

2

Riscos de operação associados à transmissão

Neste capítulo estão apresentadas as situações de risco operacional dos equipamentos de potência reativa associados à transmissão que poderão aumentar o gasto em manutenção e a indisponibilidade destes equipamentos.

O gasto em manutenção somado ao valor da penalização pela indisponibilidade do equipamento implicará na redução do faturamento do agente de transmissão caso não seja tomada nenhuma medida de proteção.

Neste capítulo também está incluída a formulação básica de um seguro para proteger o agente de transmissão da redução do seu faturamento

2.1

Risco de operação de um compensador estático de reativo

O compensador estático de reativo (CER) estará sujeito à sobrecarga harmônica no seu banco de filtros, quando há ressonância paralela entre o conjunto equivalente do sistema e do transformador acoplador com os filtros.

2.1.1

Cálculo teórico das correntes injetadas no sistema e nos filtros do CER

A determinação das correntes injetadas no sistema e nos filtros do compensador estático de reativo (CER) segue a metodologia proposta em [1, 2, 3]. A figura 2.1 mostra o circuito equivalente do CER, onde:

I_{hv} : corrente harmônica proveniente do reator controlado a tiristores (RCT) em p.u.

Z_{hf}, Z_{ht} : impedância do filtro e do transformador acoplador na frequência harmônica de ordem h, respectivamente. Valores em p.u conhecidos para cada uma das frequências harmônicas.

Z_{hn} : impedância equivalente Thevenin do sistema na frequência harmônica de ordem h vista a partir da barra de alta tensão do transformador acoplador. Valor em p.u. conhecido para cada frequência.

A partir da igualdade da tensão aplicada sobre o banco de filtro, sobre a impedância total do conjunto transformador acoplador e equivalente do sistema, são obtidas as correntes nos filtros e a corrente injetada no sistema:

$$I_{hf} Z_{hf} = I_{hn} (Z_{ht} + Z_{hn}) \quad (1)$$

$$I_{hv} = I_{hf} + I_{hn} \quad (2)$$

- corrente harmônica injetada no sistema será igual a:

$$I_{hn} = \frac{Z_{hf}}{Z_{ht} + Z_{hn} + Z_{hf}} I_{hv} \quad (3)$$

- corrente harmônica no filtro será igual a:

$$I_{hf} = \frac{Z_{ht} + Z_{hn}}{Z_{ht} + Z_{hn} + Z_{hf}} I_{hv} \quad (4)$$

Na eventualidade da impedância do conjunto equivalente do sistema e do transformador acoplador ser extremamente alta para uma determinada frequência, o valor de I_{hn} dado em (3) será extremamente baixo indicando que toda a corrente harmônica gerada durante o processo de comutação da válvula tiristora irá para os filtros.

Na eventualidade da impedância equivalente do conjunto equivalente do sistema e do transformador acoplador ser extremamente baixa para uma determinada frequência harmônica, o valor de I_{hf} dado em (4) será baixo indicando que toda a corrente harmônica gerada pela válvula irá para o sistema.

Na eventualidade de haver ressonância paralela entre o conjunto equivalente do sistema e do transformador acoplador com os filtros, a impedância resultante será elevada, ocasionando interferência harmônica no sistema também elevada.

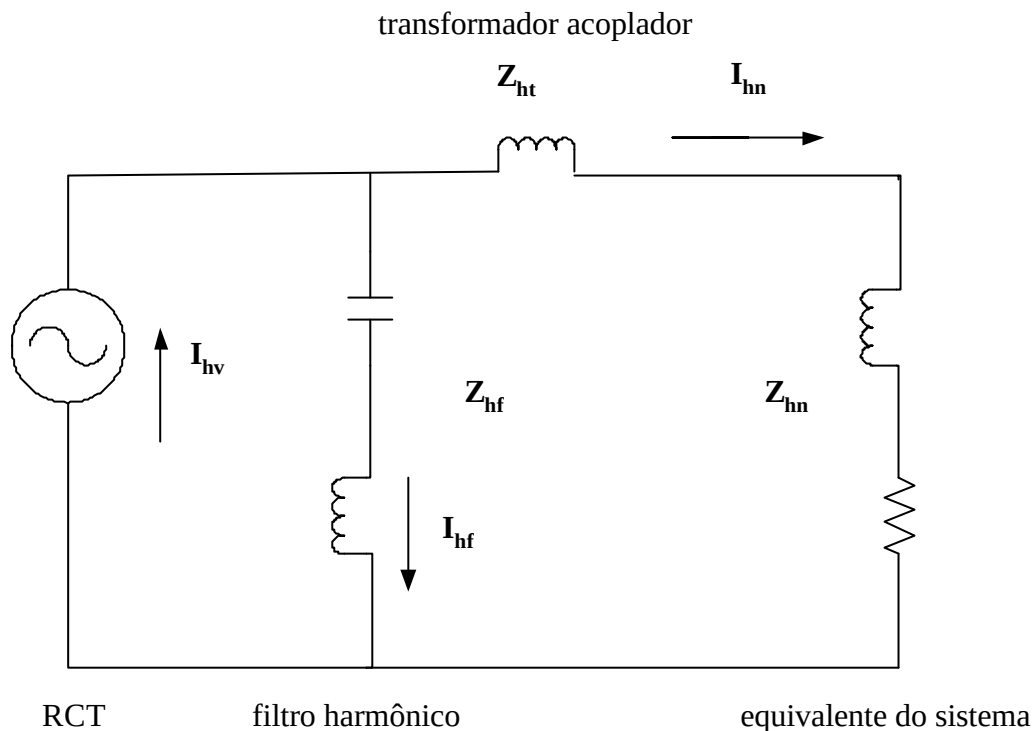


Figura 2.1 – Equivalente visto da barra de baixa tensão do CER

Os apêndices 1 e 2 descrevem o banco de capacitores em derivação, os filtros harmônicos e o compensador estático de reativo.

