



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

GPT - 12
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO II
GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT**

**ESPECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE USINA TERMELÉTRICA A GÁS – ATENDIMENTO AOS
REQUISITOS DO SISTEMA INTERLIGADO x LIBERAÇÃO PARA ENTRADA
EM OPERAÇÃO COMERCIAL**

Sérgio Múglia Cerqueira *

COPEL GERAÇÃO

Marcelo Canestraro Nadolny

COPEL GERAÇÃO

RESUMO

As usinas termelétricas a gás têm características técnicas construtivas de suportabilidade de equipamentos bem diferentes quando comparadas às das usinas hidroelétricas. Nesse aspecto, pode-se dizer que modelos das turbinas de termelétricas para uma determinada capacidade de geração, são padronizados e disponibilizados em série, obtendo-se assim “vantagens” na sua fabricação com a otimização dos custos decorrentes dessa prática.

Pelo lado dos compradores das usinas termelétricas, essas “vantagens” devem ser administradas com muita precaução, pois estando a máquina já construída, alterações na especificação dos equipamentos podem vir a serem necessárias, principalmente quando estas não atendem aos requisitos mínimos de conexão da usina ao sistema elétrico. Essas modificações, podem ser economicamente inviáveis e ficando assim o empreendedor com outra opção que é de assumir o ônus, o risco e, por conseqüência, as penalidades decorrentes dele não se adequar às exigências dos órgãos reguladores.

As opções, de alteração da especificação ou a de assumir o risco de penalidades, podem trazer prejuízos relevantes ao comprador em relação ao custo do seu empreendimento.

PALAVRAS-CHAVE

Sobrefrequência, Subfrequência, Intercâmbio, Interligação, Operação.

1.0 - INTRODUÇÃO

Em 2001, após a ocorrência do racionamento de energia nas regiões sudeste e nordeste do Brasil, houve a indução dos setores de planejamento energético nacional para a construção de usinas termelétricas a gás no país. Devido a pouca experiência do setor elétrico nacional na construção de usinas termelétricas e ao curto prazo para a implantação desses projetos, sempre comparando com as usinas hidroelétricas, ocorreram problemas de compatibilidade das especificações dos equipamentos para o atendimento dos requisitos mínimos exigidos para permitir a sua conexão ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Coube ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS a tarefa de junto com os Agentes de Geração e fabricantes de equipamentos, revisarem os requisitos técnicos existentes até então elaborados para o atendimento de usinas hidráulicas, sabidamente mais robustas que as usinas térmicas, principalmente no que se refere à sua operação em regime de frequência não nominal. Essa revisão teve o objetivo de relaxar os requisitos técnicos dos critérios vigentes até um nível aceitável para os fabricantes de usinas térmicas.

*Rua José Izidoro Biazzetto, 158 - Bloco A - CEP 81200-240 - Curitiba - PR - BRASIL.
Tel. (041) 331-3261 - Fax: (041) 331-3170 - e-mail: cerqueira@copel.com

Mesmo tendo sido relaxado, nos Procedimentos de Rede do ONS, o requisito mínimo da faixa de operação de frequência não nominal da usina termelétrica, até um ponto aceitável e de consenso dos Agentes do Setor Elétricos e fabricantes de máquinas geradoras a gás, ocorreram casos em que determinados equipamentos continuaram a não atender aos novos critérios de exigência desses requisitos mínimos.

Para essa questão, o posicionamento do ONS tem sido de não colocar impedimento para que a usina possa entrar em operação comercial, mas este Operador faz ressalva no Parecer de Acesso à Rede Básica desta usina que: “cabe ao Agente Gerador o ônus, o risco e, por consequência, as penalidades decorrentes da decisão de não se adequar à totalidade dos requisitos estabelecidos”.

Este trabalho simula as condições da estabilidade dinâmica de uma termelétrica a gás natural, após a ocorrência de uma grande perturbação no Sistema Elétrico Interligado, que provocaria a saída precoce dessa usina devido ao seu não atendimento aos requisitos mínimos de frequência do SIN. Essa situação implica no risco de acontecerem desligamentos adicionais de blocos de cargas significativos que possam resultar em pedidos de indenizações de consumidores e que seriam imputados ao Agente Gerador.

Os resultados das simulações mostram que, face ao desligamento precoce da usina, poderá ocorrer atuação adicional de mais um ou dois estágios dos esquemas regionais de proteção de alívio de carga - ERAC, e assim efetuar cortes de carga relevantes a consumidores finais.

As conclusões desse informe alertam ao comprador da usina termelétrica a gás a importância de se atentar para as especificações de determinados equipamentos, ainda antes da colocação da ordem de compra, de forma a evitar correr risco de elevados prejuízos para o comprador. Também é foco do trabalho mostrar os tipos de indenizações possíveis que podem ser atribuídas ao empreendimento, bem como uma previsão monetária dos prejuízos.

