



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

CB/GCR/11

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - 6

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA- GCR

**ULTRAPASSAGEM DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO – MUST
PELA COPEL GET, UMA ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA**

**José Roberto P. da Silva (*)
COPEL GeT**

**Leandro A. Nacif
COPEL GeT**

**Pedro Costa R. Junior
COPEL GeT**

RESUMO

Existem períodos em que o Sistema Interligado Nacional – SIN, opera com sub-frequência, muitas vezes por um tempo prolongado, e que são provocadas por deficit de energia (ou potência) ou por contingências nesse SIN. Durante alguns desses períodos de sub-frequência, na COPEL GeT verificam-se ultrapassagens do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - MUST, com conseqüente aplicação de multa, como já ocorreu na UP G.J. Richa – UHE GJR. Por outro lado, essas violações dos limites do MUST raramente são provocadas pelos Agentes penalizados, e sim como conseqüências naturais e esperadas de fenômenos físicos e de atuações corretas e desejadas dos dispositivos de controle e proteção dos geradores, como por exemplo, a ação dos estatismos permanentes dos reguladores de velocidade das máquinas. Essa consideração torna a penalização em questão um fato paradoxal. Assim sendo, referente ao assunto em questão, o presente artigo apresenta uma análise técnica dos eventos que provocam a ultrapassagem, uma análise econômica do cenário e propõe, com uma respectiva análise, possíveis soluções.

PALAVRAS-CHAVE

MUST, Sistema Interligado Nacional, Sub-frequência, Regulador de Velocidade, Estatismo

1.0 - INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional - SIN vem experimentando sistematicamente uma relativa diminuição na disponibilidade de potência, frente ao aumento da demanda instantânea verificada nos dias úteis, principalmente entre as quatorze e vinte horas (1) e (2). Nestes momentos de elevada demanda instantânea todos os recursos disponíveis no Sistema Interligado Nacional estão despachados em seus respectivos limites superiores de operação. Caso ocorra a subfrequência devido ao aumento da carga ou a perda de algum gerador sincronizado, a resposta natural (e saudável) das máquinas é o aumento da geração para além do seu limite operacional o que viola também o Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST, cuja contratação é regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL 399 que foi substituída pela Resolução Normativa ANEEL 666 de 23/06/2015 a qual define os valores considerados nos procedimentos de operação. Em algumas destas situações a COPEL GeT ultrapassou o MUST o que implicou em multa para a COPEL.

Essa situação gera uma pergunta: “tal multa é procedente?” Na visão técnica da Copel essa questão deve ser mais aprofundada, o que motivou o presente trabalho.

2.0 - DESENVOLVIMENTO

Este artigo aborda o problema de violação do MUST e respectiva multa segundo as seguintes etapas: Identificação clara do problema. Estudo dos conceitos e da forma de atuação dos equipamentos envolvidos nos fenômenos referentes ao MUST. Avaliação técnica, baseada nos entendimentos anteriores, do processo de multa aplicada na

Copel, para identificar se a punição financeira foi e será cabível ou não, com as respectivas justificativas. Proposição de soluções, aos órgãos de controle, operação e regulação do setor elétrico brasileiro, para aprimorar o processo de punição financeira. Apresenta-se a seguir cada uma dessas etapas.

2.1 Identificação do Problema

Existem situações em que a COPEL GeT ultrapassa o valor definido para o MUST em determinadas instalações de geração, como o ocorrido na UHE GJR (nome atual da UHE Salto Caxias). Esse valor está estabelecido nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, e a sua violação implicou em uma multa aplicada na Copel GeT.

A Copel GeT entende que essa questão deve ser aprimorada, em função da natureza do fenômeno envolvido. E esse é o problema foco do presente artigo.

