



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO -GGH

GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA- GGH

AS PERSPECTIVAS DE REPOTENCIAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Gentil Nogueira de Sá Júnior(*)
ANEEL

Fernando Colli Munhoz
ANEEL

Rui Guilherme Altieri Silva
ANEEL

RESUMO

O presente trabalho discorre sobre as perspectivas para os projetos de repotenciação de centrais hidrelétricas integradas ao Sistema Interligado Nacional – SIN, abordando razões que impedem iniciativas dessa natureza, estimativa do potencial técnico existente e os benefícios associados a esses projetos, tanto para a segurança energética quanto para o atendimento dos requisitos de reserva de potência do sistema nos períodos de demanda elevada. O objetivo do trabalho é apresentar uma proposta para a viabilização de alguns projetos de repotenciação, abordando o problema sobre uma nova perspectiva, aderente aos preceitos do arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Repotenciação, Motorização de usinas hidrelétricas, Serviços Ancilares, Reserva de Potência Operativa, Controle Secundário de Frequência.

1.0 - INTRODUÇÃO

Muito se tem discutido no âmbito do setor elétrico brasileiro sobre a repotenciação de unidades geradoras de usinas hidrelétricas, bem como a instalação de unidades geradoras adicionais em algumas dessas usinas.

Existem argumentos que colocam os projetos de repotenciação como uma alternativa viável e relevante para o atendimento crescente do consumo por energia elétrica no país. De acordo com a projeção da Demanda de Energia Elétrica 2011/2020 (1) é esperado um crescimento médio anual de 4,8 % do consumo no SIN nos próximos dez anos. Por outro lado, existem estudos que identificam o ganho energético potencial dessas ações como pequeno, quando comparado a necessidade da expansão da oferta no território nacional.

A despeito do debate sobre o tamanho do benefício potencial do ponto de vista sistêmico é fato que iniciativas dessa natureza são raras entre os agentes de geração no Brasil, o que pode ser ao menos parcialmente explicado pela inviabilidade econômica desses projetos, considerando os atuais mecanismos remuneração para o acréscimo de potência instalada em centrais hidrelétricas.

2.0 - TIPOS DE REPOTENCIAÇÃO

O termo repotenciação pode abranger diversas interpretações, sendo sua definição clássica “o conjunto de obras que visam gerar um ganho de potência e/ou rendimento da usina” (2)

Considerando o objetivo deste trabalho, o conceito acima definido será subdividido em outros dois, haja vista a necessidade de tratamento distinto em função de suas particularidades.

- a. Repotenciação das unidades geradoras existentes - redefinição da potência nominal originalmente projetada, através da adoção de avanços tecnológicos, de concepções mais modernas de projeto ou folgas existentes no projeto originalmente concebido que podem ser aproveitadas.

- b. Instalação de unidades geradoras adicionais em usinas existentes – viabilização da conclusão final do projeto originalmente previsto com a finalização de obras civis e instalação dos equipamentos eletromecânicos em usinas hidrelétricas que foram dimensionadas com poços adicionais para futura motorização.

Para fins deste trabalho, o termo repotenciação, quando utilizado, abrangerá esses dois conceitos, merecendo distinção apenas quando identificado para o tratamento das particularidades.

3.0 - ESTUDOS REALIZADOS E NECESSIDADE DE TRATAMENTO REGULATÓRIO

Quanto ao potencial dos projetos de repotenciação de unidades geradoras existentes se destacam dois importantes trabalhos nacionais.

O trabalho coordenado pela WWF-Brasil (3) estimou para o parque hidrelétrico brasileiro um potencial de repotenciação de 8.093 MW. Esse valor considera o universo de 67 usinas com porte superior a 30 MW e com mais de 20 anos de operação que totalizam 34.735 MW de capacidade instalada, para as quais se estima um ganho de capacidade de 23,3 % apenas a com a substituição do rotor do gerador elétrico.

