



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GAT/27

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

**AVALIAÇÃO DE AÇÕES MITIGADORAS PARA O ADEQUADO DESEMPENHO DINÂMICO DO SIN APÓS A
ENTRADA EM OPERAÇÃO DO SEGUNDO BIPOLO DE BELO MONTE**

**Bruno Sessa (*)
ONS**

**Fernando Machado
ONS**

**André Bianco
ONS**

**Tatiana Mundstock
ONS**

**Fabricio Calvelli
ONS**

**Simone Chaves
ONS**

**Lillian Monteath
ONS**

**Elder Sant'Anna
ONS**

RESUMO

Até o final de 2019, estão previstos para entrar em operação os dois bipolos de corrente contínua concebidos para transmitir a energia gerada na UHE Belo Monte. Além dos elos CCAT, há outras linhas de transmissão em CA planejadas para possibilitar esse escoamento, cujos processos de implantação atualmente contam com elevado grau de incerteza. Este trabalho apresenta os principais problemas associados com a operação dos bipolos de Belo Monte em uma rede diferente da que havia sido planejada, bem como relaciona ações mitigadoras para possibilitar o adequado desempenho do Sistema Interligado Nacional nessa condição particular.

PALAVRAS-CHAVE

Desempenho Dinâmico, Belo Monte, Corrente Contínua, *Multi-Infeed*

1.0 - INTRODUÇÃO

A necessidade de integração ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de grandes blocos de geração distantes dos principais centros de carga, determinou o desenvolvimento de extensos e complexos sistemas de transmissão em corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC) na última década, entre os quais o do Madeira, do Teles Pires e, atualmente em implantação, o do Belo Monte.

O sistema de transmissão do Belo Monte terá capacidade de transmitir até 8.000 MW da região Norte para a Sudeste por dois bipolos em corrente contínua e alta tensão (CCAT), licitados com prazos para início da operação comercial em fevereiro de 2018 (Bipolo 1) e dezembro de 2019 (Bipolo 2). Além dos bipolos em CCAT, compõe a solução estrutural para escoamento da geração nas usinas do Belo Monte um amplo conjunto de linhas de transmissão em 500 kV, destinadas a ampliar a capacidade e a robustez do sistema CA, seja no corredor de transmissão entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste, ou na rede receptora envolvendo os estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro.

Entre os empreendimentos de transmissão em CA planejados para viabilizar o escoamento da geração do complexo do Belo Monte, identifica-se atualmente diferentes níveis de incerteza quanto à perspectiva de implantação em prazo compatível com o sistema CCAT. Além da evidente preocupação com o atraso dos empreendimentos ainda não outorgados, há grande possibilidade de que alguns licitados ainda antes dos bipolos CCAT tenham declarada a

(*) Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rua Júlio do Carmo, 251 – 5º andar – CEP 20.211-160, Rio de Janeiro, RJ – Brasil.

caducidade das respectivas concessões, em função das graves dificuldades apresentadas pelo grupo empresarial responsável.

É certo, portanto, que os bipolos 1 e 2 de Belo Monte terão o início de operação comercial inseridos numa rede em CA distinta da que havia sido planejada, o que potencializa as dificuldades a serem enfrentadas no âmbito da operação do SIN. Nesse contexto, o presente trabalho dará enfoque aos efeitos sistêmicos da contingência de um dos bipolos de Belo Monte com a aplicação dos fatores de sobrecarga no bipolo remanescente na forma estabelecida em edital. Adicionalmente, serão apresentados resultados da aplicação de índices de sensibilidade na avaliação comparativa do grau de interação dos elos CCAT, sob influência das diferentes configurações do sistema de transmissão.