2.1.2

Efeito das componentes harmônicas nas unidades capacitivas

Foram realizados experimentos em laboratório [4,5] utilizando unidades capacitivas com tensão nominal de 250V visando determinar o efeito do conteúdo harmônico no envelhecimento da unidade capacitiva. O experimento consistiu da aplicação de tensão harmônica de baixa ordem superposta à tensão fundamental.

A defasagem angular entre estas duas tensões foi tal que maximizou o pico da tensão aplicada. Os resultados encontrados estão contidos na tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Envelhecimento precoce dos capacitores

Tens ão	V_{rms} (V)	V_{pico} (V)	I_{rms} (A)	Vida (90%) (horas)	Vida (50%) (horas)
V_1+2V_3	560	1060	0,72	9,1	37
V_1+3V_3	790	1414	1,1	0,26	0,87
$2,24V_1$	560	792	0,26	115	354
$V_1+1,5V_3$	450	884	0,54	22	128
V_1+2V_{11}	560	1060	2,6	2,9	37
$3V_1$	760	1060	0,35	14	48
$V_1+2,4V_{11}$	650	1202	3,1	1,7	16
$2,6V_1$	650	919	0,31	29	121
$2,24V_3$	560	792	0,79	46	355
$V_1+1,5V_{11}$	450	884	2,1	24	350
$2,24V_{11}$	560	792	2,9	30	330
$2V_1+1,14V_5$	575	1060	0,71	10	40

Na tabela 2.1, V_1 , V_3 , V_5 e V_{11} são os valores das tensões fundamental, de 3º, 5º e 11º harmônicos, respectivamente. Por exemplo: Na 1ª linha, o valor indicado de V_1+2V_3 corresponde à tensão aplicada de 250 V na frequência fundamental superposta com 500 V na frequência de 3º harmônico.

O tempo de vida médio foi considerado como sendo o tempo correspondente aos valores medidos de 90% (redução de 10%) e 50% (redução de 50%) do valor da capacitância medida antes de realizar o experimento no laboratório. Este experimento foi realizado em temperatura ambiente.

As principais conclusões deste experimento são:

- comparando o caso V_1+2V_3 com o caso $2,24V_1$, ambos com o mesmo valor de tensão eficaz aplicada de 560 V, nota-se um envelhecimento

acelerado no primeiro caso. A vida útil no caso com tensão fundamental foi de 115 horas versus 9,1 horas para o caso de tensão com conteúdo de 3^o harmônico.

- quando houve um aumento na frequência da tensão aplicada, como no caso V_1+2V_{11} , também com o mesmo valor de tensão eficaz aplicada de 560 V, a vida útil caiu para 2,9 horas.
- comparando os casos $2,24V_3$ e $2,24V_{11}$, ambos com o mesmo valor de tensão eficaz aplicada igual a 560 V, o aumento na frequência acarretou na redução na vida útil da unidade capacitiva.
- os casos $3V_1$ e $2,6V_1$ mostram que na frequência fundamental quanto maior for o pico da tensão aplicada menor será o tempo de vida útil.

2.1.3

Comentários

2.1.3.1

Envelhecimento precoce das unidades capacitivas

Os resultados quantitativos apresentados são válidos especificamente para o tipo de capacitor usado neste experimento, não podendo ser generalizado para qualquer outro tipo ou modelo de capacitor. Qualitativamente os resultados obtidos mostram de maneira inequívoca que o conteúdo harmônico na tensão aplicada é responsável pelo envelhecimento precoce dos capacitores.

O envelhecimento precoce das unidades capacitivas causará variação no valor da capacitância total do banco devido à queima do respectivo elo fusível, ocasionando um aumento da corrente de desbalanço. O resultado final será uma maior indisponibilidade do banco.

2.3.1.2

Distorção harmônica já existente no sistema de transmissão

O uso intensivo de equipamentos baseados em eletrônica de potência está tornando mais comum a presença de distorção harmônicas na tensão do sistema.

Como exemplo ilustrativo da presença de harmônicos na tensão, a tabela 2.2 mostrada o conteúdo harmônico na tensão da fase A do barramento de uma subestação de 138 kV localizado no Rio de Janeiro.

Esta subestação foi energizada durante o ano de 1990. As medições indicadas na tabela 2.2 foram realizadas no dia 21/10/2001 às 07:21. A distorção da tensão harmônica total (DTHT) medida foi igual a 1,2%.

