

GAT-030

21 a 26 de Outubro de 2001  
Campinas - São Paulo - Brasil

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

**ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE SEGURANÇA OPERATIVA DO SISTEMA INTERLIGADO N/NE FRENTE A CONTINGÊNCIAS MÚLTIPLAS**

Rogério Azevedo, Alberto Junqueira, Roberto Vaisman, Glória S. G. de Oliveira e Raul Solero - CEPEL  
Nuno Brito e Carlos Aviz - ELETROBRÁS

Elizabeth Bezerra, José Luis Pinto, Paulo Almeida, Allan Cascaes e Roberto Perret - ELETROBRÁS

Francisco Baltar, Luiz Sérgio Lucena e Servulo Pinto - CHESF

Saulo Cisneiros, Eduardo da Fonseca e Arlindo Junior - ONS

Oswaldo Otero - Fundação Pe. Leonel Franca

**RESUMO**

Este artigo apresenta o desenvolvimento dos estudos realizados pela Comissão Mista ELETROBRÁS, CEPEL, ONS e Empresas do Setor para análise das condições de segurança operativa do Sistema Interligado N/NE.

Frente a um elenco de desligamentos múltiplos, este trabalho visa estudar o desempenho dos Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) atuais, no sentido de identificar sua adequação na solução dos problemas encontrados. Outros objetivos são estudar a viabilidade e definir as características básicas para a implantação de Esquemas de Controle de Segurança (ECSs), de novos ECEs e sugerir alterações nos ajustes dos ECEs existentes, com o objetivo de minimizar as conseqüências decorrentes destas contingências múltiplas, preservando parte do sistema, evitando os denominados "desligamentos em cascata" que resultem em colapso de suprimento.

**PALAVRAS-CHAVE:** Estabilidade dinâmica, Esquemas de Controle de Emergência, Esquemas de Controle de Segurança.

**1.0 INTRODUÇÃO**

A filosofia de interligação dos sistemas elétricos traz consigo uma série de vantagens, decorrentes da otimização do atendimento aos grandes centros de carga por diferentes fontes supridoras de energia, resultando numa maior confiabilidade e qualidade no suprimento. Por outro lado, embora com uma frequência reduzida, é possível a ocorrência de contingências múltiplas, que podem levar o sistema a um desligamento em proporções regionais, caso

medidas protetivas e de segurança não venham a ser tomadas em tempo hábil.

No âmbito dos trabalhos da Comissão Mista para análise das condições de segurança operativa do Sistema Interligado N/NE, definiu-se como tarefas a análise do desempenho dos Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) existentes e, quando necessário, o dimensionamento de Esquemas de Controle de Segurança (ECSs).

O conceito de ECS está associado ao aspecto de segurança global do sistema elétrico. Entendendo-se por segurança uma preocupação em nível mais elevado, não ligada aos aspectos de mercado do sistema, mas sim com a confiabilidade do sistema, ao impacto de eventuais falhas de fornecimento de energia elétrica sobre um número considerável de consumidores. Os ECSs são sistemas de proteção com tempos de atuação da ordem de centenas de milissegundos e envolvem o monitoramento de grupos de subestações e usinas e atuam, quando necessário, em seqüência à proteção convencional, providenciando um corte emergencial de carga e/ou geração ou promovendo uma mudança na topologia da rede. Os ECEs atuam também como uma proteção sistêmica, porém com tempos de atuação da ordem de segundos. Enquanto os ECEs detectam os efeitos resultantes de algum distúrbio, por exemplo, sobrecarga em transformadores, variações de frequência, tomando as medidas necessárias para evitar sua propagação, os ECSs comandam as medidas corretivas baseados na causa, ou seja, no distúrbio propriamente dito. Por isso atuam em tempos menores do que os ECEs.

