



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

GAT-13
19 a 24 Outubro de 2003
Uberlândia - Minas Gerais

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

**AVALIAÇÃO DINÂMICA DA MUDANÇA DO CONTROLE DE POTÊNCIA PARA
POTÊNCIA-FREQÜÊNCIA EM UNIDADES GERADORAS NO SISTEMA MANAUS**

**Mauro da Silva
MANAUS ENERGIA**

**Francisco Damasceno Freitas*
Universidade de Brasília**

RESUMO

Este artigo apresenta resultados da investigação do impacto da mudança do tipo de sinal atuando sobre o controle de velocidade de unidades de produtores independentes de energia (PIEs). A mudança é do modo potência constante para potência-freqüência. A estratégia de controle é estudada e implementada em somente uma. As demais unidades são representadas por controle de freqüência ou de fator de potência. A concepção adotada para o modo de controle misto consiste em se efetuar a mudança de um tipo de funcionamento para outro, sempre que houver uma variação absoluta de freqüência superior a 0,5 Hz. Para avaliar o desempenho da estratégia, testes são realizados no sistema Manaus, de característica hidrotérmica. Resultados de simulações são mostrados, indicando que há benefícios quando se efetua a mudança proposta no modo de controle das unidades geradoras.

PALAVRAS-CHAVE

Controle potência-freqüência. Sistemas isolados. Subfreqüência. Sobrefreqüência. Estabilidade.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema Manaus é um sistema hidrotérmico isolado, contando com geração hidráulica proveniente da usina de Balbina e geração térmica de unidades a gás, motores Wartsila, entre outras. Trata-se de um sistema onde máquinas de produtores independentes (PIEs) e outros produtores apresentam potências comparáveis. Em 1997, com a entrada em operação do primeiro PIE, foi observada uma série de desligamentos no sistema. Após análises, concluiu-se que o modo de controle das unidades, sob potência e

fator de potência constantes, contribuía decisivamente para esses problemas. Além disso, os relés de subfreqüência e sobrefreqüência daquelas unidades eram inadequadamente ajustados, pois na situação em que mais se necessitava de geração, ocorria desligamento das unidades. Em situações de transitórios, as maiores excursões de freqüência eram devidas ao modo de controle adotado pelo PIE, agravadas pela atuação de proteções de freqüência e de tensão, somadas à baixa inércia das unidades geradoras.

Este trabalho apresenta simulações e relatos de experiência com a operação de PIEs no sistema da Manaus Energia. O objetivo é apresentar situações em que se alterou o modo de controle de potência ativa em um PIE para um modo misto, no qual há ações de controle de potência e de freqüência. A nova concepção adotada consiste em se efetuar mudança de um modo de funcionamento para outro, caso haja variações absolutas de freqüência superior a 0,5 Hz, em relação ao valor nominal. Simultaneamente, são efetuados reajustes nas grandezas freqüência e tensão das unidades geradoras envolvidas. Com este fim, é proposta uma característica em que duas ações de controle são contempladas. Procura-se não comprometer as metas de atendimento do PIE e melhorar o desempenho dinâmico do sistema. Simulações para os dois modos de controle são efetuadas. Para retratar o comportamento do sistema, procurou-se representar detalhadamente as unidades geradoras, com os seus reguladores de tensão e de velocidade. Os relés de controle de freqüência foram modelados em pontos tais como ocorrem na rede física. Testes sobre o sistema são verificados, incluindo perda de unidades geradoras, rejeição de carga, atuação de relés de subfreqüência e de sobrefreqüência.

