



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

**O DESAFIO DA DEFINIÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES PARA O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL:
ASPECTOS TÉCNICOS QUE LEVARAM À SUA IDENTIFICAÇÃO PELO ONS**

Paulo Gomes*
ONS

Sergio Luiz de Azevedo Sardinha
ONS

Neyl H. M. Soares
ONS

RESUMO

Este artigo apresenta uma proposta de serviços que podem ser considerados como ancilares para o Sistema Interligado Nacional (SIN). É apresentado de forma sucinta o processo de amadurecimento neste assunto, enfocando os aspectos temporal e tecnológico.

É apresentado um histórico sucinto da evolução deste assunto no âmbito do ONS, como também a definição dos serviços a serem considerados como ancilares.

O artigo tem por objetivo apresentar a lista dos requisitos mínimos para a conexão à rede básica e a lista dos serviços ancilares mandatórios e voluntários, explicando as razões técnicas que levaram à sua eleição com serviços ancilares.

A filosofia básica adotada é dividir tais serviços em 3 categorias:

- Serviços obrigatórios (requisitos mínimos) – que devem ser providos por todo e qualquer agente .
- Serviços mandatórios – serviços ancilares que devem ser fornecidos por aqueles agentes designados pelo Operador do Sistema, com ou sem remuneração.
- Serviços voluntários - serviços ancilares em a participação do agente é consentida . São normalmente remunerados através da celebração de um Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA). Podem ser obtidos através de licitação.

PALAVRAS-CHAVE:

Reestruturação, Serviços Ancilares, Segurança Operativa, Livre Acesso.

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos vêm passando por um amplo processo de reformulação. O processo de privatização, a regulamentação do livre acesso à rede, a figura do Produtor Independente de Energia e o Operador do Sistema são partes deste contexto.

Os novos modelos dos setores elétricos contemplam vários agentes com diferentes funções, equipamentos e interesses de negócios: agentes de distribuição, agentes de geração, agentes de transmissão, comercializadores de energia (“brokering entities”), Produtores Independentes de Energia, autoprodutores e cogeneradores; embora os sistemas estejam sendo reestruturados, temos que ter em mente que o comportamento físico dos sistemas elétricos permanecerá o mesmo.

Os novos cenários tanto no Brasil quanto na área internacional, indicam uma grande preocupação com a segurança dos sistemas elétricos. Vários artigos técnicos internacionais questionam a confiabilidade e a segurança desta nova realidade. Como isto poderá ser garantido?

A definição dos serviços a serem considerados como ancilares se constitui numa das questões mais complexas nos novos modelos setoriais.

2. HISTÓRICO

A preocupação com os Serviços Ancilares começou há pouco mais de uma década. Durante a sessão bienal da Cigré em 1992 surgiu, talvez pela primeira vez, uma abordagem mais ampla sobre tal assunto.

* Rua da Quitanda, 196 - 11º andar - CEP 20091-000 – Rio de Janeiro - RJ - BRASIL
Tel.: (021) 2203-9822 - Fax: (021) 2203-9411 - E-MAIL: pgomes@ons.org.br

De uma lista inicial de alguns poucos serviços ancilares, seu número foi sendo aumentado gradativamente por diversos autores . Dariush Shirmohammadi e A. Vojdani , em artigo intitulado “An Overview of Ancillary Services”, apresentado no V Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação Elétrica, realizado em Recife, em 1996, apresentaram uma classificação que propunha 40 tipos de serviços.

Este assunto “explodiu” por volta de 1998, onde o mesmo começou a ser detalhado em diversos países, chegando-se a relações com cerca de 140 tipos de serviços.

Basicamente os serviços ancilares são os serviços necessários para tornar possível o suprimento confiável de energia elétrica com um nível adequado de qualidade.

No modelo tradicional, a comercialização em separado do produto energia e de seus serviços associados (ancilares) não é feita de forma diferenciada, sendo os custos correspondentes a estes serviços considerados embutidos na tarifa paga pelos consumidores.