2.2 Estudo dos conceitos e da forma de atuação dos equipamentos envolvidos nos fenômenos referentes ao MUST

2.2.1. Uma área elétrica - AE - ou sistema elétrico - SE - com geradores operando.

Nessa AE, quando ocorrer um desvio da frequência, em relação ao valor nominal- 60Hz - cada gerador síncrono desse sistema responderá com uma variação da potência ativa gerada, segundo uma curva característica de resposta do seu regulador de velocidade – RV - que na forma linearizada, é ilustrada na figura 1 a seguir.

Nessa figura 1, o eixo das abcissas apresenta a abertura do distribuidor – a - da qual a geração de potência ativa gerada é proporcional. O eixo das ordenadas apresenta a rotação mecânica da máquina - n - que é relacionada com a frequência elétrica (ou simplesmente frequência) - f - através do número de polos. A curva característica de operação apresentada no gráfico está na forma de reta, que é uma aproximação aceitável da curva segmentada real. O inverso da inclinação dessa reta - $1/\text{tg}\alpha$ - é conhecido como estatismo permanente, representado classicamente pela letra R.

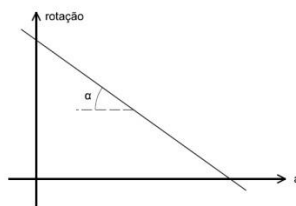


Figura 1 – Curva característica de resposta de um regulador de velocidade de geradores síncronos

Seja agora um gerador síncrono desse SE operando com a rotação nominal n_{nom} e com uma abertura a_1 do seu órgão primário, correspondente ao ponto de operação (PO) 1, conforme a figura 2 a seguir.

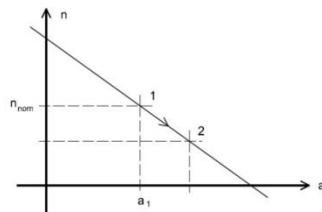


Figura 2 – Análise de uma queda de rotação versus variação da abertura do distribuidor

Quando ocorrer um súbito deficit de geração no SE, o gerador em questão será submetido a uma potência acelerante negativa, que provocará uma redução da sua rotação, e conseqüentemente da sua frequência gerada.

Nessa situação, a resposta do seu RV será segundo o caminho 1-2 apresentado na figura 2, a abertura do distribuidor aumentará, haverá um aumento da energia primária de entrada nesse gerador e um aumento da potência ativa gerada por essa máquina.

O ponto de operação 2 se caracteriza pelo equilíbrio entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica de saída do gerador,

Devido a lei de controle adotada no controlador do RV, no ponto 2 a estabilização da frequência não ocorre no valor nominal, que será atingido através da ação de outra malha de controle, a malha de regulação secundária, cuja lei de controle utiliza os dados medidos em tempo real da frequência na AE e do intercâmbio de potência ativa entre os SE adjacentes.

A partir desse exemplo, pode-se concluir que enquanto houver desvio de frequência de uma área em relação ao valor nominal, as máquinas dessa área receberão um comando automático de seus RV no sentido de alterar a potência ativa gerada até que o equilíbrio potência mecânica de entrada e potência elétrica de saída seja atingido.

No caso específico de ocorrência de subfrequência, esse comando será no sentido de provocar um aumento da geração de potência ativa. E mais, se as máquinas comandadas não puderem aumentar a sua geração, o déficit de geração continuará existindo e conseqüentemente, o desvio da frequência em relação ao seu valor nominal. Esse raciocínio pode ser extrapolado para o caso de considerarmos mais de um gerador operando em uma área elétrica.

2.2.2 Outra situação

Seja um SE com uma carga total de 55.000MW. Seja uma súbita perda de 800MW - ΔP_c - de geração. O cálculo aproximado, porém conceitualmente correto, do valor da frequência resultante nesse SE, em regime permanente, em duas situações é apresentado a seguir: 1) Sem a ação do RV das usinas desse SE; 2) Com a ação do RV das usinas desse SE.

