

7 Influência do Mecanismo de Realocação de Energia na Remuneração dos Agentes Fornecedores dos Serviços de Reservas Operativas e Regulação de Frequência

7.1 Mecanismo de Realocação de Energia [MAE, 2003d]

É necessário que se faça uma abordagem do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), uma vez que o mesmo tem considerável influência, na remuneração dos agentes fornecedores de reservas operativas. Para facilitar o entendimento desta influência, será dada inicialmente uma visão simplificada deste mecanismo.

Conforme a definição dada em [MAE, 2003d], o MRE vem a ser:

“.....um mecanismo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados. Seu objetivo é garantir que todos os geradores participantes do MRE comercializem a ‘energia assegurada’ que lhes foi atribuída pela ANEEL, independentemente da sua produção real de energia, desde que as usinas participantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daquelas que geraram além de sua energia assegurada para aqueles que geraram abaixo, **por imposição do despacho ótimo do sistema.**” Esta frase foi grifada por ser de grande importância na justificativa da interferência entre o MRE e a remuneração das reservas de potência operativa, como será visto. As usinas participantes deste mecanismo são as usinas hidráulicas despachadas de forma centralizada e as usinas térmicas participantes da CCC.

Adotando os acrônimos utilizados pelo MAE [MAE, 2003d], a primeira análise a ser feita para a aplicação do MRE seria, em uma hora j , a comparação entre o total de energia gerada pelas usinas participantes do MRE e a energia assegurada total, definindo-se o valor da energia secundária:

$$SEC_j = \sum_{p_ERM} G_MRE_{pj} - \sum_{p_ERM} ASS_1_{pj} \quad (7.1)$$

sendo:

$\sum_{p_ERM}$ - somatório de todas as usinas participantes do MRE;

G_MRE_{pj} - energia produzida pela usina p pertencente ao MRE, no período de comercialização j , em MWh;

ASS_1_{pj} - energia assegurada inicial da usina p , no período de comercialização j , em MWh.

Em relação ao valor de SEC_j , três hipóteses podem ocorrer:

a. $SEC_j = 0$

Nesta hipótese o sistema não possui energia secundária, devendo ser feita apenas a realocação da energia assegurada, ou seja, a distribuição do superávit de geração entre as usinas com déficit de geração em relação à energia assegurada. A energia total alocada a cada uma das usinas participantes deverá ser igual à sua energia assegurada inicial (original).

b. $SEC_j < 0$

Da mesma forma que na hipótese anterior, o sistema não possui energia secundária, havendo déficit de energia assegurada. A energia assegurada inicial (ASS_1_{pj}) de todas as usinas participantes do MRE deverá ser ajustada para valores menores, (ASS_2_{pj}), de forma que se possa continuar garantindo à estas usinas a comercialização de toda a sua energia assegurada. Continuará havendo a realocação de energia assegurada, e apenas dela. A energia total alocada a cada uma das usinas participantes será menor que a sua energia assegurada inicial.

c. $SEC_j > 0$

Nesta terceira hipótese o sistema possui uma parcela de energia secundária. A realocação de energia agora, deverá envolver tanto a energia assegurada quanto a energia secundária. A energia total alocada a cada uma das usinas participantes deverá ser maior que a sua energia assegurada inicial.

Na segunda hipótese, como dito, a energia assegurada de cada usina deverá ser ajustada, o que é feito através de um fator de ajuste, chamado ‘fator de rateio da geração’, dado por:

$$GSF_j = \frac{\sum_{p_ERM} G_MRE_{pj}}{\sum_{p_ERM} ASS_1_{pj}} \quad (7.2)$$

Obtêm-se assim a energia assegurada ajustada

$$ASS_2_{pj} = GSF_j \cdot ASS_1_{pj} \quad (7.3)$$

Haverá portanto uma diminuição do valor da energia originalmente assegurada de cada usina

$$DIM_Ass_{pj} = ASS_1_{pj} - ASS_2_{pj} \quad (7.4)$$

Na primeira e terceira hipóteses analisadas, o valor do fator de rateio da geração pode ser considerado igual a um.

