541	109%
SE 4	0,565	0,025	107%	6,370	0,285	108%
SE 5 ¹	0,283	0,004	37%	3,350	0,053	46%
SE 5 ²	0,234	0,056	48%	2,300	0,549	67%
SE 6	0,093	0,003	13%	1,170	0,043	27%

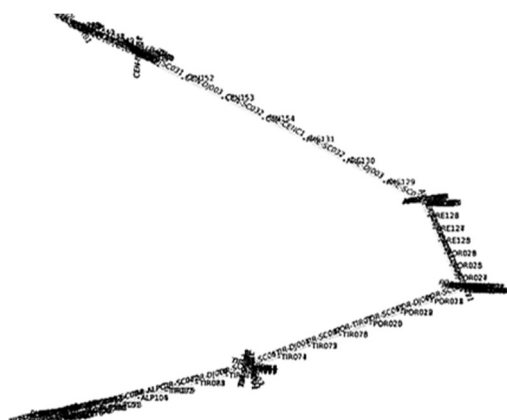


FIGURA 3 – Gráfico representativo da operação da Versão R1

A Versão R2 desse sistema considera a condição apresentada na versão R1 e uma interligação, através de um único circuito de linha de distribuição em 69kV, das SE 4 e SE 6, denominado de LT7 conforme circuito representado através de um traço intermitente na Figura 2. Essa alternativa leva mais confiabilidade para o ramo SE 2 / SE 3 / SE 4, uma vez que, ao estabelecer um sistema em 69kV operando, mesmo que como em um anel aberto, nenhum ponto de controle fica susceptível a uma interrupção total devido a saída de linhas de distribuição.

TABELA 7 – Simulação por Ponto de Controle PC – Versão R1

PC	FEC ano^{-1}			DEC horas. ano^{-1}		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,258	63%	-	1,62	60%
SE 1 ¹	0,212	0,009	100%	0,559	0,023	100%
SE 1 ²	0,206	0,043	100%	0,412	0,087	100%
SE 2	0,288	0,075	67%	1,860	0,482	64%
SE 3	0,268	0,041	63%	1,380	0,212	43%
SE 4	0,302	0,014	57%	3,170	0,142	54%
SE 5 ¹	0,356	0,006	47%	3,490	0,055	49%
SE 5 ²	0,282	0,067	58%	2,400	0,572	70%
SE 6	0,109	0,004	15%	1,350	0,050	31%

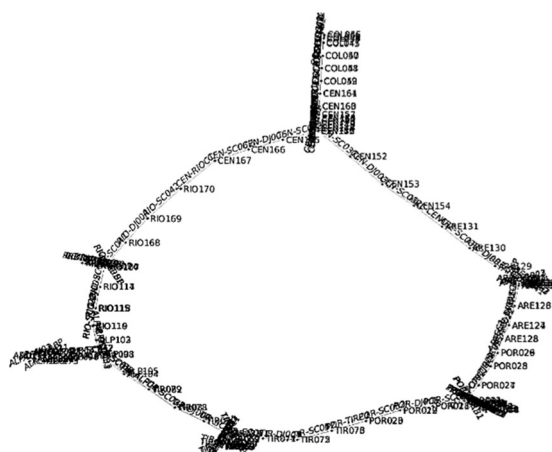


FIGURA 4 – Gráfico representativo da operação da Versão R2

Da Figura 4 é possível visualizar agora que o sistema possui a topologia de um anel. Essa configuração, por vezes, é evitada em SDATs que possuem mais de uma interface com o sistema de transmissão, pois um volume considerável de energia pode passar por esse sistema, além do aumento significativo dos níveis de curto-circuito. A configuração de operação mais usual nesses casos é operar com um disjuntor aberto, abrindo o elo e transformando o sistema em operação radial novamente, porém que pode ser facilmente manobrado e unidades consumidoras podem ser igualmente, de forma ágil, energizadas, face a contingências no sistema de distribuição. Já os indicadores apresentados na Tabela 7 demonstram a eficiência dessa ligação, principalmente na melhora da continuidade do fornecimento nas unidades do ramo SE 2 / SE 3 / SE 4. Um pequeno aumento nos indicadores da SE 6 é sentido, já que mais um modo de falha, capaz de desligar todo seu barramento, foi inserido. Essa análise também se estende à SE 5. Porém, de forma geral, todo o sistema de distribuição em 69kV reduziu o FEC em 47% e o DEC em 40%.