Tabela 2.2 – Conteúdo harmônico na tensão de 138 kV

freq. harmônica	valor (%)	valor (V rms)
2 ^ª	0,2	159
3 ^ª	0,9	717
5 ^ª	0,6	478
7 ^ª	0,4	318
9 ^ª	0,2	159

A métrica usada para quantificar o conteúdo harmônico da tensão fase-terra de um determinado barramento é o DTHT naquela barra, que é definida pela seguinte expressão:

$$DTHT = \frac{100}{V_1} * \sqrt{\sum_{h=2}^{h=50} V_h^2} \quad \text{em \%} \quad (5)$$

onde:

V_1 – tensão nominal na frequência fundamental.

V_h - tensão na frequência harmônica de ordem h.

Os padrões de distorção indicados na tabela 2.3 são regulamentados e devem ser considerados como valores de projeto.

Tabela 2.3 – Distorção harmônica valores de projeto

Harmônicas ímpares		Harmônicas pares	
3 ^o , 5 ^o , 7 ^o	2%	2 ^o , 4 ^o , 6 ^o	1%
9 ^o , 11 ^o , 13 ^o	1,5%	≥ 8 ^o	0,5%
15 ^o a 25 ^o	1%	-	-
≥ 27	0,5%	-	-
DTHT=3%			

Comparando a medição feita no campo com os padrões de distorção de projeto constata-se que DTHT medido é 40% do valor máximo permitido e o conteúdo de 5^o harmônico medido é 30% do valor máximo permitido.

Na medição feita em 21/10/2001, o conteúdo de 3^o harmônico é superior ao de 5^o harmônico mas devido ao fato de a ligação do transformador ser em triângulo, o 3^o harmônico proveniente do sistema ficará circulando dentro do transformador acoplador não trazendo maiores problemas para os filtros do CER.

2.1.3.3

Experiência operacional

Segundo relatório da empresa B. C. Hydro, foram constatados alguns casos de sobrecarga harmônica no filtro de 5^o harmônico associado ao terminal inversor do sistema de corrente contínua que chega na cidade de Vancouver (British Columbia/Canadá) [6].

Também foi constatado o elevado conteúdo harmônico na corrente do banco de capacitor derivação instalado na Subestação de ESQ, distante 55 km do terminal inversor de Vancouver. Este banco de capacitores tem capacidade de 12MVar e está instalado no secundário de um transformador 230 / 12,6 kV.

Segundo relato daquela empresa, a disponibilidade do filtro e do banco de capacitores estava comprometida pela abertura freqüente dos respectivos disjuntores.

Em setembro de 1988 foram feitas medições dos harmônicos individuais na tensão da barra de ESQ sendo constatado que o conteúdo de 5^o harmônico

variava entre 1% a 2,5% da tensão fundamental dependendo da configuração do elo de corrente contínua em Vancouver. Os valores medidos no campo ultrapassaram o valor adotado durante a fase de projeto.

2.1.3.4

Componente harmônica já existente no sistema

Caso o filtro do CER for instalado no lado de alta tensão do transformador acoplador, na modelagem indicada na figura 2.1 deverá ser adicionada uma fonte de tensão harmônica ligada em série com o equivalente do sistema. Esta fonte de tensão representa os harmônicos já existentes no sistema que poderão sobrecarregar os filtros.

Durante a fase de planejamento do sistema é difícil a determinação do conteúdo harmônico para os próximos anos. Para contornar esta dificuldade, adotam-se critérios de dimensionamento de filtros extremamente conservadores.

2.1.3.5

Efeito do transformador acoplador

Para as harmônicas superiores ao 13^o harmônico o transformador acoplador atua como um filtro série, impedindo a sobrecarga do filtro do CER.

2.2

Risco de operação durante a energização de banco de capacitores em derivação

Durante a energização do banco de capacitores em derivação aparece corrente (“inrush current”) com amplitude e com frequência elevadas [7]. A magnitude e frequência desta corrente de “inrush” dependem dos seguintes parâmetros:

- impedância equivalente da fonte e do banco de capacitores em derivação;
- carga residual no banco de capacitores no instante de fechamento do respectivo disjuntor;
- instante de fechamento do disjuntor (ponto da onda de tensão do sistema);

- amortecimento devido às perdas na rede.

Na prática, dos parâmetros citados só existe controle sobre a carga residual dos bancos de capacitores. Segundo a norma brasileira [8], as unidades capacitivas que compõem o banco são projetadas para ter 50V nos seus terminais após decorridos 5 minutos da sua desenergização.

Em adição a este requisito, os bancos de capacitores em derivação normalmente são equipados com circuito de intertravamento que impede o fechamento do disjuntor associado antes de decorridos 5 minutos.

2.2.1

Corrente na energização do banco de capacitores

A corrente de “inrush” é maximizada quando o banco é energizado no pico da tensão do sistema e estando o banco sem carga residual.

Como exemplo, a amplitude da corrente de “inrush” i_{peak} e a frequência f durante a energização de um banco de capacitores cujo neutro é isolado são calculadas da seguinte forma [7]:

$$i_{peak} = \sqrt{\frac{2}{3}} * V * \sqrt{\frac{C_b}{L_s}} \quad (A) \quad (6)$$

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{C_b L_s}} \quad (Hz) \quad (7)$$

Onde:

V : valor da tensão eficaz do sistema (fase-fase).

C_b : valor de capacitância do banco.

L_s : valor da indutância equivalente da fonte.

2.2.2

Energização de banco de capacitores em derivação na condição de “back to back”.

A energização de um banco de capacitores na presença de um ou mais bancos de capacitores já energizados na mesma barra é chamada de energização em “back to back”.