Em uma primeira etapa dos estudos foram identificadas as subestações críticas do sistema, onde

defeitos simples provocam desligamentos múltiplos e que repercutem na forma de distúrbios de grandes proporções no Sistema Interligado N/NE. Estes estudos estão descritos no que se denominou Relatório 8.1 da Comissão Mista (1), cujo produto final foi a Matriz de Segurança de Rede (MSR) (2). A partir de simulações de estabilidade eletromecânica envolvendo a aplicação de falta monofásica nas subestações com tensão igual ou superior a 230kV, seguida da perda do barramento, estas foram classificadas quanto ao nível de severidade no desempenho dinâmico do sistema, conforme descrito a seguir:

**P1** – Subestações em que a ocorrência do desligamento múltiplo em análise ocasiona um comportamento instável do sistema, seja do ponto de vista eletromecânico, ou de depressão acentuada de tensão. Considera-se também as subestações cuja perda total de barramento leva a desligamento de grandes centros populacionais. Como exemplo, a Figura 1 mostra o comportamento das máquinas de Tucuruí e Paulo Afonso IV quando da perda do barramento de 500 kV da Usina de Xingó.

**P2** – Subestações em que a ocorrência do desligamento múltiplo em análise ocasiona um comportamento estável ou marginalmente estável, mas cuja topologia e distribuição final de fluxos, pode levar a pelo menos mais um outro desligamento de circuito no sistema, ou à possível atuação de esquemas de emergência. Isto pode indicar o início de uma série de desligamentos, e eventualmente conduzir o sistema ao colapso. Para a perda da SE Guamá, por exemplo, o sistema é estável nos três cenários. A classificação P2 deveu-se à indicação de atuação da PPS N/S, da proteção dos bancos de capacitores de Vila do Conde e do esquema  $\Delta P$  de Tucuruí. As Figuras 2 e 3 mostram resultados desta simulação.

**P3** – Subestações em que a ocorrência do desligamento múltiplo em análise ocasiona um comportamento estável do sistema e sem quaisquer outras consequências danosas.

A análise dos arranjos de barramento e da proteção existente nas subestações levou a uma segunda classificação quanto ao nível de severidade da proteção intrínseca, conforme descrito a seguir:

**S1** – Subestações cujas características atuais de arranjos e de proteção levam a riscos de desligamentos de múltiplos circuitos para faltas na subestação;

**S2** – Subestações cujas características atuais de arranjos e de proteção não levam a riscos imediatos de desligamentos múltiplos, mas que têm alguma característica que possa trazer a mesma a tal situação;

**S3** – Subestações cujas características atuais de arranjos e de proteção não levam a riscos de desligamentos das mesmas.

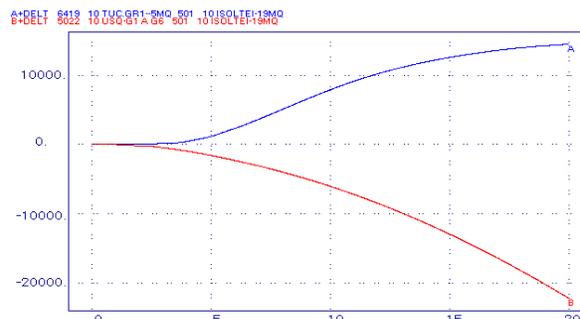


Figura 1 - Desvio Angular (graus) das Máquinas de Tucuruí(A) e de Paulo Afonso IV(B) em relação às de Ilha Solteira.

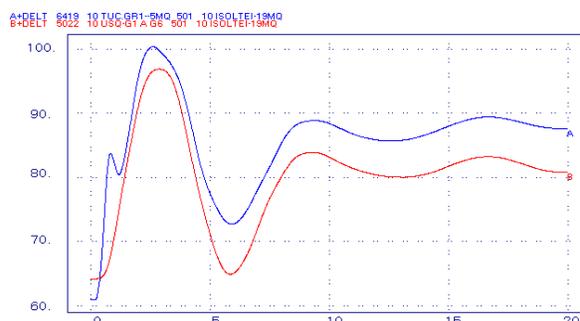


Figura 2 - Desvio Angular (graus) das Máquinas de Tucuruí(A) e de Paulo Afonso IV(B) em relação às de Ilha Solteira.

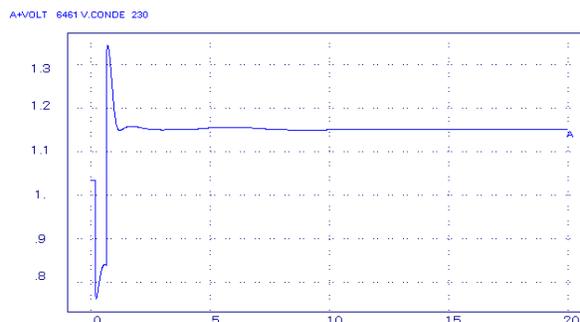


Figura 3 - Tensão (pu) na Barra de 230 kV de Vila do Conde.