Conforme apresentado anteriormente, a SE 1, apesar de possuir configuração de barra dupla, opera com todos os bays em somente uma barra, enquanto a outra fica em stand-by. Para a versão R3, é considerada a versão R2, porém admitindo uma divisão das cargas entre as barras B1 e B2 da SE 1. A sequência de imagens a seguir foi realizada para o melhor entendimento da mudança realizada. Na Figura 5 é apresentado o esquema de operação da SE 1 na versão R0. Nessa situação todos os ramos em operação estão conectados ao nó da BARRA 1. Já na Figura 6 é possível observar que há 2 nós na SE 1 com grande número de conexões, são as barras B1 e B2.

Conforme Figura 7 pode-se observar que essas barras se conectam por um bay de interligação de barras, através do equipamento DJ013, que opera fechado, com a capacidade de manter seletividades para faltas em cada barra.



FIGURA 5 - Esquema Operação de Barras SE 1 - Versão R0

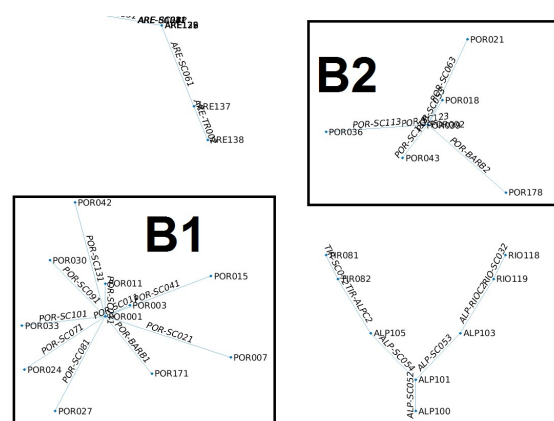


FIGURA 6 - Esquema Operação de Barras SE 1 - Versão R3

O efeito dessa mudança na forma de operar o sistema pode ser medido através da Tabela 8. Todos os pontos de controle obtiveram uma melhora dos indicadores, inclusive dos consumidores atendidos pela SE 1. A distribuição das cargas entre as barras da SE permitiu que interferências do conjunto de cargas atendidas pela barra B1 não afetassem os da barra B2 e vice-versa. O principal ganho ocorre na condição pós- defeito, onde o disjuntor DJ013 trata da seletividade da região da falta, isolando imediatamente a barra sã da barra em falha, preservando toda a carga da barra sã.

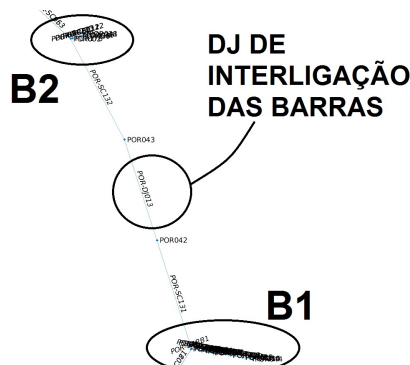


FIGURA 7 - Esquema de Operação da SE 1 - Versão R3

TABELA 8 – Simulação por Ponto de Controle PC – Versão R3

PC	FEC ano^{-1}			DEC horas.ano^{-1}		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,174	43%	-	1,45	54%
SE 1 ¹	0,157	0,006	74%	0,450	0,018	80%
SE 1 ²	0,151	0,032	73%	0,303	0,064	74%
SE 2	0,150	0,039	35%	1,580	0,410	55%
SE 3	0,131	0,020	31%	1,100	0,170	34%
SE 4	0,217	0,010	41%	3,000	0,134	51%
SE 5 ¹	0,293	0,005	38%	3,370	0,053	47%
SE 5 ²	0,244	0,058	50%	2,320	0,554	68%
SE 6	0,109	0,004	15%	1,350	0,050	31%

Para Versão R4, foram consideradas nos cálculos todas as modificações apresentadas anteriormente e diversas adequações nas SEs. São considerados disjuntores de alta tensão nos bays dos transformadores da SE 5 e um conjunto de chaves de by-pass, viabilizando a manutenção desses disjuntores. As chaves de by-pass também foram consideradas para os bays dos transformadores da SE 3.

