



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

GOP - 19
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO IX
GRUPO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

**A REGULAMENTAÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES DE GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO
INTERLIGADO NACIONAL**

Ricardo Takemitsu Simabuku *

ANEEL

Rui Guilherme Altieri Silva

ANEEL

RESUMO

Os Serviços Ancilares são definidos como sendo o conjunto de serviços, fornecidos juntamente com a energia elétrica, necessários para manter a qualidade da energia e a confiabilidade do sistema, contribuindo para que a energia entregue ao consumidor esteja dentro de padrões definidos de qualidade.

A regulamentação disciplinando a prestação destes serviços por agentes de geração e de transmissão foi estabelecida pela ANEEL, por meio da Resolução nº 265, de 2003.

Para a área de geração, foram estabelecidos os seguintes serviços ancilares: controles primário e secundário de frequência, reservas de potência operativa para controle primário e secundário, reserva de prontidão, suporte de reativos e capacidade de auto-restabelecimento (black start).

Este trabalho apresenta uma análise conceitual dos critérios utilizados pela ANEEL na determinação de cada um destes serviços, que consideram as características específicas do mercado de energia brasileiro, conjugadas com a operação centralizada do ONS.

PALAVRAS-CHAVE

Geração, Serviços Ancilares, Regulamentação.

1.0 - INTRODUÇÃO

A Resolução ANEEL nº 265, de 10 de junho de 2003, estabeleceu a regulamentação para a prestação dos Serviços Ancilares de Geração e de Transmissão pelos agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para os Serviços Ancilares de Transmissão, foram estabelecidos critérios de ressarcimento nos mesmos moldes da remuneração de ativos da transmissão, ou seja, pela receita permitida.

Este trabalho analisa a regulamentação dos Serviços Ancilares de Geração, prestados pelas usinas hidro e termelétricas, os quais são definidos como sendo o conjunto de serviços, entregues simultaneamente ao fornecimento da energia elétrica, e necessários para proporcionar, ao consumidor final desta energia, dispor de um produto com a qualidade e padrões desejados, constituindo-se também em requisito imprescindível para garantir a confiabilidade do sistema.

2.0 - BREVE HISTÓRICO DO TRATAMENTO AOS SERVIÇOS ANCILARES DE GERAÇÃO

À época das discussões da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), o relatório elaborado pela consultoria contratada pelo MME (4) recomendou considerar como serviços ancilares: a reserva de potência

*SGAN 603 - Módulos I e J - CEP 70830-030 - Brasília - DF - BRASIL
Tel.: (061) 426-5918 - Fax: (061) 426-5942 - e-mail: ricardot@aneel.gov.br

permanente e girante, a capacidade de auto restabelecimento (citado no relatório como "black start") e o fornecimento de reativos ao sistema (citado no relatório como capacidade de "força reativa"). O citado trabalho abordou com mais ênfase a análise de custos e proposições de precificação e pagamentos para a capacidade de fornecimento de reativos ao sistema.

Nos Contratos Iniciais de venda de energia, firmados em sua maioria ao final da década de 90, para a fase de transição do modelo do setor, estabeleceu-se que no preço da energia, entregue aos agentes de geração, estava já incluso o custo devido aos Serviços Ancilares.

A necessidade de tratamento específico a estes serviços surgiu com o início da desconstrução destes Contratos Iniciais, possível a partir de 2003, o que permitiu que a prestação dos serviços ancilares por agentes de geração pudesse ter tratamento em separado da energia comercializada nos contratos de venda de energia.

Na legislação, o Decreto nº 2.655, de 1998 (2), estabeleceu que o então criado Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) deveria prever em suas regras o tratamento para os Serviços Ancilares com pagamentos via Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

A Resolução ANEEL nº 265, de 2003, regulamentou os serviços ancilares relevantes para o SIN, identificando as respectivas formas de remuneração e de prestação, tendo como base as características específicas do mercado de energia elétrica brasileiro, e considerando também a programação e o despacho centralizado do sistema, efetuadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Observa-se que mesmo com as recentes mudanças do Setor Elétrico, por meio do Decreto nº 5.163, de 2004 (3), a diretriz seguida na legislação anterior foi mantida, ao serem estabelecidas as diretrizes das regras de comercialização no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sucedânea do MAE.

3.0 - CARACTERIZAÇÃO E ESPECIFICAÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES DE GERAÇÃO NO BRASIL.