2.0 - SUBSISTEMAS ELÉTRICOS x INTERCÂMBIOS DE ENERGIA & INTERLIGAÇÕES

O Sistema Elétrico Nacional – SIN pode ser dividido em três subsistemas regionais: regiões norte e nordeste, regiões sudeste e centro-oeste e região sul, com suas características próprias de operação bem distintas no que se refere à sua capacidade energética e de intercâmbio de energia com as suas vizinhas.

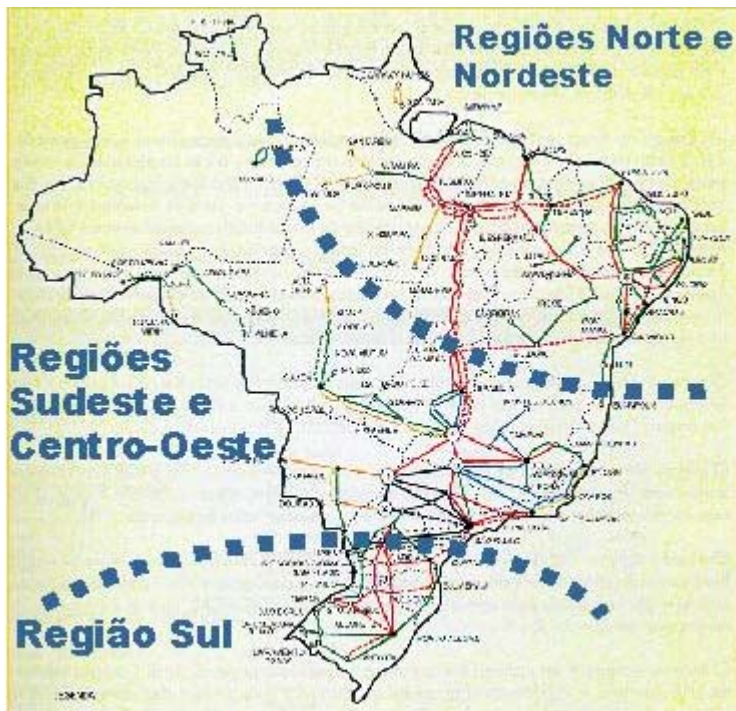


FIGURA 1 - Sistema Elétrico Interligado Brasileiro

A Figura 1 ao lado mostra a base do sistema elétrico interligado brasileiro que compõe a Rede Básica. As linhas desenhadas na cor vermelha são as representativas do sistema de transmissão de 500 kV e as de cor verde de 230 kV.

Conforme é indicado pelas duas linhas maiores desenhadas em tracejado (na cor azul), os três subsistemas elétricos assim foram separados devido às suas características próprias. Neste trabalho, estão sendo focadas as contingências que levam a separação dessas regiões, quanto às características de energia assegurada e de intercâmbios entre as citadas áreas x geração de usinas termelétricas a gás.

A energia garantida desses subsistemas corresponde atualmente a uma porcentagem de 20%, 61% e 19%, do total atribuído, respectivamente, para as regiões norte e nordeste, para as regiões sudeste e centro-oeste e para a região sul, do Brasil.

Um outro aspecto importante destes subsistemas elétricos é que dadas as grandes dimensões territoriais de suas regiões ocorrem precipitações de chuva de forma bem diferente entre eles. Assim, em situações de longos períodos de estiagem para apenas uma ou até mesmo duas regiões, podem acarretar na necessidade de serem maximizados os intercâmbios de energia para essa(s) área(s), de forma a manter a confiabilidade de atendimento a carga total do sistema.

Para que funcione integrado energeticamente e otimizado o SIN deve ser operado de forma a manter limitados os intercâmbios de energia entre as regiões em montantes tais que, em caso de contingências que provoquem a separação dos subsistemas, a operação dessas áreas deve estar planejada para que absorva o impacto transitório da emergência e se possível sem corte de carga. As ocorrências de contingências no SIN que trazem a abertura de interligações entre duas ou mais regiões, provocam a interrupção brusca de grandes blocos de energia que no momento estejam sendo transferidos, gerando sobrefreqüência na área com excedente de energia e subfreqüência na região com falta de energia.

Em 21/01/2002 às 13h35min, ocorreu uma grande perturbação no Sistema Interligado (1) iniciada por um curto-circuito na linha de transmissão de 440 kV Ilha Solteira/Araraquara, que terminou provocando a separação dos subsistemas sudeste e sul. Com o isolamento elétrico da região sul, que nesse instante estava importando 2200 MW do sudeste, foi registrada a freqüência atingindo o valor de 57,8 hertz. O sistema supervisor do Centro de Operação do Sistema estimou o montante de 1150 MW de carga interrompida somente no estado do Paraná.

Este trabalho faz a hipótese da existência de uma usina termelétrica a gás de 600 MW na região sul, com o relé de subfreqüência ajustado abaixo do valor estabelecido nos requisitos dos Procedimentos de Rede, que estivesse em operação na ocasião da perturbação acima mencionada.

