
Ata da 54ª Reunião do GTOP - Grupo de Trabalho da Operação

Local : Escritório da COPEL – São Paulo/SP

Data : 10 e 11 de julho de 2007

Presentes:

1. Luiz Hamilton Moreira (Coordenador)	COPEL
2. Hugo Mikami	COPEL
3. Pedro José A. L. da Rosa	CEEE
4. Janízaro Pereira S. Júnior	FURNAS
5. Edson Yoshida	DUKE-ENERGY
6. Walter Fernandes Santos	ELETRONORTE
7. Antônio de Melo Cavalcanti	CHESF
8. João Tadao Nakashima	CESP
9. Orlando M. Machado Filho	CESP
10. Aloísio Chaves de Carvalho	CEMIG
11. Valdeci Goulart	AES TIETÊ
12. Faustino Levorato Filho	AES TIETÊ
13. Jackson M. P. de Carvalho	EMAE

Desenvolvimento da reunião:

1. Análise da superação de equipamentos de usinas em decorrência de curto-circuito

O representante da CESP (Orlando) efetuou uma apresentação sobre o assunto, ainda sob análise pela ANEEL, que trata do ressarcimento dos agentes de geração quando da necessidade de substituição/adequação de equipamentos por razões sistêmicas. Posteriormente, o mesmo representante, encaminhou um texto detalhando os fatos e providências adotadas pela CESP sobre o assunto, conforme segue:

"A partir de 2002, em função da evolução do SIN, representada pela entrada em operação de termelétricas e pela ampliação do sistema de transmissão, especialmente as interligações Norte-Sul e Sul-Sudeste, houve um sensível aumento da potência de curto-circuito do SIN e, conseqüentemente, nas Usinas da CESP conectadas à rede básica. Num estudo elaborado pela CESP para o período 2001-2003, verificou-se a iminente superação das correntes de curto-circuito dos disjuntores das Unidades Geradoras da UHE Jupia".

Em que pese o ofício CESP O/1184/2005, de 01/10/2005, dirigido à SRG/ANEEL com cópia à Diretoria Geral do ONS, a substituição desses disjuntores ainda não foi reconhecida como de interesse e benefício sistêmicos. Ademais, mesmo que fosse, não há até o momento, mecanismo de ressarcimento das obras de melhorias e reforços executadas por agentes de geração previsto na Resolução ANEEL 265.

O exemplo da UHE Jupia agora se repete na UHE Ilha Solteira, com a superação das correntes de curto-circuito dos disjuntores de 440kV das 20 Unidades Geradoras, por conta da evolução da topologia eletroenergética do SIN.

Conforme prevê o artigo 5º da Resolução ANEEL 158/05, o ONS deve indicar à ANEEL as adequações que necessitem ser implementadas em instalações dos agentes de geração. Desta forma na Proposta Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica, PAR-DIT 2007-2009 foram explicitadas as necessidades as quais incluem a indicação de substituição dos 20 disjuntores de 440kV da UHE Ilha Solteira "no prazo mais curto possível". Estimamos um custo de R\$ 20.000.000,00 para essa obra e nos preocupa o fato de ainda não estar definido o mecanismo de ressarcimento de desembolso por parte de agentes de geração em prol de melhorias sistêmicas.

A Nota Técnica nº 022/2006-SRG/ANEEL de 17/jul/2006, que analisou reivindicações e sugestões dos agentes de geração no sentido do aprimoramento da Resolução ANEEL nº 265 que regulamenta a prestação de serviços ancilares, em seu item 41 informava que a questão encontrava-se em fase de regulamentação e análise na Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão-SRT, porém não temos conhecimento de posicionamento atual.

Entendemos que a substituição desses disjuntores tem motivação claramente sistêmica e tanto ONS, que realizou os estudos que resultaram na indicação dessa necessidade, quanto a ANEEL, não podem ignorar a necessidade de uma solução ampla, estrutural e definitiva para o enquadramento regulatório dos custos incorridos pelos geradores para atender reforços e melhorias de razões sistêmicas."