- Sem ação do RV, em regime permanente, o desvio da frequência Δf é dado por:

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_c}{D}$$

Onde

Δf - desvio da frequência em relação ao valor nominal, em regime permanente;

ΔP_c - variação da carga, no caso no exemplo $800/55000=0,01455$ por unidade (pu);

D - característica natural da carga com a frequência, no caso $1,0\text{puMW/puHz}$.

O cálculo fornece um $\Delta f = 0,873\text{Hz}$, o que implica em uma frequência de $59,13\text{Hz}$ em regime permanente.

- Com ação do RV, o desvio da frequência em relação ao valor nominal, em regime permanente, é dado por:

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_c}{D + \frac{1}{R}}$$

Onde

R o estatismo permanente, no caso igual a $0,005\text{ puMW/puHz}$.

O cálculo do desvio de frequência indica $\Delta f = 0,0416\text{Hz}$, e a frequência em regime permanente é $59,96\text{Hz}$.

Observando os resultados dos dois casos, percebe-se:

- que após a ocorrência de um distúrbio no SE, que provoque desequilíbrio carga/geração, haverá um desvio de frequência em relação ao valor nominal;
- conseqüentemente, os reguladores de velocidade individuais das máquinas atuarão segundo os seus estatismos permanentes, alterando o valor da geração que estava antes do distúrbio;
- essa ação termina quando é atingido o equilíbrio entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica de saída de cada máquina do SE, e nesse equilíbrio, verifica-se um erro de frequência em regime permanente.

É fato que após o distúrbio, o valor da potência ativa gerada pelas máquinas é diferente do valor gerado antes desse distúrbio. A correção final da frequência para o valor nominal é feita pelo sistema de controle secundário, executado por outra malha de controle, implantada em um sistema comumente chamada de controle automático da geração. Caso o sistema elétrico possua máquinas com reserva de potência suficiente e se essas estiverem sob a ação do sistema de controle automático da geração, elas assumirão a geração necessária para zerar o desvio da frequência. Por outro lado, se o sistema elétrico não possuir reserva de potência suficiente para a correção final da frequência, a frequência permanecerá em um valor não nominal, com as máquinas gerando o valor definido pelos seus estatismos, e diferente do valor que geravam antes da ocorrência. Nesse caso, em função da mudança de geração e da duração desta alteração, pode ocorrer uma violação do MUST.

2.2.3. As grandes conclusões até aqui

- os geradores síncronos operando em um sistema elétrico alteram automaticamente a sua geração de potência ativa sempre que ocorrer uma diferença entre a carga total do sistema e a geração total desse;
- essa alteração pode ser para maior ou menor valor de potência ativa gerada, dependendo se o distúrbio provocar sub ou sobre frequência respectivamente;
- essa alteração é tecnicamente correta, legal, automático, e com ajustes definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, com o único objetivo de auxiliar todo o sistema elétrico no processo de recuperação da frequência após a ocorrência de distúrbios;

- quando um gerador síncrono tem o seu RV bloqueado em valores abaixo de 100% de abertura do distribuidor (ou do bico injetor) ele não participa plenamente desse processo de recuperação, e assim é um elemento importante que não auxilia na manutenção do item de Qualidade de Energia do sistema onde estiver inserido.
- fica claro que a ultrapassagem do MUST, da forma aqui analisada, não é controlável pelo Agente de Geração, pois é um evento de origem física e tecnicamente esperada.

2.3 Exemplo de Ocorrência de subfrequência percebida na Copel GeT e as consequência em termos de ultrapassagens do MUST

A seguir apresentam-se três conjuntos de medições, nas figuras 3, 4 e 5, na forma de gráficos, onde são apresentados os valores de acréscimo/redução da geração da potência ativa líquida nas máquinas da UHE GJR, da COPEL GeT, após a ocorrência de desvios de frequência por distúrbios no SIN. Essas medições, obtidas de medições em Tempo Real, comprovam os argumentos desenvolvidos anteriormente.