Já o estudo conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (4) se propôs a analisar detidamente esse potencial com foco na segurança energética adicional proporcionada ao SIN com a implementação de projetos de repotenciação no conjunto de usinas proposto pela WWF-Brasil, salvo algumas justificadas exceções e também a impossibilidade de aplicação da metodologia proposta para alguns empreendimentos¹, haja vista já terem sido simulados com um valor de rendimento superior ao rendimento teórico máximo².

O resultado do estudo empreendido pela EPE mostrou que os ganhos adicionais de energia firme são pequenos, da ordem de 270 MW médios, o que pode ser considerado como uma boa estimativa para o acréscimo da garantia física que seria percebida pelo SIN com a implementação desses projetos de repotenciação. O pequeno aumento de energia firme pode ser explicado pelo fato da geração ser simulada para um cenário hidrológico crítico, ou seja, com baixas vazões afluentes às hidrelétricas. Em regimes hidrológicos críticos, o benefício energético de incrementos de potência instalada em usinas é marginalizado, pois logicamente haverá escassez de recurso (potencial hidráulico) a ser convertido em energia elétrica. Portanto, as conclusões emanadas no documento elaborado pela EPE mostram que em termos de incremento na garantia do suprimento energético o benefício advindo de projetos de repotenciação tem relevância marginal.

Importante mencionar que os estudos empreendidos pela WWF-Brasil e EPE se limitaram a avaliar os benefícios dos projetos de repotenciação de unidades geradoras existentes, não se atendo ao potencial dos projetos de instalação de novas unidades geradoras.

Finalmente, essa seção teve como objetivo demonstrar que, independente do montante do acréscimo de potência instalada advindo de projetos de repotenciação, o aumento na garantia do suprimento será pequeno, bem como a garantia física adicional percebida pelo agente de geração, que é principal mecanismo de receita, capaz de alavancar esses projetos.

Um dos únicos incentivos para os projetos de repotenciação é a possibilidade de expurgo do período de indisponibilidade associado aos trabalhos de modernização de uma unidade geradora, o que trará ganhos operativos ao sistema elétrico³.

De outro modo, se o empreendedor não tem incentivo em sua receita, com o aumento da potência de seu empreendimento duas novas despesas incidirão sobre ele, pois estão vinculadas à potência instalada: aumento no Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST e da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE. Destarte, esse problema merece tratamento regulatório.

4.0 - O POTENCIAL TÉCNICO PARA OS PROJETOS DE REPOTENCIAÇÃO

Uma estimativa fidedigna do potencial técnico para o aumento da potência instalada em unidades geradoras existentes dependeria de uma análise detida e individual nos empreendimentos hidrelétricos instalados no Brasil. Em princípio seria necessária uma análise da restrição existente em cada projeto e também da melhor técnica para superar essa restrição, seja no gerador elétrico, equipamento motriz ou até no transformador elevador.

Já no que concerne ao potencial técnico para instalação de novas unidades geradoras em poços já existentes nas usinas hidrelétricas, a Associação Brasileira dos Geradores de Energia Elétrica – ABRAGE realizou levantamento. Com os dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS foi possível, na Tabela 1, cruzar os dados de vertimento médio anual observado e potência disponível nos poços levantados pela ABRAGE onde é possível a motorização.

¹ Os empreendimentos nessa condição totalizaram um montante de 9.867 MW de capacidade instalada.

² A metodologia utilizada pela EPE avaliou o ganho energético total do SIN considerando projetos de repotenciação que tragam ganho de rendimento às unidades geradoras até um valor que se denominou rendimento teórico máximo, estabelecido em 91,14 %, que considera o rendimento de 98,0 % no gerador elétrico e de 93,0 % no equipamento motriz.

³ Conforme art. 3º, §7º, inciso III, da Resolução Normativa ANEEL nº 688, de 24 de dezembro de 2003, com a redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 160, de 26 de junho de 2005.

Tabela 1 – Potencial técnico para motorização de poços existentes no SIN.