2.0 - CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO DE INTERESSE

A região Norte possui usinas hidráulicas sem reservatórios de grande porte e, conseqüentemente, com capacidade de regularização reduzida, particularmente frente às elevadas vazões verificadas no período úmido dessa região, coincidente com o primeiro semestre do ano. Nesse período, os esforços operativos buscam maximizar a exportação do Norte armazenando energia nos outros subsistemas com grandes reservatórios (Sudeste e Nordeste), priorizando-se a exploração do limite de recebimento pelo Sudeste através da maximização do fluxo na interligação Norte-Sul (FNS) e nos bipolos de Belo Monte. Uma vez obtido o máximo intercâmbio nesses dois troncos de transmissão, aumenta-se progressivamente a exportação para o Nordeste de forma a maximizar o aproveitamento da geração no Norte.

Sob a perspectiva do desempenho dinâmico do sistema na contingência de um dos bipolos de Belo Monte, o cenário Norte Exportador para o Sudeste é considerado o mais crítico, tendo em vista que, em alinhamento com a diretriz operativa do SIN, os bipolos terão carregamentos próximos à potência nominal no sentido Norte - Sudeste.

Na Figura 1 são apresentadas as orientações dos principais fluxos resultantes do cenário Norte Exportador para o Sudeste, no qual as regiões Sudeste e Nordeste priorizam a estocagem de água nos reservatórios para utilizá-la posteriormente durante o período seco. Nesse cenário, a Região Sul, que passa por seu período seco ao longo do primeiro semestre, normalmente recebe energia da Região Sudeste.

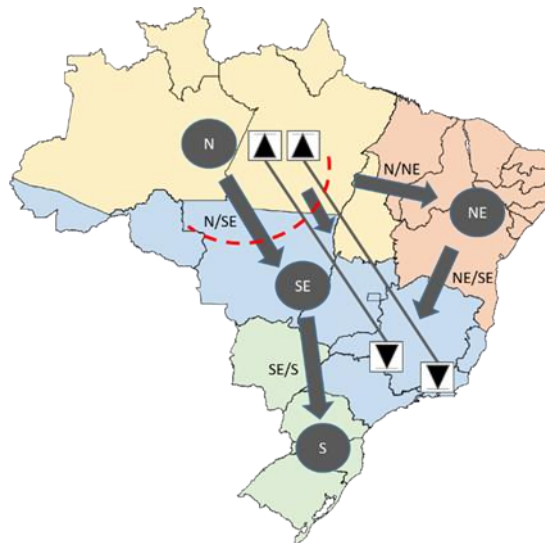


Figura 1 – Sentido dos principais fluxos no cenário Norte Exportador para o Sudeste

3.0 - AVALIAÇÃO DE AÇÕES MITIGADORAS PARA CONTINGÊNCIAS INTERNAS AO BIPOLO

A especificação do sistema CCAT do Belo Monte estabeleceu que, na contingência em um dos bipolos, o bipolo remanescente seja capaz de transmitir 150% de sua potência nominal por um período de 5 segundos, após o qual deve reduzir suavemente a 133%, nível em que deverá ser capaz de permanecer por até 30 minutos. Assim, no cenário típico de exportação do Norte para o Sudeste, considerado o mais crítico tendo em vista a operação dos bipolos na potência nominal, a ocorrência de bloqueio em um dos bipolos produzirá a elevação da potência do remanescente para 6.000 MW em um curto intervalo de tempo, perturbação cujos efeitos sobre o desempenho do SIN devem ser cuidadosamente analisados, sobretudo ao se considerar a configuração da malha de transmissão determinada pelo atraso de diversos empreendimentos.

Neste item são apresentados resultados obtidos no cenário crítico para a contingência do Bipolo 2, nos patamares de carga média e leve. Tendo em vista a atenuar os efeitos dessa contingência sobre o desempenho do SIN, ações mitigadoras potencialmente viáveis foram avaliadas, entre as quais a adoção de esquemas de corte de geração e a implantação de reforços com complexidade de execução relativamente baixa, tais como compensadores síncronos.

A seguir são mostradas resumidamente as premissas utilizadas nas análises em questão.