2.3.1 A descrição do gráfico

A área hachuriada do gráfico representa três patamares de carga. Cada patamar corresponde ao valor da geração líquida total das máquinas da UHE GJR, integralizada de cinco (5) em cinco (5) minutos. A curva com grande número de picos e vales corresponde à frequência medida no intervalo de tempo total apresentado. A linha reta verde representa a frequência nominal do SIN, que é 60Hz. A linha marrom representa o valor declarado para o MUST na UHE GJR.

2.3.2 Como entender o gráfico?

Para entendê-lo, tome-se, como exemplo o gráfico 1 da figura 3 a seguir. Observando a curva da frequência verificada, percebe-se que durante todo o período analisado a frequência do SIN apresentou uma variação em torno de 60Hz. Conceitualmente, sempre que a frequência sofre uma redução as máquinas assumem carga adicional, segundo a característica do seu estatismo. E a recíproca, quando a frequência sofre uma elevação. E essa ação pode ser vista no gráfico em análise. Na área de subfrequência, percebe-se um aumento da geração líquida da usina (integralizada), e na área de sobrefrequência percebe-se uma redução da geração líquida. Ainda do gráfico, existe uma proporcionalidade entre o nível de afundamento da frequência e a variação da potência ativa gerada, estabelecida pelo estatismo.

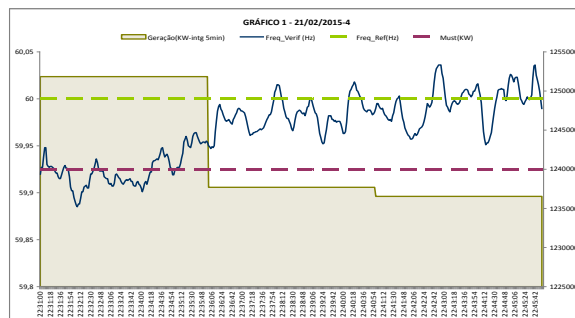


Figura 3 – Alteração da geração ativa líquida na UHE GJR, após o distúrbio no SIN dia 21/02/2015.

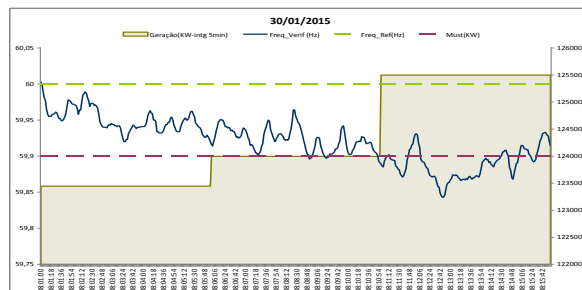


Figura 4 – Alteração da geração ativa líquida na UHE GJR, após o distúrbio no SIN dia 30/01/2015.

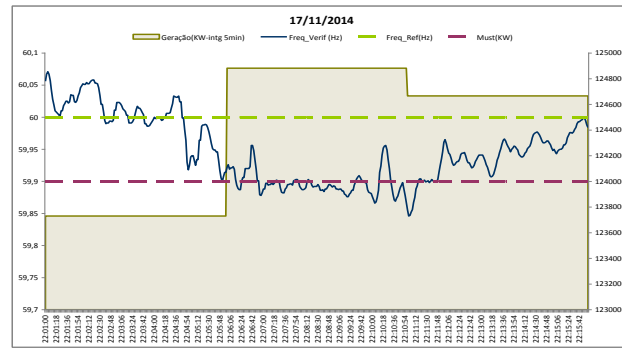


Figura 5 – Alteração da geração ativa líquida na UHE GJR, após o distúrbio no SIN dia 17/11/2014.

2.4 Teste de uma proposta de solução no sistema da COPEL GeT – Análise conceitual

Para evitar multas por ultrapassagem do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - MUST, foi implementado, na Usina GJR (Salto Caxias), em caráter experimental, a limitação em 90% da abertura dos distribuidores de cada um dos quatro geradores, de 310MW cada, totalizando 1.240MW. Porém, esse ajuste não impede a mudança da potência ativa quando ocorre sub ou sobre frequência. Particularizando a análise, quando ocorre subfrequência, os geradores tentam compensar este efeitos aumentando a geração de potência ativa. E aí temos um paradoxo.