Num modelo competitivo e desverticalizado é imprescindível que se separe o produto energia elétrica de um certo conjunto de serviços, de forma que os mesmos possam ser adquiridos em separado. Será então necessário a identificação dos custos incorridos para provimento destes serviços de forma que se possa remunerar os provedores de forma adequada, procurando-se sempre a eficiência econômica. A eleição de um número muito elevado de serviços ancilares exigiria um imenso esforço e uma estrutura de recursos humanos e materiais para a contabilização e remuneração dos provedores de tal ordem, que seu custo acabaria por anular, ou mesmo suplantar, a economia obtida pela redução da tarifa que é a própria essência do modelo competitivo.

Diante deste fato, houve um convencimento a nível mundial de que melhor seria limitar a lista de serviços ancilares a um número que fosse técnica, econômica e gerencialmente exequível. Verifica-se hoje que a relação dos serviços ancilares pode variar de um sistema para outro, em função de sua topologia e suas características operativas, contudo dificilmente passam de 10, sendo que alguns destes serviços são sempre considerados por todos os países como integrantes da lista de serviços ancilares.

Assim, seja qual for a política de serviços ancilares a ser implementada, alguns aspectos técnicos não podem deixar de ser considerados,

sob pena de comprometer-se a qualidade do suprimento de energia elétrica e a própria segurança operativa do sistema como também a possibilidade de serem adotadas soluções que possam trazer conseqüências indesejáveis ao valor da tarifa ao consumidor final.

Neste aspecto, deve-se reconhecer o papel fundamental desempenhado pelos geradores na manutenção da estabilidade do sistema e no controle da tensão e da freqüência do sistema. Deve-se considerar que para a execução de determinadas funções existem soluções que são consagradas, por se constituírem nas melhores alternativas técnicas e econômicas. Este é o caso, por exemplo, da utilização dos chamados “sinais adicionais estabilizantes (PSS)” nos sistemas de excitação das unidades geradoras. Caso os mesmos não sejam utilizados, será necessário recorrer a reforços no sistema de transmissão (novos circuitos e/ou equipamentos de compensação reativa), cujo custo global é notoriamente superior e com a certeza de que nem sempre serão alcançados os resultados desejados.

Deve-se garantir, portanto, que, neste novo modelo, as funções que são reconhecidas como as melhores e mais econômicas alternativas para solucionar determinados problemas sejam preservadas, sob pena de sacrificar-se a segurança operativa do sistema e a sua economicidade, comprometendo o principal propósito de reestruturação do setor elétrico.

Foram estes os princípios que nortearam a elaboração dos Procedimentos de Rede e as condicionantes técnicas para a elaboração pelo ONS de sua proposta de serviços ancilares, atualmente em fase de análise pela ANEEL.

4. COLETÂNEA MÍNIMA DE SERVIÇOS ANCILARES PARA O SISTEMA BRASILEIRO

Considerando-se a experiência operativa e a necessidade de se garantir a operacionalidade do sistema, procurou-se definir um número mínimo de serviços, observando-se os aspectos de segurança, confiabilidade e qualidade no suprimento de energia elétrica. Assim, serão considerados como serviços ancilares:

- Os controles primário e secundário de freqüência;
- A reserva de potência operativa;
- Controle de tensão;

- A capacidade de auto-restabelecimento ("Black Start") de unidades geradoras.

A seguir, passamos à conceituação destes serviços.

4.1. Controle Primário de Frequência

O controle primário de frequência é integrado por todos os recursos disponíveis para conter a excursão de frequência provocada por desequilíbrios entre a carga e a geração.

Constituirão recursos para o controle primário da frequência:

- A regulação primária (ou natural) de frequência propiciada pelos reguladores de velocidade de todas as unidades geradoras que deverão, obrigatoriamente, estar desbloqueados;
- Os Esquemas Automáticos de Corte de Geração;
- Os Esquemas Regionais de Alívio de Carga.

Os dois primeiros são fornecidos pelos Agentes de Geração e o último, pelos Agentes de Consumo.

Os itens obrigatórios para os sistemas de regulação de velocidade dos novos geradores a se integrarem ao sistema, estão incluídos nos Procedimentos de Rede que definem os requisitos mínimos para conexão. Como exemplo, pode-se citar a insensibilidade dos reguladores que deve ser inferior a 0,01 Hz e a banda morta voluntária que deve ser nula.