A MSR do Relatório 8.1 está mostrada na Tabela 1.

Os estudos em curso pela Comissão Mista estão enfocando desligamentos múltiplos com maior probabilidade de ocorrência, previamente definidos e apresentados com mais detalhes no item a seguir, quando gerados no âmbito das principais subestações do sistema. Inicialmente estuda-se o desempenho dos ECEs atuais, no sentido de identificar sua adequação na solução dos problemas. Em seguida avalia-se a viabilidade e são definidas as características básicas para a implantação de ECSs, de novos ECEs e possíveis alterações nos ajustes dos ECEs existentes, no sentido de minimizar as consequências decorrentes

TABELA 1 - Matriz de Segurança de Rede (MSR) do Sistema Interligado Norte/Nordeste

	<b>S<sub>1</sub></b> Nível de segurança reduzido		<b>S<sub>2</sub></b> Nível de segurança médio	<b>S<sub>3</sub></b> Nível de segurança bom	
<b>P<sub>1</sub></b> Grande impacto no desempenho do sistema	<b>CHESF:</b> Fortaleza 230 Fortaleza II 230 Recife II 230 c/ CS Recife II 230 s/ CS Camaçari II 230 Banabuiú 230 Milagres 230 C. Grande II 230 Bom Nome 230 D.Gouveia 230 Us P. Afonso I 230	US P.Afonso II 230-A US P.Afonso II 230-B Paulo Afonso III 230 - BP1 Paulo Afonso III 230 - BP2 Angelim I 230 Messias 230 Catú 230 G. Mangabeira230 Itabaiana 230 Funil 230 Natal II 230 Rio Largo II 230	<b>ENORTE:</b> São Luis II 230	<b>CHESF:</b> Paulo Afonso IV 500 US Xingó 500 US Luiz Gonzaga 500 US Sobradinho 500 Boa Esperança 500 São João Piauí 500 Angelim II 500 Recife II 500 Camaçari II 500 Olindina 500 Messias 500	<b>ENORTE:</b> Marabá 500 P. Dutra 500 São Luis II 500 Tucuruí 500 Vila do Conde 500 Vila do Conde 230 Colinas 500 Miracema500
<b>P<sub>2</sub></b> Impacto médio no desempenho do sistema	<b>CHESF:</b> Cícero Dantas 230 B. Esperança 230 Teresina 230 Tacaimbó 230 Sobral II 230 Cotegipe 230 Matatu 230 Pituaçu 230 Sr. Bonfim II 230 Mossoró II 230 Goianinha 230	Mussurú II 230 Ribeirão 230 Jacaracanga 230 Irecê 230 Juazeiro B. II 230 USSobradinho230 Russas II 230 Bongi 230 Mirueira 230 Pirapama II 230 Jardim 230 S. A de Jesus 230	<b>ENORTE:</b> Guamá 230 São Luis I 230 Utinga 230 Alumar 230 Albrás 230	<b>CHESF:</b> USBESperança230  <b>ENORTE:</b> Marabá 230 Imperatriz 230 P. Dutra 230	<b>CHESF:</b> Jardim 500 Sobral III 500 Fortaleza II 500 Teresina II 500  <b>ENORTE:</b> Imperatriz 500
<b>P<sub>3</sub></b> Impacto reduzido no desempenho do sistema	<b>CHESF:</b> Barreiras 230 Jaguarari 230 Picos 230 Piripiri 230 B. J. da Lapa 230 Coremas 230	S.J. do Piauí 230 Açu II 230 Penedo 230 Itabaianinha 230 Icó 230 Eunápolis 230	<b>ENORTE:</b> Altamira 230 Peritoró 230 Rurópolis 230 Santa Maria 230	<b>ENORTE:</b> Porto Franco 230 Transamazônica230 Tucuruí 230	

destas contingências múltiplas, preservando parte do sistema, evitando os denominados “desligamentos em cascata” que resultem em colapso de suprimento (3), (4).

Também está em curso a análise das subestações críticas do sistema sob o aspecto de proteção intrínseca, controle local e modificações de arranjo físico, visando identificar ações para melhoria de desempenho.