7.1.1 Alocação da Energia Assegurada

Ao se proceder à alocação da energia assegurada dentro de um certo sub-mercado s , as hipóteses prováveis serão, analisando-se individualmente a geração de cada usina na hora j , G_{pj} :

$$1. \quad G_MRE_{pj} > ASS_2_{pj}$$

A usina apresenta um superávit de geração em relação à energia assegurada, definido como:

$$ERM_Surp_{pj} = G_MRE_{pj} - ASS_2_{pj} \quad (7.5)$$

e deverá ceder energia para outra(s) usinas, deficitária(s) em geração.

$$2. \quad G_MRE_{pj} < ASS_2_{pj}.$$

A usina apresenta um déficit de geração em relação à energia assegurada, definido como:

$$ERM_Def_{pj} = ASS_2_{pj} - G_MRE_{pj} \quad (7.6)$$

e receberá energia de outra(s) usina(s), superavitária(s) em geração.

$$3. \quad G_MRE_{pj} = ASS_2_{pj}$$

Não haverá realocação de energia relativa a esta usina, ou seja, a mesma nem cede nem recebe energia assegurada, pois

$$ERM_Def_{pj} = ERM_Surp_{pj} = 0 \quad (7.7)$$

São mostrados a seguir três casos de realocação da energia assegurada.

7.1.1.1 Primeiro Caso

Não existe superávit de energia no sub-mercado, conforme mostrado na Figura 7.1 Isto equivale a dizer que

$$\sum_{ps_ERM} ERM_Surp_{pj} = \sum_{ps_ERM} ERM_Def_{pj} \quad (7.8)$$

sendo $\sum_{ps_ERM}$ o somatório em relação à todas as usinas participantes do MRE, pertencentes ao sub-mercado s.

Na Figura 7.1a são mostradas as gerações de todas as usinas do sub-mercado e as transferências de energia efetuadas. Na Figura 7.1b é mostrada a configuração final das energias realocadas para cada usina. Se o sistema possui apenas este sub-mercado, tem-se ainda que $SEC_j = 0$.

