



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GDS/08
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - X

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS

ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS PARA A INTEGRAÇÃO DA INTERLIGAÇÃO TUCURUI-MACAPÁ-MANAUS

Antonio Ricardo M. Tenório (*)
ONS

Antonio Felipe C. Aquino
ONS

Mauro Pereira Muniz
ONS

Arjan Carvalho Vinhaes
ONS

RESUMO

O informe técnico descreve os principais aspectos ligados às manobras no sistema sob a ótica operacional de transitórios eletromagnéticos, tais como: energização de transformadores, energização e religamento automático de linhas, rejeição de carga e comenta as principais dificuldades relativas às oscilações subsíncronas (OSS) na interligação Tucuruí-Macapá-Manaus (TMM), com quase 1800 km de linhas de 500 e 230 kV e grau de compensação série de 70% nas linhas de 500 kV (18 bancos de capacitores série, BCS).

Os estudos de transitórios eletromagnéticos mostraram que esta interligação atende aos critérios definidos nos Procedimentos de Rede. Observa-se que se investigou a interação entre sistemas compensados por capacitores série e CER, através de modelos típicos de CER nas SE Jurupari e Silves, e que os resultados mostraram tendências a um comportamento instável. Os Agentes concessionários desses CER desenvolveram ou estão desenvolvendo soluções via alteração nos sistemas de controle para adequar esses equipamentos às necessidades da interligação TMM, de forma a eliminar os riscos de instabilidades.

PALAVRAS-CHAVE

Suprimento a Manaus e Macapá, oscilações subsíncronas, transitórios eletromagnéticos a manobra, banco de capacitores série, CER.

1.0 - INTRODUÇÃO

O suprimento de energia elétrica às cidades de Manaus e Macapá é feito atualmente através de sistemas isolados de propriedade da Eletrobrás Eletronorte, além de Agentes de distribuição e geração. Vários estudos foram realizados nas últimas décadas para incorporar estes sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Em 2003, um estudo desenvolvido pelo então CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos) concluiu pela atratividade da incorporação desses sistemas isolados da região amazônica ao SIN. Estudos de viabilidade técnico-econômica concluíram, mais tarde, que a melhor alternativa de integração desses sistemas isolados era a construção de um circuito duplo (CD), na mesma torre, na tensão de 500 kV ligando a UHE Tucuruí até a cidade de Manaus, formando o circuito Tucuruí – Xingu – Jurupari – Oriximiná – Silves – Lechuga em uma extensão de aproximadamente 1418 km. Para atendimento à cidade de Macapá foi recomendado um CD, na mesma torre, em 230 kV, a partir da subestação de Jurupari, com seccionamento em Laranjal do Jari, em um total de 334 km. Todo o empreendimento, denominado de interligação TMM, foi dividido, para fins de licitação pela ANEEL, em três lotes, envolvendo 18 BCS, com grau de compensação médio de 70%, e 4 CER. A Figura 1 apresenta um diagrama unifilar com os lotes A, B e C destacados.

A integração dos sistemas isolados de Manaus e Macapá através de longas linhas de transmissão de 500 kV, com graus de compensação série e shunt elevados, em configuração radial e contando com a operação de três CER em 500 kV (SE Jurupari, Oriximiná e Silves) e um CER na SE Macapá 230 kV, necessita de um foco especial nos estudos de transitórios eletromagnéticos envolvendo fenômenos de manobra, bastante usuais na integração de

(*) Rua da Quitanda, n° 196 – 11º Andar, CEP 20.091-005, Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 2203-9476 – Fax: (+55 21) 2203-9476 – Email: ricardo.tenorio@ons.org.br

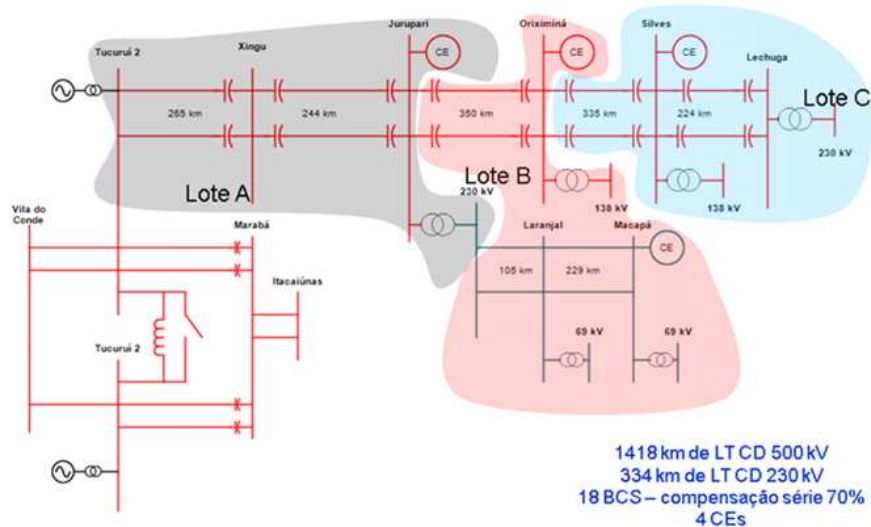


FIGURA 1 - Diagrama esquemático dos empreendimentos dos Lotes A, B e C da interligação TMM

2.0 - ENERGIZAÇÃO E RELIGAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

As análises de energização de linha da interligação TMM foram realizadas a partir da UHE Tucuruí, com 9 geradores, em condição de recomposição do suprimento a Manaus e Macapá, com apenas um circuito de 500 kV em direção as SE Xingu, Jurupari, Oriximiná, Silves e Lechuga. Ao energizar a SE Jurupari, o processo de recomposição pode prosseguir via um circuito de 230 kV até chegar a SE Macapá. A Figura 2 mostra de forma esquemática este processo de energização de linhas de 500 e 230 kV. Todas as simulações foram realizadas através de 200 experimentos estatísticos pelo método de Monte Carlo. As energizações no sentido contrário, em recomposição, isto é, da SE Lechuga em direção a UHE Tucuruí estão proibidas. Os disjuntores das LT 500 kV Tucuruí-Xingu-Jurupari-Oriximiná (lotes A/B) possuem resistores de pré-inserção (RPI) de 450 Ω , enquanto os disjuntores das LT 500 kV Oriximiná-Silves-Lechuga (lote C) possuem RPI de 400 Ω . As energizações de linha se dão com os BCS bypassados.

