

Proposta de Metodologia para Valoração de Serviços Ancilares das Usinas da CESP

Carlos M. V. Tahan¹, José A. Jardini¹, Thales Sousa¹, Antônio P. Feltrin², Juan C. G. Manso², Rubén A. R. Lázaro², Ronaldo P. Casolari¹ e José A. O. Rosa³

Resumo—A mudança estrutural das empresas de energia elétrica, baseada no atendimento ao mercado, resultou na separação das atividades de geração, transmissão e distribuição e na repartição dos custos de operação. Com a necessidade da repartição dos custos operacionais surgiu a necessidade de discretizar os diferentes tipos de serviços com o objetivo de conhecê-los, organizá-los por função e definir metodologias para identificação de quem oferece e de quem utiliza estes serviços, bem como metodologias de remuneração dos mesmos. Nesse sentido, o presente trabalho visa desenvolver estudos teóricos e práticos (simulações) e a partir destes, elaborar uma metodologia de ressarcimento e remuneração para os Serviços Ancilares de Auto-restabelecimento, Reserva de Potência Ativa, Sistemas Especiais de Proteção e Suporte de Potência Reativa. Os estudos e simulações propostas foram realizadas a partir dos Serviços Ancilares prestados pelas usinas da CESP.

Palavras-chave—Agentes de Geração, Custo de Oportunidade, Remuneração, Serviços Ancilares, Sistemas Elétricos de Potência.

I. INTRODUÇÃO

A mudança estrutural das empresas de energia elétrica resultou na necessidade de discretizar os diferentes tipos de serviços prestados. Neste contexto foram definidos os Serviços Ancilares. Os Serviços Ancilares são um conjunto de serviços que contribui para segurança/confiabilidade e qualidade do suprimento de energia elétrica. A prestação desses serviços é uma atividade imprescindível à operação eficiente do Sistema Elétrico Interligado.

Os Serviços Ancilares a serem providos em cada sistema elétrico são definidos pelos Operadores do Sistema (no Brasil, o Operador Nacional do Sistema - ONS). Essa definição pode ser ampla e diferir de um país para o outro, em função de suas características operativas e diferentes dimensões topológicas de seus sistemas.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica e consta dos Anais do VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL) realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de Agosto de 2011.

Este Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) foi apoiado pela Companhia Energética de São Paulo (CESP).

C.M.V. Tahan, J.A. Jardini, T. Sousa, R.P. Casolari trabalham na Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia - FDTE (e-mail: cmvtahan@pea.usp.br; tsousa@fdte.org.br).

A.P. Feltrin, J.C.G. Manso, R.A.R. Lázaro trabalham na Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira - FEPISA (e-mail: padiha@dee.feis.unesp.br).

J.A.O. Rosa trabalha na Companhia Energética de São Paulo - CESP (e-mail: antonio.rosa@cesp.com.br).

De maneira a atender as restrições de cada sistema e viabilizar as operações de mercado deve ser estabelecida a adequada repartição dos custos dos serviços prestados pelos diferentes agentes do setor elétrico. Essa repartição deve considerar que os agentes estão sujeitos à dinâmica do ambiente situacional, atualmente caracterizado pela alta competitividade e em constante mudança tecnológica; e que suas interações com o meio ambiente devem ser coordenadas e integradas.

Dentro deste contexto, o estabelecimento do preço de venda dos bens e serviços constitui-se uma estratégia competitiva de grande relevância para os agentes. Esta importância é ressaltada à medida que os mesmos convivem com as imposições do mercado, dos custos, do governo, da concorrência e da situação econômica mundial.

Desta forma, os preços podem ser fixados visando objetivos diferentes, tais como: maximizar os lucros, maximizar o bem-estar social, minimizar as perdas, etc. Sendo assim, o processo de decisão de preços está relacionado com a busca de um equilíbrio interno e externo: por um lado, o preço de um produto ou serviços precisa atender às condições de concorrência de mercado, e por outro, a fixação desse preço necessita sustentar as políticas dos agentes, tais como: nível de investimento, de produção, de retorno do capital aplicado, de cobertura dos seus custos, etc.

Existem diferentes formas de estabelecer custos e definir a base de remuneração pelos serviços prestados. Alguns deles são: utilização do conceito de Custo de Oportunidade [1], utilização das regras de oferta e preço de mercado [2-3] e remuneração pelo custo efetivo [4].

Nesse sentido, o presente trabalho visa desenvolver estudos teóricos e práticos (simulações) e a partir destes, elaborar uma metodologia de ressarcimento e remuneração para os Serviços Ancilares de Auto-restabelecimento, Reserva de Potência Ativa, Sistemas Especiais de Proteção e Suporte de Potência Reativa. Os estudos e simulações propostas foram realizadas a partir dos Serviços Ancilares prestados pelas usinas da CESP.

O trabalho foi organizado como segue: Seção II apresenta um resumo sobre a regulamentação dos Serviços Ancilares no Brasil. A Seção III apresenta os custos envolvidos na prestação dos Serviços Ancilares. A Seção IV apresenta as metodologias propostas para remuneração dos Serviços Ancilares. A Seção V apresenta os mecanismos transacionais possíveis de serem aplicados. A última seção apresenta as conclusões do trabalho.

II. SERVIÇOS ANCILARES NO BRASIL

Os Serviços Ancilares começaram a ser definidos em di-

ferentes mercados de energia do mundo a partir de meados da década de 90. Nesse mesmo período iniciou-se o estabelecimento de metodologias e ferramentas para ressarcimento e/ou remuneração dos mesmos.