*Depto. de Eng. Elétrica-UnB –Nº 1 – UnB – Universidade de Brasília – Asa Norte –
Brasília – DF – CEP - 70.910-900 – Tel.: (61) 273-5977

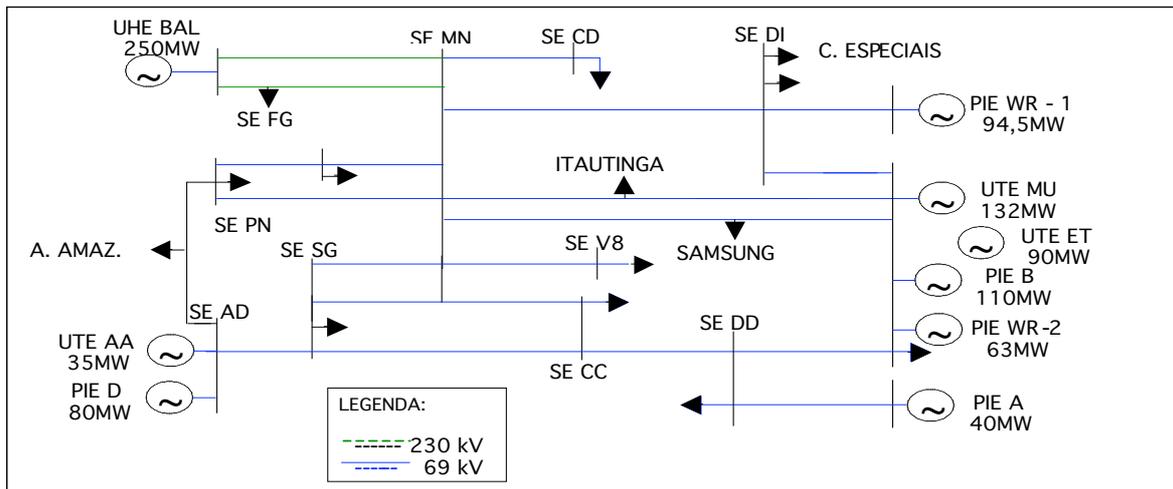


FIGURA 1 – DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO SISTEMA MANAUS

2.0 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

O parque gerador de Manaus é composto de usinas termoelétricas (UTE) e uma usina hidrelétrica (UHE). O diagrama unifilar mostrado na Figura 1 exhibe as principais usinas, interligações e cargas. Para efeito de simplificação, não são mostrados os transformadores existentes. A Tabela 1 apresenta a relação das usinas, o tipo e a respectiva capacidade instalada.

TABELA 1 – USINAS E CAPACIDADE INSTALADA

Usina	TIPO	Capacidade (MW)
BALBINA	Hidráulica	250
APARECIDA	Térmica	70
MAUÁ	Térmica	132
ELECTRON	Térmica	48
USINA A (PIE)	Térmica	40
USINA B (PIE)	Térmica	110
USINA D (PIE)	Térmica	80
USINA W (PIE)	Térmica	157

A usina de Balbina é interligada à subestação de Manaus I, através de dois circuitos em 230 kV, com 180 km de extensão. Por sua vez, a subestação Manaus I se interliga a um anel em 69 kV através de 3 bancos de transformadores de relação 230/69/13,8 kV e 150 MVA de capacidade de transformação cada. O anel em 69 kV contém 11 subestações abaixadoras de 69/13,8 kV.

Ao todo, o sistema Manaus é composto por cerca de 150 km de linhas de transmissão em 69 kV e 360 km em linhas de 230 kV. Com exceção da UHE Balbina, o restante das usinas são térmicas e ficam instaladas próximas às cargas. A seguir são apresentadas as suas principais características.

2.1 Características principais das usinas

UTE – Aparecida - apresenta uma unidade geradora tipo LM 6000, com capacidade de 36 MW,

tendo possibilidade de ser ampliada fazendo uso de outra unidade geradora de 36 MW (LM 6000) e mais uma outra unidade de 20 MW.

UTE - Usina D (PIE) – possui duas unidades geradoras de 44 MW, tipo LM 6000. É um PIE contratado para gerar até 40 MW. Adota o modo de controle de potência no sistema de controle de combustível e de fator de potência no sistema de controle de excitação.

UTE – Mauá - Composta de 4 unidades geradoras a vapor com potência nominal de 132 MW, sendo 2 com 16 MW e 2 com 50 MW.

UTE - Usina A (PIE) - Composta de uma unidade geradora a gás com 2 turbinas combinadas, totalizando 40 MW. Opera também com controle de potência no sistema de combustível e controle de fator de potência no sistema de controle de excitação.