- Casos Norte Exportador para o Sudeste, ano 2019, carga média e leve;
- Bipolos 1 e 2 transmitindo 3.660 MW, cada, o que corresponde a 91,5% da potência nominal de 4.000 MW;
- Contingência do Bipolo 2 (Xingu – Terminal Rio) e aplicação de diferentes fatores de sobrecarga no Bipolo 1 (Xingu – Estreito);
- Adoção de esquemas de corte de máquinas na UHE Belo Monte;
- Medição da oscilação de tensão após 10s em diferentes barras do sistema para os casos estáveis, conforme os critérios definidos em [1].

Além das premissas supracitadas, foram testados em todas as simulações esquemas de chaveamento de capacitores na SE Estreito 500 kV após a ocorrência do defeito, como medida adicional para evitar o colapso de tensão na perda do bipolo.

Foram avaliadas três diferentes configurações do sistema de transmissão, a saber: a rede prevista no ano de 2019 admitindo, portando, o atraso dos empreendimentos com execução incerta, a rede prevista com reforços locais e a rede originalmente planejada, contendo todos os empreendimentos já licitados.

3.1 Rede Prevista em 2019

A Tabela 1 mostra os resultados obtidos para a perda do Bipolo 2 na condição de carga média.

Tabela 1 – Desempenho do sistema na perda de um bipolo com fator de sobrecarga no remanescente – Carga média – Rede prevista no ano de 2019

Norte Exportador para o Sudeste – 2019 – Carga Média								
Evento: Perda do Bipolo 2								
Configuração	Sobrecarga no bipolo 1	Máquinas cortadas na UHE Belo Monte	Chaveamento de capacitor na SE Estreito	Oscilação de tensão após 10 s				
				Itacaiúnas	Teresina	Gurupi	Bom Jesus da Lapa	Campinas
Rede prevista em 2019	50%	Qualquer ^(*)	Não ou Sim	Colapso de tensão				
	44%	Qualquer ^(*)	Não ou Sim	Colapso de tensão				
	38%	Qualquer ^(*)	Não ou Sim	Colapso de tensão				
	33%	Qualquer ^(*)	Não ou Sim	Colapso de tensão				
	0%	Qualquer ^(*)	Não	Colapso de tensão				
	0%	Até 3	Sim	Colapso de tensão				
	0%	4	Sim	2,80%	2,48%	3,61%	0,45%	2,77%
	0%	5	Sim	1,00%	0,66%	1,36%	0,15%	1,52%

(*) Indica que o Esquema de Corte de Geração poderia cortar quantas máquinas estivessem disponíveis e ainda assim haveria colapso de tensão na região Sudeste.

Pode-se notar que a aplicação de qualquer fator de sobrecarga no Bipolo 1 após a contingência do Bipolo 2 resulta no colapso de tensão na Região Sudeste, conforme ilustrado na Figura 2, independentemente do montante de geração cortado na UHE Belo Monte.