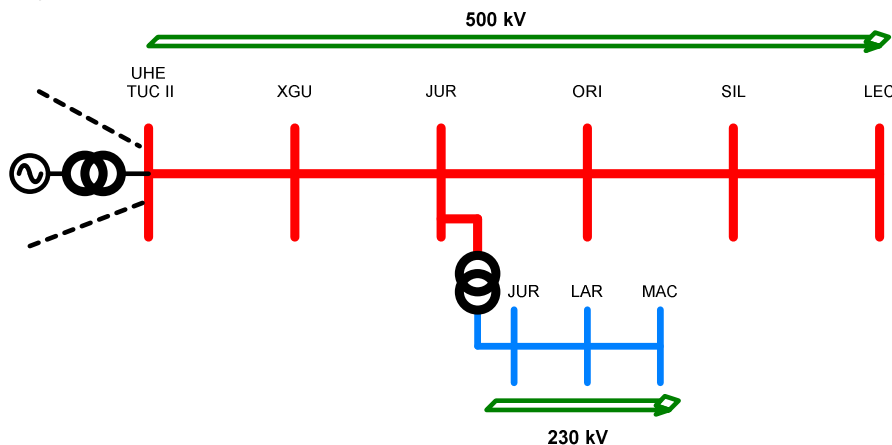


FIGURA 2 – Diagrama esquemático da energização das LT 500 e 230 kV em recomposição

2.1 Energização de linha de 500 kV

Os resultados das energizações das linhas de 500 kV são mostrados na Tabela 1. O sentido de energização, em recomposição da interligação TMM é sempre de Tucuruí para Manaus (500kV) e de Jurupari para Macapá (230 kV), conforme mostrado nas Figuras 1 e 2.

Analisando-se a Tabela 1 podemos verificar que para todos os casos, com ou sem aplicação de faltas, as máximas sobretensões estão abaixo da suportabilidade para linhas de 500 kV indicadas no projeto básico do empreendimento (2,2 pu para risco de falha, fase-terra, menor ou igual a 10^{-3}). Observa-se que na energização da

LT 500 kV Oriximiná-Silves a energia dissipada no para-raios de linha da SE Silves atingiu 7561 KJ, o que está além da capacidade nominal desse para-raios (6468 kJ, tensão nominal 420 kV). No entanto, considerando na simulação também o para-raios do reator de linha, a energia dissipada pelos para-raios caiu para 4272,9 kJ o que corresponde a 66% de sua capacidade nominal. Dessa forma, pode-se afirmar que as linhas de 500 kV podem ser energizadas nas condições estudadas sem impor riscos de danificação de equipamentos e instalações, mesmo admitindo a tensão de pré-manobra de 1,10 pu (550 kVef fase-fase).

Tabela 1 – Energização das LT de 500 kV da Interligação TMM em recomposição

Caso	Configuração - Energ. LT 500 kV Lotes A e B	Falta 1ϕ	Vpré (pu)	SE Tucuruí 500 kV			SE Xingu 500 kV			Energia PR (kJ)*	Energia PR (kJ)*
				Vmed (pu)	σ (pu)	Vmax (pu)	Vmed (pu)	σ (pu)	Vmax (pu)	Tucuruí	Xingu
1	Tucuruí-Xingu C1, Recomposição	não	1,10	1,160	0,015	1,192	1,494	0,120	1,761	0,2	24,0
2		Xingu		1,566	0,039	1,703	1,792	0,116	2,038	161,0	209,4
				SE Xingu 500 kV			SE Jurupari 500 kV			Xingu	Jurupari
3	Xingu-Jurupari C1, Recomposição	não	1,10	1,251	0,026	1,331	1,322	0,041	1,454	0,2	0,3
4		Jurupari		1,550	0,019	1,623	1,690	0,068	1,823	202,9	382,0
				SE Jurupari 500 kV			SE Oriximiná			Jurupari	Oriximiná
5	Jurupari-Oriximiná C1, Recomposição	não	1,10	1,535	0,041	1,700	1,650	0,053	1,805	73,5	115,6
6		Oriximiná		1,842	0,031	1,935	1,930	0,014	1,966	1260,1	4100,3
				SE Oriximiná			SE Silves			Oriximiná	Silves)
7	Oriximiná-Silves C1, Recomposição	não	1,10	1,765	0,019	1,819	1,848	0,019	1,874	161,4	356,4
8		Silves		1,945	0,007	1,964	1,944	0,008	1,966	4531,6	7561,0
9 ¹		Silves		1,898	0,006	1,913	1,895	0,007	1,911	2x2677,1	2x4272,9
				SE Silves			SE Lechuga			Silves	Lechuga
10	Silves-Lechuga C1, Recomposição	não	1,10	1,771	0,014	1,810	1,807	0,031	1,858	221,2	285,8
11		Lechuga		1,919	0,008	1,939	1,930	0,006	1,951	3475,1	5044,6

Nota: *casos simulados com 300 ms; ¹caso simulado igual ao 9 com o para-raios do reator de linha além do para-raios de linha

2.2 Energização de Linha de 230 kV

Os resultados das energizações das linhas de 230 kV podem ser resumidas na Tabela 2, a seguir.