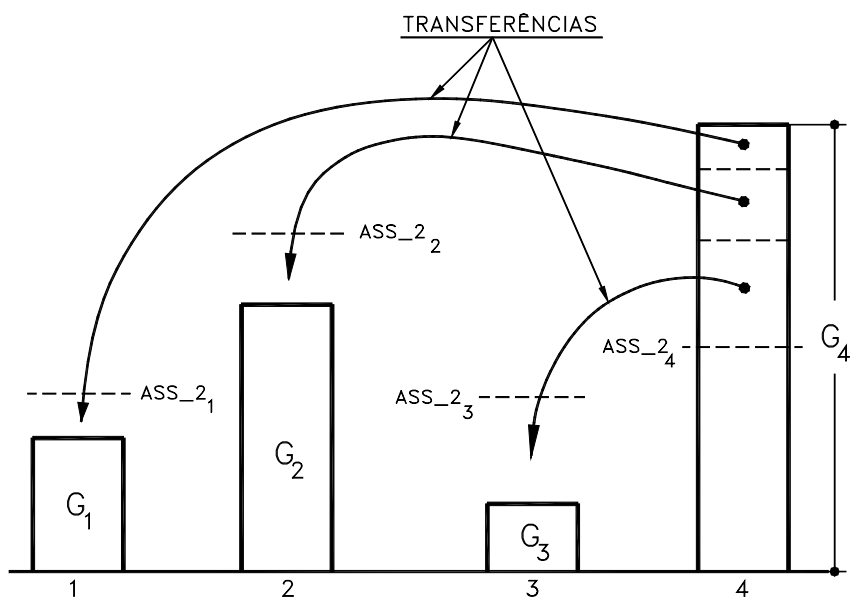


Figura 7.1 a

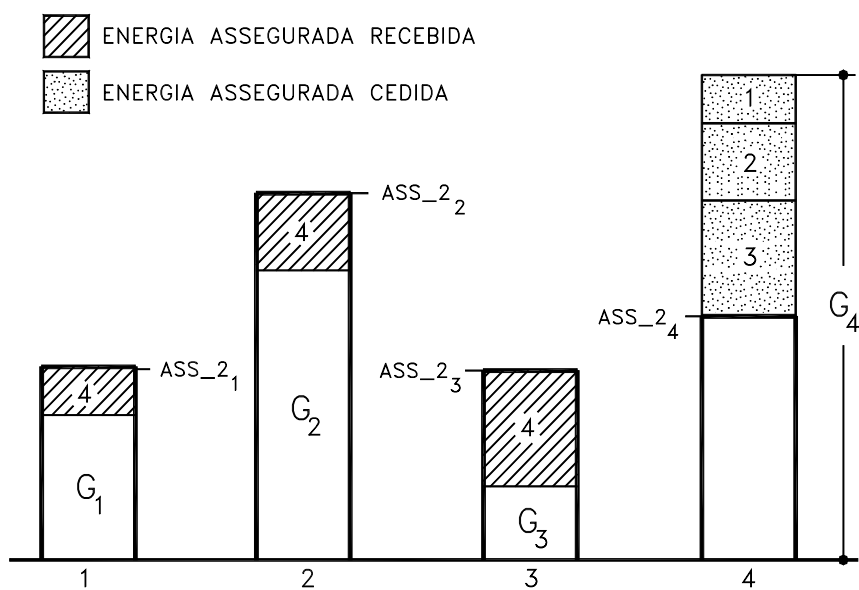


Figura 7.1b

Figura 7.1 - Realocação da Energia Assegurada - Primeiro Caso

7.1.1.2 Segundo Caso

Existe superávit de energia no sub-mercado, conforme mostrado na Figura 7.2. Agora

$$\sum_{ps_ERM} ERM_Surp_{pj} > \sum_{ps_ERM} ERM_Def_{pj} \quad (7.9)$$

Se o sistema possui apenas este sub-mercado, tem-se $SEC_j > 0$. Caso existam outros sub-mercados poderá ou não haver energia secundária, dependendo da totalização dos superávits e déficits individuais, ERM_Surp_{pj} e ERM_Def_{pj} nos outros sub-mercados, e em todo o sistema.

7.1.1.3 Terceiro Caso

Existe déficit de energia no sub-mercado, conforme mostrado na Figura 7.3. Assim

$$\sum_{ps_ERM} ERM_Surp_{pj} < \sum_{ps_ERM} ERM_Def_{pj} \quad (7.10)$$

Este caso só ocorrerá se o sistema possuir mais de um sub-mercado. Quanto à energia secundária, esta poderá existir ou não, dependendo da totalização dos superávits e déficits individuais, ERM_Surp_{pj} e ERM_Def_{pj} nos outros sub-mercados, e em todo o sistema.

Se existe apenas um sub-mercado, o somatório das energias asseguradas de cada usina, ajustadas para baixo pelo fator de rateio da geração GSF_j ter-se-ia igualado ao somatório das energias geradas, uma vez que

$$\sum_{p_ERM} \equiv \sum_{ps_ERM} \quad (7.11)$$

ou seja, o somatório em relação à todas as usinas participantes do MRE e o somatório em relação à todas as usinas participantes do MRE pertencentes ao sub-mercado s , se equivalem.

Assim

$$\sum_{P_ERM} G_MRE_{pj} = \sum_{P_ERM} ASS_2_{pj} \quad (7.12)$$

e

$$SEC_j = 0.$$

Como os geradores sujeitos ao despacho centralizado não definem seu nível de geração, com a consequência de, eventualmente não poderem atender aos seus compromissos de venda (contratos bilaterais), a realocação da energia assegurada é uma forma de garantir a estes geradores o atendimento de seus compromissos, apesar de haver um custo para isto, o custo da energia trocada no MRE, como será visto.