Nesta condição não é raro encontrar pico de corrente de “inrush” no banco da ordem de 20 kA e frequência de dezenas de kHz. [7]. A corrente de energização no banco de capacitores é dada pela seguinte expressão:

$$i_{\text{peak}} = \left(\frac{2(V/\sqrt{3})I_1I_2}{\omega L_{\text{equiv}}(I_1 + I_2)} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (8)$$

Onde:

I_1 e I_2 : correntes nominais dos dois bancos de capacitores, sendo um já energizado e outro a ser energizado.

L_{equiv} : indutância equivalente do trecho do barramento localizado entre os estes dois bancos de capacitores.

$$\omega = 2\pi f = 377 \text{ rad/s}$$

2.2.3

Comentários

Para minimizar o transitório durante a energização de um banco de capacitores em derivação, o disjuntor do banco normalmente vem equipado com resistor de pré-inserção (valor típico de 400Ω) que é inserido por algum tempo (valor típico de 10 ms) antes do fechamento dos contatos principais do disjuntor.

Mais recentemente [9] os disjuntores associados a bancos de capacitores são comandados através de sincronizadores, cuja função é fazer inicialmente o fechamento dos contatos na fase com diferença mínima de tensão entre estes contatos. As outras duas fases fecham após um tempo fixo.

Estas duas medidas de proteção reduzem as solicitações elétricas no banco de capacitores e, conseqüentemente, aumentam a disponibilidade do banco.

2.3

Risco de operação durante chaveamento de reator em derivação

A energização e a abertura do reator em derivação poderão causar solicitações elétricas severas neste equipamento e no respectivo disjuntor [9,10].

Durante a energização de um reator, devido à aleatoriedade do instante de fechamento dos contatos do disjuntor, surge uma componente c.c. na corrente. O valor de pico da corrente de energização é máximo quando o fechamento ocorre no cruzamento por zero da tensão do sistema.

No caso da abertura do reator em carga, o corte da corrente do reator antes do seu cruzamento por zero poderá gerar sobretensão de manobra sobre o equipamento, cuja amplitude é função das características do disjuntor e do reator em derivação.

Este chaveamento poderá gerar a reignição do disjuntor, que irá ocorrer quando a tensão aplicada entre os pólos do disjuntor for superior à tensão máxima suportável por este equipamento.

A figura 2.2 mostra o diagrama de um reator derivação em alta tensão com o neutro solidamente aterrado, onde:

L: indutância do reator derivação (H).

Ls: indutância equivalente da fonte (H)

Lp: indutância em paralelo ao pólo do disjuntor (H).

Lb: indutância do barramento de ligação do reator (H).

Cs: capacitância equivalente do lado da fonte (F).

Cp: capacitância em paralelo ao pólo do disjuntor (F)

C_L: capacitância equivalente do lado da carga (F).

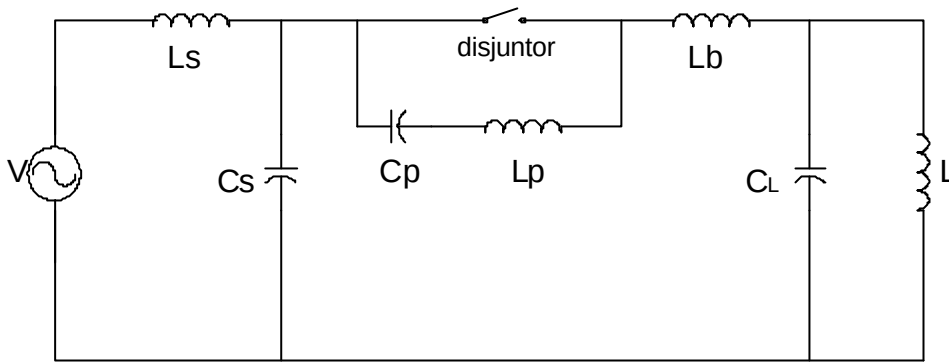


Figura 2.2 – Circuito equivalente da abertura de um reator em derivação

A corrente de corte (“chopping”) i_{ch} do disjuntor é dada pela expressão:

$$i_{ch} = \lambda \sqrt{C_t} \quad (A) \quad (9)$$

λ : valor constante que depende do tipo do disjuntor: mínimo volume de óleo, ar comprimido ou hexafluoreto de enxofre (SF_6)

C_t é a capacitância total equivalente vista em paralelo com o contato do disjuntor é dada por (11).

$$C_t \rightarrow C_p // (C_s + C_L) \quad (10)$$

$$C_t = C_p + \frac{C_s C_L}{C_s + C_L} \quad (11)$$

O fator de sobretensão devido ao “chopping” k_a (1ª pico) fase-terra é dado por (12).

$$k_a = \left(1 + \left(\frac{i_{ch}^2}{V_0} \right) \frac{L}{C_L} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (12)$$

V_0 é a tensão fase-terra sobre o reator no instante $t=0$ da abertura do disjuntor. Instantaneamente, a tensão máxima V_m sobre o reator é dada pela expressão:

$$V_m = k_a V_0 \quad (13)$$

2.3.1

Comentários

Em alguns casos a operação de abertura e fechamento de reator em derivação é diária para o controle da tensão da barra. O emprego do sincronizador para a abertura do disjuntor associado ao reator em derivação reduz a sobretensão, como calculada em (13), aumentando assim a disponibilidade do reator em derivação e do respectivo disjuntor.