As análises para classificação dos Serviços Ancilares de geração conduzem a duas linhas predominantes: classificação "temporal" de prestação do serviço e classificação por "tipo" de serviço prestado.

A classificação temporal relaciona cada serviço ao tempo de prestação ou de disponibilização do mesmo e, desta maneira, serviços de mesma natureza podem ter diferentes classificações.

Analisando como exemplo a reserva de potência ativa nas unidades geradoras, através do critério temporal esta pode ser classificada como de curto prazo (tempo de alguns segundos até alguns minutos), médio prazo (tempo de alguns minutos até algumas horas) e longo prazo (tempo acima de algumas horas) de disponibilidade ou utilização pelo sistema.

Esta classificação temporal é de relevada importância em parques geradores predominantemente térmicos, onde os tempos de rampa para alterações de potência fornecida são maiores e mais variados e a estabilização das unidades geradoras termelétricas é mais difícil quando comparadas com unidades geradoras hidráulicas, devido à maior inércia destas últimas.

Ressalta-se que em função da diversidade de tecnologias de geração atualmente disponíveis, a caracterização dos citados tempos torna-se por vezes de difícil discriminação.

Em função das regras operativas adotadas no Brasil, nas quais o ONS, ao efetuar a programação e o despacho centralizado do sistema elétrico, tem a prerrogativa de analisar e decidir pela melhor utilização dos serviços ancilares, e considerando o fato de ser um sistema predominantemente hidráulico, a regulamentação da ANEEL estabeleceu a classificação dos Serviços Ancilares de Geração em função do tipo de serviço relevante para o SIN:

- o controle primário de frequência;
- o controle secundário de frequência;
- a reserva de potência para efetuar o controle primário de frequência;
- a reserva de potência para efetuar o controle secundário de frequência;
- a reserva de prontidão;
- o suporte de reativos; e
- a capacidade de auto-restabelecimento (black start)

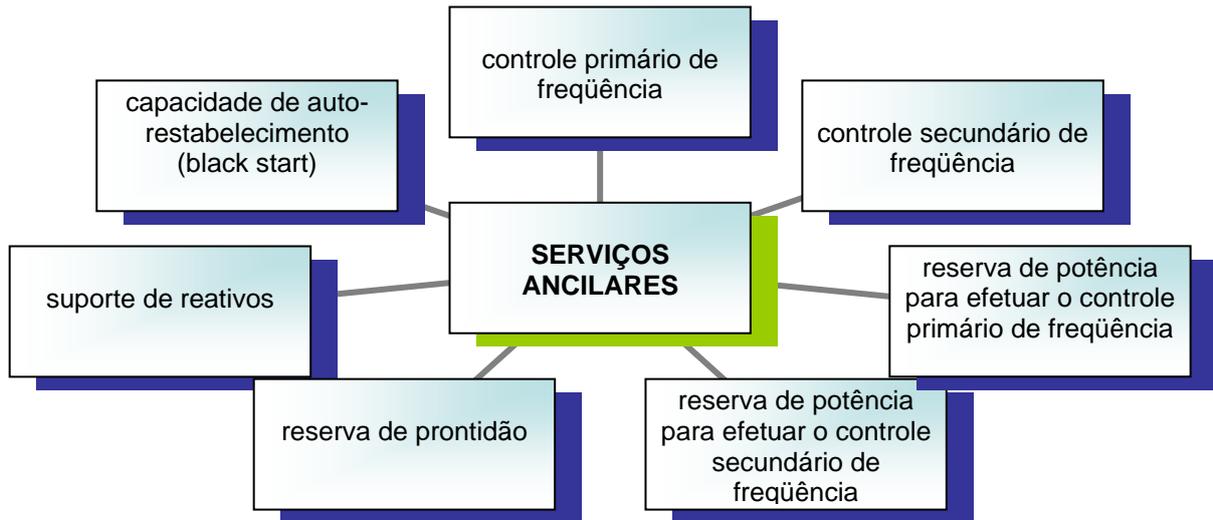


FIGURA 1 - Serviços ancilares de geração

3.1 Controle primário de frequência e reserva de potência para efetuar o controle primário

O Controle Primário de Frequência é o serviço realizado por meio dos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação da frequência quando da ocorrência de alterações que provoquem desequilíbrios entre a carga e a geração.

A Reserva de Potência para Controle Primário é a provisão de reserva de potência ativa pelas unidades geradoras para efetuar o controle primário de frequência.