Tabela 2 – Energização das LT de 230 kV da Interligação TMM em recomposição

Caso	Configuração - Energ. LT 230 kV Lotes A e B	Falta 1φ	Vpré (pu)	SE Jurupari 230 kV			SE Laranjal 230 kV			Energia PR (kJ)*	Energia PR (kJ)*
				Vmed (pu)	σ (pu)	Vmax (pu)	Vmed (pu)	σ (pu)	Vmax (pu)	Jurupari	Laranjal
1	Jurupari-Laranjal C1, Recomposição	Não	1,05	1,430	0,069	1,611	1,861	0,031	1,917	0,1	26,4
2		Laranjal		1,405	0,058	1,603	1,830	0,115	1,920	0,7	45,2
				SE Laranjal 230 kV			SE Macapá 230 kV			Laranjal	Macapá
3	Laranjal-Macapá C1, Recomposição	Não	1,05	1,419	0,038	1,516	1,419	0,038	1,880	0,1	5,6
4		Macapá		1,674	0,150	1,840	1,674	0,150	1,911	48,3	43,1

Nota: *casos simulados com 300 ms

Analisando-se a Tabela 2 podemos verificar que para todos os casos, com ou sem aplicação de faltas, as máximas sobretensões estão bem abaixo da suportabilidade para linhas de 230 kV indicadas no projeto básico do empreendimento (2,5 pu para risco de falha, fase-terra, menor ou igual a 10^{-3}). Observa-se que as energias dissipadas nos para-raios estão bem aquém da capacidade nominal dos para-raios (1920 kJ, tensão nominal de 192 kV). Dessa forma, pode-se afirmar que as linhas de 230 kV podem ser energizadas nas condições estudadas sem impor riscos de danificação de equipamentos e instalações, mesmo admitindo a tensão de pré-manobra de 1,05 pu (242 kVef fase-fase).

2.3 Religamento automático (RA) de linha de 500 e 230 kV

Foram analisadas as solicitações de manobras resultantes do RA tripolar e monopolar das linhas de transmissão da interligação TMM, conectadas aos sistemas de 500 e 230 kV, em condição de baixo nível de curto circuito na UHE Tucuruí, sendo esta uma condição conservadora para os estudos de religamento. A priori, simulou-se um RA tripolar com tempo morto de 1 s, bem inferior ao que foi recomendado (5 s), para verificar se o religamento tripolar “rápido” imporia alguma restrição quanto à energia dissipada nos para-raios das linhas de 500 kV Oriximiná-Silves e Silves-Lechuga devido aos resultados obtidos de energização de linha em recomposição da interligação TMM. Já o RA monopolar teve o objetivo de verificar os desequilíbrios de corrente nos transformadores e reatores na vizinhança do RA, e as tensões induzidas no circuito paralelo quando desenergizado e não aterrado.

As manobras de RA tripolar no CD 500 kV das LT Tucuruí-Xingu, Xingu-Jurupari, Jurupari-Oriximiná, Oriximiná-Silves, Silves-Lechuga e no CD 230 kV Jurupari-Laranjal, Laranjal-Macapá podem ser realizadas sem risco de danos a equipamentos e instalações. Observa-se, no entanto, os seguintes condicionantes:

- Em caso de um dos circuitos do CD 500 kV ou um dos circuitos do CD 230 kV estiver fora de operação, o RA tripolar do circuito remanescente paralelo deverá ser automaticamente desabilitado.
- O terminal líder sempre será aquele eletricamente mais próximo da UHE Tucuruí, ou seja, aquele de maior potência de curto circuito.
- Para faltas internas à linha compensada, os bancos de capacitores série deverão ser bypassados (nas 3 fases, ou seja, bypass tripolar) pelas suas proteções de sobrecarga do MOV. No entanto, a lógica de bypass dos BCS também deverá receber um sinal da proteção de linha formando uma lógica OU para garantir o bypass quer seja pela proteção do MOV, quer seja pela proteção de linha.
- A reinserção dos BCS só deverá acontecer quando o religamento for realizado com sucesso.

As manobras de RA monopolar no CD 500 kV das LT Tucuruí-Xingu, Xingu-Jurupari, Jurupari-Oriximiná, Oriximiná-Silves, Silves-Lechuga e no CD 230 kV Jurupari-Laranjal, Laranjal-Macapá podem ser realizadas sem risco de danos a equipamentos e instalações. Observa-se os seguintes condicionantes:

- Em caso de um dos circuitos do CD 500 kV ou um dos circuitos do CD 230 kV estiver fora de operação, o RA monopolar do circuito remanescente paralelo deverá permanecer habilitado.
- Para faltas internas à linha compensada, os bancos de capacitores série deverão ser bypassados (nas 3 fases, ou seja, bypass tripolar) pelas suas proteções de sobrecarga do MOV. No entanto, a lógica de bypass dos BCS também deverá receber um sinal da proteção de linha formando uma lógica OU para garantir o bypass quer seja pela proteção do MOV, quer seja pela proteção de linha.
- A reinserção dos BCS só deverá acontecer quando o religamento for realizado com sucesso.

Como não existe óbice aos RA monopolares e tripolares e ainda levando-se em consideração que os relés utilizados nos lotes A, B e C dispõem de RA “seletivo”, isto é tripolar (para faltas bi ou trifásicas) e monopolar (para as faltas monofásicas), foi recomendado que este modo de RA fosse ativado para toda a interligação TMM 500 e 230 kV.