4.2. Controle Secundário de Frequência

O controle secundário de frequência tem por objetivo restabelecer a frequência do sistema a seu valor programado e/ou reconduzir os intercâmbios de potência ativa nas interligações aos seus valores programados, observando-se os valores desejados de geração para as unidades sob controle, após a ocorrência de um desequilíbrio entre a carga e a geração. Tal controle é executado pelas unidades participantes do Controle Automático de Geração. Este serviço também é fornecido pelos Agentes de Geração.

Nos Procedimentos de Rede que estabelecem os requisitos mínimos para conexão para as usinas que venham a se integrar ao sistema, estão definidos os critérios que o ONS considerará para determinar se uma dada usina participará do Controle Automático de Geração (CAG) :

- Em princípio as usinas participantes do CAG não devem possuir capacidade inferior a 400 MW;
- A usina não deve estar localizada na ponta de um circuito radial ou em regiões com restrições (gargalos) no sistema de transmissão;
- A usina não deve estar localizada muito próximo eletricamente de outras unidades, situadas em áreas de controle distintas, que já estejam provendo o serviço de CAG;
- Outras condicionantes verificadas quando do Acesso do agente ao Sistema de Transmissão poderão impugnar o provimento do serviço de CAG pelo mesmo.

4.3. Reserva de Potência Primária

Esta parcela da reserva de potência operativa tem por objetivo garantir o controle primário da frequência. Este serviço é fornecido pelos Agentes de Geração.

4.4. Reserva de Potência Secundária

Esta parcela da reserva de potência operativa tem por objetivo garantir o controle secundário da frequência, devendo ser, obrigatoriamente, constituída por reserva girante a ser mantida nas unidades participantes do CAG. Este serviço é fornecido pelos Agentes de Geração.

Quanto à alocação e utilização desta reserva, alguns cuidados deverão ser tomados:

- Consideração de eventuais restrições de transmissão;
- Problemas decorrentes de concentração da reserva numa mesma área elétrica (maiores flutuações de potência acompanhadas de flutuações de tensão);
- Dificuldades decorrentes das faixas restritivas de operação, motivadas por alocação de elevados montantes de reserva numa mesma usina;
- Custo adicional das unidades térmicas.

Em princípio não se cogita em alocar reserva de potência secundária em máquinas térmicas a gás, por suas características técnicas de projeto, que as tornam inadequadas para operação fora ponto ótimo de rendimento.

4.5. Reserva de Potência de Prontidão

Esta parcela tem por objetivo recompor a reserva de potência operativa do sistema quando esta se esgotar, em caso de indisponibilidades ou

redeclarações por parte de geradores, bem como por desvios no valor da carga em relação ao previsto. Deve estar disponível em até 30 minutos contados a partir de sua solicitação, e ser mantida por pelo menos 4 horas consecutivas.

Dois tipos de provedores do serviço ancilar de reserva de potência de prontidão poderão ser considerados:

- Unidades geradoras que atendam as condições acima estabelecidas (Agentes de Geração);
- Reduções de demanda voluntariamente oferecidas por grandes consumidores ou Agentes de distribuição (Agentes de Consumo).

4.6. Controle de Tensão

O serviço de controle de tensão é constituído por todos os recursos disponíveis para a manutenção dos níveis de tensão dentro de faixas operativas que atendam aos requisitos de qualidade e confiabilidade do sistema. Podem ser considerados serviços auxiliares de controle de tensão aqueles providos pelas seguintes fontes :

- Agentes de Geração
 - Geradores ;
 - Unidades geradoras operando como compensadores síncronos
- Agentes de Transmissão e Distribuição
 - Capacitores em derivação;
 - Reatores manobráveis;
 - Compensadores síncronos;
 - Compensadores estáticos;
 - Elo de corrente contínua;
 - Aberturas de linhas de transmissão;
 - Transformadores com comutação sob carga;
 - Compensadores série.