UTE - Usina B (PIE) - apresenta unidades geradoras a gás de 55 MW, adotando o controle de potência ativa no sistema de combustível e de controle de fator de potência no sistema de excitação.

UTE - WR (PIE) - Composta de 10 unidades geradoras movidas a motor diesel, com 15,75 MW, cada unidade, distribuídas assim: 6 unidades (WR-1) conectadas a dois transformadores elevadores, os quais permitem a alimentação da subestação Distrito Industrial. As outras 4 unidades (WR-2) são conectadas ao barramento da UTE- Mauá.

UHE – Balbina - composta de 5 unidades geradoras de 50 MW, podendo alcançar 55 MW em caso de necessidade. Não possui CAG (Controle Automático de Geração). A correção de frequência em regime permanente é feita manualmente.

UTE – Electron - usada como reserva fria do sistema. É composta de 6 unidades geradoras,

totalizando atualmente 48 MW. Todas as unidades adotam nos seus geradores o controle de frequência e tensão.

Na época em que se deu a entrada em operação das primeiras unidades de PIEs, o modo de controle de seus geradores eram ajustados para manter a potência ativa e fator de potência constantes. Tal restrição para o sistema mostrou-se bastante severa, deixando o sistema com margem mínima diante de transitórios, até mesmo de fraca intensidade.

Após constatado que essa era a causa dos inúmeros desligamentos - a partir da entrada dos PIEs - foi necessário efetuar novos ajustes a fim de tornar o sistema mais forte. A seguir é apresentada uma metodologia de ajuste dos reguladores e os novos ajustes para os relés de frequência das unidades

3.0 - METODOLOGIA USADA NOS AJUSTES

São usados os geradores da usina WR para implementação do tipo de controle proposto a seguir.

Para a usina foi proposto adotar-se o modo de controle misto, ou seja, quando há uma variação absoluta de frequência acima de 0,50 Hz, o controle após 150 ms é comutado de *controle de potência* para *controle de velocidade*. O controle de fator de potência é adotado no sistema de excitação.

Com a entrada dos PIEs, houve necessidade de ajustes nos relés de subfrequência e sobrefrequência das unidades. Os novos ajustes deveriam considerar uma atuação mais rápida, uma vez que mais unidades térmicas foram adicionadas ao sistema. A Tabela 2 mostra os ajustes antigos, enquanto a Tabela 3 exhibe os novos. As grandezas *f* e *t* nas tabelas indicam, respectivamente, a frequência ajustada e a temporização associada. Há locais onde havia relé instalado, porém os mesmos eram deixados fora de operação. Em outros, apenas as unidades de subfrequências eram ajustadas.

TABELA 2 – AJUSTES ANTIGOS

USINA	Subfrequência		Sobrefrequência	
	f (Hz)	t (s)	f (Hz)	t (s)
PIE (A)	58,50	0,50	63,00	0,50
PIE (B)	58,80	1,00	61,00	1,00
PIE (D)	58,00	5,00	62,00	5,00
PIE (WR)	58,50	0,20	61,50	0,20
UTE AA	56,00	5,00	66,00	3,00
UTE MU TV	56,00	0,12	**	**
UTE MU TV	* 56,00	* 0,12	**	**
UHE BAL	**	**	**	**

* Relé instalado, porém fora de operação.

** Não há relés ou estão bloqueados

TABELA 3 – AJUSTES NOVOS

USINA	Subfrequência		Sobrefrequência	
	f (Hz)	t (s)	f (Hz)	t (s)
PIE (A)	57,00	0,60	62,00	1,00
PIE (B)	57,00	0,60	62,00	1,00
PIE (D)	57,00	0,60	62,00	1,00
PIE (WR)	57,00	0,60	62,00	1,00
UTE AA	56,00	5,00	66,00	3,00
UTE MU TV 1/2	56,00	0,12	-	-
UTE MU TV 3/4	-	-	-	-
UHE BAL	-	-	-	-

4.0 - TESTES E RESULTADOS

Para avaliar o desempenho após os novos ajustes, foram realizados vários testes sobre o sistema Manaus. Os testes incluem simulação de curtos-circuitos, de perda de geração, de rejeição de carga e de contingências. Os principais aspectos considerados são: influência dos modos de controle de frequência, o controle de potência constante e fator de potência constante, e os esquemas de proteção de frequência adotados. A rede modelada é a equivalente à carga pesada do ano 2001. Os geradores são representados em suas formas detalhadas, tanto em relação aos sistemas de excitação, quanto aos reguladores de velocidade. Os curtos-circuitos simulados em alguns pontos do sistema, ativam a respectiva proteção associada, fazendo com que desligamentos apropriados sejam efetivados. Em todos os casos, as cargas foram representadas por impedância constante.