3.0 - ENERGIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES

As manobras de energização de transformadores foram efetuadas em condição de rede completa, rede alterada (n-1) e recomposição da interligação TMM. Essas manobras foram simuladas através de simulações estatísticas com 200 experimentos de acordo com o método de Monte Carlo. Todos os transformadores são equipados com disjuntores que possuem dispositivo de chaveamento controlado (sincronizador) e sua modelagem foi feita conforme preceituam os Procedimentos de Rede (submódulo 23.3) [1] e informações dos Agentes concessionários desses transformadores. Os transformadores foram modelados com um fluxo residual de 60% do fluxo nominal utilizando o componente *Hysteresis Hevia* do programa ATP.

3.1 Energização dos Autotransformadores no Sistema de 500 kV

A energização de todos os autotransformadores conectados no sistema de 500 kV nas SE Jurupari, Oriximiná, Silves e Lechuga não apresentaram nenhuma restrição operativa de tal forma que essas energizações podem ser feitas pelo setor de 500 kV nas condições de rede íntegra, rede alterada (n-1) e recomposição da interligação TMM com a tensão pré-manobra de até 550 kV. Observa-se que a condição de recomposição (TMM) é a mesma estudada na seção 2.0 com apenas um circuito originado da UHE Tucuruí e com todos os BCS bypassados. No entanto, deve-se notar que a manobra desses autotransformadores pelo lado de média tensão (230 kV ou 138 kV) estão proibidas por falta de fonte ou insuficiência de potência de curto circuito. A energização do segundo transformador, quando existente, pode ser feito com qualquer quantidade de carga tomada.

3.2 Energização dos Transformadores no Sistema de 230 kV

A energização dos transformadores 230/69/13,8kV conectados no sistema de 230 kV para suprimento das SE Laranjal e Macapá podem ser realizadas pelo setor de 230 kV, nas condições de rede íntegra, rede alterada (n-1) e recomposição (TMM), com os condicionantes apresentados na Tabela 4, não sendo permitida a energização desses transformadores pelo setor de 69 kV em qualquer condição.

Tabela 3 – Requisitos para energização dos transformadores da SE Laranjal e Macapá

SE Laranjal				SE Macapá			
Energização	Rede	Vpré (kV)	Carga 1ºTR	Energização	Rede	Vpré (kV)	Carga 1ºTR
1º Trafo	Completa	≤ 242	-	1º Trafo	Completa	≤ 242	-
	Alterada (n-1)	≤ 242	-		Alterada (n-1)	≤ 242	-
	Recomposição	≤ 242	-		Recomposição	≤ 242	-
2º Trafo	Completa	≤ 242	≥ 10 MW	2º Trafo	Completa	≤ 242	≥ 40 MW
	Alterada (n-1)	≤ 242	≥ 10 MW		Alterada (n-1)	≤ 230	≥ 80 MW
	Recomposição	≤ 242	≥ 20 MW		Recomposição	≤ 242	≥ 10 MW

4.0 - REJEIÇÃO DE CARGA

A Tabela 4 apresenta um resumo das solicitações máximas de tensão e energia nos para-raios decorrentes das simulações de rejeições de carga da interligação TMM. Foram consideradas as seguintes manobras: i) rejeição de carga sem ocorrência de curto-circuito (abertura intempestiva); ii) rejeição de carga seguida de curto-circuito monofásico no terminal de abertura, na fase e no instante que ocorreu a maior sobretensão do caso anterior e iii) rejeição de carga devido a curto-circuito monofásico seguido de abertura. A SE Xingu usa para-raios de entrada de linhas vindas de Tucuruí de tensão nominal 444 kV e na saída de linha para Jurupari usa para-raios de 420 kV (padrão da interligação TMM) devido ao BCS na entrada de linha (vinda da SE Tucuruí) ser de 70% e o reator de linha operar com tensão máxima acima de 550 kV em algumas ocasiões.

Tabela 4 - Sobretensões e energias nos para-raios observadas nos casos de rejeição de carga.

Descrição	Vmax (pu)	Emax PR (kJ)
1 - Abertura simples da LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 em Xingu	1,722	28,7
2 - Abertura simples da LT 500 kV Xingu – Jurupari C1 em Jurupari	1,797	85,6
3 - Abertura simples da LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1 em Oriximiná	1,753	322,2
4 - Abertura simples da LT 500 kV Oriximiná – Silves C1 em Silves	1,863	220,1
5 - Abertura simples da LT 500 kV Silves – Lechuga C1 em Lechuga	1,640	64,5
6 - Abertura dupla simultânea das LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e Xingu – Jurupari C1 sobre Xingu	1,617	14,9
7 - Abertura dupla simultânea das LT 500 kV Xingu – Jurupari C1 e Jurupari – Oriximiná C1 sobre Jurupari	1,775	351,5
8 - Abertura dupla simultânea das LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1 e Oriximiná – Silves C1 sobre Oriximiná	1,858	319,6
9 - Abertura dupla simultânea das LT 500 kV Oriximiná – Silves C1 e Silves – Lechuga C1 sobre Silves	1,629	49,4
10 - Abertura dupla da LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2 em Xingu	2,014	333,8
11 - Abertura dupla da LT 500 kV Xingu – Jurupari C1 e C2 em Jurupari	1,875	460,4
12 - Abertura dupla da LT 500 kV Jurupari – Oriximiná C1 e C2 em Oriximiná	1,857	742,5
13 - Abertura dupla da LT 500 kV Oriximiná – Silves C1 e C2 em Silves	1,903	625,6
14 - Abertura dupla da LT 500 kV Silves – Lechuga C1 e C2 em Lechuga	1,903	438,0
15 - Abertura das LT 500 kV Xingu – Jurupari – Oriximiná C1 sobre Xingu com o C2 da LT 500 kV Jurupari – Oriximiná fora de operação	1,867	738,9
16 - Abertura das LT 500 kV Jurupari – Oriximiná – Silves C1 sobre Jurupari com o C2 da LT 500 kV Oriximiná – Silves fora de operação	1,888	1477,3