Estes dois Serviços Ancilares são interdependentes, porém apresentam diferenças em seus critérios de provimento.

Para atender aos critérios de conexão à Rede Básica, estabelecidos nos Procedimentos de Rede, todas as unidades geradoras participantes do SIN devem possuir equipamento de regulação automática de velocidade para se conectarem ao sistema e, portanto, todas as usinas devem obrigatoriamente fornecer o serviço de controle primário de frequência.

Adicionalmente, para atender às solicitações sistêmicas de regulação de frequência, os reguladores de velocidade das máquinas devem estar desbloqueados, de modo a corrigir quaisquer variações dinâmicas da carga (equilíbrio carga-geração) durante a operação do sistema, buscando manter, automaticamente, a frequência dentro dos limites estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

A Reserva de Potência para Controle Primário, denominada "R1" nos Procedimentos de Rede, é uma reserva girante, ou seja, alocada na unidade geradora em operação, de modo a possibilitar que a mesma possa efetuar o controle primário de frequência.

A quantificação e alocação desta reserva e conseqüentemente a sua provisão, são determinadas pelo ONS ao efetuar a programação da operação.

3.1.1 Custos fixos e variáveis para o provimento destes serviços

Os custos de manutenção e operação dos reguladores de velocidade são parte integrante dos custos globais de manutenção e operação da usina. Portanto, não cabem cobranças relativas a estes custos nos serviços ancilares.

Para tratar dos custos variáveis para provimento da reserva de potência operativa, é necessário entender o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Este mecanismo comercial foi criado com o objetivo de mitigar o risco hidrológico das usinas dele participantes, ao serem submetidas ao despacho otimizado, centralizado pelo ONS.

Por meio do MRE, mesmo que não haja geração de energia em determinada usina, decorrente da otimização energética, é comercialmente alocada à mesma esta parcela não gerada, ao mesmo custo que incorreria se tivesse efetivamente gerado esta energia.

Portanto, ao prover a reserva de potência para efetuar o controle primário, determinado na programação do ONS, a usina tem seus custos já remunerados pelo MRE (embora, como demonstrado anteriormente, tenha sido criado com outros objetivos), não havendo necessidade de remuneração adicional para prestação deste serviço ancilar.

Não há custo de perda de oportunidade associado a esta reserva, pois sua não utilização para geração de energia ativa indica que não houve necessidade sistêmica.

3.2 Controle secundário de frequência e reserva de potência para efetuar o controle secundário

O Controle Secundário de Frequência é o serviço realizado por meio das unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG) cujos reguladores automáticos de velocidade ficam sob o controle dos Centros de Operação do ONS, os quais atuam objetivando restabelecer a frequência do sistema ao seu valor nominal e manter e/ou restabelecer os limites de intercâmbio de potência ativa aos valores programados, durante a operação em tempo real do sistema.

A Reserva de Potência para Controle Secundário é a provisão de reserva de potência ativa pelas unidades geradoras participantes do CAG.

Por estar associada ao controle secundário de frequência, toda unidade geradora participante do CAG deve obrigatoriamente efetuar a provisão deste serviço.

Para atender as solicitações de regulação de frequência os reguladores de velocidade das máquinas devem estar desbloqueados, devendo a usina possuir os requisitos técnicos (sistemas de controle e comunicação) para que o comando dos mesmos seja efetuado de modo remoto, a partir dos Centros de Operação do ONS.

A Reserva de Potência para Controle Secundário é denominada "R2" nos Procedimentos de Rede, sendo também uma reserva girante, alocada em unidades geradoras participantes do CAG.

A quantificação e alocação desta reserva e conseqüentemente o seu provimento são determinados pelo ONS ao efetuar a programação da operação.

3.2.1 Custos fixos e variáveis para provimento destes serviços

Em usinas existentes que atualmente participam da provisão de CAG o custo fixo de instalação dos equipamentos necessários de controle e comunicação já foi considerado na amortização do investimento, não caracterizando necessidade de ressarcimento adicional.

Por outro lado, para usinas que tenham sido objeto de privatização, os custos fixos dos equipamentos certamente foram considerados quando da avaliação para estabelecer a oferta no leilão de concessão respectivo, não caracterizando necessidade de ressarcimento específico adicional.

Os custos de manutenção e operação dos equipamentos de CAG para as usinas que já participam do mesmo são parte integrante dos custos de manutenção e operação global da usina, não sendo possível sua segregação para pagamento de serviços ancilares.