O controle de tensão apresenta características que devem ser consideradas na definição da forma de remuneração:

- Nem sempre é possível utilizar-se a capacidade plena de fornecimento de potência reativa pelos geradores em regime normal de operação;
- Operar compensadores síncronos e estáticos com valores elevados de geração ou absorção de potência reativa não é tecnicamente a maneira mais eficiente de se utilizar tais equipamentos. Deve-se ter "folga" suficiente para sua resposta durante contingências;

- Pelo fato do sistema ser predominantemente hidroelétrico, pode-se ter diferentes condições operativas, que venham a requerer diferentes alternativas para o controle do perfil de tensão do sistema;
- A utilização de máquinas operando como compensadores síncronos é importante para o controle da tensão. Entretanto, não é necessário que todas as máquinas de uma usina possuam esta característica e nem mesmo que existam máquinas com estas características em todas as usinas. Além disto, esta característica também pode ser utilizada para outros fins tais como o controle de queda da frequência (aumento da inércia do sistema), controle de auto-excitação, etc.

Diante do exposto, entende-se que a remuneração do serviço de controle de tensão deve ser feita em função da capacidade instalada, de modo a recuperar os custos de provimento do serviço. A remuneração pelo MVArh gerado ou absorvido não parece ter muito sentido. A remuneração deste serviço deve garantir a recuperação das perdas resultantes da utilização dos equipamentos de compensação reativa. No caso particular de unidades geradoras operando como compensadores síncronos, deve ser recuperado o consumo de energia decorrente desta forma de operação. Pode-se ter numa usina algumas máquinas operando como geradores e outras como compensadores síncronos. É usual nesta configuração que se opere com a tensão terminal dos geradores superior à tensão terminal dos síncronos, para se obter um melhor desempenho dinâmico da usina como um todo.

Dispositivos FACTS e Load Tap Changers (LTC) de transformadores deverão ser considerados como integrantes do sistema de transmissão, sendo seus custos recuperados pelos encargos de uso do sistema de transmissão.

Alguns requisitos são necessários para este serviço, como:

- O Operador do Sistema definirá nos Procedimentos de Rede as faixas de variação de tensão nos barramentos de conexão à Rede Básica para as diferentes condições de carga;
- Os novos geradores deverão dispor de uma curva de capacidade que atenda os requisitos mínimos definidos pelo Operador do Sistema nos Procedimentos de Rede.

4.7. Capacidade de Auto-Restabelecimento (“Black Start”)

Este serviço será provido pelas unidades geradoras com capacidade de auto-restabelecimento que forem definidas pelo Operador do Sistema, quer por razões de ordem estratégica, quer por restrições sistêmicas ou de equipamentos, para propiciar a recomposição do sistema.

Na composição dos custos incorridos para fins de remuneração deste serviço, deverão ser considerados os seguintes aspectos:

- Investimentos em unidades geradoras auxiliares;
- Gastos com combustíveis necessários para o acionamento de geradores auxiliares;
- Investimentos para a implantação de canais de comunicação;
- Gastos com a manutenção dos equipamentos e instalações.

Nos Procedimentos de Rede de acesso e conexão deverá ser estabelecido que as unidades geradoras eleitas pelo Operador do Sistema para proverem o serviço de “Black Start” deverão ter autonomia de no mínimo 6 horas consecutivas de operação, em situação de blecaute do sistema e que deverão submeter-se a testes a cada dois anos.

5. REQUISITOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO À REDE BÁSICA

É importante que se faça a distinção entre os serviços ancilares, anteriormente citados, e os requisitos mínimos para conexão à rede básica. Estes são obrigatórios para todos os agentes que se integrem ao SIN e permitirão a prestação daqueles. Tais requisitos, contidos no submódulo 3.8 dos Procedimentos de Rede, correspondem ao conjunto de características tradicionalmente reconhecidas como a melhor alternativa técnico-econômica, e que devem ser atendidas obrigatoriamente por todos os Agentes para se conectarem à Rede Básica, sem qualquer espécie de remuneração. Enquadram-se neste caso, por exemplo, as características do sistema de excitação dos geradores, a implantação de sinais adicionais estabilizantes para o amortecimento de oscilações e as características das curvas de capacidade das unidades geradoras. O atendimento a estes requisitos mínimos

Caso, por determinação do ONS, seja necessário que as unidades geradoras de algum Agente

apresentem características que excedam tais requisitos mínimos, este Agente deverá ter direito ao ressarcimento dos custos adicionais de investimento.