Observa-se que as máximas sobretensões ocorrem para as rejeições duplas simultâneas dos casos 10, 13 e 14 da Tabela 4. A máxima sobretensão instantânea observada foi de 2,014 pu com absorção de energia de 333,8 kJ (5,8 % da capacidade do respectivo para-raios). Já para a máxima energia absorvida pelos para-raios, observa-se que esta ocorreu para o caso 16 com valor de 1477,3 kJ no para-raios do terminal da SE Silves (27% da capacidade do respectivo para-raios).

Cabe salientar que todas as energias absorvidas pelos de para-raios de linha estão bem abaixo de suas capacidades nominais de absorção de energia, estando as sobretensões observadas abaixo da suportabilidade das LTs que compõem a interligação. As rejeições de carga estudadas não impõem riscos de danificação a equipamentos e instalações. Mesmo o uso de para-raios com diferentes tensões nominais na SE Xingu não apresentou problemas de superação de energia nesses para-raios.

5.0 - INVESTIGAÇÃO QUANTO ÀS INTERAÇÕES SISTEMA COMPENSADO SÉRIE – CER E GERADORES

A compensação série através de capacitores fixos em sistemas de extra alta tensão tem sido reconhecida como um meio eficiente e poderoso para melhorar a estabilidade transitória e, consequentemente, aumentar a capacidade de transmissão entre os sistemas de potência, notadamente em interligações inter-regionais.

Um diagrama simplificado de uma parte do sistema elétrico compensado por BCS é mostrado na Figura 3.

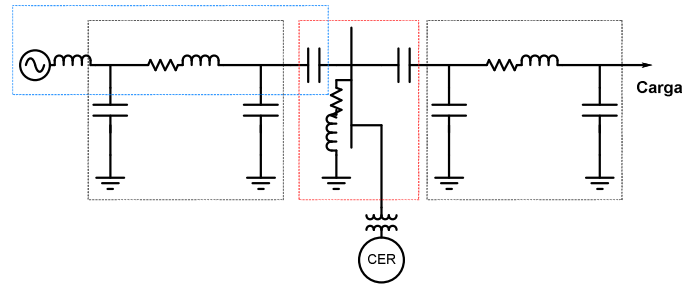


FIGURA 3 – Parte de um sistema elétrico compensado por BCS e CER

Para um trecho de sistema elétrico compensado por BCS, conforme mostrado na Figura 3, podemos claramente definir ressonâncias que estão presentes neste sistema [6, 7]:

- i. Ressonância paralela de linha (pontilhado preto) – este tipo de ressonância é bem conhecido e é normalmente de baixa frequência, mas acima da frequência síncrona. Deve-se ao efeito combinado das indutâncias série e das capacitâncias shunt das linhas de transmissão.
- ii. Ressonância série (pontilhado azul) – esta ressonância é devida ao efeito combinado dos BCS e indutâncias de linhas e geradores. A frequência dessa ressonância aumenta com o grau de compensação série. Estas ressonâncias causam componentes subsíncronas que podem impactar máquinas térmicas através de fenômenos de RSS (ressonância subsíncrona).
- iii. Ressonância paralela devido a reatores shunt (pontilhado vermelho) – essas ressonâncias se desenvolvem entre reatores shunt e BCS. Estas ressonâncias também causam geralmente componentes subsíncronas que podem impactar os CER.

É importante observar que após uma perturbação os modos relacionados às ressonâncias i), ii) e iii) são excitados e adicionados às correntes e tensões na frequência fundamental (f_0). Observe ainda que se o sistema de potência começar a desenvolver uma oscilação de potência, o fator de tensão relativo à frequência fundamental experimentará um processo de modulação em amplitude de tal forma que se uma frequência f_1 tenha sido excitada, haverá a criação de dois sinais em banda lateral, isto é, $f_0 - f_1$ (subsíncrona) e $f_0 + f_1$ (supersíncrona). Esses sinais em banda lateral serão vistos pelos reguladores de tensão dos equipamentos de controle existentes que deveriam enxergar essencialmente o sinal de 60 Hz (demodulação).

5.1 Oscilação subsíncrona e ressonância subsíncrona

Após um distúrbio, correntes subsíncronas na frequência elétrica (f_e) no estator dão origem a correntes no rotor nas frequências subsíncrona ($f_{m1} = f_0 - f_e$) e supersíncrona ($f_{m2} = f_0 + f_e$) [4, 5]. De acordo com o Grupo de Trabalho de Ressonância Subsíncrona do IEEE [5], “oscilação subsíncrona é uma condição elétrica do sistema de potência onde a rede elétrica troca significativa energia com o eixo turbina-gerador em uma ou mais frequências naturais do sistema combinado, abaixo da frequência síncrona, e subsequente a um distúrbio tendo como condição inicial o equilíbrio”. Devido à existência de vários modos naturais nos longos eixos mecânicos dos turbo-geradores este fenômeno requer uma análise cuidadosa com os geradores térmicos. Os geradores hidráulicos têm um sistema turbina – rotor muito mais simples, não apresentando em geral problemas com sistemas compensados por BCS.