Usinas hidrelétricas preparadas para novas unidades			Vertimento [MWmédio]				
Agente de Geração	Empreendimento	Potência disponível nos poços (MW)	2006	2007	2008	2009	2010
CEMIG	São Simão	1.075	573	600	190	208	504
	Três Marias	123	585	390	1.077	107	1
	Jaguara	213	94	74	49	306	91
CESP	Três Irmãos	485	0	0	102	78	10
	Porto Primavera	440	93	258	61	788	1.509
CHESF	Itaparica	1.000	7	226	0	15	0
Copel	Gov. Bento Munhoz	838	0	53	32	153	243
Duke	Taquaruçu	105	3	1	0	266	172
	Rosana	89	3	5	0	377	285
Eletronorte	Curuá - Una	10	26	4	25	211	54
EMAE	Edgard de Souza	12	0	0	0	120	143
Endesa	Cachoeira Dourada	105	31	92	10	1	8
Grupo Rede	Mimoso	10	0	0	0	0	0
Tractebel	Salto Santiago	710	0	121	48	301	385
TOTAL		5.214	1.415	1.824	1.593	2.931	3.405

Fonte: Elaboração própria, com dados da ABRAGE e do ONS.

A Tabela 1 não separa os vertimentos turbináveis e não turbináveis. Também nela não estão computadas eventuais unidades geradoras que estavam em manutenção no momento do vertimento. No entanto, ressalvadas essas particularidades, pode-se concluir que entre 2006 e 2010 verificou-se um considerável potencial energético, que não pôde ser convertido em energia elétrica pela falta de potência adicional nessas hidrelétricas. Do mesmo modo, pode ser verificado que embora haja poço disponível em algumas hidrelétricas, em princípio não há necessidade de instalação de novas unidades geradoras nessas, pois o vertimento foi mínimo ou não ocorreu. Assim, muito embora em termos de energia firme a instalação de novas unidades geradoras pode não trazer significativo incremento, o que se observa em geral é que a potência adicional teria condições de ser utilizada nos períodos de afluência média e alta, isto é, fora do período crítico.

5.0 - ATENDIMENTO DA DEMANDA MÁXIMA HORÁRIA DO SIN

O atendimento da ponta se caracteriza como a capacidade do sistema elétrico em atender sua demanda máxima com a potência disponível nas unidades geradoras.

Dados do ONS, de fevereiro de 2011, mostram que a demanda máxima do SIN tem atingido valores da ordem de 70.000 MW, contra um consumo médio diário de 62.000 MWmédios.

O Operador do sistema necessita de potência disponível em valor superior a demanda horária verificada para operar o sistema de forma segura e confiável. Além disso, depois de descontadas todas as restrições que limitam essa potência disponível, o operador deve ainda dispor, no mínimo, do montante estabelecido como Reserva de Potência Operativa – RPO.

A RPO representa o montante de potência disponível para o controle de frequência do sistema e manutenção dos intercâmbios programados entre áreas de controle⁴, sendo considerado um serviço ancilar⁵ a ser prestado pelos empreendimentos de geração do SIN.

A RPO é subdividida em quatro categorias, conforme descrito a seguir. O detalhamento da quantificação da RPO e suas subdivisões pode ser encontrada no Anexo 3 do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Rede (5).

- Reserva Primária - R1 (controle primário de frequência) – montante de potência disponível destinado à regular a frequência do sistema, baseado na atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras;
- Reserva Secundária - R2 (controle secundário de frequência) – destinado a restabelecer a frequência do sistema para o valor programado na ocorrência de variações de carga (desligamentos forçados de

⁴ Área do SIN sobre a qual um centro de operação, por meio do CAG, tem a responsabilidade pelo controle da frequência e do intercâmbio de energia elétrica.

⁵ Serviço prestado pelos agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, indispensável para a garantia da segurança, qualidade, estabilidade e confiabilidade do sistema. A prestação dos serviços ancilares está regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 265, de 10 de junho de 2003.

unidades geradoras, cortes inesperados da carga demandada por determinadas regiões ou grandes consumidores e desligamentos intempestivos de equipamentos de transmissão) e restabelecer os intercâmbios entre áreas de controle. O montante da Reserva Secundária será alocado entre as unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração – CAG⁶;

- c. Reserva Terciária – R3 – destinada a complementar a RPO sendo calculada probabilisticamente, quando esta ultrapassar o valor de 5% da carga do sistema. É considerada zero se a reserva calculada probabilisticamente for inferior a 5%;
- d. Reserva Complementar ou Reserva de Prontidão (R4) – destinada a recompor a RPO quando esta se esgotar em caso de indisponibilidade de unidades geradoras, desvios no valor da carga e redeclarações dos Agentes.