Os resultados apresentados adiante referem-se ao perfil de carga pesada. Embora simulações com carga leve tenham sido realizadas, os resultados não causam impactos significativos em relação aos de carga pesada, que serão aqueles a ser discutido neste artigo.

Foram consideradas perturbações do tipo curto-circuito trifásico nos seguintes locais: barra de 69 kV da subestação Distrito, e usina D (PIE).

4.1 Curto-circuito na subestação Distrito

Foi simulado inicialmente um curto-circuito trifásico no lado de 69 kV da subestação Distrito (SE DI no diagrama da Figura 1), havendo atuação da proteção em 400 ms. Nessa primeira simulação, considerou-se a usina WR (PIE) operando com controle de potência em seu regulador de velocidade e ajustes antigos de relés de frequência. Após 450 ms da falta, ocorreu desligamento da linha de 69 kV que interliga a subestação à usina WR-1. Semelhante procedimento foi realizado, agora considerando o novo modo de controle – modo misto do tipo potência-frequência - e novos ajustes dos relés de frequência. Também neste modo de

controle, houve desligamento da linha de 69 kV, ocorrendo em ambos os casos a perda de 94,5 MW. A Figura 2 mostra o comportamento da frequência (em Hz) do sistema, no tempo, nas duas situações: A – potência constante e ajustes antigos dos relés, B – modo misto potência-freqüência e ajustes novos de freqüência.

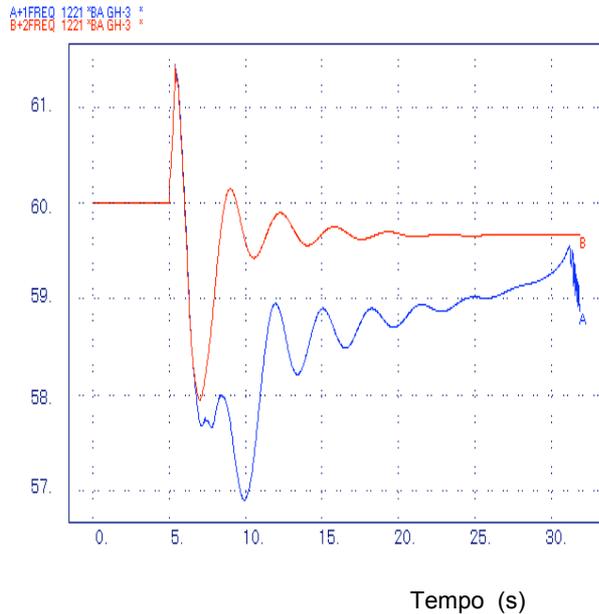


FIGURA 2 – EVOLUÇÃO DA FREQUÊNCIA APÓS CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

No modo de controle potência constante, a freqüência atingiu cerca de 57 Hz. O sistema de proteção provocou desligamento de todos geradores da usina WR (WR-1 e WR-2) e usina B, respectivamente, em 6,97 e 7,63 s. Como consequência da perda de geração, o problema se agravou ocorrendo rejeição de carga por subfreqüência em alguns locais, após a saída das duas usinas. Decorridos mais de 35 s após a falta, o sistema entrou em colapso e perdeu a estabilidade. Quando o modo de controle é do tipo misto, para a mesma falta, o sistema mostra-se estável. Embora tenha havido a perda de 94,5 MW da parte WR-1 da usina, que seria interligada a SE DI através da linha de 69 kV, 4 unidades da parte WR-2 permaneceram ligadas através do barramento da SE Mauá. A Figura 3 mostra a potência de WR-2 no modo de controle potência constante (curva A) e misto (curva B). Apesar da freqüência atingir transitoriamente 58 Hz no funcionamento em modo misto, o sistema retorna ao equilíbrio com cerca de 15 s, atingindo um patamar de freqüência levemente inferior a 60 Hz. O valor de freqüência abaixo da síncrona se deve à perda de unidades de WR-1.