No Brasil, o Decreto N°2.655 de 1998 fez a primeira menção aos Serviços Ancilares na regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro. A partir desta data, vários autores publicaram trabalhos indicando propostas de classificação e especificação para os Serviços Ancilares [5-6].

Em 2003, a ANEEL publicou a Resolução N°265 [7] que estabeleceu os procedimentos para prestação de Serviços Ancilares de geração e transmissão. Em 2007, a Resolução Normativa N°251 [8] alterou os dispositivos da Resolução N°265, tornando-se a regulamentação mais atual que trata do assunto em âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A Tabela I ilustra os Serviços Ancilares prestados pelos agentes de geração, de transmissão e de distribuição do SIN e as descrições dos arranjos comerciais atuais estabelecidos para os mesmos. É importante enfatizar que os arranjos atuais estabelecidos fazem menção apenas ao ressarcimento dos custos resultantes da provisão dos Serviços Ancilares.

Tabela I. Serviços Ancilares prestados pelos agentes de geração, de transmissão e de distribuição e seus respectivos arranjos comerciais. [9]

Tipo de serviço ancilar	Forma de administração	Celebração de CPSA (Sim/ Não)	Tipos de custos a serem recuperados pelos agentes de geração, de transmissão e de distribuição		
			Custos fixos	Custos variáveis	
				O&M	Perdas adic.
Controle primário de frequência e reserva de potência primária	Obrigatória	Não	-	-	-
Controle secundário de frequência e reserva de potência secundária	Obrigatória	Sim	x	x	-
Reserva de prontidão	Obrigatória	Não	-	x	-
Suporte de reativo (Geradores)	Obrigatória	Não	-	-	-
Suporte de reativo (Unidade geradora que opera como compensador síncrono)	Obrigatória	Sim	x	x	x
Suporte de reativo (Equipamentos das concessionárias de distribuição)	Obrigatória	Sim	x	-	-
Black start	Obrigatória	Sim	x	x	-
SEP (Geradores, Equipamentos das concessionárias de transmissão ou de distribuição)	Obrigatória	Sim	x	x	-

*Onde CPSA significa Contrato de Prestação de Serviços Ancilares; "x" refere-se aos custos recuperados e; "-" refere-se aos custos não recuperados.

Uma etapa importante na tarefa de ressarcimento e remuneração dos Serviços Ancilares está na identificação e quantificação dos custos adicionais impostos quando da prestação dos mesmos. A seguir são apresentadas as parcelas associadas aos custos envolvidos na prestação dos Serviços Ancilares.

III. CUSTOS ENVOLVIDOS

Como descrito anteriormente, uma etapa importante na valoração (ressarcimento e remuneração) dos Serviços Ancilares está relacionada à identificação e quantificação dos custos adicionais impostos quando da prestação dos mesmos.

Em geral, esses custos são definidos a partir de quatro parcelas, independente das unidades e/ou plantas geradoras serem hidráulicas ou térmicas.

As parcelas do custo de provisão dos Serviços Ancilares são ilustradas em (1).

$$Custo = Inv + C_{O\&M}^{fixo} + C_{O\&M}^{var} + P_{perdas/C.O.} \quad (1)$$

A parcela Inv está relacionada ao ressarcimento do(s) investimento(s) resultante(s) da implantação/ adequação da(s) instalação(ões) que possibilitam a provisão dos Serviços Ancilares. Podem ocorrer duas situações distintas.

A primeira trata de instalação(ões) nova(s). Nesse caso, deve ser ressarcido o investimento total resultante da implantação/ adequação desta(s) instalação(ões).

A segunda situação trata de instalação(ões) existente(s). Nesse caso, o ressarcimento deve ter seu valor calculado com base na depreciação de uma instalação nova, considerando a relação entre o tempo de vida útil e o tempo de uso das mesmas.

O ressarcimento relacionado aos custos de investimento/ adequação tratado neste item pode ser pago em parcelas mensais, conforme previsto na Resolução N° 251 [8], sem que haja prejuízos para os agentes provedores deste Serviço Ancilar.

A parcela $C_{O\&M}^{fixo}$ trata do ressarcimento dos custos de Operação e Manutenção fixos, relacionados ao instante em que a(s) instalação(ões) está(ão) à disposição para prestação do serviço. Esta parcela pode ser paga em parcelas anuais por, na maioria das vezes, não representarem um grande valor financeiro. A Tabela II apresenta algumas variáveis (itens) que poderão compor os custos fixos de Operação e Manutenção.

Tabela II. Exemplo da composição dos custos fixos de Operação e Manutenção.

1. Administração	Inclui os custos de administração tais como: escritório, transporte, serviço de medicina e segurança do trabalho, material de consumo, depósito, seguros, etc., se pertinente.
2. Custo do pessoal disponível para inspeção preventiva e operação	Inclui os salários, encargos sociais, horas não trabalhadas e recebidas e periculosidade, se pertinente.
3. Ensaios e manobras preventivas	Inclui os custos de ensaios preventivos nos equipamentos próprios do serviço (Controle e Comunicação) e nas unidades geradoras prestadoras do serviço, se pertinente.
4. Manutenção periódica preventiva	Inclui os custos de materiais (peças e ferramentas) e de deslocamento necessário para realização das manutenções periódicas preventivas, se pertinente.
5. Encargos Tributários	ISS, PIS, Cofins, etc., se pertinente.
6. Outros	Outros custos pertinentes à disponibilização do serviço.