A necessidade de atendimento da elevada demanda de ponta convive com a indisponibilidade de unidades geradoras em manutenção e com restrições conjunturais, tendo ambas o efeito de diminuir a potência disponível no sistema e reduzir a folga existente entre essa potência disponível e a demanda de máxima do sistema.

Esse fato já vem sendo acompanhado pelo ONS que inclusive observou o aumento da dificuldade de atendimento da demanda máxima do sistema em seu Plano Anual da Operação Energética – PEN 2010 (6). Esse documento apresenta uma diminuição gradativa da folga do sistema para o atendimento da demanda máxima. A Tabela 2, extraída do PEN 2010, mostra a previsão de folga para o atendimento da demanda máxima no SIN e nas regiões S/SE-CO e N/NE.

Tabela 2 – Previsão de atendimento a demanda máxima do sistema.

		2010	2011	2012	2013	2014
SIN	Demanda Máxima	68.003	71.722	75.004	80.326	83.977
	Mês	Outubro	Outubro	Outubro	Outubro	Outubro
S/SE-CO	Menor Folga (MW)	9.922	7.138	5.523	4.075	2.461
	% da Carga	19%	13%	9%	7%	4%
	Mês	Junho	Março	Março	Março	Março
N/NE	Menor Folga (MW)	1.825	2.191	2.200	943	935
	% da Carga	13%	15%	14%	5%	5%
	Mês	Maio	Abril	Abril	Dezembro	Fevereiro
SIN	Menor Folga (MW)	12.636	9.497	7.889	5.336	3.406
	% da Carga	19%	13%	11%	7%	4%
	Mês	Junho	Março	Março	Março	Março

Fonte: ONS (PEN 2010).

Atender a demanda máxima do sistema começa a exigir cada vez maiores esforços do ONS. Preferencialmente, esse atendimento deve ser realizado por usinas hidráulicas por apresentarem menor custo que as termelétricas e terem maior facilidade de modulação.

O que não parece razoável nesse contexto é uma eventual utilização da potência disponível capaz de ser agregada pelas centrais termelétricas, considerando a possibilidade de incremento de potência nas centrais hidrelétricas já instaladas. É possível demonstrar que existe uma economia para o consumidor final com os projetos de repotenciação, quando comparado ao custo evitado pelo pagamento da parcela variável da eventual geração termelétrica para atendimento da demanda máxima.

Em geral, a potência adicional para atender a demanda máxima é exigida no período de carga média e/ou pesada do sistema, não sendo necessária nos períodos de carga leve e mínima. Assim, em uma análise preliminar, o problema de atendimento a demanda máxima poderia ser resolvido com o despacho termelétrico somente durante o período da carga média e/ou pesada.

Ocorre que, dentre a diversidade de centrais termelétricas instaladas no território nacional, aquelas com custos de operação mais baixos (em ciclo combinado ou ciclo simples com turbinas industriais) apresentam restrições quanto aos procedimentos de partida, parada e tempo mínimo de operação o que inviabiliza sua geração somente em um período de carga, necessitando serem programadas na base da geração, caso sejam programadas para o atendimento da demanda máxima do sistema.

Já as demais centrais termelétricas, que apresentam maior flexibilidade quanto ao regime de operação (turbinas a gás em ciclo simples ou motores diesel), possuem custos variáveis de operação bem mais elevados, superando, em alguns casos, R\$ 500,00/MWh.

6.0 - SOLUÇÃO ESTRUTURAL PARA O ATENDIMENTO DA DEMANDA MÁXIMA

⁶ Conjunto de equipamentos e/o dispositivos instalados nos centros de controle do ONS e em algumas usinas do SIN que efetuam ações coordenadas para viabilizar o processo sistêmico de manutenção de frequência e/ou montante de intercâmbio entre as áreas de controle.