Ao perceber a falta de energia no SIN, os geradores aumentam a sua geração de potência ativa, segundo o seu estatismo, e com isso surge o risco de ultrapassagem do MUST. Por outro lado, evitar essa reação através da limitação da abertura do distribuidor:

- não impede a máquina de entregar mais potência ativa, pois essa é drenada da energia cinética do seu eixo;
- é uma ação contra o conceito de ajuda mútua entre os Agentes.

Conclusão, bloquear a abertura do distribuidor não é solução para evitar a ultrapassagem do MUST, o que é ilustrado através de um exemplo apresentado no item a seguir.

2.5 Uma ocorrência recente na UHE GJR (Salto Caxias)

Em 23/01/2017, às 22h35min, durante uma subfrequência do SIN, os geradores da UHE GJR tiveram seus limites de potência superados em 2,5MW por máquina, totalizando 1250MW, 10MW acima do valor nominal. Os distribuidores que se encontravam em 85% abriram até 90% assim que iniciou a subfrequência. Com os limitadores bloqueados em 90%, a rotação dos grupos atingiu 88rpm, e 59,61Hz, em função da demanda maior que a geração no SIN. O importante observar é que mesmo com o limitador de abertura do distribuidor bloqueado em 90%, as máquinas da usina continuaram a gerar uma potência acima do nominal, mesmo com o comando para redução de carga, potência essa requeria pelo SIN, e entregue através da energia cinética dos rotores. Conceitualmente isso não é de ser estranhado, pois o requisito do sistema elétrico é mandatório sobre o gerador. A potência das máquinas só retornou ao valor sem sobrecarga - 1220MW - após a recuperação da frequência do SIN, que ocorreu 7 minutos após o início. Porém, e isso é fundamental, durante esses 7 minutos a UHE GJR violou o MUST! Conclui-se daí que o único resultado que se consegue com o bloqueio dos limitadores é o aumento na demora na recuperação do SIN. Ressaltando, essa ocorrência só não imprimiu multa para a COPEL GeT porque duração da subfrequência foi inferior a 15 minutos. A figura 6 a seguir ilustra essa verificação.