A Figura 4 mostra a situação de duas cargas do sistema, quando submetido à falta na SE DI. Observa-se que sob o modo de controle de potência da unidade WR, o esquema de alívio tenta cortar carga. Uma parcela maior é retirada na SE CD. Porém, após cerca de 25 s, o sistema entra em colapso perdendo a estabilidade. A retirada de

carga naquela subestação se verifica por subfreqüência, 9,73 s após início da falta. Já na SE Flores o intervalo foi de 9,77 s. Deve ser observado que antes de atingir tais tempos, alguns geradores já haviam sido desligados também por subfreqüência. Portanto, o ajuste dos relés de freqüência e a faixa de atuação nos geradores mostram-se inadequados. Com o modo de controle misto e os novos ajustes dos relés de freqüência o problema foi corrigido. As demais unidades do sistema absorveram os 94,5 MW rejeitados por consequência da saída de parte da usina do PIE WR

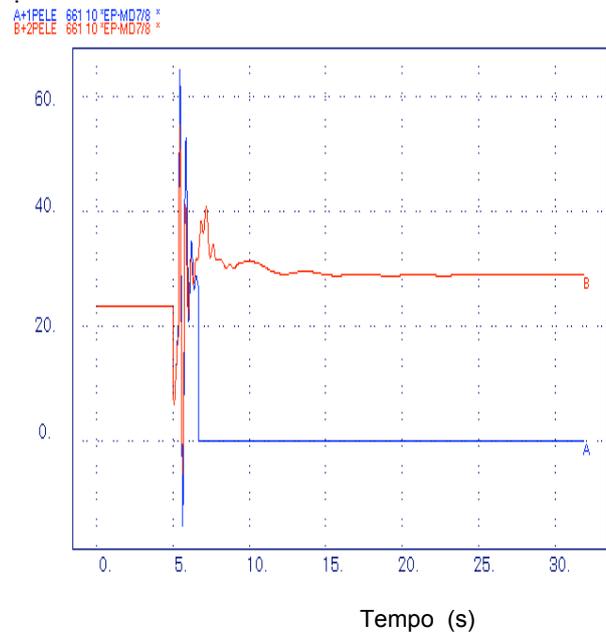


FIGURA 3– POTÊNCIA DE GERADORES DE WR-2

A Figura 5 mostra a variação do ângulo do rotor para as unidades da UTE AA. A curva A corresponde ao modo de controle por potência constante, enquanto a curva B refere-se ao modo misto. Observa-se que na primeira situação, o sistema tenta se adaptar ao novo ponto de equilíbrio. Porém, entra em colapso e perde a estabilidade. Por outro lado, na segunda situação, apesar do impacto inicial, a sua estabilização é verificada, e um novo ponto de operação é alcançado.

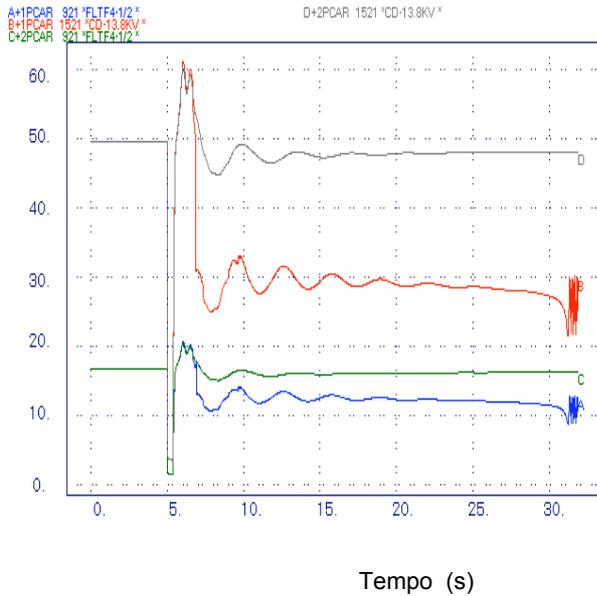


FIGURA 4 – COMPORTAMENTO DAS CARGAS.