É fato que a solução estrutural do atendimento da ponta não deve passar pelos projetos de repotenciação, pois inclusive existe no âmbito do arcabouço do setor elétrico brasileiro mecanismo de mercado que objetiva incentivar o incremento da potência disponível do SIN.

O Decreto nº 5.163/2004 estabelece a necessidade dos Agentes de apresentarem lastro para a venda de energia e potência para garantir 100 % dos seus contratos.

No entanto, a aferição do lastro de potência vem sendo adiada e, até hoje, não se encontra implementada nas regras de comercialização. Em 28 de setembro de 2010, por meio do Decreto nº 7.317, foi prorrogada até 2014 a isenção de aplicação de penalidades por descumprimento da obrigação de atendimento a cem por cento dos mercados de potência.

Mesmo com sua futura implementação, agora postergada para o ano de 2014, provavelmente será necessário um tempo para maturação desse mercado, até que o mesmo possa oferecer sinais de preço adequados ao incremento da potência disponível no sistema.

7.0 - FOCO DOS PROJETOS DE REPOTENCIAÇÃO

Considerando que a solução estrutural somente tem previsão para meados dessa década, o incentivo dos projetos de repotenciação passa a ser uma alternativa interessante no curto-médio prazo para solucionar o problema de atendimento da demanda máxima do sistema.

Com a utilização do potencial de repotenciação para atendimento da ponta do sistema, migra-se de um problema essencialmente energético para um problema elétrico, especificamente relacionado à prestação de serviços ancilares.

O controle primário de frequência é de prestação obrigatória por todas as usinas conectadas ao SIN, não havendo previsão de qualquer remuneração em contrapartida, dependendo apenas da aquisição de equipamentos e a configuração dos mesmos em conformidade com os requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede⁷.

Já o controle secundário de frequência é de prestação obrigatória pelas usinas definidas pelo ONS a participar do Controle Automático de Geração - CAG, havendo ressarcimento dos custos envolvidos com a implantação das facilidades necessárias a prestação desse serviço e os custos de operação e manutenção.

De uma análise peremptória do arcabouço legal sobre o tema, observa-se que existe previsão legal quanto à remuneração pela prestação de serviços ancilares e existe competência delegada à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para estabelecer eventuais mecanismos de remuneração. A seguir transcrevemos trecho do Decreto nº 5.163/2004:

“Art. 59. As regras e procedimentos de comercialização da CCEE poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, dentre outros:

.....

II – a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma.”

Dessa forma, resta equacionar a melhor alternativa a se adotar para a contração desse acréscimo de potência disponível oriunda de projetos de instalação de unidades geradoras adicionais em usinas existentes e/ou aumento da potência em unidades geradoras já em operação.

Assim, uma alternativa para viabilizar a instalação de unidades geradoras adicionais e/ou repotenciar as unidades existentes, e ao mesmo tempo mitigar os problemas de atendimento da demanda máxima, seria a realização de leilões de contratação de disponibilidade para prestação do serviço ancilar de controle secundário de frequência (R2), incrementando a RPO disponível para utilização pelo ONS⁸.

Esses leilões devem ser formatados de formar a privilegiar os menores preços para a disponibilização desse serviço ao longo da vida útil do empreendimento, estabelecendo-se uma receita anual a ser auferida pelo empreendedor ao longo de um período que seja suficiente à amortização dos investimentos e também para suportar os eventuais custos adicionais de operação e manutenção necessários a disponibilização da prestação desse serviço.

O montante dessa potência a ser contratada dependeria de análise das instituições responsáveis pelo planejamento eletroenergético do sistema, que também deverão avaliar para cada projeto proposto a sua compatibilidade com o objetivo proposto. Em outras palavras, a participação de determinado empreendimento nesses leilões deverá ser precedida de análise sobre sua efetiva contribuição no atendimento da demanda máxima do sistema.