A parcela $C_{O\&M}^{var}$ trata do ressarcimento dos custos de Operação e Manutenção variável e está relacionada ao instante em que a(s) instalação(ões) está(ão) fornecendo o serviço efetivamente. Esta parcela pode, em alguns casos, ser paga em parcelas anuais por, não representarem um grande valor financeiro. A Tabela III apresenta algumas variáveis (itens) que poderão compor os custos variáveis de Operação e Manutenção.

A parcela $P_{perdas/C.O.}$ trata do ressarcimento dos custos resultantes da mensuração do aumento das perdas de potência ativa envolvido na prestação dos Serviços Ancilares e/ou a partir da mensuração do Custo de Oportunidade (custo evitado). Esta parcela poderá ter tratamento diferente dependendo do Serviço Ancilar prestado.

Tabela III. Exemplo da composição dos custos variáveis de Operação e Manutenção

1. Custo do pessoal extra, necessário para prestação do serviço	Inclui os salários, encargos sociais, horas não trabalhadas e recebidas e periculosidade, se pertinente.
2. Custo de Manutenção (Seguros)	Inclui o custo de seguros contratado para cobrir eventuais manutenções corretivas nos equipamentos próprios do serviço (Controle e Comunicação) e nas unidades geradoras prestadoras do serviço, se pertinente.
3. Encargos Tributários	ISS, PIS, Cofins, etc., se pertinente.
4. Perdas	Inclui o aumento de perdas e de manutenções decorrente da prestação deste serviço, se pertinente.
5. Outros	Outros custos pertinentes à prestação do serviço.

*Onde ISS significa Imposto Sobre Serviço de qualquer natureza; PIS significa Programa de Integração Social e; Cofins significa Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.

IV. METODOLOGIAS PROPOSTAS

A seguir são apresentadas as metodologias propostas para ressarcimento e remuneração dos seguintes Serviços Ancilares: Auto-restabelecimento, Reserva de Potência Ativa, Sistemas Especiais de Proteção e Suporte de Potência Reativa.

A. Auto-Restabelecimento

O serviço de Auto-restabelecimento (*Black-Start*) compõe o processo de recomposição do sistema, sendo a usina de Auto-restabelecimento definida como a usina com capacidade de acionar e sincronizar um número mínimo de unidades que irão energizar linhas e transformadores para a alimentação de cargas prioritárias.

Diante destas definições, é possível concluir, que o ressarcimento do Serviço Ancilar de Auto-restabelecimento deve-se basear na(s) instalação(ões) que permite(m) que determinada usina tenha a capacidade de Auto-restabelecimento.

Considerando as afirmações anteriores, uma proposta de metodologia para valoração (ressarcimento e remuneração) da provisão do serviço de Auto-restabelecimento pode ser estabelecida a partir de (2).

$$\begin{aligned} \text{Re } c_1 &= \text{Inv} \\ \text{Re } c_2 &= O \& M_{FIXO} + O \& M_{VARIÁVEL} \\ \text{Re } c_3 &= [\text{Inv} * (X)] \end{aligned} \quad (2)$$

onde:

- Rec_1 é a receita destinada ao ressarcimento pelo investimento/adequação da(s) instalação(ões);
- Rec_2 é a receita relacionada ao ressarcimento dos custos fixos e variáveis de operação e manutenção (O&M) do serviço;
- Rec_3 é a receita relacionada à remuneração pelo serviço, através de um Fator de Incentivo (X).

O Fator de Incentivo (X) é dado em valores percentuais e está relacionado ao tempo de vida útil da(s) instalação(ões), utilizada(s) para que determinada planta/ usina tenha a capacidade de provisão do serviço de Auto-restabelecimento.

A Tabela IV apresenta uma proposição de valores para o Fator de Incentivo (X).

Tabela IV. Proposição de valores para o Fator de Incentivo (X)

Instalação(ões)	Tempo de Vida Útil (Anos)	Fator de Incentivo (X)
Geradores Hidráulicos	30	3,3%
Grupos de Geração Diesel	20	5,0%

O Fator de Incentivo é utilizado em outros mercados onde o Serviço Ancilar de Auto-restabelecimento é reconhecido, a exemplo do mercado estabelecido no *PJM ISO (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Inter Connect)*. Para o mercado do *PJM ISO (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Inter Connect)*, o Fator de Incentivo definido para a provisão do serviço de Auto-restabelecimento (*Black-Start*) é igual a 10% da remuneração total dada ao agente pela provisão do mesmo. [10].

B. Reserva de Potência Ativa

O serviço de Reserva de Potência Ativa é realizado a partir de unidades e/ou plantas geradoras associadas aos dispositivos de comunicação e de controle. Desta forma, uma metodologia de valoração (ressarcimento e remuneração) do referido serviço deve considerar a rotina de despacho energético e o fluxo de receita das unidades e/ou plantas envolvidas.

Seguindo esta linha de raciocínio, a provisão do serviço de Reserva de Potência Ativa resulta em um Custo de Oportunidade, resultante da influência desse serviço na decisão dos agentes em relação à geração e comercialização de energia.

Considerando as afirmações anteriores, a seguir é apresentada uma proposta de metodologia para valoração (ressarcimento e remuneração) da provisão do serviço de Reserva de Potência Ativa Secundária e de Prontidão.