A RSS, uma das vertentes das OSS, pode ainda ser subdividida em: a) Interação Torcional; b) Efeito Gerador de Indução e c) Torque Transitório. Não sendo objetivo deste trabalho aprofundar as discussões em termos de RSS, e ainda levando em consideração que os Agentes de geração foram informados pelo ONS dos potenciais riscos com relação aos seus geradores térmicos; foram disponibilizados dois casos base no programa ATP, desenvolvidos pelo ONS, para a devida análise por parte dos Agentes geradores. Os estudos de RSS são de responsabilidade dos Agentes geradores conforme definido nos Procedimentos de Rede [1]. Esses estudos necessitam uma modelagem detalhada dos eixos mecânicos dos geradores térmicos envolvidos, dados esses que não são triviais de serem obtidos. Além disso, estes estudos podem envolver riscos nos equipamentos e eventual abreviação de vida útil desses eixos mecânicos, razão pela qual são de responsabilidade dos concessionários dos ativos de geração. Não obstante, acredita-se que o risco de eventual RSS seja muito baixo devido aos geradores térmicos estarem conectados em nível de tensão diferente do nível da compensação série, ou seja, 500 kV. A grande maioria dos geradores térmicos estão conectados na rede de 69 kV através de transformadores elevadores, com exceção da UTE Cristiano Rocha que está conectada diretamente a rede 230 kV de Manaus.

5.2 Interação sistema compensado por capacitor série e CER

Conforme descrito anteriormente, as oscilações subsíncronas e supersíncronas tipos i), ii) e iii) têm um impacto nos sistemas de medição dos controladores rápidos, como por exemplo CER. Observe que quanto mais complexo o sistema de potência em termos de número de BCS, reatores shunt e CER, maior o número de possíveis combinações de ressonâncias descritas acima para os vários trechos de linha.

Os CER controlam basicamente a tensão de sequência positiva do sistema e, portanto, fazem o processo de demodulação da componente fundamental da tensão em caso de oscilações de potência. Claro que se seus

sistemas de medição não forem dimensionados para conviver com as oscilações subsíncronas e supersíncronas descritas anteriormente, estes equipamentos podem se tornar instáveis contribuindo para o aumento dessas oscilações. As referências [6, 7] mostram que o uso de compensação série em conjunto com CER pode tornar esses equipamentos instáveis, se medidas mitigadoras não forem tomadas, e isso foi estudado no início da década de 1990 no sistema de transmissão de 735 kV da Hydro-Québec no Canadá.

De forma a investigar o comportamento transitório de um CER na interligação TMM, foi utilizado um modelo típico de CER de potência ± 250 Mvar/500 kV ajustado para operar neste sistema. Os modelos de CER (ATP) da interligação TMM fornecidos pelos Agentes não se encontram ainda finalizados de forma que possam ser usados em simulações de transitórios eletromagnéticos neste trabalho. Para efeito de investigação, um curto circuito trifásico foi aplicado na SE Jurupari, no lado linha do BCS da LT 500 kV C1 Jurupari – Oriximiná, com consequente desligamento deste circuito após 100 ms pela proteção de linha. A Figura 4 mostra as principais grandezas monitoradas do CER Jurupari sendo representado por um modelo típico.

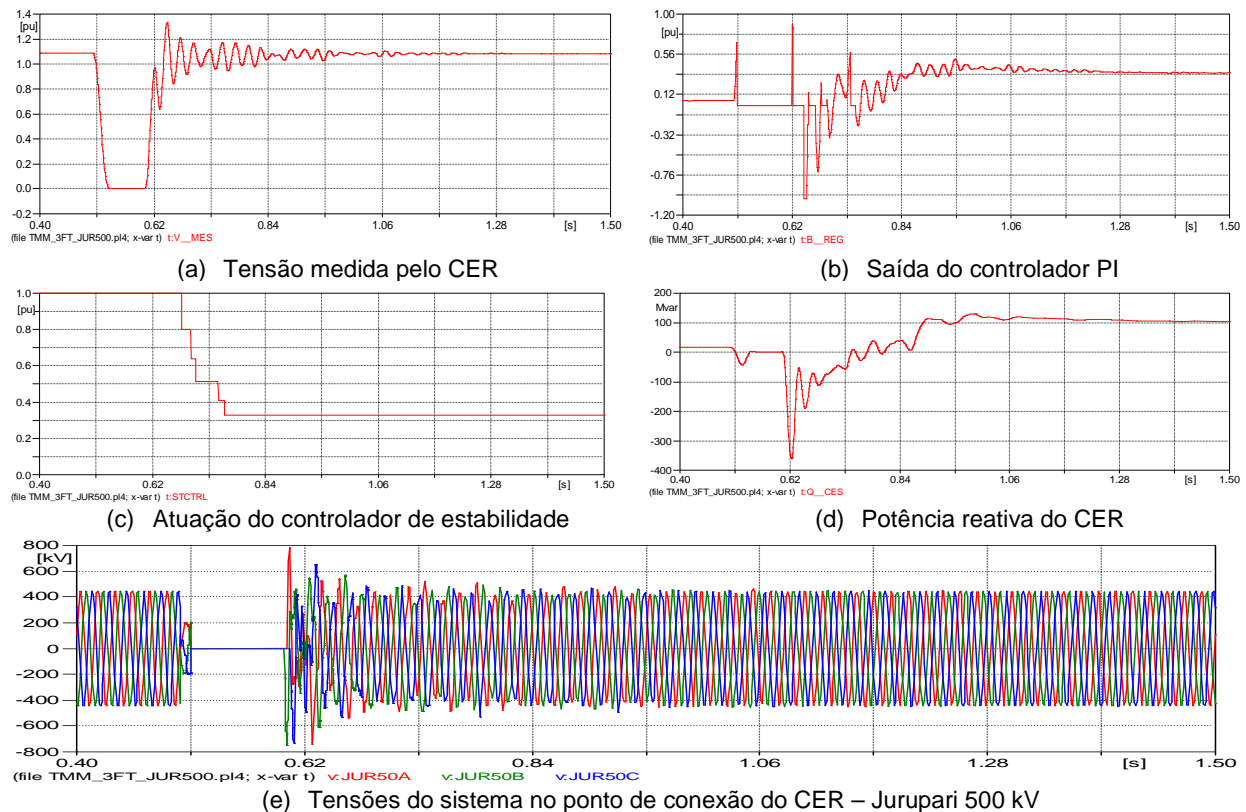


FIGURA 4 – Investigação do desempenho de um CER típico conectado à barra de Jurupari 500 kV