A partir do levantamento dos dados sistêmicos registrados nesse evento, a simulação procurou quantificar o acréscimo de corte de carga (MW) que aconteceria na área sul, caso essa usina saísse de operação por atuação de sua proteção de subfreqüência ainda antes do tempo mínimo requerido pelas regras do SIN.

3.0 - DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

A Figura 2 ilustra de forma macro a configuração das regiões sudeste e sul e indicando as interligações entre essas áreas. Está também indicada a instalação de uma usina termelétrica a gás, com capacidade de geração de 600 MW de potência, que estivesse instalada na região sul do Brasil.

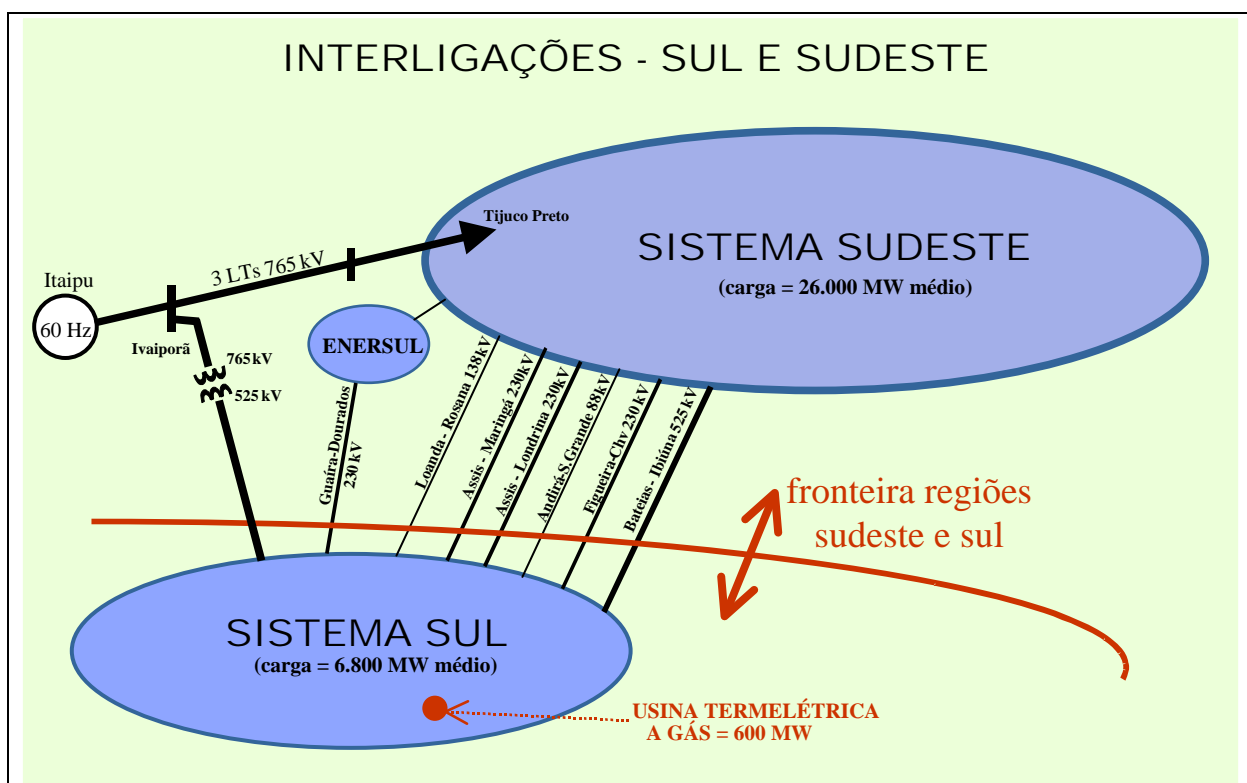


FIGURA 2 – Interligações entre as regiões sudeste e sul, do Brasil

As simulações a serem feitas retratam uma perturbação de grande porte que ocorresse no Sistema Interligado Nacional, similar a do dia 21/01/2002 e que provocou a abertura de todas as interligações, sendo basicamente os equipamentos indicados pela linha vermelha tracejada da figura acima, entre as regiões sul e sudeste.

O trabalho deverá contemplar a partir dos dados básicos da citada perturbação, as simulações em duas situações: com e sem a usina termelétrica a gás, com o intuito de verificar as repercussões pós-contingência dessa usina ao sistema que estivesse especificada fora dos requisitos de freqüência exigidos para conexão à Rede Básica.

3.1 Casos base de fluxo de potência e de simulações dinâmicas

Foram utilizados os casos base de fluxo de potência (2), dos períodos de carga média e leve e referente ao mês de maio/2003, do estudo quadrimestral de operação do Sistema Elétrico Interligado, de responsabilidade do ONS. O programa de fluxo de potência adotado é o ANAREDE (3), do CEPEL.