A consequência desta primeira fase da realocação de energia é que todas as usinas que possuem déficit de geração, terão este déficit coberto por alocação de energia, advinda das usinas superavitárias do seu próprio sub-mercado, ou importada de outros sub-mercados.

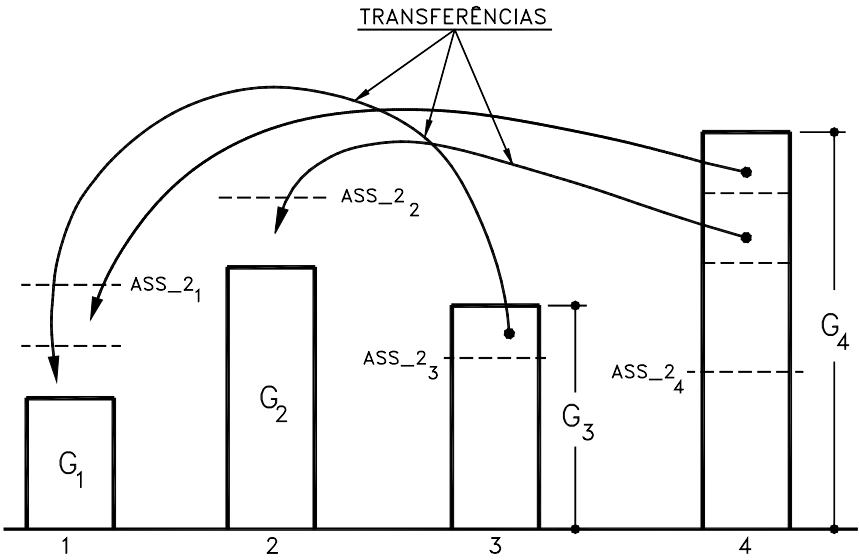


Figura 7.2a

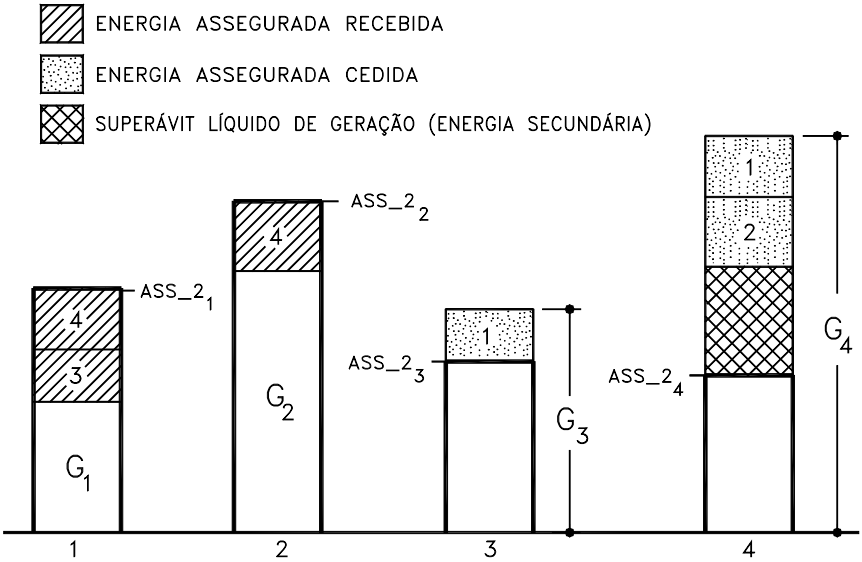


Figura 7.2b

Figura 7.2 - Realocação da Energia Assegurada - Segundo caso

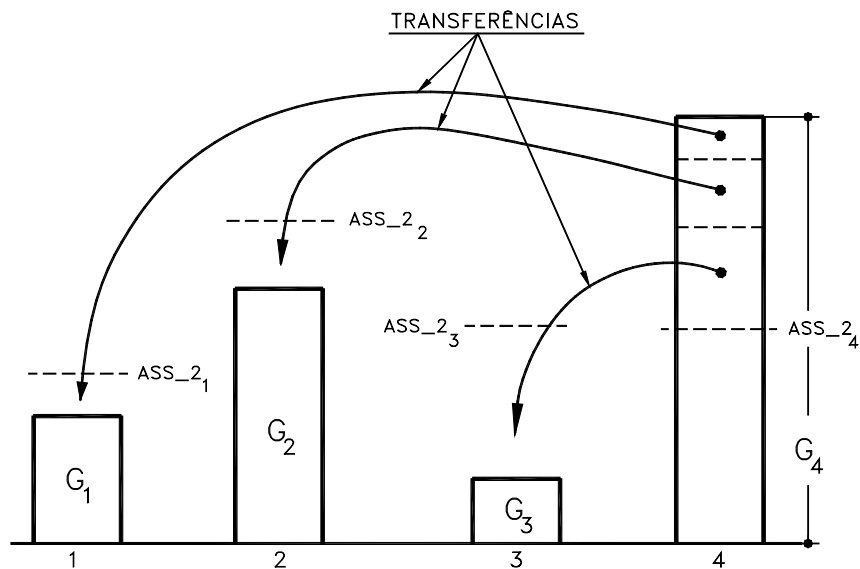


Figura 7.3a

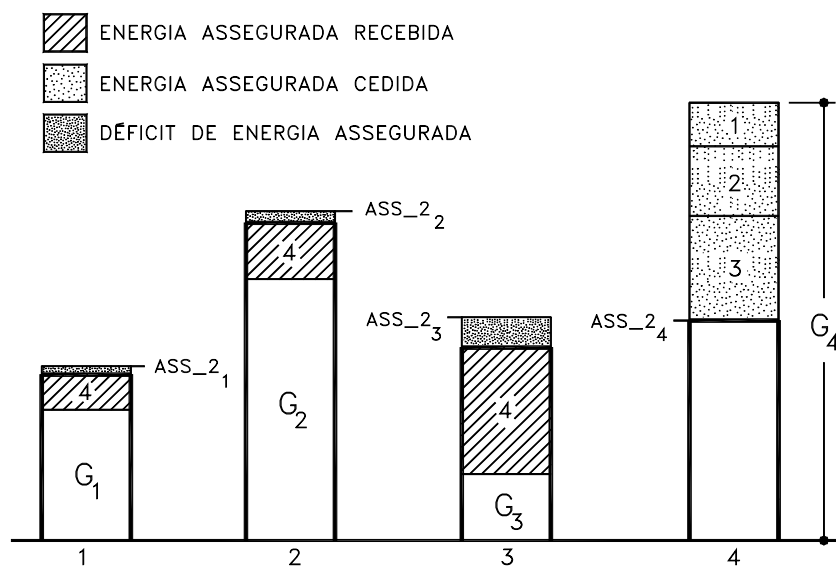


Figura 7.3b

Figura 7.3 - Realocação da Energia Assegurada - Terceiro Caso

7.1.2 Alocação da Energia Assegurada entre Sub-Mercados

A transferência de energia assegurada entre sub-mercados do sistema poderá ser necessária, caso algum deles apresente superávit líquido de geração, o qual deverá ser transferido para os sub-mercados que apresentarem déficit. Este superávit é determinado através da expressão:

$$\text{Pot_1}_{sj} = \text{Pot}_{sj} - \text{Deficit}_{sj} \quad (7.13)$$

ou:

$$\text{Pot_1}_{sj} = \sum_{ps_ERM} \text{ERM_Surp}_{pj} - \sum_{ps_ERM} \text{ERM_Def}_{pj} \quad (7.14)$$