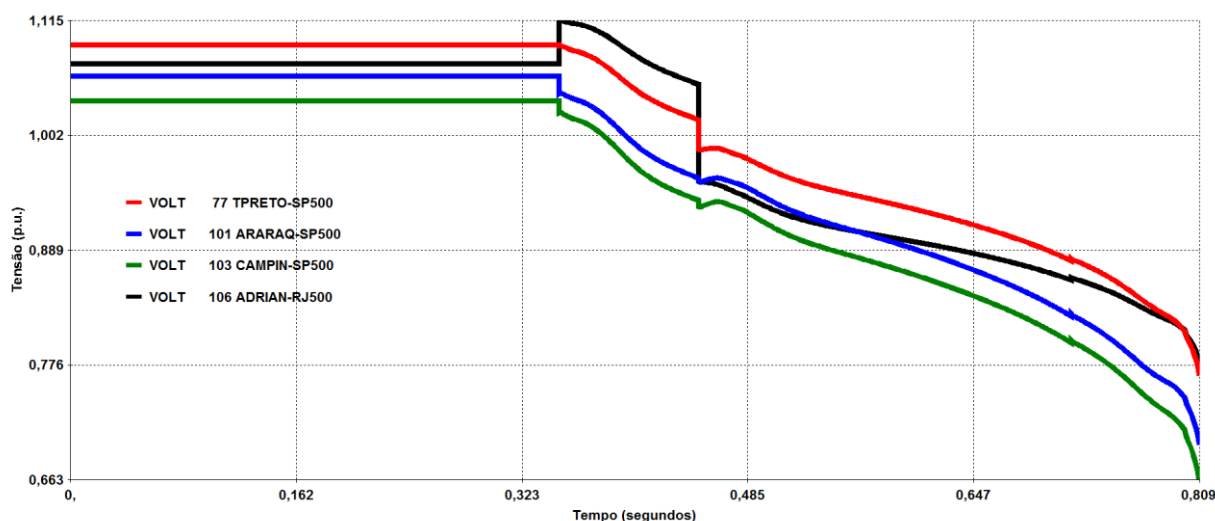


Figura 2 – Tensão em barras do Sudeste na contingência do Bipolo 2 com fator de 33% de sobrecarga no Bipolo 1 – Carga média – Rede prevista no ano de 2019

Para a situação na qual não é aplicada sobrecarga alguma no Bipolo 1, a estabilização do sistema somente seria possível na hipótese de chaveamento de capacitores na SE Estreito 500 kV, aliada ao desligamento de quatro unidades geradoras na UHE Belo Monte. Observa-se ainda que para o pleno atendimento dos critérios de desempenho dinâmico, torna-se necessário o corte de cinco máquinas em Belo Monte.

Para o caso de carga leve, entretanto, a aplicação do fator de sobrecarga de 50% no bipolo remanescente mostra-se viável, requerendo somente o corte de unidades geradoras na UHE Belo Monte, conforme apresentado na Tabela 2. Pode-se observar ainda que a não aplicação de sobrecarga no Bipolo 1 na contingência do Bipolo 2 provoca perda de sincronismo das máquinas do Norte em relação ao restante do SIN. Logo, conclui-se que na carga leve, diferentemente do constatado na carga média, a aplicação de um fator de sobrecarga, associado ao corte de geração em Belo Monte, é essencial para estabilizar o sistema.

Tabela 2 – Desempenho do sistema na perda de um bipolo com fator de sobrecarga no remanescente – Carga leve – Rede prevista no ano de 2019

Norte Exportador para o Sudeste – 2019 – Carga Leve								
Evento: Perda do Bipolo 2								
Configuração	Sobrecarga no bipolo 1	Máquinas cortadas na UHE Belo Monte	Chaveamento de capacitor na SE Estreito	Oscilação de tensão após 10 s				
				Itacaiúnas	Teresina	Gurupi	Bom Jesus da Lapa	Campinas
Rede prevista em 2019	0%	Qualquer	Não ou Sim	Perda de sincronismo				
	50%	4	Não	4,24%	2,02%	10,01%	2,22%	2,21%
	50%	5	Não	0,31%	0,53%	1,17%	0,26%	1,30%

3.2 Rede Prevista em 2019 com Reforços Locais

A instalação de três compensadores síncronos, 3 x (-180/+300) Mvar, na SE Araraquara 2 500 kV foi recomendada no âmbito do Plano de Ampliações e Reforços – PAR [2] com objetivo eliminar subtensões na rede de 500 kV em cenários de elevada injeção de potência no subsistema Sudeste pelos elos CCAT do Madeira e Belo Monte. Em vista dos potenciais benefícios para o desempenho do SIN e considerando que a complexidade de implantação desse tipo de reforço local é relativamente inferior àquela associada com uma linha de transmissão ou subestação, foi avaliada a hipótese de antecipação dos compensadores síncronos de Araraquara 2 para o ano 2019. Na Tabela 3 são apresentados os resultados da contingência do Bipolo 2 considerando a presença dos compensadores síncronos na SE Araraquara 2 500 kV, no patamar de carga média.