Para as simulações dinâmicas foi utilizado o banco de dados de estabilidade referente ao mês de janeiro/2003 (4), disponibilizado pelo ONS. O programa de estabilidade adotado é o ANATEM (5), do CEPEL.

3.2 Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC

O ERAC (6) que está implantado na região sul provoca o desligamento dos circuitos de carga em condições de subfrequência no sistema e está ajustado para operar de acordo com os estágios indicados na Tabela:

TABELA – Estágios de frequência de corte de carga do sistema elétrico da região sul

ESTÁGIO DO ERAC	FREQÜÊNCIA DE CORTE (desligamento dos circuitos)	CORTE DE CARGA (% da carga nominal)
1º estágio	58,5 Hz	7,5%
2º estágio	58,2 Hz	7,5%
3º estágio	57,9 Hz	10%
4º estágio	57,6 Hz	15%
5º estágio	57,3 Hz	15%

Tomando-se como exemplo, o horário de carga média cujo montante aproximado de carga na região sul é de 8570 MW, serão cortados sucessivamente 643, 643, 857, 1285 e 1285 MW, respectivamente para o caso de atuações do 1º, 2º, 3º, 4º e 5º estágios do ERAC. Assim se houver a atuação até o 5º estágio na região sul deverão ser cortados 55% da sua carga, ou seja, 4713 MW.

3.3 Acesso à Rede Básica – Operação em Regime de Frequência não Nominal

O Módulo 3, dos Procedimentos de Rede (7) do ONS estabelece os requisitos técnicos de conexão à Rede Básica, para usinas termelétricas, de operação em regime de frequência não nominal, conforme a Figura 3:

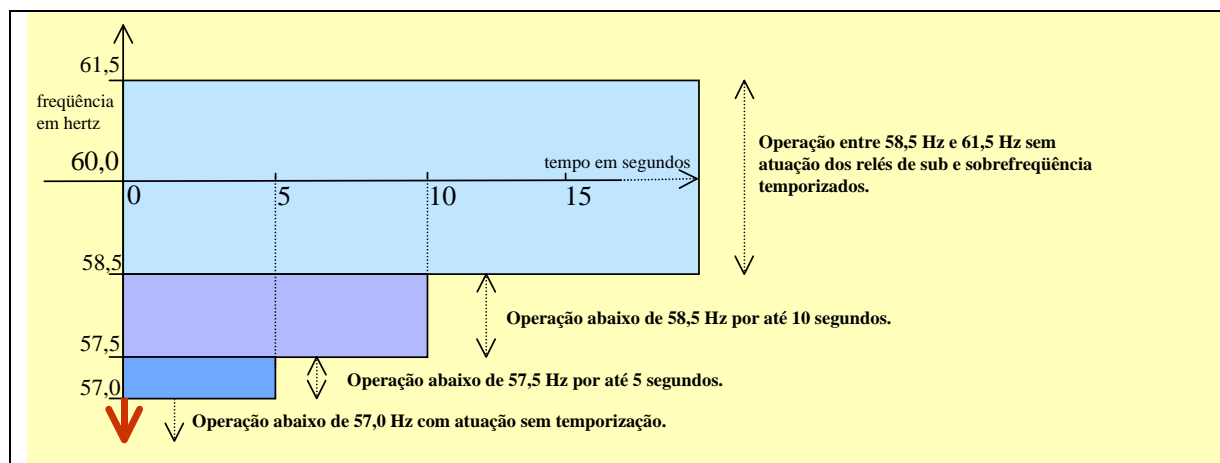


FIGURA 3 – Requisitos para ajuste dos relés de subfrequência

No caso do Agente Gerador não atender as condições estabelecidas de subfrequência, poderá ser proposto o ilhamento da usina termelétrica com a carga local. No entanto, cabe a este Agente o ônus, o risco e, por consequência, as penalidades decorrentes da decisão de não se adequar à totalidade dos requisitos do ONS.

4.0 - SIMULAÇÕES E ANÁLISES DOS RESULTADOS

Para verificar as consequências econômicas que seriam imputadas a um empreendimento de usina termelétrica a gás do porte de 600 MW, que não atendesse aos requisitos mínimos dos Procedimentos de Rede do ONS de operação em regime de subfrequência, foram simuladas três situações possíveis de ocorrer na rede elétrica da

região sul. São as situações de grandes perturbações elétricas provocando a separação dos sistemas sudeste e sul, ocorrendo nos horários de carga média com os intercâmbios de energia de 2000 e 2400 MW e carga leve com o intercâmbio de 1600 MW, sempre no sentido da região sudeste para a região sul.

A simulação dinâmica da perturbação nas três situações distintas acima mencionadas teve objetivo de se obter a sensibilidade em termos quantitativos de corte de carga, além dos aspectos econômicos e que foram comparados com o empreendimento atendendo ou não aos requisitos de subfreqüência dos Procedimentos de Rede.