Trabalhos subsequentes aos estudos da Comissão poderão enfocar eventos independentes, como o desligamento de circuitos em decorrência de uma perturbação, de forma simultânea à indisponibilidade de outros equipamentos no sistema (como por exemplo, para sua manutenção). Estas “novas” situações poderão ser gradativamente incorporadas no futuro aos esquemas que atualmente estão sendo projetados.

Além destes aspectos, pode-se também mencionar que os Esquemas de Controle de Segurança são realizados utilizando-se Controladores Lógicos Programáveis (CLPs). Como visto anteriormente, em geral, atuam em seqüência à proteção convencional, utilizando soluções do tipo corte (alívio de carga e/ou geração) em regiões específicas do sistema para cada tipo de defeito na transmissão, e, se necessário, a abertura de circuitos de interligação entre zonas com vistas ao ilhamento das áreas íntegras. Os Esquemas

de Controle de Emergência podem também ser implementados utilizando-se CLPs, porém, como já mencionado, seu tempo de atuação, em função da sua filosofia, é da ordem de segundos.

Finalmente, este artigo tem por objetivo apresentar os resultados das análises efetuadas para um conjunto de subestações da CHESF e ELETRONORTE, definidas a partir de uma lista de prioridade estabelecida anteriormente pelo Relatório 8.1, bem como a definição de uma lógica básica para os ECSS.

## 2.0 PREMISSAS E CRITÉRIOS

### 2.1 – Critérios Adotados

A Comissão Mista tem como objetivo principal a análise de eventos múltiplos que possam levar o Sistema Interligado à condição subsequente de desligamentos em cascata ou culminar em colapso. Os critérios para a definição dos desligamentos múltiplos analisados por subestação foram estabelecidos no *Plano de Ação para a Definição das Lógicas de Atuação dos Esquemas de Controle de Segurança* (5).

Estes critérios procuraram retratar os desligamentos múltiplos com maior índice de probabilidade de ocorrência no âmbito das subestações, não só do ponto de vista da atuação correta da proteção, mas também considerando-se a falha de alguns de seus componentes.

Assim sendo, os seguintes critérios serviram como referência para as análises aqui efetuadas:

- a) Falta na barra com atuação correta da proteção;
- b) Falta na barra com falha de disjuntor;
- c) Falta em LT de circuito duplo (na mesma torre ou na mesma faixa de passagem) seguido da abertura de ambos;
- d) Falta simples em circuitos (duplos ou não) com falha de disjuntor;
- e) Análise de possibilidade de perda de todas as seções de barra de um mesmo nível de tensão.

Foram efetuadas simulações de estabilidade eletromecânica utilizando o programa ANATEM, onde aplicaram-se curto-circuitos monofásicos em barramentos e em linhas de transmissão. Para tanto, foram considerados os cenários e condições de carga e geração conforme descrito no item seguinte. Não foram analisadas nesta fase possíveis configurações que se originem em função de manutenções em equipamentos e/ou linhas, as quais serão objeto de análise de estudos posteriores aos da Comissão Mista, bem como de falhas de proteção.

Com relação à modelagem das cargas, adotou-se para a ALUMAR a modelagem desenvolvida pelo CEPEL constante na nota técnica citada na referência (6). Com o objetivo de se obter um desempenho do sistema mais próximo da realidade nas situações em que as tensões no eixo Norte-Oeste mantêm-se com valores muito reduzidos e fora de controle por tempo prolongado, inclusive com risco de instabilidade de tensão, foi implementada a representação das cargas de motores de indução, desenvolvida para a SE Natal (7). Esta modelagem foi adotada para as cargas ligadas aos barramentos de 69kV das subestações de Fortaleza, Delmiro Gouveia, Teresina, Sobral, Banabuiú, Russas, Mossoró, Milagres e Coremas.

## 2.2 – Cenários Estudados

Além dos critérios para a execução das análises de desempenho do sistema, conforme apresentado anteriormente, um outro ponto de bastante importância a ser definido diz respeito aos cenários de carga e geração considerados.