2.4

Risco de operação de um compensador síncrono

As aplicações envolvendo transmissão em extra alta tensão em corrente alternada com linhas longas e subestações conversoras em corrente contínua com filtro de corrente alternada passivo poderão levar os geradores e os compensadores síncronos à auto-excitação durante a rejeição de carga [11].

Na condição de rejeição de carga podem surgir sobretensões elevadas, sobretudo quando associadas à sobrevelocidade e quando a impedância vista dos terminais da máquina for capacitiva.

Durante o processo de auto-excitação, o perfil da tensão terminal da máquina é caracterizado pelo crescimento rápido imediatamente após a rejeição, seguido do crescimento mais lento da tensão [12].

Conforme mostrado no apêndice 3, dependendo dos parâmetros do gerador a auto-excitação da máquina poderá ocorrer no eixo direto ou no eixo em quadratura, sendo que no último caso o regulador automático de tensão é ineficaz para o controle da tensão terminal.

A condição de auto-excitação no eixo direto se dará quando a relação $C_{\max imo} > \frac{1}{\omega^2 L_d}$ for verdadeira. A condição de auto-excitação no eixo em quadratura acontecerá quando $C_{\max imo} > \frac{1}{\omega^2 L_q}$, onde:

$C_{\max imo}$: valor máximo da capacitância ligada aos terminais da máquina.

$L_d; L_q$: indutância síncrona nos eixos direto e em quadratura, respectivamente.

ω : velocidade angular atual da máquina.

A situação de auto-excitação apresenta risco de danos para a máquina e também para os disjuntores associados às linhas de transmissão, aos bancos de capacitores e filtros harmônicos. Se nenhuma medida de proteção for adotada possivelmente estes disjuntores serão danificados quando da abertura na condição de tensão elevada.

Dentre algumas medidas de proteção a serem adotadas está a utilização de ponte negativa no sistema de excitação da máquina. O efeito da ponte negativa é reduzir, ou atrasar, o crescimento da tensão terminal de forma a possibilitar a abertura dos disjuntores em condições mais favoráveis para estes equipamentos.

O apêndice 4 mostra o efeito da ponte negativa na curva em “V” bem como a operação do compensador síncrono durante o regime permanente.

2.4.1

Comentário

Quando a condição de auto-excitação for constatada ainda durante a fase de planejamento do sistema, a solução através de ponte negativa será técnica e economicamente viável desde que as máquinas sejam especificadas com este requisito.

Caso a condição de auto-excitação for constatada posteriormente ao planejamento a solução por ponte negativa não será viável. Neste caso, a abertura dos disjuntores deverá ser garantida por meio de um esquema de proteção rápido e confiável.

2.5

Proposta de seguro para os equipamentos

Os equipamentos de compensação de potência reativa da transmissão estão expostos a situações de risco operacional que poderão aumentar a sua indisponibilidade, tornando a manutenção não programada mais freqüente.

O efeito das situações de risco para o agente de transmissão será uma redução do seu faturamento causado pelo gasto da manutenção mais o valor da penalização imposta pela indisponibilidade do equipamento.

Como forma de proteção para o faturamento do agente será descrita uma proposta de seguro que cobrirá os gastos associados à interrupção da operação.

A formulação básica do seguro para um determinado tipo de equipamento de transmissão está baseada nas seguintes premissas:

- o equipamento foi modelado segundo Markov [13] a dois estados, a saber: disponível (e energizado) ou indisponível para a operação.
- somente serão consideradas para efeito de cálculo as manutenções não programadas decorrentes de desligamentos forçados iniciados por atuação de proteção. Não serão considerados os desligamentos originados por defeito de fabricação ou decorrentes de falha humana.
- a taxa de falha foi considerada constante no tempo e independente da idade do equipamento. Esta premissa equivale a trabalhar na parte linear da "curva da banheira" da taxa de falhas, descartando a fase de mortalidade infantil e de envelhecimento do equipamento. Esta curva relaciona a taxa de falhas à idade do equipamento.

- as manutenções não programadas dos diversos equipamento são consideradas como sendo eventos independentes. As manutenções não programadas de um mesmo equipamento também serão consideradas como sendo eventos independentes.
- o gasto total da manutenção não programada é composto pelo gasto realizado com a manutenção (bens e serviços) mais ao valor da penalização imposta devido à indisponibilidade do equipamento.
- a penalização por indisponibilidade forçada será considerada como sendo um valor fixo igual a \$1.000,00 por hora que o equipamento ficar fora de serviço.
- os equipamentos de mesmo tipo e classe de tensão, como por exemplo os bancos de capacitores em derivação de 345 kV, atendem às mesmas normas técnicas e procedimentos de manutenção corretiva.
- não serão computados nos cálculos o custo dos impostos, das taxas e de comissões devidos.

2.5.1

Modelo do seguro para saída forçada dos equipamentos

O primeiro passo para a formulação do modelo do seguro que cobrirá os gastos ocorridos durante o desligamento forçado (não programado) dos equipamentos é levantar os dados históricos de operação do equipamento.

Os dados históricos de operação durante os anos de 1990 a 1997 de dois bancos de capacitores em derivação de 345 kV estão contidos na tabela 2.4. Estes dados serão usados para apresentar a formulação básica deste seguro.