Quanto à reserva de potência ativa, os custos estão já remunerados através do MRE, não se configurando portanto a necessidade de ressarcimento adicional.

Não há custo de oportunidade associado a esta reserva pois sua não utilização para geração de potência ativa indica que não houve necessidade sistêmica.

Prevê a regulamentação que, caso o ONS detecte a necessidade de melhoria de performance de sistema existente ou necessidade de provimento por parte de usina que não possui os equipamentos necessários, desde que justifique adequadamente à ANEEL, poderá ser autorizado o provimento, e os custos fixos para tal, após auditados e aprovados, serão ressarcidos via ESS.

3.3 Reserva de prontidão

A Reserva de Prontidão é a disponibilidade de unidades geradoras com o objetivo de recompor a reserva girante do sistema, em caso de indisponibilidade ou redeclaração da disponibilidade de geração, se atingido o limite mínimo de reserva de potência girante disponível do sistema.

Toda unidade geradora que tenha sido declarada disponível na fase de programação de geração e não tenha sido despachada por motivos sistêmicos, deve obrigatoriamente efetuar a provisão deste serviço, sempre que solicitado.

O ONS e o agente de geração deverão estabelecer, no respectivo Acordo Operativo, o tempo mínimo em que esta reserva deverá estar disponível após sua solicitação e o tempo mínimo de fornecimento sem interrupção.

3.3.1 Custos variáveis para provimento deste serviço

Somente os custos com combustíveis, previamente à sincronização e tomada de carga, é que são passíveis de recuperação via ESS, o que se justifica em função de que, ao iniciar a entrega de energia ao sistema, o ressarcimento obedece as regras de mercado vigentes.

3.4 Suporte de reativos para controle de tensão

O Suporte de Reativos ao sistema é um serviço destinado ao controle de tensão da Rede de Operação, em que a unidade geradora fornece ou absorve energia reativa da rede, objetivando manter a tensão dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

3.4.1 Custos fixos e variáveis para prestação deste serviço

As unidades geradoras, quando despachadas fornecendo potência ativa para o sistema, considerando que necessariamente o ponto de operação deverá se situar dentro dos limites da respectiva curva de capacidade do gerador, e deverão ser respeitadas as eventuais limitações da turbina quanto à geração mínima, não têm custos adicionais ou perda de vida útil das máquinas para fornecer o suporte de reativos ao sistema.

Nestas condições, a remuneração da prestação deste serviço é também efetuada em função da aplicação do mecanismo do MRE, no caso de usinas dele participantes, ou por meio de mecanismos do mercado de energia, no caso de usinas termelétricas, as quais são ressarcidas em função de seus custos declarados.

Exceção se verifica na situação de unidade geradora despachada como compensador síncrono, caso em que, pelas regras existentes antes da Resolução nº 265, de 2003, a usina prestadora do serviço não obtinha o ressarcimento adequado.

Até então, o agente de geração deveria atender as ordens de despacho do ONS, incorrendo nos seguintes custos:

- o consumo de energia ativa da unidade geradora operando como compensador síncrono era medido e contabilizado como consumo interno da usina, apesar de estar prestando serviço de interesse sistêmico; e
- sendo a contabilização baseada na medição da produção de energia ativa, a energia reativa gerada ou absorvida não era considerada, ficando a unidade geradora com a mesma caracterização da unidade geradora parada, embora possuindo custos de operação e desgaste do equipamento.

Com o advento da regulamentação, o consumo de energia ativa da unidade geradora passou a ser considerado como integrante das perdas da rede, com custo rateado entre todos os acessantes.

Para usinas que tenham unidades sendo despachadas operando como compensador síncrono, o serviço passou a ser remunerado por uma tarifa, denominada Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), a ser paga através dos ESS, devendo para isto ser celebrado um Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) entre o ONS e o agente de geração.

Determinou a regulamentação que para todas as unidades geradoras que tenham possibilidade de operar como compensador síncrono, este serviço deverá ser fornecido sempre que solicitado pelo ONS, em função de necessidades sistêmicas.

A Tarifa de Serviços Ancilares contempla o ressarcimento dos custos adicionais de operação e manutenção nesta situação operativa, devido à existência de equipamentos auxiliares específicos, tais como compressores e demais sistemas de rebaixamento do nível da água na câmara da turbina.

Sendo esta tarifa associada a custos adicionais de operação e manutenção, foi estabelecida com base no pagamento em R\$/Mvarh (reais por megavar-hora).