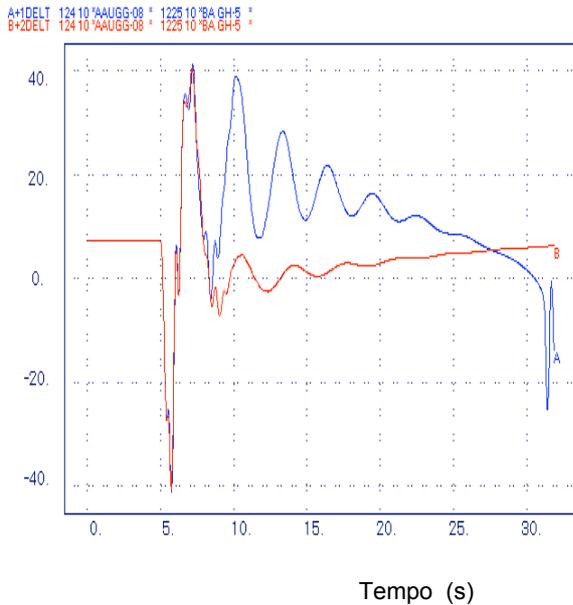


FIGURA 5 – ÂNGULO DO ROTOR DA UTE AA

A Figura 6 mostra como a potência reativa do gerador da UTE AA varia. Na situação onde o controle é do tipo potência constante, a falta - e em seguida a contingência - causam ao gerador uma saída de potência reativa de natureza oscilatória e crescente. Observa-se que o gerador deve ser desligado, pois o sistema entra em colapso e o próprio gerador viola a sua curva de capacidade. Já quando o controle é misto, verifica-se que há demanda de reativo. Porém, ocorre estabilização em um nível de potência viável de ser suprido pelo gerador.

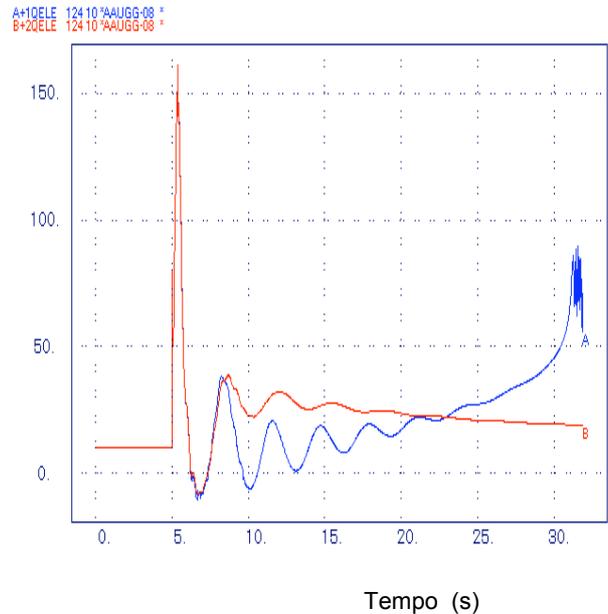


FIGURA 6 – POTÊNCIA REATIVA DA UTE AA

4.2 Curto-circuito entre a usina D e a UTE AA

Nesta subseção, são apresentados os resultados e suas repercussões referente à simulação de um curto-circuito trifásico entre a usina D (PIE) e a UTE AA. Considerou-se geração máxima nas duas usinas. Foi suposto que a proteção atuou em segunda zona, ocorrendo eliminação do defeito em 570 ms. Devido à falta, houve perda da usina D (PIE), havendo, portanto perda de 80 MW.

A Figura 7 mostra a excursão do sinal de frequência do sistema para a situação em que é empregado o modo de controle de potência constante na usina WR (PIE) (curva A) e modo misto (curva B). Em ambas as situações o sistema é estável. Entretanto, na situação da curva A, o sistema atinge o estado de regime permanente em um nível de frequência inferior em relação àquele da curva B. O resultado indica que o impacto na primeira condição foi mais sensível.