Este trabalho não considerou a valoração da Reserva de Potência Ativa Primária, uma vez que esse serviço é praticado por todos agentes de geração a partir de seus reguladores de velocidade.

$$\begin{aligned} \text{Re } c_1 &= \text{Inv} \\ \text{Re } c_2 &= O \& M_{\text{FIXO}} + O \& M_{\text{VARIÁVEL}} \\ \text{Re } c_3 &= C.O. \end{aligned} \quad (3)$$

onde:

- Rec_1 é a receita destinada ao ressarcimento pelo investimento/adequação da(s) instalação(ões);
- Rec_2 é a receita relacionada ao ressarcimento dos custos fixos e variáveis de Operação e Manutenção (O&M) do serviço;
- Rec_3 é a receita relacionada à remuneração pelo serviço, determinada a partir da mensuração da perda de eficiência - Custo de Oportunidade (C.O.).

Esse custo está relacionado à perda de eficiência, resultante da provisão do Serviço Ancilar de Reserva de Potência Ativa. Para esse caso, a diferença de vazão obtida por uma operação mais eficiente equivale ao valor denominado por Economia de Potência.

A Figura 1 ilustra a proposta de rotina para mensuração do Custo de Oportunidade envolvido quando da prestação do serviço de Reserva de Potência Ativa Secundária e de Prontidão.

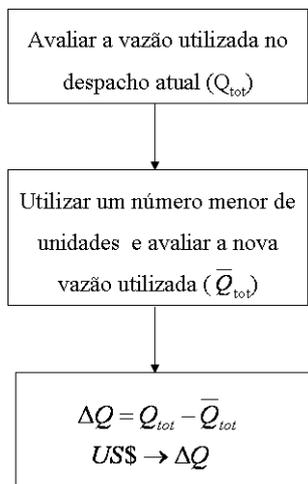


Figura 1. Avaliação do Custo de Oportunidade resultante da provisão do serviço de Reserva de Potência Ativa.

Com base na metodologia proposta foram realizados alguns testes a fim de valorar o serviço de Reserva de Potência Ativa Secundária e de Prontidão. Os testes foram realizados considerando a geração da UHE de Ilha Solteira para o ano de 2006. O valor encontrado de Economia de Potência foi de 147.530 MWh. Esse valor refere-se a 0,78% da geração total da UHE de Ilha Solteira para o ano de 2006.

A partir dos estudos realizados obtidos pode-se concluir

que o custo de provisão do Serviço Ancilar de Reserva de Potência Ativa tem sua maior parcela representada pelo Custo de Oportunidade envolvido.

No Sistema Interligado Nacional existe uma particularidade que é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O MRE é um mecanismo financeiro que objetiva assegurar que todos os agentes participantes comercializem a Energia Assegurada que lhes foi definida, independente da produção de energia real, desde que todas as usinas participantes do mecanismo tenham gerado energia suficiente para tal realocação.

Em uma primeira análise, este mecanismo remuneraria o Custo de Oportunidade envolvido na prestação do serviço de Reserva de Potência Ativa Secundária e de Prontidão. Porém, em uma análise mais profunda percebe-se que isso não ocorre totalmente. Nesse sentido, há duas situações a serem analisadas.

A primeira situação trata do período em que a geração total do MRE é maior ou igual ao total da Energia Assegurada modulada no sistema. Nessa situação, o gerador pode ser solicitado a prover ou não o serviço de Reserva de Potência Ativa.

Se o gerador prover o serviço de Reserva de Potência Ativa, o mesmo poderá incorrer em ganhos ou perdas de eficiência em suas unidades. Caso o gerador tenha uma geração maior que o valor de Energia Assegurada definido e incorra em ganhos de eficiência, o mesmo poderá receber mais pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Caso o gerador tenha uma geração maior que o valor de Energia Assegurada definido e incorra em perdas de eficiência, o mesmo receberá menos do que poderia receber pela TEO. Neste último caso, sugere-se que o gerador tenha uma compensação financeira pela perda incorrida.

Se o gerador não prover o serviço de Reserva de Potência Ativa, o mesmo não sofrerá ganhos ou perdas de eficiência resultantes da prestação do referido serviço e estará sujeito apenas às regras do MRE.

A segunda situação trata do período em que a geração total do MRE é menor que o total da Energia Assegurada modulada no sistema. Nessa situação, se o gerador prover o serviço de Reserva de Potência Ativa, o mesmo poderá incorrer em ganhos ou perdas de eficiência em suas unidades.

Caso o gerador tenha uma geração menor que o valor de Energia Assegurada definido e incorra em ganhos de eficiência, o mesmo estará menos exposto ao mercado de curto prazo. Caso o gerador tenha uma geração maior que o valor de Energia Assegurada definido e incorra em perdas de eficiência, o mesmo estará mais exposto ao mercado de curto prazo. Neste último caso, sugere-se que o gerador tenha uma compensação financeira e/ou proteção pelo aumento da exposição ao mercado de curto prazo.

Se o gerador não prover o serviço de Reserva de Potência Ativa, o mesmo não sofrerá ganhos ou perdas de eficiência resultantes da prestação do referido serviço e estará sujeito apenas às regras do MRE.

A Tabela V resume as condições do MRE e as consequências aos geradores por estarem fornecendo Reserva de Potência Ativa Secundária e de Prontidão, de maneira mais

ou menos eficiente.

$$\text{Parcela de Incentivo} = \text{Inv} * Y \quad (5)$$

Tabela V. MRE e Reserva de Potência Ativa.