Tabela 3 – Desempenho do sistema na perda de um bipolo com fator de sobrecarga no remanescente – Carga média – Rede prevista no ano de 2019 com reforços locais

Norte Exportador para o Sudeste – 2019 – Carga Média								
Evento: Perda do Bipolo 2								
Configuração	Sobrecarga no bipolo 1	Máquinas cortadas na UHE Belo Monte	Chaveamento de capacitor na SE Estreito	Oscilação de tensão após 10 s				
				Itacaiúnas	Teresina	Gurupi	Bom Jesus da Lapa	Campinas
Rede prevista em 2019 com reforços locais	0%	Até 7	Não	Colapso de tensão				
	0%	8	Não	0,29%	0,25%	0,56%	0,08%	1,97%
	0%	3	Sim	Colapso de tensão				
	0%	4	Sim	1,71%	1,23%	2,56%	0,30%	1,71%
	33%	6	Sim	0,22%	0,15%	0,36%	0,00%	0,73%
	38%	8	Sim	0,31%	0,22%	0,68%	0,11%	1,71%
	44%	Qualquer	Não ou Sim	Colapso de tensão				
	50%	Qualquer	Não ou Sim	Colapso de tensão				

Observa-se que a presença dos compensadores síncronos em Araraquara pode tornar possível suportar a perda do Bipolo 2 (sem sobrecarga no Bipolo 1) ainda que não seja realizado o chaveamento de capacitores pós-contingência na SE Estreito 500 kV. Para tal, é necessário o corte de oito máquinas na UHE Belo Monte.

Adicionalmente, admitindo-se como viável a medida de chaveamento de capacitores na SE Estreito 500 kV, seria possível a aplicação de sobrecarga de até 38% no Bipolo 1 na contingência do Bipolo 2. Assim sendo, foi recomendado que sejam envidados esforços a fim de que os três compensadores síncronos, 3 x (-180/+300) Mvar, na SE Araraquara 2 500 kV tenham a implantação antecipada, sobretudo diante do atual cenário de incerteza associado a diversos empreendimentos de transmissão.

3.3 Rede Originalmente Planejada

Dentre os empreendimentos de transmissão em CA que possuem incertezas quanto às suas implantações, destacam-se duas linhas de transmissão em 500 kV na Região Sudeste, quais sejam a LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas e a LT 500 kV Estreito – Itabirito 2. A Tabela 4 mostra a influência da presença dessas duas linhas no desempenho do sistema, na carga média.

Tabela 4 – Desempenho do sistema na perda de um bipolo com fator de sobrecarga no remanescente – Carga média – Rede originalmente planejada

Norte Exportador para o Sudeste – 2019 – Carga Média								
Evento: Perda do Bipolo 2								
Configuração	Sobrecarga no bipolo 1	Máquinas cortadas na UHE Belo Monte	Chaveamento de capacitor na SE Estreito	Oscilação de tensão após 10 s				
				Itacaiúnas	Teresina	Gurupi	Bom Jesus da Lapa	Campinas
Rede originalmente planejada	0%	3	Não	Perda de sincronismo				
	0%	4	Não	2,68%	1,85%	3,79%	0,44%	2,35%
	0%	5	Não	1,69%	1,02%	2,11%	0,22%	1,28%
	50%	3	Não	Colapso de tensão				
	50%	4	Não	0,59%	0,35%	0,83%	0,05%	1,01%

Pode-se constatar que as referidas linhas de transmissão são de fundamental importância para o desempenho adequado do sistema na perda do Bipolo 2. A presença dessas linhas aumenta significativamente a robustez do sistema receptor, sendo possível a aplicação dos 50% de sobrecarga no Bipolo 1 sem provocar colapso de tensão no Sudeste, sendo necessário o corte de quatro máquinas na UHE Belo Monte para o adequado desempenho do sistema.

A presença das duas linhas em questão faz ainda prescindir do recurso de chaveamento de capacitores na SE Estreito 500 kV após a contingência do Bipolo 2, independentemente do fator de sobrecarga aplicado ao bipolo remanescente.