Como pode ser visto a partir da Figura 4, a tensão medida pelo CER contém uma componente dominante próxima a 40 Hz que faz com que, utilizando a filtragem padrão, este CER responda a esta componente atingindo o limite indutivo (Figura 4.b) na saída do controlador PI. O controlador de estabilidade atua sucessivas vezes levando o ganho global do CER a aproximadamente 30% do seu ganho inicial. Mesmo assim a resposta do CER apresenta um comportamento inadequado, excessivamente oscilatório, tendendo a atingir um ponto de operação estável um segundo após o início da perturbação.

Da mesma forma, o modelo do CER típico (± 250 Mvar/500 kV) foi conectado à SE Silves e ajustado para operar neste sistema. A partir daí, um curto circuito trifásico foi aplicado no lado linha do BCS da LT 500 kV C1 Silves – Oriximiná, com consequente desligamento deste circuito após 100 ms pela proteção de linha. A Figura 5 mostra as principais grandezas monitoradas do CER Silves. É possível observar que o CER típico representado em Silves apresenta uma tensão medida (Figura 5.a) com forte presença de uma componente próxima a 52 Hz. Isto torna o comportamento deste CER oscilatório com tendência à instabilidade. Mesmo depois do ganho global do CER ter sido reduzido para 64% do ganho original e decorrido aproximadamente 1 segundo, não há um regime permanente estabelecido. A saída do controlador PI (ordem de susceptância) oscila bastante e por duas vezes atingiu o limite superior (capacitivo) logo após a eliminação do curto.

Para o caso do sistema de 735 kV da Hydro-Québec a referência [6] afirma que a solução desses problemas devido às interações entre sistema compensado por capacitores série e CER podem ser resolvidas pela utilização de uma filtragem adequada. No caso Canadense, usou-se um filtro passa-alta na medição das tensões do sistema. Problemas similares aos relatados e ilustrados através do uso de um compensador típico em Jurupari e Silves 500

kV foram observados nos testes de aceitação em fábrica dos CER da interligação TMM, conforme informado pelos Agentes concessionários desses CER (lotes A, B e C). A solução adotada pelos lotes A, B e C passa por alterações no sistema de controle de forma a tornar os CER imunes às frequências de ressonâncias descritas sucintamente nesta seção. Conforme preceituam os Procedimentos de Rede, os modelos destes CER deverão ser entregues ao ONS de forma funcional para que os fenômenos reportados sejam investigados à luz da solução adotada para estes equipamentos, com o intuito de comprovar a eficácia da solução.

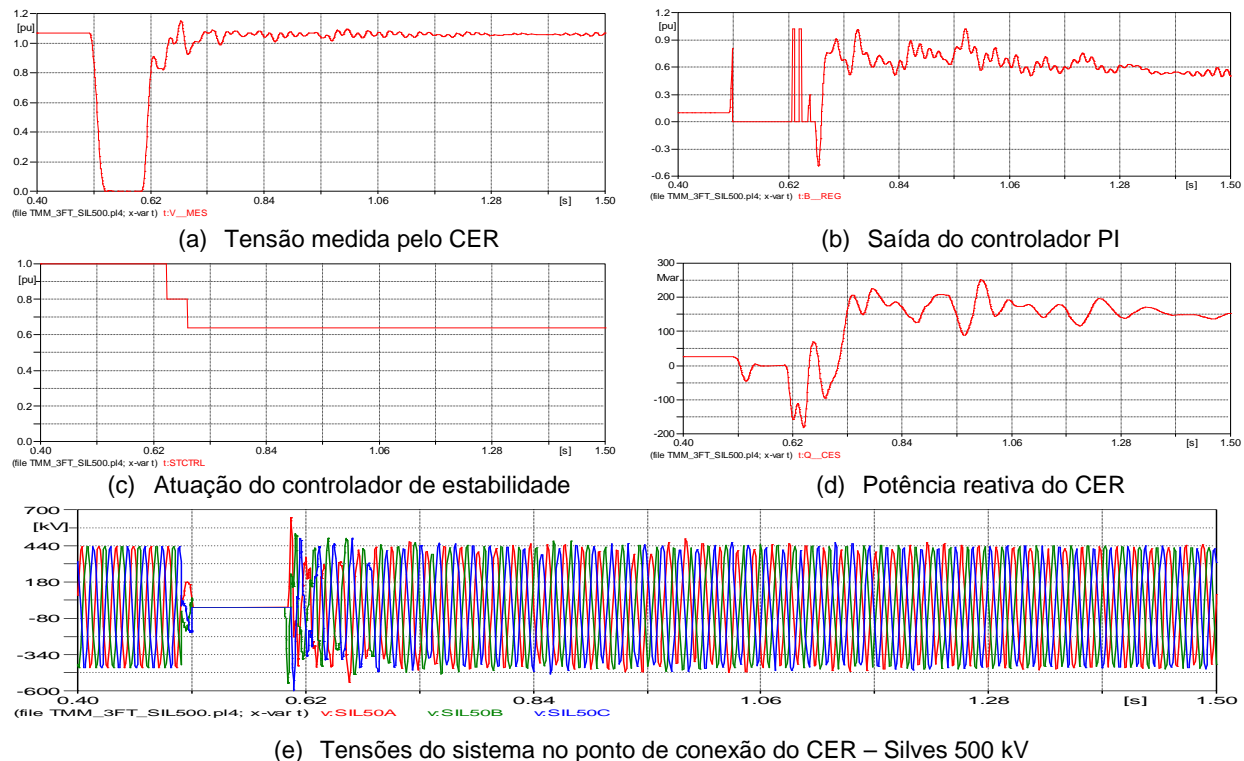


FIGURA 5 – Investigação do desempenho de um CER genérico conectado à barra de Silves 500 kV