Se em um determinado sub-mercado

$$\text{Pot_1}_{sj} > 0$$

todas as suas usinas com déficit de geração, ERM_Def_{pj} , o terão coberto por transferências de usinas deste mesmo sub-mercado, havendo ainda sobra de energia, a ser alocada em outros sub-mercados. Define-se, neste caso, o 'ajuste de segundo estágio de alocação de energia relativo à energia assegurada' como [MAE, 2003d]:

$$\text{EA_2ASS}_{pj} = \text{ERM_Def}_{pj} \quad (7.15)$$

Em caso contrário, ou seja, se $\text{Pot_1}_{sj} = 0$, apenas parte de ERM_Def_{pj} será coberta por transferências de usinas deste mesmo sub-mercado, calculadas por:

$$\text{EA_2ASS}_{pj} = \text{Pot}_{sj} \times \left(\frac{\text{ERM_Def}_{pj}}{\sum_{ps_ERM} \text{ERM_Def}_{pj}} \right) \quad (7.16)$$

A parcela da energia assegurada destas usinas, ainda não recebida, definida como 'déficit após o ajuste de segundo estágio de alocação de energia' é

$$\text{Deficit}_{1pj} = \text{ERM}_{\text{Def}_{pj}} - \text{EA}_{2\text{ASS}_{pj}} \quad (7.17)$$

e deverá ser 'importada' de outro(s) sub-mercado(s), sendo o montante alocado para cada usina, conhecido como 'ajuste de terceiro estágio de alocação de energia relativo à energia assegurada', dado por [MAE, 2003d]:

$$\text{EA}_{3\text{ASS}_{plj}} = \text{Deficit}_{1pj} \times \left(\frac{\text{Pot}_{1lj}}{\sum_s \text{Pot}_{1sj}} \right) \quad (7.18)$$

sendo:

$\text{EA}_{3\text{ASS}_{plj}}$ - energia assegurada de um sub-mercado doador l, alocada para uma usina p localizada em um sub-mercado s, em um período de comercialização j

$\sum_s$ - somatório de todos os sub-mercados

Pot_{1lj} - superávit líquido de geração de um sub-mercado doador l, em um período de comercialização j.

No segundo caso-exemplo abordado anteriormente, a condição $\text{Pot}_{1sj} > 0$ é satisfeita. Havendo apenas um sub-mercado, este valor será integralmente alocado em usinas deste sub-mercado. Havendo mais de um sub-mercado, seria possível que antes de se alocar este superávit de energia, como energia secundária, no próprio sub-mercado, houvesse a necessidade de se complementar a alocação de energia assegurada de outro(s) sub-mercado(s).

7.1.3 Alocação da Energia Secundária

Se após completada a alocação de toda a energia assegurada, verificar-se ainda a existência de alguma energia remanescente, em algum sub-mercado:

$$ERN_{sj} = Pot_1 - \sum_{p_ERM} EA - 3ASS_{psj} \quad (7.19)$$

o somatório destes remanescentes de energia representará a energia secundária, definida inicialmente por (7.1):

$$SEC_j = \sum_s ERN_{sj} \quad (7.20)$$

Esta energia deverá ser distribuída a todos os geradores participantes do MRE, na proporção de sua energia assegurada, segundo o seu 'direito à energia secundária proporcional à energia assegurada', definido como [MAE, 2001]:

$$SASS_C_{pj} = SEC_j \times \left(\frac{ASS_1_{pj}}{\sum_{p_ERM} ASS_1_{pj}} \right) \quad (7.21)$$

A alocação da energia secundária é feita de forma análoga à alocação da energia assegurada, procedendo-se primeiramente às transferências de energia dentro de cada submercado, quando define-se o 'ajuste de segundo estágio de alocação de energia relativo à energia secundária'. Em seguida são feitas as transferências de energia entre sub-mercados, o que corresponde ao 'ajuste de terceiro estágio de alocação de energia relativo à energia secundária'.

Afirma-se em princípio, que a existência ou não de energia secundária não terá influência sobre os arranjos comerciais envolvendo a reserva de potência operativa, sendo que a confirmação deste fato não faz parte do trabalho a ser desenvolvido .