4.0 - CÁLCULO DOS FATORES DE INTERAÇÃO MULTI-INFEED

Neste item serão determinados os índices de interação entre os elos CCAT, ou MIIF (*Multi-Infeed Interaction Factor*), estabelecendo uma métrica da sensibilidade da tensão CA nos barramentos dos inversores localizados na Região Sudeste como instrumento de avaliação comparativa do grau de interação dos elos CCAT, sob influência de diferentes configurações do sistema de transmissão. Assim sendo, serão obtidos os índices referentes às subestações de Ibiúna 345 kV, Araraquara 2 500 kV, Estreito 500 kV e Terminal Rio 500 kV.

O fator de sensibilidade MIIF representa o nível de interação entre duas barras CA e o seu cálculo é realizado por meio da relação entre a variação de tensão numa barra causada pela variação incremental de tensão em outra barra conforme mostra a Equação 1 [3].

$$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (1)$$

A construção de matrizes MIIF considerando as barras CA das estações inversoras tem aplicação em estudos de planejamento de sistemas para identificar situações com potencial interação entre os elos CC, sejam essas situações determinadas pela configuração da malha de transmissão ou por cenários de transferência de potência entre regiões. Uma forte interação entre elos é preocupante, pois uma simples falta na barra CA da estação inversora de um elo pode induzir falhas de comutação em outros elos CCAT próximos, com possibilidade de bloqueio dos mesmos.

Para a realização da análise em questão, foram utilizados casos na condição de carga leve, tendo em vista a menor inércia associada com o menor número de unidades geradoras sincronizadas e, conseqüentemente, menor potência de curto-circuito nas estações conversoras.

A Tabela 5 mostra a matriz MIIF para a Rede Prevista em 2019. As linhas da tabela representam os barramentos nos quais foram aplicados distúrbios (barra *i*) e as colunas representam os barramentos em que foram medidas as variações de tensão (barra *j*).

Tabela 5 – Matriz de fatores MIIF na carga leve - Rede prevista no ano de 2019

Norte Exportador para o Sudeste – Carga Leve					
$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$		Barra <i>j</i>			
		Ibiúna 345 kV	Araraquara 2 500 kV	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV
Barra <i>i</i>	Ibiúna 345 kV	1,000	0,455	0,347	0,370
	Araraquara 2 500 kV	0,444	1,000	0,464	0,427
	Estreito 500 kV	0,313	0,427	1,000	0,352
	Terminal Rio 500 kV	0,285	0,337	0,299	1,000

Pode-se observar na Tabela 5 que os maiores fatores MIIF correspondem aos da linha relacionada com a SE Araraquara 2, informando que, dentre todos os conversores analisados, um distúrbio na tensão da SE Araraquara 2 é o mais propenso a influenciar a tensão dos demais conversores.

O passo seguinte consistiu em determinar os coeficientes da matriz MIIF considerando a presença dos três compensadores síncronos, 3 x (-180/+300) Mvar, na SE Araraquara 2 500 kV, conforme apresentado na Tabela 6. A presença dos compensadores síncronos aumenta de forma significativa a potência de curto-circuito nas proximidades da SE Araraquara 2, contribuindo assim para a redução dos índices de sensibilidade naquela subestação.

Tabela 6 – Matriz de fatores MIIF na carga leve – Rede prevista no ano de 2019 com reforços locais

Norte Exportador para o Sudeste – Carga Leve – Com três compensadores síncronos na SE Araraquara 2	
	Barra <i>j</i>

$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$		Ibiúna 345 kV	Araraquara 2 500 kV	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV
Barra <i>i</i>	Ibiúna 345 kV	1,000	0,419	0,333	0,358
	Araraquara 2 500 kV	0,444	1,000	0,464	0,427
	Estreito 500 kV	0,302	0,393	1,000	0,341
	Terminal Rio 500 kV	0,275	0,308	0,288	1,000

Ao serem comparadas as duas matrizes MIIF, observa-se que grande parte dos elementos fora da diagonal principal no caso sem os compensadores síncronos são maiores do que os respectivos elementos no caso em que os mesmos estão presentes, conforme mostrado na Tabela 7. Pode-se observar a redução na maioria dos fatores quando os compensadores síncronos entram em operação. A maior queda é percebida na coluna da tabela relativa à SE Araraquara 2, ou seja, uma variação de tensão em qualquer outra estação conversora terá menor influência sobre a tensão da SE Araraquara 2 quando os compensadores estão presentes nessa subestação.