Geração total do MRE maior ou igual ao total da Energia Assegurada no sistema		
	Eficiente	Ineficiente
Fornecer Reserva de Potência Ativa	Fornecer mais ao MRE	Fornecer menos ao MRE
Não Fornecer Reserva de Potência Ativa	Atende ao MRE	
Geração total do MRE menor que o total da Energia Assegurada no sistema		
	Eficiente	Ineficiente
Fornecer Reserva de Potência Ativa	Menos exposto ao mercado de curto-prazo	Mais exposto ao mercado de curto-prazo
Não Fornecer Reserva de Potência Ativa	Exposto ao mercado de curto-prazo	

C. Sistemas Especiais de Proteção

O serviço de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) compõe o sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN, dos equipamentos ou das linhas de transmissão deste.

Assim, o ressarcimento e a remuneração do Serviço Ancilar de SEP deve-se basear inicialmente na(s) instalação(ões) que permite(m) que determinada usina tenha a capacidade de prover tal serviço.

Mais do que isso, o ressarcimento desse serviço deve considerar as características das unidades geradoras e a influência da provisão deste serviço na rotina de despacho energético e fluxo de receita das unidades e/ou plantas envolvidas.

Considerando as afirmações anteriores, uma proposta de metodologia para valoração (ressarcimento e remuneração) da provisão do serviço de SEP pode ser estabelecida a partir de (4).

$$\begin{aligned} \text{Re } c_1 &= \text{Inv} \\ \text{Re } c_2 &= O \& M_{\text{FIXO}} + O \& M_{\text{VARIÁVEL}} \\ \text{Re } c_3 &= \text{Perdas} + \text{C.O.} + \text{Parcela de Incentivo} \end{aligned} \quad (4)$$

onde:

- Rec_1 é a receita total destinada ao ressarcimento do investimento/ adequação (Inv) da(s) instalação(ões) relacionadas à provisão do SEP;
- Rec_2 é a receita relacionada ao ressarcimento dos custos fixos e variáveis de O&M resultante da prestação do serviço de SEP. Neste caso devem ser considerados os custos de O&M relativo(s) ao SEP e os custos de O&M adicionais relacionados à(s) unidade(s) envolvida(s) no fornecimento do serviço;
- Rec_3 é a receita relacionada à remuneração pelo serviço, podendo ser determinada a partir da mensuração das perdas técnicas (se pertinente); do Custo de Oportunidade (C.O.) resultante da prestação do serviço (se pertinente) e; de uma parcela de incentivo pela provisão do serviço de SEP.

A parcela de Incentivo proposta é dada por (5).

onde:

- Y é o valor do Fator de Incentivo, a priori definido igual a 1.

Outra opção, devido ao baixo valor de investimento, seria atribuir ao Fator de Incentivo um percentual do Encargo de Serviço do Sistema (ESS).

A remuneração pelo serviço a partir de uma parcela de incentivo quando da provisão do SEP é utilizada em outros mercados onde o mesmo é reconhecido, a exemplo do mercado estabelecido na *National Grid Company (NGC)*.

D. Suporte de Potência Reativa

Uma metodologia que busque o ressarcimento e a remuneração do Serviço Ancilar de Suporte de Potência Reativa deve considerar: as características das unidades geradoras; a influência da provisão deste serviço na rotina de despacho energético e; o fluxo de receita das unidades e/ou plantas envolvidas.

Assim, uma proposta de metodologia para valoração (ressarcimento e remuneração) da provisão desse serviço é estabelecida a partir de (6).

$$\begin{aligned} \text{Re } c_1 &= \text{Inv} \\ \text{Re } c_2 &= O \& M_{\text{FIXO}} + O \& M_{\text{VARIÁVEL}} \\ \text{Re } c_3 &= \text{Perdas} \text{ e/ou } \text{C.O.} \end{aligned} \quad (6)$$

onde:

- Rec_1 é a receita total destinada ao ressarcimento do investimento/ adequação (Inv) da(s) instalação(ões) relacionadas à provisão do serviço de Suporte de Potência Reativa a partir de unidades geradoras quando não operadas como compensadores síncronos. Nesta situação, em condições de operação dentro dos limites da Curva de Capacidade dos geradores, os investimentos realizados geralmente são baixos ou inexistentes;
- Rec_2 é a receita relacionada ao ressarcimento dos custos fixos e variáveis de O&M resultante da prestação do serviço de Suporte de Potência Reativa providos a partir de unidades geradoras, quando não operadas como compensadores síncronos. Nesta situação, em condições de operação dentro dos limites da Curva de Capacidade dos geradores, os custos de O&M são geralmente baixos ou inexistentes;
- Rec_3 é a receita relacionada à remuneração pelo serviço determinada a partir da mensuração das perdas de potência ativa e/ou pelo Custo de Oportunidade (C.O.) resultante da prestação do serviço (custo evitado).

A parcela de receita relacionada à remuneração do serviço é determinada a partir da mensuração do aumento das perdas de potência ativa e/ou pelo Custo de Oportunidade (custo

evitado), quando da opção de não instalação de novas fontes reativas

A Figura 2 ilustra o fluxograma estabelecido para determinação dos limites mínimo e máximo de remuneração propostos pela provisão do Serviço Ancilar de Suporte de Potência Reativa.