Adicionalmente, a instalação de unidades geradoras adicionais e a repotenciação de unidades existentes deverá trazer acréscimo de garantia física ao empreendimento, mesmo que em valores não significativos. Essa garantia física adicional poderia ser utilizada para comercialização no ambiente livre ou regulado, devendo essa receita acessória servir de estímulo para o empreendedor reduzir o seu preço nos leilões de RPO.

Outra receita acessória desses projetos seria exatamente o incremento da capacidade de atendimento do mercado

⁷ Detalhes sobre os requisitos relativos à regulação primária de frequência podem ser obtidos no item 7.4 do submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede.

⁸ Essa sugestão foi inicialmente proposta pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE e ABRAGE em reuniões técnicas na ANEEL.

de potência, que tem perspectiva de se tornar mais “robusto” na segunda metade dessa década.

A realização de leilões para contratação da RPO se mostra mais adequada para a instalação de novas unidades geradoras em usinas existentes. Quanto ao aumento de potência em unidades geradoras existentes, a solução poderia passar pela definição de uma tarifa regulatória que remunerasse os investimentos e os custos adicionais de operação e manutenção, bem como proporcionasse uma taxa de retorno atrativa para os investidores.

Como a definição de tarifa não é tarefa fácil, considerando a assimetria de informação entre os agentes geradores e as instituições regulatórias, seria alternativa a contratação via leilões de novas unidades geradoras em usinas existentes e utilização do menor preço dessa contratação como preço-teto para contratação de um montante de acréscimo de potência advindo da repotenciação de unidades geradoras existentes. No entanto, a alternativa via tarifa carece de estudos mais aprofundados.

Importante salientar que apesar dessa contratação ser realizada para incremento da RPO disponível no sistema, não necessariamente essa potência adicional efetivamente deverá ser utilizada como RPO (controle secundário de frequência), haja vista ser prerrogativa do ONS definir quais unidades geradoras fará parte dessa RPO em cada instante. O que se pretende é que, com essa contratação, o ONS possa dispor de maior folga para planejar e utilizar a RPO de forma mais adequada nos momentos de atendimento da demanda máxima, quando o sistema mais carece de recursos disponíveis.

8.0 - A RESPONSABILIDADE PELO ÔNUS DESSA CONTRATAÇÃO

Fixada a sugestão da contratação da RPO por leilão, cabe avaliar como deverá ser suportado o custo desses projetos de repotenciação, tendo em vista que a receita advinda do acréscimo de garantia física será acessória, sendo o restante contratado pelo ONS ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a depender de definição regulatória.

De qualquer maneira, a sistemática proposta configura a remuneração pela disponibilidade de um serviço que deverá ser usufruído por todos os agentes conectados ao SIN, indicando que o custo dessa contratação deva ser suportado via Encargos de Serviços do Sistema – ESS.⁹

Em uma análise preliminar, esse ônus deveria ser suportado pela área de controle onde essa potência adicional será instalada e que foi beneficiada pelo aumento da folga entre a potência disponível e a demanda máxima. Entretanto, parte desse benefício de alguma forma se estende às demais áreas de controle, em função da característica de intercâmbio existente entre as áreas.

Ademais, a metodologia proposta parte do pressuposto de que uma eventual geração termelétrica para atendimento da demanda máxima será evitada, reduzindo os custos que seriam suportados já pelo ESS. Enfim, a forma de rateio via ESS necessita de estudos mais detalhados.

9.0 - CONCLUSÃO

O SIN apresenta um considerável potencial técnico para incremento de sua potência instalada, seja pela motorização de poços disponíveis em diversas hidrelétricas ou pela elevação da potência de unidades geradoras em operação.

Apesar do reconhecido potencial técnico, em termos de incremento na garantia do suprimento o papel desses projetos representaria importância marginal, não trazendo significativos ganhos para o SIN. Isso também se reflete no benefício que seria percebido pelos empreendedores para esses projetos, que fariam jus a um pequeno incremento em sua garantia física, que dificilmente viabilizaria a execução desses projetos.