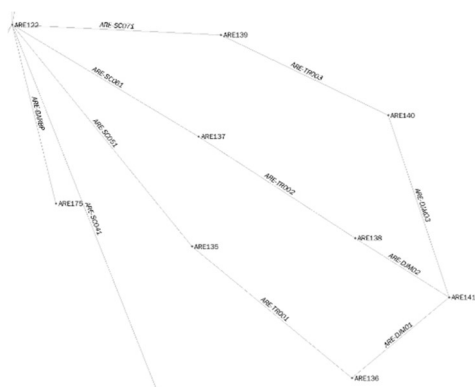


FIGURA 8 - Bays Transformadores SE 5

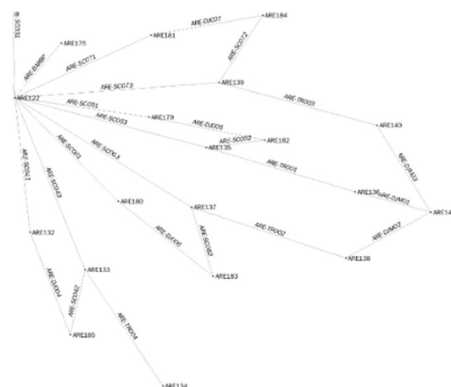


FIGURA 9 - Bays Transformadores SE 5 - Com Disjuntores e Chave by-pass

Os grafos criados e apresentados nas Figura 8 à Figura 11, a partir dos dados de entrada, pelo simulador desenvolvido para esse trabalho, ilustram a diferença entre as topologias da SE 3 e SE 5 após a entrada dos Disjuntores e das chaves de by-pass nos bays dos transformadores. Para SE 5, respectivamente para os bays dos TR-01, TR-02, TR-03, foram inseridos os disjuntores DJ005, DJ006 e DJ007 e as chaves SC051, SC061, SC071, SC053, SC063, SC073 e SC043 (para TR-04). Para a SE 3 foram adicionadas aos bays dos TR-01, TR-02 e TR-03, respectivamente as chaves SC013, SC023 e SC033.

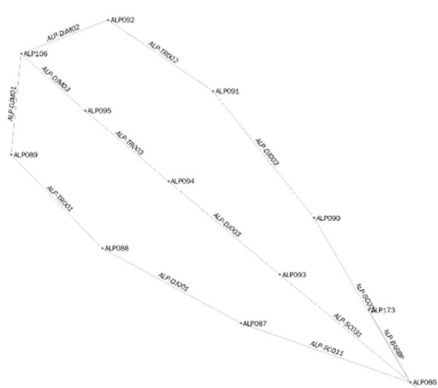


FIGURA 10 - Bays Transformadores SE 3 - Com Disjuntores

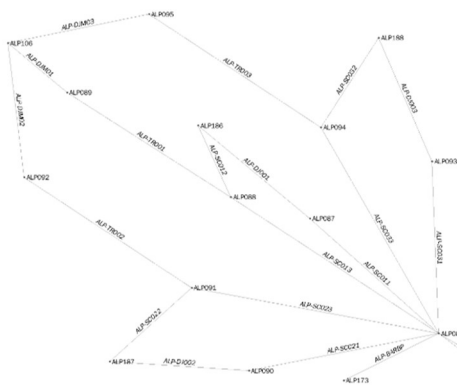


FIGURA 11 - Bays Transformadores SE 3 - Com Disjuntores e Chave by-pass

O aumento da complexidade dos grafos é reflexo do aumento no número de componentes e do número de caminhos possíveis para o atendimento das cargas nessas SEs. Conforme apresentado na Tabela 9, se nota a melhora em ambos os pontos de controle da SE 5, já que as falhas nos transformadores não contribuem para o desligamento total da subestação. Observando a tabela nota-se que o ponto de controle para monitoramento dos indicadores da SE 3 praticamente não sofreu alteração em relação a versão anterior, principalmente pois grande parte das ocorrências em bays de transformadores não causavam desligamentos permanentes, pois as cargas poderiam ser atendidas vias manobras nas subestações. Essas chaves melhoram, principalmente, os desligamentos programados para eventos de manutenção nos equipamentos dos bays dos transformadores.

TABELA 9 – Simulação por Ponto de Controle PC – Versão R4

PC	FEC ano^{-1}			DEC horas. ano^{-1}		
	Val	Cont	(%)	Val	Cont	(%)
TOTAL	-	0,148	36%	-	1,42	51%
SE 1 ¹	0,157	0,006	74%	0,449	0,018	80%
SE 1 ²	0,151	0,032	73%	0,302	0,064	73%
SE 2	0,153	0,040	35%	1,590	0,412	55%
SE 3	0,130	0,020	30%	1,102	0,170	34%
SE 4	0,148	0,007	28%	2,863	0,128	49%
SE 5 ¹	0,173	0,003	23%	3,207	0,051	44%
SE 5 ²	0,153	0,037	32%	2,197	0,525	64%
SE 6	0,109	0,004	15%	1,353	0,050	31%

TABELA 10 – Comparação de Resultados para Versões do Sistema de Distribuição em Alta Tensão

Alt	FEC ano^{-1}		DEC horas/ano		CHI horas/ano		PNS MW/ano	
	Valor	(%)	Valor	(%)	Valor 10 ³	(%)	Valor	(%)
R0	0,408	100%	2,71	100%	383	100%	118	100%
R1	0,309	76%	2,20	81%	310	81%	85	72%
R3	0,258	63%	1,62	60%	229	60%	69	59%
R3	0,174	43%	1,45	54%	205	54%	48	40%
R4	0,148	36%	1,42	51%	199	52%	40	34%