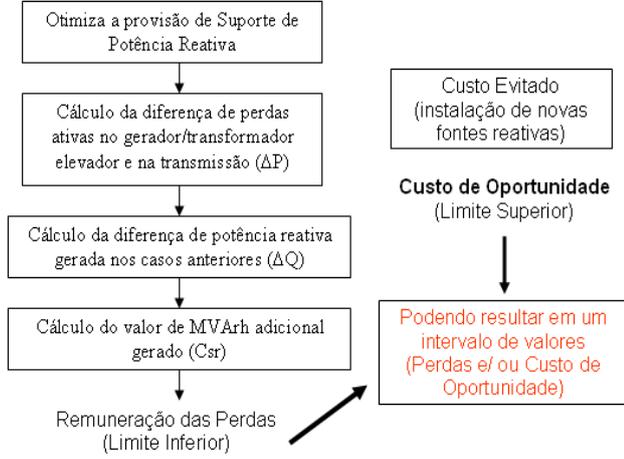


Figura 2. Limites de remuneração do serviço de Suporte de Potência Reativa.

O cálculo do limite mínimo de remuneração permite valorar o excedente de potência reativa gerada com base no aumento das perdas de potência ativa. A solução deste cálculo representará o valor monetário mínimo do MVarh adicional gerado a partir de unidades geradoras. Este valor será utilizado como base de remuneração do serviço prestado pelas unidades geradoras. Esse valor é definido como Custo Incremental (Csr) e pode ser estabelecido a partir de (7).

$$C_{sr} = \frac{\Delta P * R\$ / MWh}{\Delta Q} (R\$ / MVarh) \quad (7)$$

onde

- ΔP é o incremento das perdas ativas ocorridas no conjunto gerador/ transformador elevador mais metade do incremento das perdas ativas ocorridas na transmissão;
- ΔQ é o diferencial de potência reativa gerada, resultante do processo de otimização;
- $R\$ / MWh$ é o valor financeiro considerado no cálculo do Custo Incremental.

Após a definição do Custo Incremental relacionado à provisão do Suporte de Potência Reativa, a próxima etapa é a alocação deste custo entre as barras do sistema. O custo será alocado entre as barras responsáveis pela necessidade adicional de suporte de potência reativa a partir de (8).

$$G_R(i) = \frac{|\Delta Q(i)|}{\sum_{i=1}^{NBC} |\Delta Q(i)|} \quad (8)$$

onde:

- $G_R(i)$ é o grau de participação da barra de carga “i” no fornecimento do Suporte de Potência Reativa;
- NBC é o número de barras de carga do sistema;
- $\Delta Q(i)$ é a variação de potência reativa nas barras de carga resultante do processo de otimização em relação aos casos analisados.

Com base nos valores de G_R definidos é possível atribuir às barras de carga do sistema o custo da energia reativa adicional gerada, resultante do Suporte de Potência Reativa.

O limite máximo de remuneração pode ser definido como o custo que as barras de carga teriam para compensar cada MVarh necessários para ajustar seus fatores de potência e controlar seus níveis de tensão, de maneira a diminuir o suporte dado pelas unidades geradoras.

Com base na metodologia proposta foram realizados alguns testes a fim de valorar o serviço de Suporte de Potência Reativa. Os testes foram realizados a partir de um sistema de 53 barras, equivalente à rede elétrica do Estado de São Paulo. Os testes resultaram em 3,69 R\$/MVarh, considerando o valor financeiro apresentado em (7) igual ao custo marginal de energia.

V. MECANISMOS TRANSACIONAIS APLICÁVEIS

Em países onde existe uma estrutura de mercado e os Serviços Ancilares são remunerados, existem vários mecanismos que permitem a transação comercial dos mesmos.

Essa transação pode ser livre ou regulada, sendo os contratos administrados pelos Operadores do Sistema ou acordados e administrados bilateralmente.

A diferença na tratativa se baseia na maioria dos casos em duas características fundamentais. São elas: tipo do serviço prestado e filosofia de mercado.

É importante esclarecer que um mesmo mercado pode estabelecer mecanismos transacionais distintos para diferentes Serviços Ancilares.

A seguir são apresentados alguns modelos de mecanismos transacionais.

A. Contratos Bilaterais

Em alguns mercados de energia, onde os Serviços Ancilares a serem providos interessam a apenas alguns agentes ou são providos regionalmente, o mecanismo transacional para administração e remuneração dos mesmos pode ser estabelecido a partir de Contratos Bilaterais entre os agentes.

Os Contratos Bilaterais consistem em relações comerciais, de compra e venda de energia, resultantes da livre negociação entre agentes, de acordo com as legislações e regulamentações vigentes, estabelecendo-se preços, prazos e montantes em comum acordo entre as partes envolvidas.

Os Contratos Bilaterais devem ser registrados, junto ao agente responsável pelo mercado de energia, pela parte vendedora e devem ser validados pela parte compradora para que possam ser considerados. Neste tipo de contratação, o vendedor deve inserir os prazos e montantes contratados,

não sendo necessário informar os preços negociados.

Um exemplo de mercado que utiliza Contratos Bilaterais como ferramenta transacional para os Serviços Ancilares é o mercado do Reino Unido que tem o National Grid como Operador do Sistema. Os Serviços Ancilares transacionados pelo National Grid a partir de Contratos Bilaterais são: o Auto-restabelecimento (Black-Start); a Partida Rápida; e os Esquemas Especiais de Proteção (gerador).