Muito embora os mecanismos atualmente vigentes não sirvam a incentivar esses projetos, foi vislumbrada uma oportunidade não estrutural e transitória, por meio da contratação desses projetos como Reserva de Potência Operativa – RPO.

Conforme restou demonstrado, em determinadas circunstâncias, o ONS tem encontrado dificuldades em manter um nível adequado de RPO, considerando a necessidade de atendimento da demanda máxima do sistema. Ademais, as previsões futuras apontam para uma intensificação dessa dificuldade ao longo dos próximos anos.

Essa solução com custo relativamente baixo, além de mitigar o custo de uma geração termelétrica para atendimento da demanda máxima do sistema, também gera benefícios em termos de incremento na capacidade de produção de energia elétrica do sistema, em períodos quando forem observados maiores afluições.

Dentro da RPO, especificamente a reserva secundária utilizada para o controle secundário de frequência é um serviço ancilar de prestação obrigatória e passível de remuneração nos termos da legislação vigente, podendo uma nova regulamentação estender essa possibilidade de remuneração para a contratação do seu acréscimo.

Nesse contexto, a proposição é pela contratação do acréscimo dessa disponibilidade por meio de leilões exclusivos para essa finalidade onde projetos de menor custo de contratação sejam viabilizados, recebendo uma receita anual suficiente para cobrir os custos de investimento, operação e manutenção. A receita acessória, advinda com eventual aumento de Garantia Física, também deve servir de estímulo para a viabilização dos projetos.

Esse acréscimo de potência disponível contratada como RPO, não necessariamente deverá ser utilizada para essa função, haja vista que o ONS pode alocar esse recurso da maneira mais adequada ao sistema. Entretanto, teria importante função de aumentar a disponibilidade do recurso para que o ONS possa programar o sistema de forma a atender a demanda máxima e alocar a RPO em montantes adequados.

⁹ Encargo setorial destinado à cobertura dos custos incorridos para manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN, incluindo o custo para prestação de alguns serviços ancilares e o custo do despacho para geração fora da ordem de mérito.

A continuidade dos estudos que estão sendo desenvolvidos deverá abranger a responsabilidade por suportar o ônus dessa contratação, a formatação mais adequada para a realização dos leilões e a definição do montante a ser contratado em função da análise das instituições responsáveis pelo planejamento.

10.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Nota Técnica DEN 03/11 – Projeção da Demanda de Energia Elétrica (2011-2020); Brasil, 2011.
- (2) VEIGA, J. R.C. Oportunidades de Negócio com a repotenciação de usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais; Brasil, 2001.
- (3) BERMANN, C., VEIGA, J. R.C., ROCHA, G.S., GRUPO DE ESTUDOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA WWF. A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental; Brasil, 2004.
- (4) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Nota Técnica DEN 03/08 – Considerações sobre repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas; Brasil, 2008.
- (5) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Procedimentos de Rede – Módulo 10.6 Rev. 1.1 – Controle da geração em operação normal. Brasil, 2010.
- (6) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Plano Anual da Operação Energética – PEN 2010 Vol. I Relatório Executivo. Brasil, 2010.

11.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Gentil Nogueira de Sá Júnior, graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI no ano de 2001. Concluiu em 2009 sua especialização em Direito Regulatório de Energia Elétrica pela Universidade de Brasília – UNB. Desde 2007 atua na ANEEL, ocupando o cargo de Especialista em Regulação dos Serviços Públicos de Energia, atualmente lotado na Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG/ANEEL.

Fernando Colli Munhoz, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Mato Grosso do Sul em 2001. Concluiu Mestrado e Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Universidade de Campinas - UNICAMP (2004 e 2008). Desde de 2007 ocupa o cargo de Especialista em Regulação dos Serviços Públicos de Energia, atuando na Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG da ANEEL.

Rui Guilherme Altieri Silva graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará em 1983. Conclui sua especialização em sistema elétricos de potência pela Universidade Federal de Itajubá em 1990. Foi chefe do Departamento de Operação do Sistema Elétrico da CELPA até 2002. Desde o ano de 2005 ocupa o cargo de Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração – SRG da ANEEL.