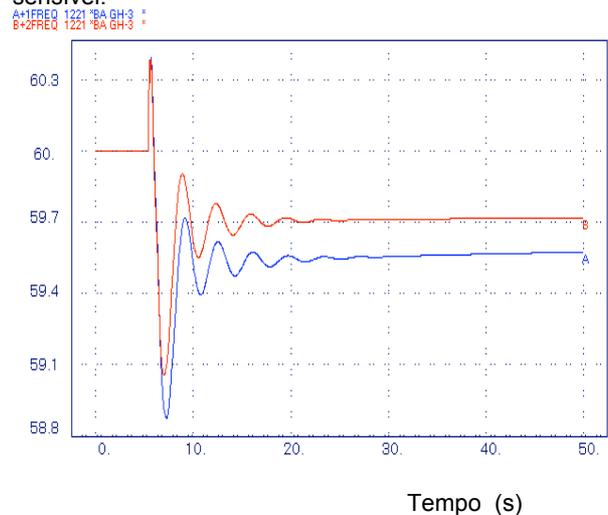


FIGURA 7 – FREQUÊNCIA DO SISTEMA

A Figura 8 mostra os sinais de potência elétrica para a usina WR-1 (PIE). A saída é diferente para os dois modos de controles avaliados. Quando a usina opera sob o modo de potência constante (curva A), após o transitório, ela mantém o seu despacho original como se nenhuma perturbação tivesse acontecido. Nesta situação, o peso de assegurar a estabilidade do sistema recai sobre os demais geradores que apresentam reguladores com queda de velocidade.

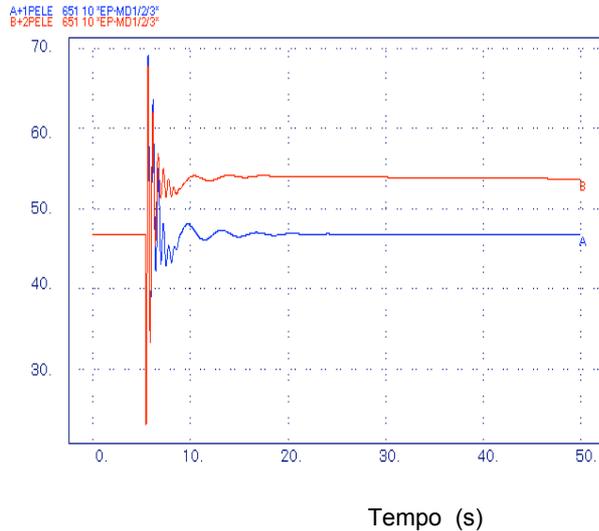


FIGURA 8 – POTÊNCIA ATIVA DA USINA WR-1

Quando a usina WR é dotada de controle no modo misto, os geradores contribuem para regulação da frequência, assumindo carga. Esta situação mostra-se mais adequada e contribui para estabilização da frequência em um nível próximo ao valor síncrono.

Das duas perturbações simuladas, a mais severa é aquela apresentada na Subseção 4.1. A explicação fundamenta-se no fato de que o local da falta encontra-se próximo a uma usina com modo de potência constante (na pior situação). Ou ainda, com modo de controle misto potência constante, podendo migrar para controle de velocidade após 150 ms. Outras simulações foram efetuadas, considerando curtos-circuitos e rejeição de carga. Porém o impacto observado foi menor comparativamente aos casos já mostrados antes.

4.3 Ensaio de campo na usina WR

Foram realizados ensaios de campo nas unidades da usina WR com a finalidade de reajustar os modos de controle das unidades geradoras. A Figura 9 mostra a resposta para o caso em que o modo de controle é do tipo potência constante. Pode-se observar o comportamento oscilatório tanto da potência de saída do gerador quanto do sinal de frequência. A Figura 10 exhibe a resposta, agora, considerando a modalidade de controle misto do tipo potência – frequência. Quando a frequência atinge um determinado limite, há migração para o modo de controle de frequência (inserção de um “droop”). Após a normalização do sistema, o gerador retorna

para o modo inicial de controle. Nesta última situação, não são observadas oscilações significativas.