6. OS SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO

Com a tendência de operação dos sistemas elétricos próximos a seus limites, que caracteriza o novo modelo competitivo, ou mesmo em razão de restrições de natureza energética, tornam-se cada vez mais necessários os Sistemas Especiais de Proteção (SEP) para a garantia da segurança operativa dos sistemas.

De forma a garantir um elevado grau de confiabilidade para o desempenho dos SEP, considerando, inclusive, a possibilidade de sua atuação acidental ou incorreta, torna-se necessário muitas vezes dotá-los de redundâncias e até mesmo utilizar os chamados “sistemas votantes” , além de um sistema de comunicação altamente confiável.

Face aos elevados custos envolvidos para a implementação dos novos SEP de efeito sistêmico seria injustificável onerar-se um único ou poucos Agentes para o benefício de todo o SIN. Cabe citar como exemplo que, nos Estados Unidos, um único esquema, envolvendo a Pacific Intertie, implicou em gastos da ordem de 20 milhões de dólares apenas em comunicações.

Deste modo, os custos para a implementação de SEP , como por exemplo, o corte de geração para a preservação da estabilidade do sistema como um todo, devem ser remunerados. Alguns advogam o seu tratamento como serviços ancilares mandatórios. Outra forma seria o rateio destes custos entre todos os Agentes como Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

7. CONCLUSÕES

- Na definição dos arranjos técnicos, foram adotadas premissas que refletem a experiência dos técnicos de operação do setor elétrico brasileiro e sua preocupação com a garantia de operacionalidade do sistema no novo modelo que se busca implantar.
- A experiência internacional em relação aos serviços ancilares demonstra que diversos países vivenciaram problemas na sua implementação, com elevação dos custos que acabaram por levá-los a modificar os mecanismos adotados originalmente.

- A inexperiência brasileira no tratamento da questão, a inexistência de uma estrutura eficiente de medição e a responsabilidade do ONS pela não degradação dos atuais padrões de qualidade e segurança/confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, recomendam prudência e algum grau de discricionariedade na fase inicial de implantação dos serviços ancilares. Deve-se começar com uma coletânea reduzida de Serviços Ancilares e depois com a experiência adquirida com a sua utilização, verificar a viabilidade de se incluir outros serviços adicionais. Serviços inicialmente mandatários e não remunerados poderão avançar gradualmente no sentido de tornarem-se voluntários e remunerados sob o incentivo do ONS e das condições de mercado.
- Na definição dos tipos de serviços a serem incluídos na relação dos serviços ancilares foram considerados apenas aqueles que contribuem para a segurança/ confiabilidade e qualidade do suprimento de energia elétrica, dando-se ênfase, em um primeiro momento aos serviços providos pelos agentes de geração.

Considerando-se a complexidade do assunto é importante e recomendável que a implantação destes serviços seja feita de forma gradativa.

8. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] P. Gomes, F. Paulo de Mello, N. Martins – “Assuring System Reliability in a Competitive Environment” Paper 38-104 30th August – 5th September 1998 Cigré Bienal Session;
- [2] P. Gomes, S. Cisneiros, N.H. Soares – “Aspects Related to Efficiency in the new Competitive Environment” Paper 39-204 – 2000 Cigré Bienal Session;
- [3] P. Gomes – Segurança Operativa dos Sistemas Elétricos: Diagnóstico e Perspectivas face à Reestruturação do Setor Elétrico – Tese de Doutorado – EFEI/2001;
- [4] ONS: Minuta do Documento sobre Serviços Ancilares necessários à operação do Sistema Elétrico Brasileiro e Arranjos Comerciais destes Serviços providos pelos Agentes;
- [5] P. Gomes, J.W. Marangon Lima, N. Martins, X.V. Filho – “Aspectos de Estabilidade em Ambientes Competitivos” – XII CBA – Congresso Brasileiro de Automática – 14 a 18 de setembro de 1998 – Uberlândia – MG;
- [6] S. Morand, N.H. Soares, P. Gomes e S.L. Sardinha – “Ancillary Services in Brazilian System” ,International Grid Conference 2000 – IGC2000 – Norway;
- [7] NERA – National Economic Research Associates – Ancillary Services: Recommendation for Comercialization;
- [8] . Dariush Shirmohammadi e A. Vojdani - “An Overview of Ancillary Services”, V Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação Elétrica – 1996 - Recife,