B. Mercado Regulado

Em alguns casos, a remuneração e administração dos Serviços Ancilares é regulada pelo Operador do Sistema.

Nestes casos, o Operador do Sistema estabelece a forma de provisão e de remuneração dos Serviços Ancilares. São estabelecidos também os valores financeiros a serem pagos aos agentes provedores.

Como exemplo, pode ser citado o serviço de Suporte de Potência Reativa provido no mercado do Reino Unido, onde a parcela obrigatória de prestação deste serviço é remunerada a partir de uma tarifa de pagamento padrão (£/MVArh).

C. Preço Baseado no Mercado

Um terceiro mecanismo transacional aplicável é preço baseado no mercado. Neste caso, mercados de Serviços Ancilares são operados a partir de mercados de dia a frente e mercados em tempo real.

Para exemplificar esse mecanismo, pode-se citar o *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Independent System Operator (PJM-ISO)* que opera atualmente os mercados de reserva sincronizada e regulação de frequência [10].

Esses mercados são operados a partir de mercados de dia a frente e mercados em tempo real. Nestes mercados é utilizado o Método do Preço Marginal Locacional que reflete o valor da energia em um ponto específico no instante que a mesma é entregue.

O mercado de reserva dia a frente é um mecanismo baseado em mercado para obter reservas suplementares de 30 minutos para o sistema. Com base no dia a frente, os operadores programam a geração necessária de forma que condições de inesperadas do sistema possam ser negociadas de maneira a preservar a confiabilidade durante o dia de operação.

O mercado de reserva dia a frente é projetado para criar um valor financeiro explícito de reserva adicional nos mercados do *PJM-ISO* em uma base de curto prazo, a partir de simulações horárias do preço marginal locacional, por um produto.

Os recursos de reserva e regulação são então classificados em ordem decrescente de acordo com seus preços e os custos mais baixos fixam os recursos necessários para satisfazer as exigências de regulação e de reserva.

O preço mais alto de ordem de mérito associado ao custo mais baixo fixado premia as fontes de regulação definindo o Preço de Ajuste do Mercado de Regulação (*Regulation Market Clearing Price - RMCP*) durante àquela hora do dia operacional.

Quando da aplicação deste mecanismo é pretendido que o mercado proporcione um modelo, por exemplo, o Método do Preço Marginal Locacional, de maneira a estimar e sin-

lizar uma remuneração que encoraje os agentes a prover Serviços Ancilares programados dia a frente e que encoraje novos recursos que também tenham capacidade de provê-los.

Considerando os Serviços Ancilares de Reserva de Potência Ativa, Auto-restabelecimento (*Black-Start*), Suporte de Potência Reativa e Sistemas Especiais de Proteção, a seguir são apresentadas algumas propostas transacionais para os mesmos.

O Serviço Ancilar de Reserva de Potência Ativa é um serviço que pode ser associado aos seguintes mecanismos transacionais: Preço Baseado no Mercado e Preço de Mercado Regulado ou uma composição destes mecanismos.

No caso de se utilizar como mecanismo transacional o Preço Baseado no Mercado, o preço, o montante e o agente provedor do serviço serão definidos a partir de regras de mercado, ou seja, oferta e procura. Esse mecanismo é utilizado principalmente nos mercados de energia dos Estados Unidos.

Outra forma transacional de administrar e remunerar o serviço de Reserva de Potência Ativa seria através do Mercado Regulado onde o Operador do Sistema estabelece a forma de provisão e o montante a ser provido.

O serviço de Auto-restabelecimento praticado pode, em geral, ser de interesse sistêmico ou de interesse regional, definindo assim, os geradores a serem partidos, os canais fluentes de energia e as cargas a serem recompostas.

Neste sentido, caso o interesse pela prestação deste serviço seja sistêmico, um mecanismo transacional de administração e de remuneração possível de ser praticado no Sistema Interligado Nacional seria o Mercado Regulado onde o Operador do Sistema estabelece a forma de provisão e de remuneração deste Serviço Ancilar. Utilizando deste mecanismo transacional, são estabelecidos também, os valores financeiros a serem pagos aos agentes provedores.

Por outro lado, caso a prestação deste serviço seja de interesse regional, um mecanismo transacional de administração e de remuneração possível de ser praticado no Sistema Interligado Nacional seria a Contratação Bilateral, onde as partes interessadas negociam livremente entre si, de acordo com as legislações e regulamentações vigentes, estabelecendo preços, prazos e montantes em comum acordo.

O Serviço Ancilar de Suporte de Potência Reativa é um serviço que pode ser associado a qualquer um dos mecanismos transacionais descritos anteriormente, a exemplo do que ocorre em diferentes mercados.

Dado que grande parte do Suporte de Potência Reativo fornecido é para controle do nível de tensão dos barramentos da rede e que a potência reativa tem como característica não percorrer grandes extensões da rede, pode-se dizer que esse serviço é fornecido regionalmente a barramentos cujos valores de tensão estão abaixo dos limites pré-estabelecidos. Assim, um mecanismo transacional cabível seria a Contratação Bilateral, onde as partes interessadas negociam livremente entre si, de acordo com as legislações e regulamentações vigentes, estabelecendo preços, prazos e montantes em comum acordo.