Não foi baseada no período (horas) de prestação do serviço, por ser de difícil quantificação e segregação o custo com base em horas de operação, ao prover este serviço ancilar.

Identicamente ao caso de CAG, prevê a regulamentação que, caso o ONS detecte a necessidade de melhoria de performance de sistema existente ou necessidade de provimento por parte de usina que não possui os equipamentos necessários, desde que justifique adequadamente à ANEEL, poderá ser autorizado o provimento e os custos fixos para tal, após auditados e aprovados, serão ressarcidos via ESS.

3.5 Auto-restabelecimento (black start)

Auto-restabelecimento (black start) é a capacidade que tem uma unidade geradora ou usina geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares para colocar em operação suas unidades geradoras.

3.5.1 Custos fixos e variáveis para prestação deste serviço

Identicamente ao custo de equipamentos de usinas participantes de CAG, em usinas existentes que já disponham de equipamentos para prover este serviço, os custos fixos ou já foram amortizados ou já foram considerados na avaliação do empreendimento, no caso de usina privatizada.

Quanto ao ressarcimento por custos variáveis para black start, cabe lembrar que a recomposição do sistema é efetuada sempre em ação conjunta do agente de geração, do agente de transmissão, do agente de distribuição e do ONS, sendo portanto de característica sistêmica nunca sendo de participação exclusiva de determinado gerador.

Desta maneira não é possível segregar tais custos, para pagamento exclusivamente ao gerador.

4.0 - CONCLUSÕES

Verifica-se pelas diretrizes da Resolução nº 265, de 2003, que a característica de ser um sistema predominantemente hidráulico e a existência do mecanismo do MRE, que apesar de ter sua origem no conceito de mitigação do risco hidrológico, na prática acaba por ressarcir também os geradores na provisão de vários serviços ancilares.

A estrutura de mercado do setor elétrico brasileiro também não configura, em seu atual estágio, a possibilidade de criação de mercado específico para provimento de serviços ancilares, devido ao despacho centralizado do ONS ser baseado em modelos de otimização energética e não na oferta de provimento dos serviços por parte dos agentes.

Restam, no entanto, necessidades de monitoramento permanente da prestação dos serviços ancilares, objetivando aprimorar os métodos de avaliação dos custos incorridos para correto ressarcimento para sua prestação.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Resolução ANEEL nº 265, de 10/06/2003 - Estabelece os procedimentos para prestação dos serviços ancilares de geração e transmissão.
- (2) Decreto nº 2.655, de 02/07/1998 - Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.
- (3) Decreto nº 5.163, de 30/07/2004 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.
- (4) PricewaterhouseCoopers, Working Paper 98/2/2-2, novembro de 1998 - Serviços Ancilares.
- (5) Silva, E. L., Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica - Editora Sagra Luzzato - 1ª edição, 2001.
- (6) Papalexopoulos, A., Singh, H., On the Various Design Options for Ancillary Services Markets - Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences, 2001.
- (7) Hirst, E., Kirby, B., Creating Competitive Markets for Ancillary Services - U.S. Department of Energy, 1997.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

SIMABUKU, Ricardo T., nascido em Taquaritinga/SP, em 25/07/1964, graduado em Engenharia Elétrica, modalidade Eletrotécnica, pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - USP, em 1986. Trabalhou na CNEC/CAEEL - Consultas e Aplicações em Engenharia Elétrica, em projetos de usinas hidrelétricas, na IR CONSULTORIA, em projetos elétricos de geração e distribuição no setor sucro-alcooleiro, na A.ARAÚJO S.A., em projetos na área petroquímica, na ÓRION ENGENHARIA e ÓRION AUTOMAÇÃO, em projetos de engenharia e automação industrial, atuando nas áreas de usinas termelétricas, siderurgia, máquinas de movimentação de

minérios, pontes rolantes, tratamento de efluentes, indústria alimentícia e de sucos. Desde 2002, engenheiro da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração, da ANEEL.

SILVA, Rui G. A., nascido em Belém/PA, em 04/12/1959, graduado em Engenharia Elétrica, modalidade Eletrotécnica, pela Universidade Federal do Pará – UFPA, em 1983, pós graduado em Sistemas Elétricos pela Escola Federal de Itajubá, em 1990. Trabalhou nas Centrais Elétricas do Pará S.A de 1983 a 2002 na área de operação do sistema de transmissão e geração. Desde 2002, engenheiro da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração, da ANEEL.