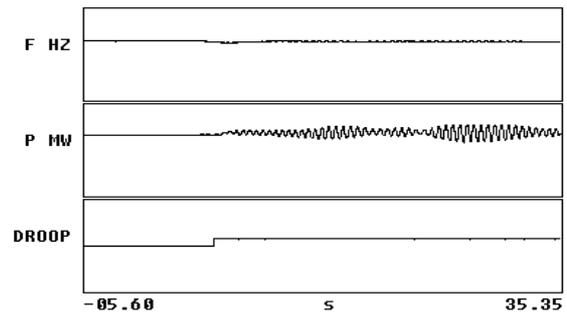


FIGURA 9 – ENSAIO: MODO POTÊNCIA CONSTANTE

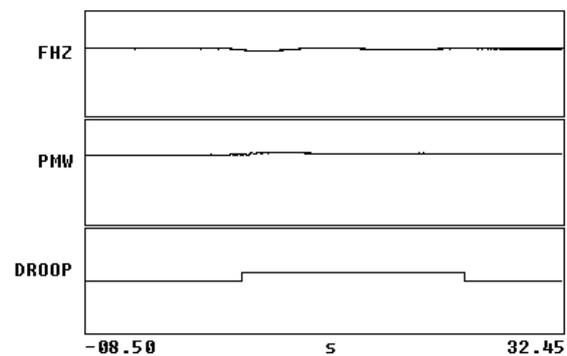


FIGURA 10 – ENSAIO: MODO MISTO

A alteração do modo de controle de potência para potência-frequência proporcionou melhora significativa no desempenho dinâmico do sistema. Porém, para variações absolutas de frequência de até 0,5 Hz, a usina WR (PIE) continua com o ajuste de potência constante.

Para efeito de comparação, verificaram-se os números de desligamentos ocorridos em 1999, somente devido ao modo de operação do controle de velocidade, quando a usina operava sob o modo de potência constante. E em 2000, quando a usina passou a operar sob o modo misto. Em 1999, ocorreram 153 desligamentos, enquanto no ano de 2000 foram verificados apenas 13.

5.0 - CONCLUSÃO

Este artigo apresentou simulações e experiências no sistema Manaus com a operação de PIEs. Foram efetuadas simulações dinâmicas, considerando-se uma das usinas com um modo de controle misto no sistema de regulação de velocidade. A nova concepção consiste em se efetuar mudança no modo de controle de potência ativa para um modo no qual há ações de controle de potência e de frequência, caso ocorram variações de frequência superior a 0,5 Hz, em relação ao valor nominal. Simultaneamente, são efetuados reajustes nas grandezas frequência e tensão das unidades

geradoras envolvidas. Esta alteração não afeta as metas de suprimento do PIE e melhora as condições transitórias para o sistema.

Para retratar adequadamente o comportamento do sistema, os seus reguladores de tensão e de velocidade foram representados de forma detalhada. Os relés de controle de frequência foram modelados em pontos tais como ocorrem na rede física. Testes sobre o sistema foram verificados, incluindo perda de unidades geradoras, rejeição de carga, atuação de relés de subfrequência e de sobrefrequência.

A mudança no modo de controle melhorou o desempenho dinâmico do sistema Manaus. Os desligamentos de unidades geradoras, após adoção da estratégia de controle proposta nas unidades de PIEs, foram drasticamente reduzidos.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) C. Angst, J. F. Lima. *Sistema Manaus: Situação Dinâmica do Sistema Elétrico com a entrada dos PIEs*. Nota Técnica CEOE – Eletronorte, 1999.
- (2) R. F. Tatagiba. *Ordens de Ajustes de Proteção contemplando entrada do PIE*. Nota Técnica CEO – Eletronorte, 1997.
- (3) M. da Silva. *Influência do Modo de Operação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica na Estabilidade de Sistemas Isolados*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília-DF, 2002.
- (4) C. Angst, F. D. Freitas, N. H. M. Nunes. *Controle de Frequência e Potência Ativa em Sistemas Hidrotérmicos Isolados*. IX ERLAC, Foz do Iguaçu, maio, 2001.