4.1 Intercâmbio sudeste -> sul de 2000 MW – patamar de carga média

A região sul está aqui registrada para esse patamar de carga com o montante de 8570 MW. O impacto provocado pela interrupção brusca da importação de 2000 MW de energia da região sudeste faz com que a freqüência do sistema sul, sofra uma queda imediata para valores inferiores a 58,5 Hz e aí permanecendo por alguns poucos segundos. O tempo de exposição e o valor da subfreqüência alcançados estão diretamente ligados à ação do ERAC, o qual aciona um ou mais estágios para corte de carga, dependente do montante de desequilíbrio que houver entre o excesso de carga e falta de geração.

A Figura 4 mostra o comportamento da freqüência na região sul (usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto - GBM) com a abertura das interligações dos subsistemas sul e sudeste considerando duas situações:

- a) a que não ocorre saída da usina termelétrica a gás de 600 MW do sistema – curva A, e;
- b) a saída instantânea dessa usina se a freqüência do subsistema sul atingir o valor de 58 Hz.

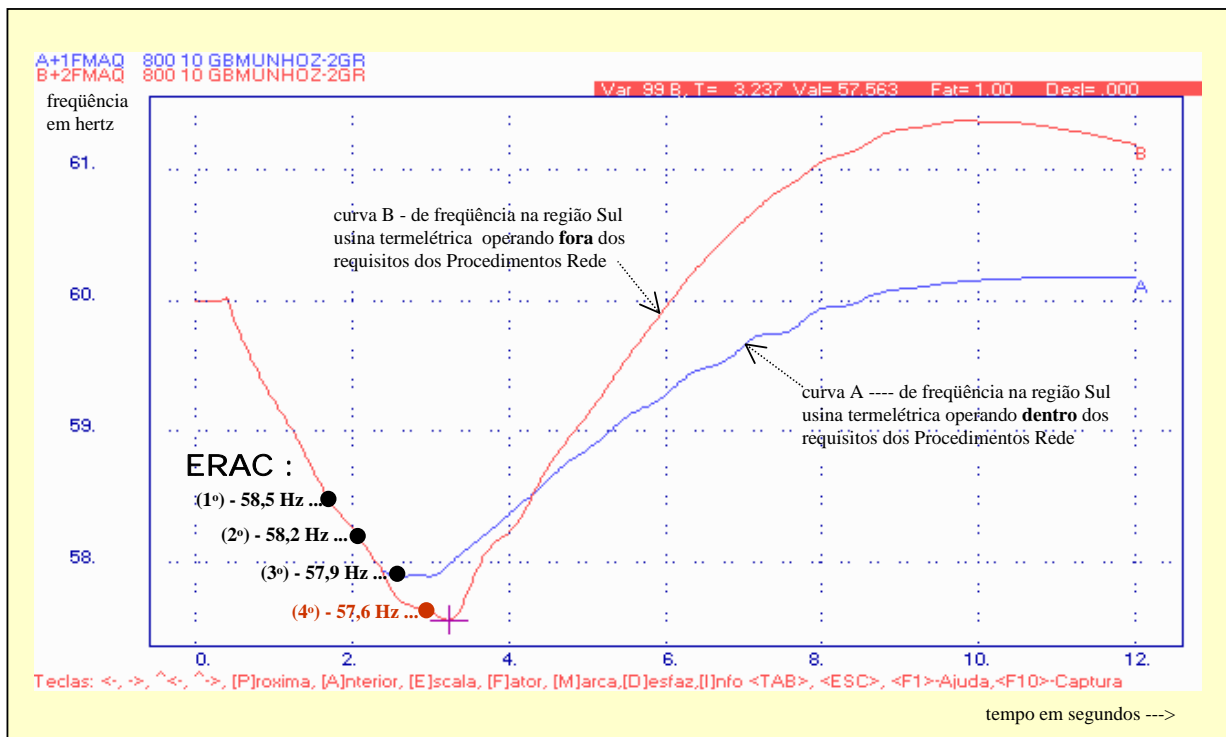


FIGURA 4 – Intercâmbio sudeste -> sul de 2000 MW: Curvas de freqüência (Hz) x Tempo (s)

Na situação (a) - curva A, observa-se que ocorre a atuação até o 3º estágio do ERAC, quando então a freqüência atinge o valor mínimo de 57,8 Hz. A carga total cortada da região sul, pelo ERAC, é de 2143 MW.

Já na situação (b) curva B, a freqüência atinge o valor de 57,5 Hz, o suficiente para provocar a atuação de mais um estágio (4º) do ERAC. Neste caso, o corte de carga adicional na região sul é da ordem de 1285 MW, e é atribuído exclusivamente à usina termelétrica em razão da sua saída precoce, antes do prazo mínimo exigido pelos requisitos dos Procedimentos de Rede. Nesse caso a carga total cortada da região sul é de 3428 MW.