Ainda sobre o assunto em epígrafe, o grupo destacou os seguintes comentários da ANEEL:

✓ **Da Nota Técnica nº 022/2006-SRG/ANEEL**

"41. Melhorias e adequação de equipamentos por razões sistêmicas: esta matéria está em regulamentação pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT. A linha a ser seguida, em princípio, é de que o agente gerador tenha o mesmo tratamento dado ao agente transmissor, ou seja, os respectivos custos seriam reconhecidos pela ANEEL e ressarcidos ao agente, desde que a necessidade seja comprovadamente sistêmica e decorrente de alterações imprevisíveis na rede de operação.

Entretanto, a forma como se dará esse ressarcimento ainda está sob análise da SRT."

✓ **Da RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 158, DE 23 DE MAIO DE 2005.**

"Estabelece a distinção entre reforços e melhorias em instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, e dá outras providências.

Art. 5º O ONS encaminhará à ANEEL, juntamente com o PAR, documento relacionando as intervenções necessárias em instalações de transmissão de interesse sistêmico, referentes às Melhorias e os Reforços citados, respectivamente, no art. 3º, incisos I, II, V e VIII, e no art. 4º, incisos III, IV, V, VI, VII, VIII e IX, desta Resolução, e também as adequações de mesma natureza

que necessitem ser implementadas em instalações relevantes pertencentes a concessionárias e autorizadas de geração e concessionárias ou permissionárias de distribuição.”

A ABRAGE informou que já agendou uma reunião com a ANEEL para tratar desse assunto no dia 09 de agosto/2007.

2. Discussão dos resultados das Curvas Bianaus de Aversão a Risco do SIN para o biênio 2007/2008

O grupo manifestou sua preocupação quanto ao atraso na atualização das CARs, não atendendo os prazos anuais definidos nos Procedimentos de Rede, obrigando à utilização, durante todo o primeiro semestre de 2007, do segundo ano das curvas bianaus 2006/2007, cujos valores estão muito abaixo dos patamares típicos das curvas do primeiro ano. Este fato certamente conduziu a distorções nos resultados da operação e precificação da energia informados pelos modelos de otimização. A questão mais relevante, porém, é que o planejamento e a operação do SIN ficou sujeito a um maior risco de não atendimento ao mercado de energia no horizonte bianual, contrariando o preconizado na Resolução GCE nº 109.

Questionamos a mudança no critério na escolha do biênio crítico para a região Nordeste. Na CAR anterior, o biênio crítico era composto pela repetição consecutiva da série 2001 (49% da MLT). Na nova CAR proposta, adotou-se o biênio 2000/2001 (90% e 49% da MLT).

A exemplo do que foi comentado em diversas ocasiões – atas de reunião e contribuições da ABRAGE em audiências públicas da ANEEL - continua não existindo uniformidade nos critérios adotados para definição das afluências. No Nordeste foi utilizado o pior biênio do histórico, no Sudeste média dos quatro piores biênios e no Sul a repetição do pior histórico.

3. Análise das dificuldades sistêmicas enfrentadas por alguns geradores conectados direta ou indiretamente nas redes de subtransmissão – malha 138 kV e abaixo

O representante da AES TIETÊ apresentou os problemas decorrentes das limitações nas redes de subtransmissão existentes na área do Estado de São Paulo que estão afetando de forma significativa a geração das usinas hidráulicas desta região e, conseqüentemente, das demais regiões do SIN. O grupo entende que este problema concentra-se nesta região devido a maior densidade de carga. Entretanto, a falta de investimentos nesses equipamentos de transmissão, frente ao crescimento do mercado de energia, certamente disseminará o problema às demais regiões do SIN.

Minutamos uma correspondência da ABRAGE (Anexo 1) à ANEEL expondo o problema e solicitando o agendamento de uma audiência junto ao Regulador.