Tabela 7 – Variação entre os fatores MIIF dos casos com os compensadores síncronos e sem os mesmos

Impacto da inserção dos compensadores síncronos na SE Araraquara 2 – Carga Leve – Rede prevista em 2017 - Com Reforços / Sem Reforços					
$MIIF_{j,i} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$		Barra <i>j</i>			
		Ibiúna 345 kV	Araraquara 2 500 kV	Estreito 500 kV	Terminal Rio 500 kV
Barra <i>i</i>	Ibiúna 345 kV	0,00%	-7,98%	-3,88%	-3,26%
	Araraquara 2 500 kV	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Estreito 500 kV	-3,60%	-8,01%	0,00%	-3,23%
	Terminal Rio 500 kV	-3,61%	-8,55%	-3,66%	0,00%

Nota-se também que os únicos fatores MIIF que não apresentaram diferenças entre os casos com e sem a compensação são aqueles da linha da tabela referente à SE Araraquara 2, indicando que quando a variação de tensão é produzida na SE Araraquara 2, local do reforço, o nível de interação entre essa e as demais subestações é o mesmo independentemente da obra.

Conclui-se, portanto, que a implantação de tais compensadores síncronos na SE Araraquara 2 aumenta a robustez do sistema, reduzindo a interação entre os elos CCAT.

5.0 - CONCLUSÃO

O presente trabalho buscou analisar o desempenho do sistema após a entrada em operação do segundo bipolo de Belo Monte, sobretudo em situações de perda de um dos bipolos. Essa contingência torna-se uma das mais críticas para o sistema no cenário em que a Região Norte estiver exportando energia para a Região Sudeste.

Foi mostrado que com a rede real disponível ao final de 2019, quando entrará em operação o Bipolo 2, é fundamental que, na ocorrência da contingência em um dos bipolos, seja controlado o fator de sobrecarga aplicado no bipolo remanescente. Isso se faz necessário porque no patamar de carga média, por exemplo, o aumento da potência injetada na Região Sudeste pode provocar um colapso de tensão devido à ausência de importantes obras de transmissão. Para estabilizar o sistema nessa contingência, além da não aplicação de sobrecarga no bipolo remanescente, é necessário o corte de máquinas na UHE Belo Monte e o chaveamento de capacitores na SE Estreito após a contingência.

Uma forma de minimizar esse problema é a implantação de reforços na rede, como os três compensadores síncronos previstos para a SE Araraquara 2. A antecipação dessa obra permite suportar a perda do Bipolo 2, sem que seja necessário o chaveamento de capacitores em Estreito.

Outro benefício da entrada em operação de tais reforços foi observado ao se determinar os índices de interação entre os elos CCAT. Foi constatada uma redução em grande parte dos fatores *multi-infeed* quando os compensadores síncronos estão presentes, indicando assim uma menor probabilidade de os elos interagirem entre si.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Módulo 23.3 (disponível em www.ons.org.br)
- (2) Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN - PAR - 2017 a 2019 – Volume III – Tomo 1 (disponível em www.ons.org.br/agentes)
- (3) J. B. Davies, “Systems with Multiple DC Infeed,” CIGRE Working Group B4.41 - Final Report and Technical Brochure 364, 2008.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Bruno Sessa nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 1991. Gradou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2013 e obteve o título de Mestre em Ciências de Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ em 2017. Ingressou em 2011 no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), na Gerência de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão do ONS, onde integra atualmente a equipe de estudos de limites elétricos das interligações regionais do SIN.