4.2 Intercâmbio sudeste -> sul de 2400 MW – patamar de carga média

A Figura 5 que segue mostra o comportamento da freqüência na região sul (UHE GBM) com o resultado das simulações de abertura das interligações dos subsistemas sul e sudeste considerando novamente as situações:

- a) a que não ocorre saída da termelétrica a gás de 600 MW do sistema – curva A, e;
 b) a saída instantânea dessa usina se a frequência do subsistema sul atingir o valor de 58 Hz.

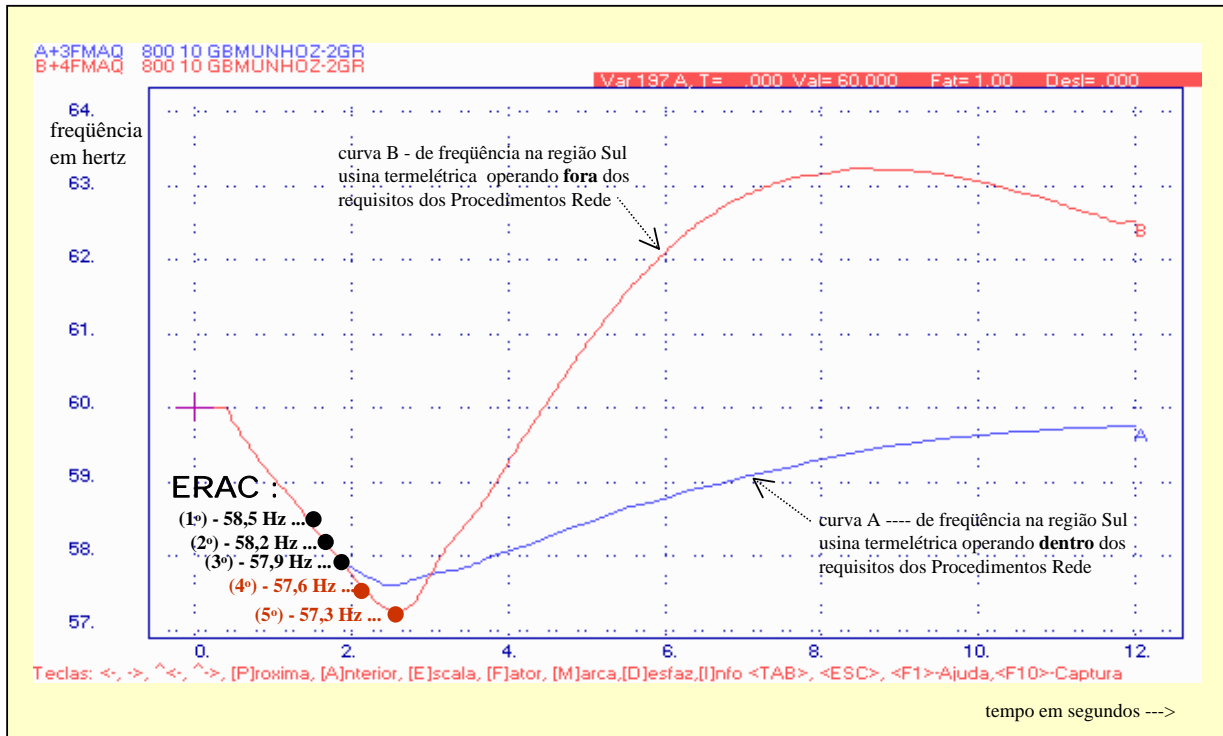


FIGURA 5 – Intercâmbio sudeste -> sul de 2400 MW: Curvas de frequência (Hz) x Tempo (s)

Na situação (a) curva A, observa-se que ocorre a atuação até o 3º estágio do ERAC, quando então a frequência atinge o valor mínimo de 57,61 Hz, no ponto próximo de atuação do 4º estágio. A carga total cortada da região sul, pelo ERAC, é de 2142 MW.

A situação (b) curva B mostra que a frequência atinge o valor de 57,2 Hz, o suficiente para provocar a atuação de mais dois estágios (4º e 5º) do ERAC, em relação ao caso (a) acima. O corte de carga adicional na região sul será da ordem de 2571 MW, atribuído exclusivamente à usina termelétrica em razão da sua saída precoce, antes do prazo mínimo exigido pelos requisitos dos Procedimentos de Rede. A carga total cortada da região sul, pelo ERAC, é de 4713 MW.

Verifica-se também, que nesse patamar do intercâmbio (2400 MW) e considerando a saída precoce da usina termelétrica na contingência, começa ocorrer sobrefreqüência no sistema sul alguns segundos após a atuação do 5º estágio do ERAC.

4.3 Intercâmbio sudeste -> sul de 1600 MW – patamar de carga leve

O patamar de carga para o horário de carga leve, para o sistema da região sul que engloba os estados do Paraná, Santa Catarina e do Rio Grande do Sul é da ordem de 5430 MW.