4. Análise das exigências da resolução normativa nº 266, de 22 de maio de 2007, que estabelece critérios de participação no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE - para empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente

Em atendimento ao pleito dos agentes, foi minutada uma correspondência da ABRAGE à ANEEL solicitando uma prorrogação do prazo para encaminhamento das informações contidas no inciso II do Art. 3º da Resolução Normativa ANEEL nº 266.

Na formulação algébrica do mecanismo de redução de energia assegurada por indisponibilidade do empreendimento, contemplada no inciso I do Art. 7º desta Resolução, o grupo apontou um problema decorrente das formas diferenciadas entre o cálculo da disponibilidade verificada e da declarada, que pode penalizar de forma inadequada o agente gerador.

Segue abaixo a transcrição de parte do texto da Resolução que aborda a questão:

DO MECANISMO DE REDUÇÃO DE ENERGIA ASSEGURADA POR INDISPONIBILIDADE DO EMPREENDIMENTO

Art. 7º O índice de disponibilidade verificada do empreendimento participante do MRE estará sujeito à aplicação de Mecanismo de Redução da Energia Assegurada - MRA modulado e referido ao centro de gravidade do submercado, caso seja inferior ao valor de referência considerado no cálculo da respectiva energia assegurada, conforme segue:

I - o MRA consiste na redução da energia assegurada, para fins de alocação de energia do MRE, conforme fórmula estabelecida no art. 5º, § 3º da Resolução nº [169](#), de 2001:

$$EA_{reduzida} = EA_{calculada} \times \frac{Disp_{verificada}}{Disp_{declarada}}$$

onde:

$EA_{reduzida}$ = energia assegurada reduzida;

$EA_{calculada}$ = energia assegurada calculada para o empreendimento;

$Disp_{declarada}$ = disponibilidade utilizada no cálculo da energia assegurada;

$Disp_{verificada}$ = disponibilidade verificada;

Porém, as formas de cálculo da disponibilidade verificada e a declarada ocorrem da seguinte forma:

$$Disp_{verificada} = 1 - INDISP;$$

$INDISP$ = indisponibilidade média do empreendimento, calculada conforme o inciso II do art. 6º desta Resolução;

$$Disp_{declarada} = (1 - IF) \times (1 - IP); e$$

Pelo exposto, a indisponibilidade verificada contempla a média total do empreendimento, o que inclui a soma da indisponibilidade forçada e a programada, enquanto que a disponibilidade declarada trata de forma discriminada estes dois índices através do binômio $(1-IF) \times (1-IP)$. Como consequência disso, mesmo que a indisponibilidade verificada (INDISP) seja numericamente igual à soma algébrica de IF e IP, haverá uma redução da energia assegurada, resultante da aplicação da fórmula:

$$EA_{reduzida} = EA_{calculada} \times \frac{Disp_{verificada}}{Disp_{declarada}}$$

Para uma melhor ilustração deste caso, segue o seguinte exemplo:

Suponha-se uma PCH de 30 MW com 1 unidade geradora e que num determinado mês, verificou-se que a quantidade de horas das indisponibilidades forçada e programada sejam exatamente iguais aos valores de referência declarados.

PCH (MW)	30		
n=nº de Ugs	1		
Potência por máquina(MW)	30	MW	
HP=total de horas de análise	720	horas	30,00 dias
HIF1=horas indisponíveis FORÇADAS da UG-1	50	horas	2,08 dias
HIF1=horas indisponíveis PROGRAMADAS da UG-1	100	horas	4,17 dias
Total de indisponibilidades forçadas	50	horas	2,08 dias
Total de indisponibilidades programadas	100	horas	4,17 dias
Total de indisponibilidades forçadas+programadas	150	horas	6,25 dias
HI1=Horas indisponíveis da UG-1 (FORÇADA+PROGRAMADA)	150	horas	6,25 dias

Aplicando-se as equações da Resolução obtemos os seguintes resultados:

INDISP=Indisponibilidade	0,208333333
Disp verificada=(1-INDISP)	0,791666667
IF=Indisponibilidade FORÇADA	0,069444444
IP=Indisponibilidade PROGRAMADA	0,138888889
Disp declarada=(1-IF)X(1-IP)	0,801311728
DIRERENÇA	0,987963409

Portanto, mesmo que os valores verificados sejam iguais aos valores de referência haverá uma redução da energia assegurada.