Como o objetivo desta fase dos estudos foi verificar a adequação dos ECEs existentes e, se necessário, o projeto de uma lógica básica dos ECSs, utilizou-se a configuração de rede completa constante no caso de Dezembro de 1999, definido pelo ONS. Ressalta-se que os casos base escolhidos para o estudo contemplam a operação do sistema até Julho de 2000, uma vez que a carga de Dezembro de 1999 é a maior carga que irá ocorrer até Junho de 2000 (a carga da região sofre uma redução neste período), e também todas as obras de grande porte que afetam as subestações analisadas, como por exemplo, a linha de 500 kV de Presidente Dutra para Fortaleza já em operação.

As análises foram efetuadas para as condições de carga máxima, média e mínima, associadas a cenários distintos de intercâmbio nas interligações N/NE e N/S, uma vez que a integridade do sistema N/NE é fortemente dependente do sentido dos fluxos nas interligações, devido a sua característica de ser pouco malhado, com grandes troncos de transmissão e geração concentrada.

A escolha destes cenários buscou contemplar as situações mais críticas para as instalações, independentemente da probabilidade de ocorrência dos mesmos. O cenário I, com fluxo de 800MW do norte para o sul e de 80MW do nordeste para o norte, contemplou o nordeste exportador de ponta. Com o cenário II – fluxo de 800MW do sul para o norte e de 750MW do norte para o nordeste – buscou-se uma condição de intercâmbio com fluxo elevado na interligação N/NE. No cenário III, com fluxo zerado na interligação N/S e 750MW na N/NE, contemplou-se o norte exportador. O cenário IV, com fluxo de 800MW do norte para o sul e de 620MW do nordeste para o norte contemplou o cenário nordeste exportador. No caso específico para as subestações da CHESF, após uma análise inicial, os estudos restringiram-se aos cenários II e IV, uma vez que os demais se mostraram equivalentes. No caso específico para as subestações da ELETRONORTE, após uma análise inicial, eliminou-se dos estudos o cenário IV, uma vez que os seus resultados estariam englobados nos demais cenários.

## 2.3 – Subestações Estudadas

Os estudos se concentraram nas subestações pertencentes ao quadrante crítico P1/P2 – S1/S2 da MSR. Entretanto, do ponto de vista dinâmico, observou-se que algumas subestações da CHESF haviam sido classificadas como P2 – de impacto médio no desempenho do sistema – exclusivamente devido à indicação de atuação da proteção contra perda de sincronismo (PPS) da interligação N/S. Isto ocorreu para os cenários I e IV e deveu-se ao fato de o intercâmbio de 800 MW, no sentido norte-sul, ser o máximo admitido pelo ajuste desta proteção.

Desta forma, inicialmente, foi verificado o grau de severidade que o desligamento da interligação N/S provoca no desempenho do sistema para a perda de tais subestações. As simulações mostraram que a abertura desta interligação não levou a outro desligamento, à instabilidade do sistema ou a quaisquer outras consequências danosas. Sendo assim, este conjunto de subestações de 230kV (Sobral II, Ribeirão, Jacaracanga, Irecê, Juazeiro B II, Jardim, Sr. Bonfim, Goianinha, Bongí, Mirueira, Mussuré II, US Sobradinho, Pirapama II e S.A. de Jesus) foi reclassificado como P3, não sendo, pois, necessário ser estudado em maior profundidade.

Posteriormente, a Comissão Mista, em conjunto com a ELETRONORTE e a CHESF, priorizou a análise de 22 subestações (13 da CHESF e 9 da ELETRONORTE) dentre as 42 que restaram no quadrante crítico. A

escolha levou em conta a importância da instalação e a interdependência de comportamento. No caso da CHESF, foram selecionadas as seguintes subestações:

- Paulo Afonso III 230kV – BP1 e BP2
- Bom Nome 230kV
- Milagres 230kV
- Banabuiú 230kV
- Fortaleza 230kV
- Fortaleza II 230kV
- Delmiro Gouveia 230kV
- Russas 230kV
- Mossoró 230kV
- Teresina 230kV
- Boa Esperança 230kV
- US. Boa Esperança 230kV

No caso da ELETRONORTE, foram selecionadas as seguintes subestações:

- Utinga 230 kV
- Guamá 230 kV
- Albrás 230 kV
- Marabá 230 kV
- São Luís I 230 kV
- Alumar 230 kV
- São Luís II 230 kV
- Presidente Dutra 230 kV
- Imperatriz 230 kV

### 3.0 RESULTADOS

#### 3.1 – Subestações da CHESF

Na análise das diversas subestações, pode-se observar que a grande maioria das contingências estudadas teve os seus efeitos sobre o sistema minimizados através da atuação dos ECEs existentes e propostos.