6.0 - CONCLUSÃO

A integração da interligação TMM ao SIN foi estudada sob a ótica de transitórios eletromagnéticos e sucintamente descrita no presente trabalho, considerando a solução estrutural com todas as obras internas completas nos sistemas isolados de Manaus e Macapá. Do ponto de vista de transitórios eletromagnéticos, a interligação está apta a operar de forma segura para as manobras operativas vislumbradas, quais sejam: energização e RA de linhas, manobra de transformadores e rejeição de cargas. As manobras acima foram estudadas sem os CER.

Devido ao elevado nível de compensação série (70%), interações entre os CER e o sistema compensado série são observadas quando em distúrbios na interligação TMM. Essas oscilações perturbam os CER que tendem a se tornarem instáveis. O presente trabalho ilustrou por meio de um CER típico nos barramentos de 500 kV de Jurupari e Silves os fenômenos adversos dessa interação sistema compensado por BCS e CER. De forma a lidar com esses fenômenos, os Agentes concessionários dos CER desenvolveram ou estão desenvolvendo soluções através de alterações nos sistemas de controles desses equipamentos com o objetivo de prover uma operação estável de seus CER.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Procedimentos de Rede do ONS – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos
- [2] Edital do Leilão 004/2008-ANEEL – Anexos 6A, 6B, 6C – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus
- [3] Relatório ONS RE 3/060/2012 – Estudo de Transitórios Eletromagnéticos - Pré-operacional da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus – Volumes I ao V
- [4] Tenório, A.R.M., “Comparação entre o TCSC e o Capacitor Série Convencional: O Problema da Ressonância Subsíncrona”; VII ERLAC, 18-22 de Maio de 1997, Argentina.
- [5] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group, “Terms, Definitions and Symbols for Subsynchronous Oscillations”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 6, June 1985, pp 1226-1334.
- [6] Larsen, E. V. et al., “Basic Aspect of Applying SVC’s to series-compensated AC Transmission Lines”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No.3, July 1990.
- [7] Sybille, G. et al., “Interactions between Static Var Compensators and Series Compensation on Hydro-Québec 735kV Network, Canadian Electrical Association, SVC & HVDC Committee, March 1992, Vancouver.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Antonio Ricardo de Mattos Tenório, engenheiro eletricitista graduado pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) na turma de julho de 1982. Em 1985, fez o curso de pós-graduação no CESE (Curso de Especialização em Sistemas Elétricos) na Escola de Engenharia de Itajubá (EFEI). Em 1995, concluiu seu mestrado (MSc) pela UMIST (University of Manchester - Institute of Science and Technology), na Inglaterra, na área de sistemas elétricos e eletrônica de potência. Em 2011 concluiu o MBA de Capacitação em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Trabalhou na Chesf durante 18 anos e na ABB Power Technologies - FACTS (Suécia) durante 5 anos. Desde 2004 trabalha no ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), na área de estudos especiais, como engenheiro especialista. Suas áreas de interesse envolvem sistemas CA e CC, estudos elétricos e eletromagnéticos, qualidade de energia, equipamentos FACTS, HVDC e eletrônica de potência. É filiado ao IEEE e ao CIGRÉ-Brasil, onde exerce atualmente o cargo de Secretário do Comitê de Estudo B4 – Elos de Corrente Contínua e Equipamentos FACTS, desde setembro de 2012.



Antonio Felipe da Cunha de Aquino, engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ em 1999, com mestrado e doutorado em engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ em 2000 e 2012, respectivamente. Em 2003, concluiu o curso de pós-graduação *latu sensu* em Proteção de Sistemas Elétricos pela UFRJ e, em 2009, o Curso de Capacitação Institucional do Setor Elétrico – CAISE pela PUC-RJ. De 1999 a 2000 trabalhou como pesquisador no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS com análise de sistemas de potência, ocupando o cargo de gerente na Gerência de Estudos Especiais – GPE2.



Mauro Pereira Muniz, engenheiro eletricitista graduado pela Universidade Federal Fluminense - UFF em 1985, com mestrado em engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ em 1991. Em 1999, concluiu o curso de Master's Certificate in Project Management pela The George Washington University e, em 2008, o Curso de Capacitação Institucional do Setor Elétrico – CAISE pela PUC-RJ. De 1985 a 2000 trabalhou na Promon Engenharia Ltda. Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS com análise de sistemas de potência, ocupando atualmente o cargo de gerente executivo da Gerência Executiva de Estudos Especiais, Proteção e Controle – GPE.



Arjan Carvalho Vinhaes, nascido no Rio de Janeiro, Brasil, em 08 de Fevereiro, 1980. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (2005) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2009). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Potência, atuando desde 2005 no ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) na Gerência de Estudos Especiais, com análise de sistemas de potência e transitórios eletromagnéticos. Tem interesse pelas áreas de transitórios eletromagnéticos, eletrônica de potência, FACTS e Sistemas de Potência.