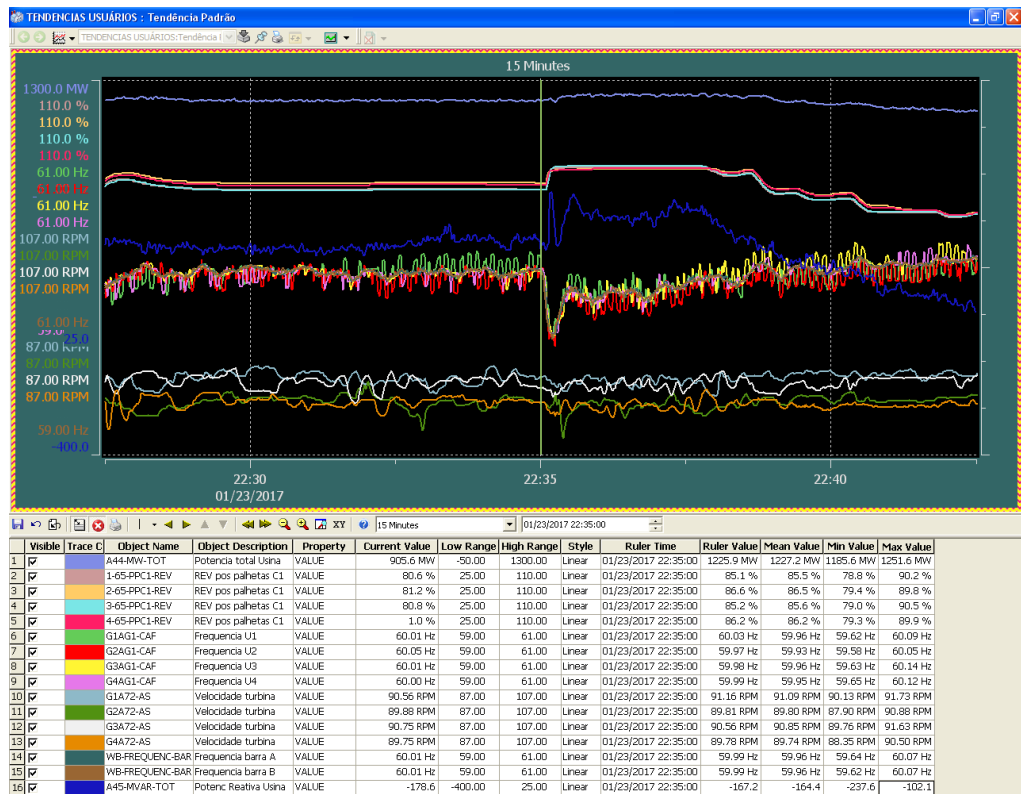


Figura 6 – Alteração da geração ativa líquida na UHE GJR, após o distúrbio no SIN em 23/01/2017

2.6 Fundamentação Técnico-Econômica

Tendo em vista que o SIN vem sofrendo com déficit de potência no atendimento à demanda instantânea nos horários de pico de carga, nestes instantes, portanto, todos os recursos disponíveis no Sistema Interligado Nacional estão despachados em seus respectivos limites superiores de operação. A Figura 7 mostra a disponibilidade térmica total e a respetiva geração térmica total do SIN nas datas apresentadas (vale lembrar que a diferença entre estes valores se deve à diminuição da potência térmica com a temperatura elevada verificada nestes dias).

Caso ocorra a subfrequência devido ao aumento instantâneo da carga ou a perda de algum gerador sincronizado, a geração se eleva automaticamente para além do seu limite operacional o que viola o também MUST, gerando a

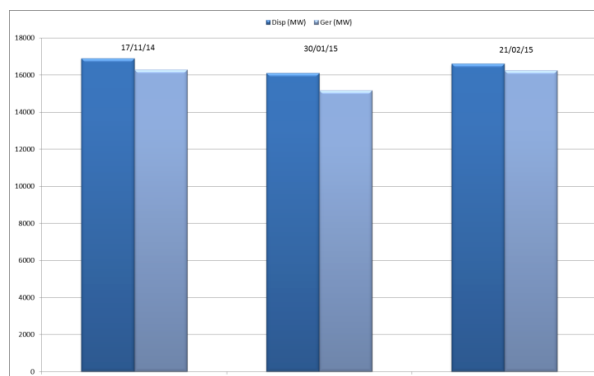


Figura 7 – Disponibilidade térmica total e despacho térmico total do SIN

multa. Nesta situação, cabe uma reflexão puramente técnica. A usina viola o MUST e, por isto, seu proprietário deve pagar a transmissora uma multa. Porém, as máquinas da usina também tiveram seus limites operacionais violados devido a uma resposta involuntária à subfrequência não causada pelo agente proprietário da usina violadora. E tal violação ajuda o sistema a reestabelecer sua frequência nominal. Desta forma, o proprietário da usina deveria também receber uma multa capaz de remunerar aquela paga à transmissora mais um montante para remunerar os custos de se operar acima dos limites operacionais. Tendo em vista que as violações (do MUST e dos limites) são prejudiciais aos equipamentos porém benéficas ao sistema, este seria o pagador da multa. Tecnicamente esta seria uma solução aceitável, e mais robusta do que a Resolução Normativa ANEEL 666,

entretanto, uma análise mais ampla pode ser feita com base nos fundamentos econômicos. Hoje existe uma regulamentação (a qual já foi remendada uma vez) que prevê a aplicação da multa ao gerador que viola o MUST. A introdução sugerida de uma segunda multa aplicada ao Sistema representa um segundo remendo na regulamentação. Estes remendos podem ser um sintoma daquilo que Sanford Ikeda chamou de ciclos intervencionistas (3). O conceito é bem simples: em um sistema econômico no qual existe regulação, inevitavelmente tais regulamentações criarão problemas, os quais serão resolvidos com mais regulamentações, as quais criarão problemas que demandarão ainda mais regulamentações. Desta forma, uma solução mais fundamentada economicamente merece ser perseguida.