Simulações realizadas de contingências que levaram à abertura dos subsistemas sudeste e sul e considerando o intercâmbio de energia acima de 1400 MW indicaram que ocorrem excursões de frequência abaixo de 58 Hz no subsistema sul, e que implicariam na desconexão precoce da usina termelétrica pela atuação de seu sistema de proteção.

Foi realizada a simulação para o intercâmbio de 1600 MW no sentido da região sudeste para a região sul. O impacto provocado pela interrupção brusca da importação dessa energia proveniente da região sudeste faz com que a frequência do sistema sul, sofra uma queda imediata para valores inferiores a 58,5 Hz e aí permanecendo por alguns poucos segundos.

Essa subfreqüência é suficiente para sensibilizar os relés de proteção e acionar os estágios do ERAC para corte de carga, que é diretamente dependente do desequilíbrio que houver entre o excesso de carga e a falta de geração na região sul.

A Figura 6 que segue mostra o comportamento da frequência na região sul com o resultado das simulações de abertura das interligações dos subsistemas sul e sudeste considerando as duas situações:

- a) a que não ocorre saída da termelétrica a gás de 600 MW do sistema – curva A, e;
- b) a saída instantânea dessa usina se a frequência do subsistema sul atingir o valor de 58 Hz.

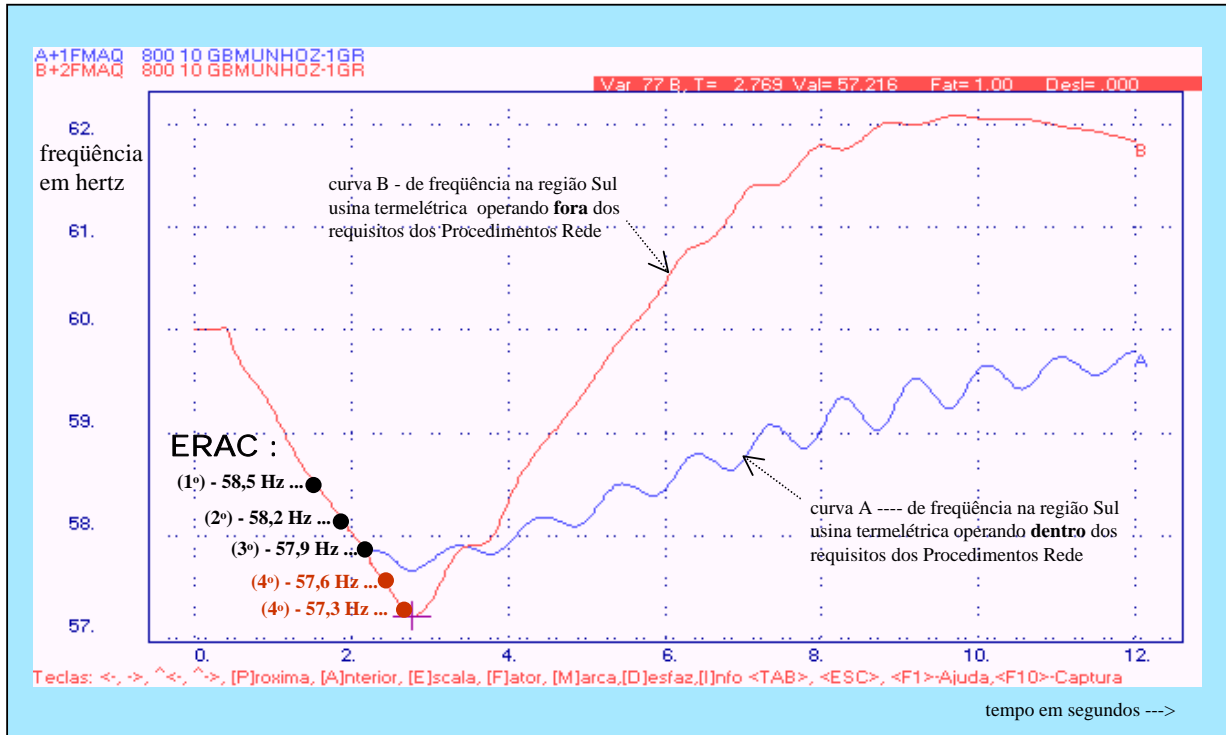


FIGURA 6 – Intercâmbio sudeste -> sul de 1600 MW: Curvas de frequência (Hz) x Tempo (s)

Na situação (a) curva A, observa-se que ocorre a atuação até o 3º estágio do ERAC, quando então a frequência atinge o valor mínimo de 57,66 Hz, no ponto próximo de atuação do 4º estágio. A carga total cortada da região sul, pelo ERAC, é de 1357 MW.

A situação (b) curva B mostra que a frequência atinge o valor de 57,2 Hz, o suficiente para provocar a atuação de mais dois estágios (4º e 5º) do ERAC. Neste caso, o corte de carga adicional na região sul será de 1629 MW, atribuído exclusivamente à usina termelétrica em razão da sua saída precoce, antes do prazo mínimo exigido pelos requisitos dos Procedimentos de Rede. A carga total cortada da região sul, pelo ERAC, é de 2986 MW.