Um exemplo de alocação da energia secundária é mostrado na Figura 7.4. Este exemplo toma como base o segundo caso de alocação da energia assegurada apresentado na Seção 7.1.2.

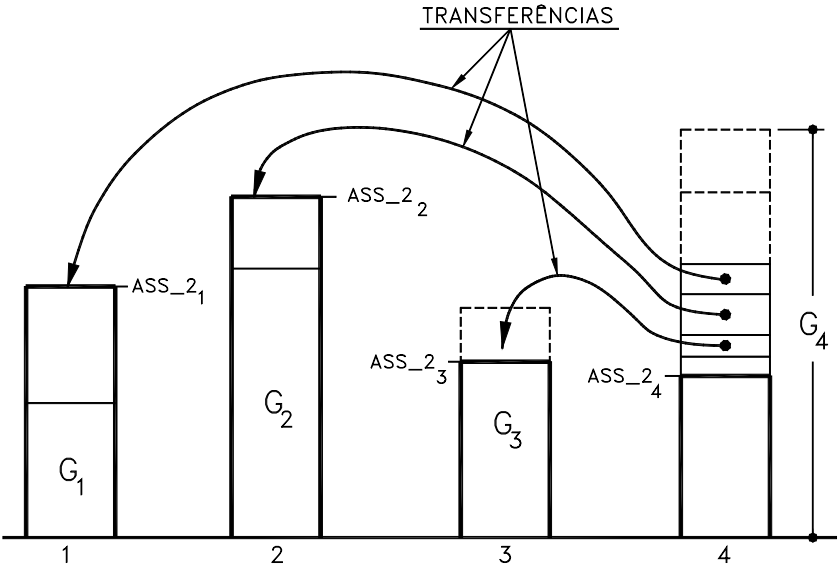


Figura 7.4a

- ENERGIA ASSEGURADA RECEBIDA
- ENERGIA ASSEGURADA CEDIDA
- ENERGIA SECUNDÁRIA CEDIDA
- ENERGIA SECUNDÁRIA RECEBIDA

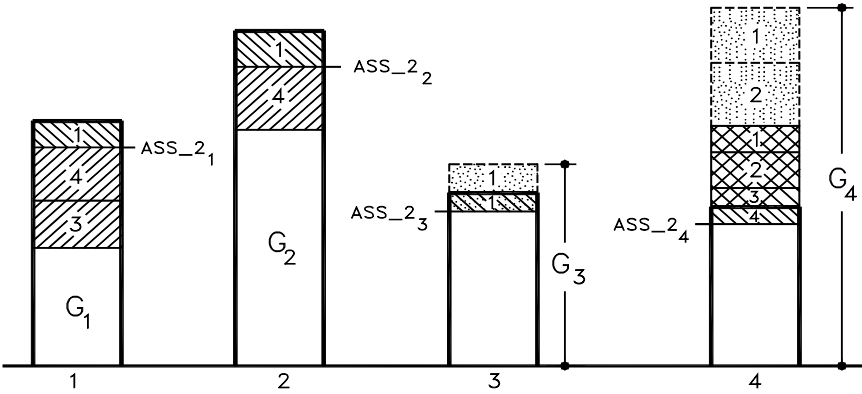


Figura 7.4b

Figura 7.4 - Realocação da Energia Secundária - Segundo Caso

7.1.4 Geração Total Alocada

Após cumpridas as duas etapas de transferência de energia, que na verdade pode-se caracterizar como uma ‘transferência de direito de comercialização’, a geração total alocada a uma usina qualquer do MRE, pertencente a um submercado s , em um período de comercialização j , pode ser dada pela expressão geral:

$$AL_G_{pj} = G_MRE_{pj} + EA_1_{pj} + EA_2ASS_{pj} + EA_2SEC_{pj} - EXC_{psj} + EA_IMP_{pj} \quad (7.22)$$

onde:

EA_1_{pj} - ajuste de primeiro estágio de alocação de energia

EA_2SEC_{pj} - ajuste de segundo estágio de alocação de energia relativo à energia secundária