No momento em que ocorre a subfrequência e todos os recursos do SIN estão despachados, o Custo Marginal da Operação, que é o custo da térmica mais cara despachada, sinaliza o preço instantâneo da energia. Neste momento, portanto, o preço da energia fica acima de mil reais o MW.h. Entretanto, de acordo com a atual regra, o gerador não recebe por este preço. Quem sinaliza o preço são os modelos computacionais que, por sua vez, separam a carga em apenas três patamares nos quais não se capturam os picos de demanda frente a escassez de oferta. Além disto, como o despacho é centralizado, mesmo que os modelos sinalizassem o preço corretamente, os geradores ainda não receberiam pelo preço instantâneo da energia. De acordo com a regra atual, o preço é utilizado para remunerar a Garantia Física - GF sazonalizada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e não a geração física medida nas usinas.

Caso o gerador recebesse pelo preço instantâneo da energia por ele gerada, poderia se fazer uma análise econômica simples e decidir se a receita proveniente da geração violadora do MUST viabilizaria o pagamento da multa para a transmissora e também a violação dos limites dos próprios equipamentos. Como isto não acontece, para evitar a multa, ele pode colocar limitadores de potência o que iria prejudicar o sistema. Neste ponto pode se recorrer à teoria dos ciclos intervencionistas novamente. Temos regulamentado um arcabouço regulatório que estabelece como deve ocorrer o processo de formação de preço da energia e a remuneração do agente gerador. Este arcabouço parece ter falhas o que pode refletir na ação do gerador de limitar a potência de suas máquinas e assim prejudicar o sistema no momento em que ele está mais vulnerável. O que direciona para a necessidade da criação de mais um remendo regulatório. O sintoma de ciclo de intervencionismo parece mais evidente.

Agora pode-se ampliar ainda mais o horizonte de observação. Caso o agente gerador recebesse pelo preço instantâneo da energia, além de desejar gerar no momento de maior necessidade do sistema e assim receber um preço maior pela energia, o gerador poderia perceber que investimentos em repotenciação seriam viáveis. Deste modo, caso tais investimentos se materializassem, o problema de déficit de potência no atendimento à demanda instantânea, que é a causa das ultrapassagens do MUST, se resolveria e as ultrapassagens não ocorreriam mais. Este fato mostra que estamos sim em meio a um ciclo de intervencionismo, tendo em vista que a falta de fundamentação econômica do processo de formação de preço e remuneração do gerador levou à escassez de potência que agora demanda mais regras afim de resolver os problemas causados pelas regras anteriores.

3.0 - CONCLUSÃO

- sempre que ocorrer um desvio de frequência no SIN, cada gerador desse Sistema terá uma alteração no valor da sua potência ativa gerada, em um montante correspondente a ação e respectivo ajuste do estatismo do seu regulador de velocidade;
- dependendo da potência ativa que um gerador estiver produzindo antes do distúrbio, a ocorrência de um desvio de frequência no SIN pode ser de um valor tal que provoque uma elevação da geração no gerador em questão, em um montante que provoque a violação de seus limites operacionais e ultrapassagem do MUST;
- essa elevação de geração é um evento inerente ao sistema de regulação primário de carga e frequência, ou seja, do regulador de velocidade de cada gerador;
- em função da característica do evento, para evitar a ultrapassagem nesses casos, uma proposta de solução é escolher como referência - de modo conservativo e antecipativo - um determinado desvio de frequência que possa ocorrer no SIN, calcular o montante de tomada de carga da usina em questão para esse desvio, e a partir desse valor definir um valor máximo de geração tal que, somado à tomada de carga - devido ao desvio da frequência previsto - não ocorra ultrapassagem do MUST;
- a proposta investigativa de bloquear o regulador de velocidade da usina em questão de modo que a sua geração nunca ultrapasse o MUST, não evita a ultrapassagem, ou seja, essa proposta não é recomendável;
- por outro lado, embora essas duas propostas sejam quase intuitivas, ambas impõem uma limitação para o controle da frequência no SIN, impõe limite operativo para geradores e colocam em risco o atendimento à carga global do SIN, além de estarem contribuindo para uma expansão do ciclo de intervenção, o que não é salutar;