Fernando Machado nasceu em Niterói, RJ, Brasil, em 1980. Gradou-se em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 2003. Em agosto de 2004, ingressou como Engenheiro Elétrico no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na Gerência de Acesso à Rede Básica de Transmissão, onde atuou nos estudos para integração de usinas e consumidores livres ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Desde agosto de 2006, trabalha na Gerência de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão do ONS, na qual atua nos estudos que determinam anualmente os limites elétricos das interligações regionais do SIN.



André Bianco nasceu em Nova Iguaçu, RJ, Brasil, em 1967. Gradou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Gama Filho em 1990 e obteve o título de Mestre em Ciências de Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 1994. Iniciou sua carreira profissional no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, onde foi pesquisador no Departamento de Sistemas Elétricos até 2004. Participou de projetos de pesquisa de âmbito nacional e internacional envolvendo temas como estabilidade de tensão, transmissão CCAT e sistemas de transmissão flexíveis FACTS, além de atuar em estudos elétricos para interligação de sistemas e integração de usinas hidro e termoelétricas. De março de 2004 a julho de 2005 ocupou a Coordenação do Núcleo de Estudos Elétricos e Energéticos Andrade & Canellas Consultoria e Engenharia Ltda.. Desde agosto de 2005 é colaborador no Operador Nacional do Sistema Elétrico, atualmente no cargo de engenheiro especialista, vinculado à Gerência de Ampliações e Reforços da Transmissão. É membro sênior do IEEE desde 2007.



Tatiana Mundstock nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 1981. Gradou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2004. Iniciou sua carreira profissional em 2004 quando ingressou na Ampla como engenheira na área de Estudos da Operação permanecendo até junho de 2005. Desde julho de 2005 atua como colaboradora no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), atualmente no cargo de engenheira sênior, membro da equipe de estudos de limites elétricos das interligações regionais vinculada à Gerência de Ampliações e Reforços da Transmissão.



Fabrício Calvelli nasceu em Rio Claro, estado do Rio de Janeiro, em 1972. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 1996. Ingressou como Engenheiro Eletricista no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em novembro de 1999 e atualmente trabalha na equipe de estudos de limites elétricos das interligações regionais da Gerência de Ampliações e Reforços da Transmissão.



Simone Chaves nasceu em Niterói, estado do Rio de Janeiro em 1982. Obteve o grau de engenheira eletricista pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2005 e o grau de mestre em Computação em Sistemas de Potência pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2008. Iniciou sua carreira como estagiária na área de Estudos Especiais da Operação de FURNAS em 2004. A partir de 2005, trabalhou como engenheira no Centro de Operação do Sistema da LIGHT. Em 2006, ingressou no ONS na área de Planejamento da Operação Elétrica, e a partir de 2009 passou a trabalhar na Gerência de Ampliações e Reforços da Transmissão.



Lillian Monteath nasceu em Recife, em 13 de agosto de 1961, obteve o grau de engenheira eletricista pela Universidade Federal de Pernambuco em 1984, tendo concluído o Curso de Especialização em Sistemas Elétricos de Potência – CESE, na Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 1986. Iniciou sua carreira na Companhia Hidroelétrica do São Francisco, onde trabalhou no Planejamento da Operação do Sistema até 1998. Trabalha no ONS desde 1999, onde participou da criação da área de Planejamento da Operação Elétrica, permanecendo até 2009. Desde então atua como gerente de Ampliações e Reforços da Transmissão, na Diretoria de Administração da Transmissão.



Elder Sant'Anna nasceu em Campos dos Goytacazes/RJ em 1963. Graduado em engenharia elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 1988 e mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá em 2009. Trabalha desde 1998 para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na área de planejamento da operação com o horizonte de três anos à frente, tendo trabalhado, anteriormente, nas Empresas ELETRONORTE e ELETROBRAS nas áreas de operação e de planejamento elétrico elétricos por 13 anos. As áreas de pesquisa de seu maior interesse são otimização e economia, ambas aplicadas ao setor elétrico.