Tabela 2.4 – Indisponibilidade dos capacitores em derivação

Banco	Indisp. forçada (h)	Número de desligamentos forçados	Indisp. programada (h)	Número de desligamentos programados	Tempo de exposição (h)
1	86,42	21	904,9	9	4848,68
	428,70	10	61,15	9	5350,15
	893,12	18	130,15	9	4816,73
	113,78	33	311,9	12	5414,32
	38,02	13	1026,22	10	4775,76
	264,92	6	836,68	3	4738,40
	71,60	4	517,53	11	5250,87
	15,87	2	0,0	0	5824,13
2	36,82	5	1026,53	13	4776,65
	184,9	7	1058,07	13	4597,03
	291,32	4	103,48	9	5445,20
	96,97	20	2319,5	12	3423,53
	149,18	22	90,2	14	5600,62
	98,92	14	745,63	16	4995,45
	185,22	1	585,38	10	5069,40
	14,17	2	0,0	0	5825,83

O tempo de exposição dos bancos de capacitores indicado na tabela 2.4 foi calculado a partir dos dados históricos listados da 2ª a 5ª coluna desta tabela e compreende o período de observação (8760 h) subtraído da indisponibilidade forçada, da indisponibilidade programada e do tempo durante o qual o banco de capacitores em derivação ficou desenergizado para controle de tensão durante a carga leve.

O tempo de desligamento para o controle de tensão foi considerado como sendo igual a 8 horas por dia.

O valor total gasto com a manutenção durante os desligamentos forçado e programado não foi anotado na época sendo, portanto, desconhecido.

A experiência operacional aponta para uma distribuição bidimensional onde as variáveis aleatórias são o tempo de indisponibilidade do equipamento e o valor total gasto durante a manutenção não programada.

Experimentalmente, nota-se que existe um coeficiente de correlação próximo de 1 entre o valor gasto durante a manutenção não programada e o respectivo tempo de indisponibilidade. Pode-se afirmar que quanto maior é o tempo de indisponibilidade, mais severo foi o evento gerador desta indisponibilidade e, portanto, maior será o custo da manutenção do equipamento.

Considere que o valor total gasto na indisponibilidade do equipamento é um valor fixo por hora (\$ / hora) de desligamento forçado.

Segundo a literatura [13], o tempo médio para a falha MTTF de qualquer equipamento é uma variável aleatória que segue a distribuição exponencial cuja função densidade de probabilidade é igual a $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$, t e $\lambda > 0$, sendo λ a taxa de falha do equipamento.

O valor esperado e a variância da distribuição exponencial são valores conhecidos que têm a seguinte expressão, respectivamente:

$$E(t) = \frac{1}{\lambda} \quad (14)$$

$$\text{var}(t) = \frac{1}{\lambda^2} \quad (15)$$

A taxa média de falha, em inglês “average failure rate”, λ do banco de capacitores da tabela 2.4 será como em (16):

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^{16} N_i}{\sum_{i=1}^{16} T_{up_i}} \text{ (falhas / hora)} \quad (16)$$

Onde:

N_i : número total de desligamentos forçados do equipamento durante o período de observação índice "i", neste caso 1 ano.

T_{up_i} : tempo total (h) de exposição do equipamento durante o período de observação índice "i".

Por exemplo, para o banco 1 indicado na tabela 2.4, no ano de 1990 a taxa de falha calculada será $\lambda = \frac{21}{8760 - (86,42 + 904,9 + 365 * 8)} = 0,004331$ falha / h.

Como os bancos de capacitores indicados na tabela 2.4 pertencem à rede com a mesma tensão nominal, estão, portanto, sujeitos às mesmas solicitações elétricas, pode-se simplificar o problema calculando os valores médios da taxa de falha λ e taxa de reparo μ para o banco de capacitores em derivação.

A taxa média de falha para o banco de capacitores foi calculada conforme (16), considerando os dados de todos os bancos simultaneamente como se fosse um único banco de capacitores observado durante 16 anos. Neste caso $\lambda = \frac{182}{80.752,75} = 0,002254$ falhas / hora.

Este cálculo apresenta um resultado estatístico mais robusto quando comparado com o cálculo realizado a partir das taxas de falha individuais para cada ano.

O valor esperado para a distribuição exponencial em (14) será igual ao tempo médio para a falha, em inglês “mean time to failure”, MTTF do banco de capacitores, dado em (17).

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0,002254} = 443,65 \text{ h} \quad (17)$$

O tempo médio para reparo, em inglês “mean time to repair”, MTTR do banco de capacitores foi calculado em (18) considerando os dados dos dois bancos simultaneamente.

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^{16} T_{down_i}}{\sum_{i=1}^{16} N_i} = \frac{2969,93}{182} = 16,31 \text{ h} \quad (18)$$

Onde:

T_{down_i} : tempo total de indisponibilidade forçada durante o período de observação (i).

Segundo a literatura [13] o tempo médio de reparo, a exemplo do tempo médio para a falha, segue a distribuição exponencial cuja função densidade é igual a $f(t) = \mu e^{-\mu t}$, μ e $t > 0$, sendo μ a taxa média de reparo do equipamento.