- outra proposta, alternativa para as duas propostas anteriores – para evitar os prejuízos decorrentes da adoção dessas - é rever a legislação atual que trata do assunto em pauta. Tal revisão poderia ocorrer de uma forma específica ou mais ampla;

- na forma específica, bastaria introduzir uma segunda multa no caso da ocorrência de subfrequência que leve a violação dos limites operacionais das máquinas e do MUST. Esta multa seria paga pelo sistema ao gerador que tiver seus limites ultrapassados e que, por sua vez, remuneraria a multa paga à transmissora pela ultrapassagem do MUST e também a depreciação dos equipamentos cujos limites também foram violados;

- na forma mais ampla, o processo de formação de preço da energia e remuneração do gerador seria reformulado de forma a remunerar a geração no instante em que ela ocorre ao preço do momento. Esta solução, com o tempo motivaria os investimentos de forma solucionar a causa do problema (que é a subfrequência) e não a consequência (que é a ultrapassagem dos limites e MUST). Sendo assim uma solução clássica de Engenharia e não apenas uma imposição regulatória.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) NOTA TÉCNICA NO 026/2011-SRG/ANEEL.
- (2) Nacif, L.A.; Locatelli, F. A; Camargo, R. “ANÁLISE DA REPONTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS DO SIN UTILIZANDO UNIDADES GERADORAS REVERSÍVEIS”, - GGH -XXIII SNPTEE 2015, Foz do Iguaçu PR.
- (3) Ikeda, S.; “Dynamics of the Mixed Economy: toward a theory of interventionism”; Londres: Routledge, 1997.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



José Roberto Pinto da Silva. Nascido em Santiago, RS, em 07abr1954. Engenheiro Eletricista, Ênfase Eletrotécnica, pela Universidade Federal do Paraná, 1977. Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina, 1986. Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, 2014. MBA em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná e University of Texas at Austin, 1994. MBA em Economia pela Faculdade de Administração e Economia no Paraná, 1999. Engenheiro da Divisão de Máquinas Rotativas na Copel GeT S.A, desde 1978. Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Paraná - UFPR, 1978. Professor Colaborador do Programa de Mestrado e Doutorado da UFPR, desde 2015.



Leandro Andrade Nacif. Nascido em São Caetano do Sul, SP em 10/03/1979. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF, Brasil, 2005, concluiu o mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental pela Universidade Federal do Paraná - UFPR, Curitiba, Brasil, 2013 e MBA em Gestão e Liderança pela Estação Business School, Curitiba, 2014. É Engenheiro da Companhia Paranaense de Energia – COPEL, e atua na área de Programação Diária e Mensal da Operação Eletroenergética desde 2006. Aluno do Programa de Mestrado e Doutorado da UFPR.



Pedro Costa Ribeiro Junior. Nascido em Santa Cruz do Rio Pardo, SP, em 02/08/1979. Técnico em Eletrônica, Ênfase Telecomunicações, pela ETEL - Escola Técnica em Eletrônica de Ipaussu/SP, 1998. Engenharia de Telecomunicações, pela FAG - Universidade Fundação Assis Gurgacz de Cascavel/PR, 2011. Supervisão Técnica da Manutenção Eletrônica da UHE GJR da COPEL GeT, desde 2009.