Um segundo mecanismo transacional utilizado é o Preço Baseado no Mercado. Neste caso, o preço, o montante e o

agente provedor do serviço serão definidos a partir de regras de mercado, ou seja, oferta e procura. Um terceiro mecanismo transacional utilizado é o Mercado Regulado. Neste caso o montante e o valor de remuneração são estabelecidos pelo Operador e Regulador, respectivamente.

O serviço de Sistemas Especiais de Proteção, assim como o serviço de Auto-restabelecimento pode, inicialmente, ser de interesse sistêmico, uma vez que o corte de geração pode, por exemplo, ser requerido por desvios ocorridos em interligações importantes ou em grandes blocos de carga, resultando em prejuízos sistêmicos.

Por outro lado, o interesse pela prestação deste serviço pode ser de interesse regional, uma vez que os geradores podem ter reduções de geração resultantes de desvios ocorridos em bloco de carga de um agente de distribuição específico, por exemplo.

Neste sentido, caso o interesse pela prestação deste serviço seja sistêmico, um mecanismo transacional de administração e de remuneração possível de ser praticado no Sistema Interligado Nacional seria o Mercado Regulado onde o Operador do Sistema estabelece a forma de provisão e de remuneração deste Serviço Ancilar. Utilizando deste mecanismo transacional, são estabelecidos também, os valores financeiros a serem pagos aos agentes provedores.

Por outro lado, caso a prestação deste serviço seja de interesse regional, um mecanismo transacional de administração e de remuneração possível de ser praticado no Sistema Interligado Nacional seria a Contratação Bilateral, onde as partes interessadas negociam livremente entre si, de acordo com as legislações e regulamentações vigentes, estabelecendo preços, prazos e montantes em comum acordo.

A Tabela VI ilustra os mecanismos transacionais possíveis de serem aplicados na remuneração dos Serviços Ancilares analisados, bem como o de maior aderência ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Tabela VI. Mecanismos Transacionais Aplicáveis.

Serviços	Mecanismos Possíveis	Razões	Aderência ao SIN
Reserva de Potência Ativa	Mercado Regulado; Com base no mercado	Interesse sistêmico; Livre Mercado;	Mercado Regulado
Auto-restabelecimento	Mercado Regulado; Contratação Bilateral	Interesse sistêmico; Interesse regional	Mercado Regulado
Suporte de Potência Reativa	Mercado Regulado; Contratação Bilateral; Com base no mercado;	Interesse sistêmico; Interesse regional; Livre Mercado;	Mercado Regulado
Sistemas Especiais de Proteção	Mercado Regulado; Contratação Bilateral	Interesse sistêmico; Interesse regional	Mercado Regulado

VI. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou uma proposta de metodologia para valoração de Serviços Ancilares de Auto-restabelecimento, de Reserva de Potência Ativa Secundária e de Prontidão, de Sistemas Especiais de Proteção e de Suporte de Potência Reativa.

A primeira etapa realizada analisou a definição e metodologia de remuneração vigente desses serviços. A segunda

etapa tratou de uma análise técnica a fim de identificar os custos envolvidos na prestação dos mesmos. A quarta etapa apresentou uma metodologia de valoração para cada um dos serviços considerados.

Com base nos estudos realizados foi possível verificar que a regulação vigente no Brasil não remunera os Serviços Ancilares prestados e sim ressarcir os custos pela prestação dos mesmos. Porém, como visto nos mercados onde a prestação de Serviços Ancilares é reconhecida, o ressarcimento dos custos envolvidos é apenas uma parcela da remuneração. Isso porque, apenas o ressarcimento dos custos não cobre as perdas técnicas adicionais, as perdas de oportunidade, não resulta em uma prestação de serviço eficiente e não incentiva novos agentes a prestarem os Serviços Ancilares.

Desta forma, se torna importante uma reavaliação à metodologia de remuneração dos agentes que provêm Serviços Ancilares.

Nesse sentido, o presente trabalho propõe uma metodologia para valoração de alguns Serviços Ancilares e possíveis mecanismos transacionais aplicáveis aos mesmos.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] T. Sousa; J. A. Jardim; R. A. Lima. "Spinning Reserve Opportunity Cost in Hydroelectric Plants". 2005 IEEE PES General Meeting, San Francisco, 2005.
- [2] National Grid Company. "Connection and Use of System Code - CUSC". [Online]. Disponível: <http://www.nationalgrid.com>.
- [3] CIGRE. "Methods and Tools for Costing Ancillary Services". SC 38, Advisory Group 05, Task Force 38-05-07, 2001.
- [4] PJM Inter Connect. "Manual 11: Scheduling Operations". [Online]. Disponível: <http://www.pjm.com>.
- [5] R.L. Abreu; L.C.T. Vilela. "Serviços Ancilares - Uma Proposta de Classificação e Precificação para o Setor Elétrico Brasileiro". XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2001.
- [6] N.H.M. Soares; S.C. Sobral; S.R. Morand; P. Gomes; S. Sardinha; R. Queiroz. "Proposta de Serviços Ancilares para o Sistema Interligado Nacional". VII Encontro para Debates de Assuntos de Operação, 2002.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica. "Resolução N°265, de 10 de junho de 2003". Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica. "Resolução Normativa N°251, de 13 de fevereiro de 2007". Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>.
- [9] Operador Nacional do Sistema Elétrico. "Procedimentos de Rede (Módulo 14)". [Online]. Disponível em: http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_14.aspx.
- [10] PJM Interconnection. "Black-start Service Business Rules". [Online]. Disponível: <http://www.pjm.com>.