O valor esperado desta distribuição é igual ao valor de MTTR, como em (19).

$$E(t) = MTTR = \frac{1}{\mu} \quad \therefore \quad \mu = 0,06128 \text{ reparo / h} \quad (19)$$

O banco de capacitores em derivação foi considerado como sendo um ativo financeiro do tipo “cupom bond”, que é um investimento cujo retorno gera um fluxo de caixa de valor pré-definido durante um período de tempo. Um dos riscos deste ativo é o operacional, o qual é tratado nesta dissertação.

A proposta é quantificar o risco operacional do banco de capacitores através do valor a risco (VaR) incondicional [14] deste ativo, que é definido como sendo a máxima perda admissível durante um horizonte de tempo e com um determinado nível de confiança previamente escolhido.

O cálculo desta probabilidade será feito inicialmente segundo o modelo de Markov [13]. Vide figura 2.3.

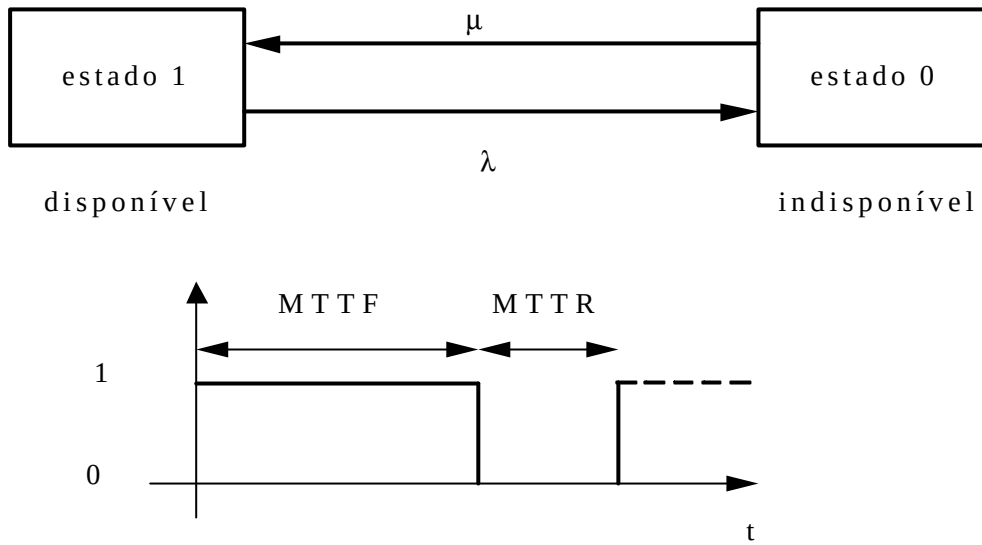


Figura 2.3 - Modelo de Markov a 2 estados

O valor da probabilidade de o equipamento estar no estado 1 ou no estado 0 no instante de tempo de observação t é como em (20) e (21), respectivamente.

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (20)$$

$$P_0(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (21)$$

Caso o processo inicie com o equipamento no estado 1 em $t=0$, fazendo em (20) e (21) o valor de $t=0$, obtém-se $P_1=1$ e $P_0=0$ como indicado em (22) e (23).

$$P_1(t=0) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} = 1 \quad (22)$$

$$P_0(t=0) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = 0 \quad (23)$$

O valor das probabilidades em qualquer instante t será tal que $P_1(t) + P_0(t) = 1$.

No limite, quando o tempo $t \rightarrow \infty$, os valores das probabilidades $P_1(t)$ e $P_0(t)$ ficam valores constantes e independentes do estado que o processo iniciou. O segundo termo de (20) e (21) tende para zero quando t tende para infinito.

Os valores das probabilidades $P_1(t)$ e $P_0(t)$ quando $t \rightarrow \infty$ estão indicadas em (24) e (25).

$$P_1(t = \infty) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (24)$$

$$P_0(t = \infty) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (25)$$

As probabilidades estáticas $P_1(t = \infty)$ e $P_0(t = \infty)$ em (24) e (25) não devem ser utilizadas para o cálculo do VaR uma vez que o risco do banco de capacitores em derivação deverá ser avaliado dentro do horizonte de tempo finito.

No horizonte de tempo infinito, quando $t \rightarrow \infty$, os valores médios de MTTF e MTTR irão convergir para valores médios diferentes daqueles definidos em (17) e (18), os quais foram calculados considerando os dados históricos durante 8 anos de operação.

Dentro de um horizonte de tempo finito, que neste caso será feito igual a 1 ano, poderão ocorrer indisponibilidades do equipamento com tempo de reparo MTTR superiores ao valor médio obtido quando $t \rightarrow \infty$, devendo o faturamento do agente também ser protegido para estes casos.

Desta forma, o cálculo do VaR deverá ser feito a partir dos dados históricos do equipamento sem considerar as probabilidades definidas em (24) e (25) para o modelo de Markov.