De todas as emergências simuladas cabe, inicialmente, destacar duas, para as quais, a princípio, seria necessária a implantação de ECSs:

- A primeira refere-se à perda de qualquer um dos barramentos da SE Paulo Afonso III 230kV, cenário IV, cargas máxima e média, que resulta em sobrecarga no autotransformador remanescente. Caso esta sobrecarga não seja eliminada através da abertura das linhas que ligam Paulo Afonso às subestações de Angelim e Cícero Dantas haverá o desligamento do autotransformador pela sua proteção de sobrecorrente causando um colapso no abastecimento às cargas do Nordeste.
- A outra contingência, de menor gravidade, trata-se da perda dupla dos circuitos Teresina-Boa Esperança 230kV. Para esta emergência, foi definida uma lógica que através de CLPs promove a abertura da LT Teresina-Piripiri 230kV, preservando, deste modo, cargas do sistema Nordeste que de outra forma seriam eliminadas pelos sistemas de proteção. Cabe salientar que após a entrada em operação do

autotransformador 500/230kV de Teresina, os efeitos desta contingência sobre o sistema serão muito provavelmente minimizados, devendo-se rever a aplicação do ECS sugerido, uma vez que possivelmente haverá uma redução substancial no corte de carga necessário previsto anteriormente para esta emergência.

Outros esquemas propostos são apresentados a seguir:

- Instalação de proteção diferencial de barra com tempo de atuação inferior a 350 ms nas subestações de Fortaleza e Delmiro Gouveia 230 kV.
- Acrescentar um terceiro estágio no ECE já existente na subestação de Fortaleza 69 kV. Em algumas contingências a atuação dos dois primeiros estágios não é suficiente para elevar a tensão em Fortaleza a níveis aceitáveis.
- ECE do anel Leste: atuação por subtensão nas subestações de Açú II - 69 kV, Mossoró - 230 kV e Currais Novos - 69 kV. A necessidade destes ECEs deve-se ao fato de, em diversas contingências, ocorrer subtensões no anel leste. Nestes casos o esquema de potência existente não é sensibilizado por não atingir o valor de fluxo ajustado, apesar de haver a atuação da unidade de subtensão.
- ECE nas subestações de Itabaiana e Jardim: verificou-se, nos casos de perda dupla das LTs Paulo Afonso-Itabaiana, o afundamento de tensão nestas subestações que só é eliminado pelos cortes de carga propostos.
- ECE na subestação de Banabuiú para eliminação de sobretensões, baseado na abertura de linhas para Milagres.
- Por fim, outra contingência de extrema importância é a perda do barramento 1 (BP1) da SE Paulo Afonso III 230kV, cenário II, carga mínima, que causou subfrequência no sistema Nordeste, provocando a atuação de ERACs nesta região, tendo como consequência um expressivo corte de carga em inúmeras subestações da CHESF. Neste caso, é importante também ressaltar a necessidade do esquema de proteção contra perda de sincronismo (PPS) do trecho Fortaleza-Presidente Dutra 500kV atuar abrindo-o em Presidente Dutra, pois se este for desligado em Teresina 500kV há o risco, por atuação da proteção de sobretensão instantânea, da perda de toda a carga do Maranhão.

#### 3.2 – Subestações da ELETRONORTE

Na análise das subestações, pode-se observar que, independentemente da condição de carga e do cenário de intercâmbio considerado, e nos eventos estudados, o sistema permanece estável ou em ilhas estáveis, após implementação das sugestões apresentadas.