Em razão dos fatos apresentados, minutamos uma correspondência da ABRAGE à ANEEL (Anexo 2) expondo o problema e solicitando o agendamento de uma audiência junto ao Regulador.

5. Anexo 1

Minuta de correspondência da ABRAGE à ANEEL relatando as dificuldades sistêmicas enfrentadas por alguns geradores conectados direta ou indiretamente nas redes de subtransmissão – malha 138 kV e abaixo.

Sr XXX

Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel

SGAN Quadra 603 - Módulo I, 2º andar

Fax: 61-3426-5711

70830-030 Brasília - DF

Assunto : Impactos na geração decorrente de restrições elétricas

Senhor Superintendente:

Solicitamos sua atenção para uma questão de grande importância, que resulta em dificuldades sistêmicas enfrentadas pelos agentes geradores conectados direta ou indiretamente nas redes de subtransmissão e Demais Instalações de Transmissão - DIT's.

A expansão destes sistemas foi tratada por essa Agência em vários atos normativos (ex: Resoluções 433/2000 e 489/2002), culminando com a Resolução 067/2004. Essas resoluções trouxeram avanços significativos, inclusive, atribuindo ao ONS a responsabilidade de elaborar a proposta anual de ampliações e reforços da rede de subtransmissão.

As resoluções da ANEEL apontam para uma expansão racional do sistema de subtransmissão, mas existe uma defasagem temporal e uma falta de sintonia nos investimentos necessários para manter a segurança, confiabilidade operativa e otimização eletroenergética dos subsistemas elétricos, que não acompanharam os grandes investimentos realizados na expansão da Rede Básica.

Os problemas relatados afetam diretamente a geração das usinas hidráulicas devido aos necessários redespachos para controle de tensão e carregamento, podendo atingir consumidor de energia elétrica, quando da ocorrência de corte de carga e ainda, interferem no uso múltiplo da água.

Por relevante, solicitamos à essa Agência uma audiência com a ABRAGE e suas empresas associadas no sentido de melhor esclarecer o problema, bem como definir as diretrizes para sua solução.

Atenciosamente,

Flávio Antônio Neiva

Presidente da ABRAGE

6. Anexo 2

Minuta de correspondência da ABRAGE à ANEEL alertando problemas na formulação algébrica na Resolução nº 266.

Ilmº. Sr.

Dr. Rui Guilherme Altieri Silva

Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

SGAN – Q. 603 – Módulo I – 2º andar

70830-030 – Brasília – D.F.

ABRAGE-XXX/2007

Data: XX/07/2007

Resolução ANEEL n.º 266 de 22/05/2007.

Senhor Superintendente,

Na oportunidade em que aproveitamos para renovar-lhe nossos votos de estima e consideração, gostaríamos de chamar a atenção para uma questão de relevada importância, no que diz respeito ao conteúdo da Resolução ANEEL n.º 266, de 22 de maio de 2007.

No inciso I do Art. 7º desta Resolução, nossas associadas identificaram que a formulação algébrica do mecanismo de redução de energia assegurada por indisponibilidade, penaliza de forma inadequada o empreendimento, mesmo que os indicadores verificados resultem exatamente iguais aos valores de referência. Pode ser demonstrado de forma literal ou por meio de exemplos numéricos que tal problema é fruto da diferença da forma de cálculo entre a disponibilidade verificada e a disponibilidade declarada.

Em razão do exposto, solicitamos à esta Agência uma audiência com a ABRAGE e nossas associadas com o intuito de apresentar e melhor esclarecer o problema, bem como propor soluções visando aprimorar os procedimentos.

Atenciosamente,

Flávio Antônio Neiva

Presidente da ABRAGE