5.0 - CONCLUSÕES

A liberação para a entrada em operação comercial de uma usina termelétrica a gás deverá ser feita tanto pela declaração do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, bem como pela do Agente Gerador responsável pela operação da usina. Porém, antes dessas declarações serem emitidas ainda são verificadas, por essas entidades, diversas etapas de aspectos operacionais.

5.1 Da parte do ONS

Caso este operador constate irregularidades na especificação dos equipamentos da usina pelo não atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede, este Operador faz ressalva no documento de liberação à operação da usina de forma que, eventuais prejuízos financeiros causados por essas irregularidades, sejam da responsabilidade do empreendedor.

5.2 Da parte do Empreendedor da Usina

Cabe assim ao Agente Gerador nessas situações, assumir o ônus, o risco e, por consequência as penalidades decorrentes da decisão dele não se adequar aos requisitos. Este trabalho mostrou através de simulações as

conseqüências técnicas e econômicas para uma usina termelétrica a gás que não atendesse ao requisito mínimo como o exemplo de subfreqüência, dos Procedimentos de Rede.

a) Conseqüências Técnicas

Tomando como base os dados registrados de perturbação elétrica já ocorrida no SIN, foram simuladas três novas situações de intercâmbio considerando que houvesse nessa ocasião uma usina termelétrica a gás do porte de 600 MW na região sul. Além disso, a exemplo de algumas usinas já implantadas no país, o relé de subfreqüência foi ajustado para atuar em 58 Hz, instantâneo.

Os resultados indicaram que haveria um corte de carga (ERAC) adicional ao ocorrido na região sul, atribuído à saída da usina antes do prazo exigido pelos Procedimentos de Rede, de 1285, 2571 e 1629 MW, para situações estudadas de intercâmbios no sentido sudeste -> sul de 2000 e 2400 MW no horário de carga média e de 1600 MW no horário de carga leve. Nesses horários a carga total da região sul estimada é de 8570 e 5430 MW, respectivamente para os períodos de carga média e leve.

Esses montantes de corte de carga adicionais dependem principalmente do momento específico em que tal evento ocorre, do porte da usina termelétrica (MW), do montante de intercâmbio e da localização da usina.

b) Conseqüências Econômicas

Para que uma usina possa se conectar ao SIN, precisa ser feito um Contrato do Uso do Sistema de Transmissão – CUST, que seria assinado entre o ONS e Agente Gerador e homologado pela ANEEL. Nesse contrato consta que as indenizações por danos diretos causados a consumidores finais, que se fizerem devidos nos termos da legislação em vigor, causadas por perturbações no SIN, cuja responsabilidade possa ser exclusiva e comprovadamente atribuída ao Agente causador, será de responsabilidade e custeado pelo mesmo.

A valoração dessas indenizações, atribuídas ao Agente causador, poderá ser na forma de custeamento da energia não suprida aos consumidores, cujo montante, dependerá do tempo decorrido na recomposição do sistema elétrico após a perturbação, bem como de indenizações que possam ser provenientes de danos em equipamentos elétricos, fundições, tecelagens, laminação de metais, linhas contínuas de produção, etc.

5.3 Alternativas do Agente Gerador

O Agente Gerador deve avaliar as alternativas, quanto à viabilidade de implantação e custos, para sair da sua condição de irregularidade no atendimento aos requisitos de subfreqüência dos Procedimentos de Rede:

- Implantação de esquema de ilhamento da usina com carga local. Porém em situações de falha ou ineficácia do esquema de ilhamento proposto, cabe ao Agente Gerador assumir as penalidades decorrentes.
- Renegociar o contrato de compra com o fabricante do equipamento, quanto aos custos associados que seriam agregados ao valor do empreendimento para fazer a alteração do projeto de forma a atender os requisitos. Ou então obter a permissão do fabricante para alterar os ajustes da proteção de subfreqüência sem a perda de garantia dos equipamentos.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Perturbação no Sistema Interligado em 21/01/2002, às 13:35 h – Relatório COS 01/02 – COPEL.
- (2) Caso base de fluxo de potência do SIN – 2º quadrimestre de 2003.
- (3) Programa de Análise de Rede - ANAREDE do CEPEL (versão V08-JAN03).
- (4) Banco de dados de estabilidade – ONS (versão janeiro/2003).
- (5) Programa de Estabilidade Transitória – ANATEM do CEPEL (versão V09-12/02).
- (6) Manual de Procedimentos de Operação do NOS – Controle de freqüência quando do déficit de geração no sistema (Módulo 1.2 IOG-011 revisão 3).
- (7) Procedimento de Rede – Módulo 3, Submódulo 3.8, Tabela 1 – Requisitos Técnicos Gerais (revisão 2).