A Tabela 10 foi criada para apresentar, de forma resumida, a evolução dos indicadores com os incrementos que as versões subsequentes a R0 proporcionaram ao sistema. Foram apresentados outros indicadores, alternativos aos regulados, CHI (Consumidor Hora Interrompido) e PNS (Potência Não Suprida) como alternativas às tomadas de decisões que norteiam investimentos no setor de energia. Através da tabela pode-se observar o ganho na continuidade do serviço de fornecimento e verificar quais alternativas proporcionam o melhor custo ao benefício proporcionado. Cabe salientar que indicadores estimados possuem uma avaliação média, compatível com o período de amostragem utilizado para preencher valores de falhas, tempo de reparos e manobra.

4.0 - CONCLUSÕES

Para avaliar a confiabilidade dos sistemas e poder comparar diversas propostas de melhorias, no âmbito técnico e econômico, este trabalho modelou os principais componentes presentes em um sistema elétrico de potência, através de equações clássicas de fluxo de potência linearizado, para que essas equações pudessem ser submetidas a problemas complexos de otimização, associando variáveis binárias a contínuas, promovendo restrições físicas e operativas, para que, finalmente, pudesse simular a operação de um sistema complexo. Essas simulações, baseadas em equações e critérios de otimização, foram programadas para representar o comportamento de um sistema em todos os instantes que antecedem e sucedem uma falha. O algoritmo implementado em MatLab foi capaz de interpretar os sistemas modelos, através da entrada padronizada de dados, em arranjos de grafos, além de aplicar com sucesso a otimização da função objetivo que minimiza o impacto das falhas associando-a às condições de operação do sistema, suas condições de manobras, restrições de capacidades e restrições operativas. Por fim, esse trabalho apresentou a importância da análise da topologia do sistema e como a combinação de arranjos de subestações e conexões de linhas de energia podem ser estudadas para se tornarem mais eficientes do ponto de vista de promover a confiabilidade e de como estudos que visam uma avaliação sistêmica de indicadores de continuidade podem ser úteis para a tomada de decisões de planejamento de sistemas de distribuição em alta tensão.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) R. E. BROWN, Electric Power Distribution Reliability 2 Edition, Taylor & Francis Group, LLC, 2009.
- (2) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Módulo 1 - Introdução,” *PRODIST*, 26 12 2018.
- (3) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica,” *PRODIST*, 01 01 2018.
- (4) “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” *IEEE Std 1366*, pp. 1-43, 2012.
- (5) R. BILLINTON e R. ALLAN, Reliability Evaluation of Electrical Systems 2 Edition, New York: Plenum Press, 1996.
- (6) A. J. MONTICELLI, Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Edgard Blücher Ltda, 1983.
- (7) E. B. FISHER, R. P. O'NEILL e M. C. FERRIS, “Optimal Transmission Switching,” *IEEE*, 2008.
- (8) J. Nocedal e S. J. Wright, Springer Series in Operations Research and Financial Engineering - Numerical Optimization, Springer.
- (9) D. G. Luenberger e Y. Ye, International Series in Operation Research & Management Science - Linear and Nonlinear Programming, Springer.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



(1) **LUIS FELIPE BENATTI** nasceu em Mogi Guaçu SP em 1991. Possui formação técnica em eletrotécnica e graduação em Engenharia Elétrica pela UNIFEI em 2011 e 2016, respectivamente. Mestrando em Sistemas Elétricos de Potência pela UNIFEI. Estagiou na área de manutenção de subestações e linhas de distribuição e na área de projetos de subestações. Atuou como técnico de centro de operações de sistemas elétricos e como engenheiro de projetos de subestações e linhas de distribuição. Atua como Engenheiro Eletricista na divisão de Manutenção, Normas e Padrões da Subtransmissão, no Grupo CPFL Energia.

(2) **AIRTON VIOLIN** nasceu em Dracena, SP em 1956. Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI em 1982, 2003 e 2014, respectivamente. É professor do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da UNIFEI desde 2014. Atua na área de subestações, com diversos artigos publicados.

(3) **JOSÉ MARIA DE CARVALHO FILHO** possui mestrado (1996) e doutorado (2000) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá-Unifei. É professor associado do curso de Engenharia Elétrica, da Unifei, atuando tanto na Graduação como na Pós Graduação. Atualmente é Coordenador Adjunto do QmaP-Centro de Estudos em Qualidade da Energia Elétrica e Proteção. Pesquisador e instrutor da Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria de Itajubá. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: qualidade da energia elétrica, VTCDs, afundamentos de tensão, proteção de sistemas elétricos de distribuição e industriais.