- ECE para desligamento de banco de capacitores em Vila do Conde, evitando a saída dos compensadores síncronos nesta mesma subestação. O número de unidades a ser desligado depende da contingência, sendo:
  - ✓ Um banco quando da saída dos dois circuitos Guamá-Utinga;
  - ✓ Três bancos quando da saída dos dois circuitos Vila do Conde-Guamá;
  - ✓ Quatro bancos quando da saída dos dois circuitos Vila do Conde-Albrás.
- Desligamento dos dois bancos de capacitores de São Luís II, quando da saída dos dois circuitos São Luís II-São Luís I, otimizariam o desempenho do sistema, evitando o desligamento do compensador síncrono da UTS.
- Recomenda-se a alteração do valor do fluxo mínimo na linha Tucuruí-Vila do Conde para atuação do esquema  $\Delta P$  de Tucuruí, de 850 MW para 900 MW. Esta medida visa garantir a atuação deste, evitando sobrecarga nos síncronos de Presidente Dutra.

#### 4.0 CONCLUSÕES

Para condições de carga e dos cenários de intercâmbio considerados, e para as contingências analisadas neste trabalho, os ECEs e ECSs existentes e propostos mostraram-se adequados, ou seja, suficientes para manter o sistema em condições operativas satisfatórias.

Dentre os principais resultados obtidos até o momento, pode-se citar os subsídios fornecidos ao ONS para definição do esquema de corte de carga em Fortaleza por problemas de sobrecarga no transformador 500/230kV desta subestação e a sugestão para a alteração do limite inferior de fluxo na linha Tucuruí-Vila do Conde 500kV para a atuação do 1º estágio do esquema de corte de geração da Usina de Tucuruí.

Cabe destacar, também, as duas proposições para a implantação de ECSs. O ECS de Paulo Afonso IV tem como objetivo principal eliminar o risco de atuação da proteção de sobrecorrente dos autotransformadores 500/230kV – 600 MVA, que os retiraria de serviço. Já o ECS de Teresina tem como objetivo principal eliminar o risco de corte total da carga de Sobral e Piripiri que poderia ocorrer pela atuação dos esquemas de proteção existentes.

Recomenda-se às empresas envolvidas bem como ao Operador Nacional do Sistema que, por ocasião da implantação dos referidos ECEs e ECSs, reavaliem estes estudos frente às mudanças de configuração e aos novos cenários de carga e geração previstos para o sistema Norte/Nordeste.

Ressalta-se que o estudo ainda se encontra em andamento e, atualmente, estão sendo analisadas as subestações de 230 kV das áreas Sul, Centro e Leste

da CHESF e as subestações de 500 kV da ELETRONORTE.

#### 5.0 BIBLIOGRAFIA

(1) COMISSÃO MISTA ONS/ELETRÓBRÁS/CEPEL PARA AVALIAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE - Identificação das Subestações Críticas do Sistema Interligado Norte/Nordeste, no Tocante à Possibilidade de Ocorrência de Desligamentos Múltiplos - Relatório 8.1.

(2) VIEIRA FILHO, X., et Alli. Blecaute de 11 de março de 1999: Medidas de Curto Prazo para Aumento da Segurança do Sistema Elétrico e principais Aspectos dos Relatórios Elaborados por Especialistas Internacionais; VII SEPOPE; Brasil.

(3) COMISSÃO MISTA ONS/ELETRÓBRÁS/CEPEL PARA AVALIAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE – Análise dos ECEs Existentes e Definição das Lógicas Básicas de Atuação dos Esquemas de Controle de Segurança – Relatórios 8.5 e 8.6, Volume 1, 1ª Parte – Subestações da CHESF.

(4) COMISSÃO MISTA ONS/ELETRÓBRÁS/CEPEL PARA AVALIAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NORTE/NORDESTE – Análise dos ECEs Existentes e Definição das Lógicas Básicas de Atuação dos Esquemas de Controle de Segurança – Relatórios 8.5 e 8.6, Volume 2, 1ª Parte – Subestações da ELETRONORTE.

(5) PLANO DE AÇÃO PARA A DEFINIÇÃO DAS LÓGICAS DE ATUAÇÃO DOS ESQUEMAS DE CONTROLE DE SEGURANÇA - Nota Técnica submetida e aprovada na reunião da Comissão Mista GCOI/ONS/Eletróbrás/Cepel de 09 de Junho de 1999.

(6) CEPEL. Modelagem da Carga do Consumidor Alumar nos Programas Anarede e Anatem – Relatório Técnico.

(7) CHESF. Representação do Comportamento Dinâmico das Cargas Utilizando Modelos de Motores de Indução nos Programas Microdin/Transdir e Anarede/Anatem – DOEL, 13/05/98.