A frequência média de falha durante 1 ano será como em (26).

$$f = \frac{8760}{MTTF + MTTR} \quad (26)$$

$$f = \frac{8760}{443,65 + 16,31} = 19,04 \text{ falhas} \quad (27)$$

Selecionando o nível de confiança de 90%, o tempo de reparo MTTR crítico deverá ser calculado considerando a distribuição cumulativa da distribuição exponencial como em (28).

$$F(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad (28)$$

$$0,9 = 1 - e^{-0,06128t} \quad \therefore t = 37,60 \text{ h} \quad (29)$$

Durante 1 ano, o VaR com o nível de confiança de 90% será calculado multiplicando-se o tempo de reparo MTTR crítico em (29) pela taxa fixa por hora de indisponibilidade vezes a frequência média f de falhas durante 1 ano definida em (27), como em (30).

$$\text{VaR} = 37,60 * \$1.000,00 * 19,04 = \$715.904,00 \quad (30)$$

Para reduzir este patamar de risco o agente deverá tomar algumas medidas operacionais no sentido de reduzir o tempo médio de reparo MTTR e de aumentar o tempo médio entre falhas MTTF, tais como:

- identificar a partir de medições realizadas no campo as causas dos desligamentos forçados (falhas).
- uma vez identificadas as causas dos desligamentos, quando possível, tentar repará-las.
- introduzir melhorias no projeto, tal como a utilização de disjuntor com resistor de pré-inserção para fazer o chaveamento do banco de capacitores em derivação.

- otimizar os procedimentos de manutenção do equipamento visando reduzir o tempo gasto em reparos.

2.5.2

Valor do prêmio do seguro

A formulação proposta para este seguro anual tem a seguinte forma:

- serão de responsabilidade do agente de transmissão os gastos totais incorridos durante a indisponibilidade forçada do equipamento até um determinado valor limite.
- a partir deste valor de piso, os gastos totais limitados até um outro valor preestabelecido deverão ser cobertos por um seguro.

No caso do banco de capacitores em derivação da tabela 2.4, a formulação proposta para este seguro tem a seguinte forma:

- serão de responsabilidade do agente de transmissão os gastos totais incorridos quando a indisponibilidade forçada do banco de capacitores seguir o padrão histórico verificado para este equipamento, ou seja, até o limite de gasto equivalente a \$715.904,00 por ano.
- serão de responsabilidade do seguro os gastos totais superiores a \$715.904,00 até o limite equivalente a, por exemplo, duas vezes este valor (\$ 1.431.808,00 por ano).

O VaR deste seguro será de \$715.904,00 durante 1 ano com nível de confiança de 10%.

Um dos critérios usados para a determinação do valor do prêmio do seguro [15] é fazê-lo diretamente proporcional ao valor da perda máxima esperada, que é o VaR.

Será interesse do agente manter a frequência de falha do

banco de capacitores em um patamar baixo para não onerar o prêmio deste seguro.

2.6

Conclusões

No modelo atualmente vigente no país qualquer agente tem livre acesso às instalações de transmissão existentes enquanto que a operação do sistema é de responsabilidade do OIS.

Neste modelo, o risco operacional está fora do controle do agente prestador do serviço ancilar de potência reativa mas poderá aumentar a indisponibilidade do equipamento ocasionando uma redução do faturamento deste agente.

O risco operacional dos equipamentos de compensação de potência reativa, exceto a sobrecarga harmônica no banco de capacitores em derivação e filtros, poderá ser reduzido através do emprego de equipamentos complementares.

A redução do risco operacional poderá ser feita da seguinte forma:

- chaveamento freqüente do banco de capacitores em derivação: emprego de disjuntor equipado com resistor de pré-inserção ou a implementação do fechamento sincronizado do disjuntor através do sincronizador.
- chaveamento freqüente do banco de reator em derivação: implementação da abertura sincronizada do disjuntor através do sincronizador.
- auto-excitação do compensador síncrono constatada durante a fase de planejamento do sistema: emprego de ponte negativa no sistema de excitação do compensador.
- auto-excitação do compensador síncrono constatada posteriormente ao planejamento do sistema: emprego de proteção rápida e confiável que

deverá garantir a eliminação da condição de sistema que ocasionou a auto-excitação do compensador.

As considerações sobre a auto-excitação acima citadas também se aplicam aos geradores síncronos.

A sobrecarga harmônica nos banco de capacitores em derivação e filtros causa o envelhecimento precoce das unidades capacitivas que compõem o banco, aumenta a indisponibilidade do equipamento e reduz o faturamento do agente.

Caberá ao OIS mitigar este risco operacional através da pesquisa sistemática dos níveis de distorção harmônica na rede e, uma vez identificada a fonte poluidora, esse deverá instalar os filtros que forem necessários para manter os níveis de distorção harmônica na rede dentro de limites aceitáveis.

A tarefa de identificação da fonte poluidora não é das mais fáceis e deverá ser feita através de medições de campo considerando várias topologias de rede.

Uma figura quantitativa que poderá ser adotada para medir o risco operacional dos equipamentos de compensação de potência reativa é o VaR.

Uma vez constatado um equipamento com VaR elevado, o agente poderá tomar as medidas operacionais necessárias para reduzir este valor a níveis aceitáveis.

O VaR poderá também ser empregado para comparar os riscos operacionais de dois equipamentos. Esta comparação é importante porque poderá orientar a estratégia de manutenção programada do agente, que dará prioridade à manutenção dos equipamentos com VaR elevado.

Durante a fase de planejamento, o VaR poderá ser utilizado para fazer a avaliação do risco operacional de determinado projeto e, quando for o caso, incluir este valor na planilha de custos do agente.

No caso de projeto de modernização de instalação, o VaR será um indicador importante para a avaliação quantitativa e qualitativa do projeto.