EXC_{psj} - excedente de alocação para uma usina participante do MRE e pertencente à quota g de geração de Itaipu (do próprio submercado)

O último termo de (7.22) representa a alocação ‘importada’ de outros sub-mercados l pela usina p , num período de comercialização j , sendo calculada como:

$$EA_IMP_{pj} = \sum_l (EA_3ASS_{plj} + EA_3SEC_{plj} - EXC_{plj}) \quad (7.23)$$

onde:

EA_3SEC_{plj} - ajuste de terceiro estágio de alocação de energia relativo à energia secundária

EXC_{plj} - excedente de alocação para uma usina participante do MRE e pertencente à quota g de geração de Itaipu (de outros sub-mercados),

O ajuste total do MRE da usina p , numa dada hora, por sua vez será então:

$$ERM_P_{pj} = EA_1_{pj} + EA_2ASS_{pj} + EA_2SEC_{pj} - EXC_{psj} + EA_IMP_{pj} \quad (7.24)$$

Uma vez que em (7.22) o termo referente ao ajuste de primeiro estágio de alocação de energia

$$EA_1_{pj} = -1 \cdot (ERM_Surp_{pj}) \quad (7.25)$$

é nulo para as usinas receptoras de energia, pois para estas usinas

$$ERM_Surp_{pj} = 0 \quad (7.26)$$

o montante de energia assegurada transferida (recebida) seria, sem considerar o excedente de Itaipu

$$AL_ASS_{pj} = EA_2ASS_{pj} + \sum_l EA_3ASS_{plj} \quad (7.27)$$

7.1.5 Custo da Compensação da Geração

Uma usina receptora de energia do MRE, tanto assegurada quanto secundária, deverá compensar as usinas doadoras que lhe repassaram esta energia. Isto é feito através do ressarcimento dos custos variáveis de operação em que as usinas doadoras incorreram na geração, o que passa a constituir um custo para as usinas receptoras.

Os custos variáveis de operação relativos à energia realocada são totalizados e rateados entre as usinas receptoras, proporcionalmente às suas energias realocadas. Este custo total, denominado pelo MAE de ‘custo a ser pago pela geração’ [MAE, 2003b], em um mês m de apuração, para cada usina p , será:

$$COST_{pm} = DON_{pm} \times TVC_p \quad (7.28)$$

sendo a ‘geração alocada para outros’ dada por:

$$DON_{pm} = \max \left\{ 0, \left(-1 \times \sum_m ERM_P_{pj} \right) \right\} \quad (7.29)$$

que será diferente de zero apenas para as usinas doadoras de energia. O termo TVC_p é denominado 'custo variável de MRE da usina'.

Este valor é atualmente determinado como [MAE, 2003d]:

$$TVC_p = CUSTO_MRE = R\$5,79/MWh \quad (7.30)$$

que é o custo variável da usina para trocas de energia no MRE'.

O 'pagamento devido por geração' relativo a cada usina p , em um mês m de apuração, será:

$$PAY_{pm} = REC_{pm} \times TVC_p \quad (7.31)$$

sendo

$$REC_{pm} = \max \left\{ 0, \sum_m ERM_P_{pj} \right\} \quad (7.32)$$

a 'geração alocada ou recebida de outros', que será diferente de zero apenas para as usinas receptoras de energia.

Para uma certa hora, tem-se:

$$PAY_{pj} = ERM_P_{pj} \times TVC_p \quad (7.33)$$

Considerando-se agora apenas a parcela de energia assegurada vem:

$$PAY_ASS_{pj} = AL_ASS_{pj} \times TVC_p \quad (7.34)$$

ou:

$$PAY_ASS_{pj} = \left(EA_2ASS_{pj} + \sum_l EA_3ASS_{plj} \right) \times TVC_p \quad (7.35)$$

ou ainda:

$$\text{PAY_ASS}_{pj} = \left(\text{EA_2ASS}_{pj} + \sum_l \text{EA_3ASS}_{plj} \right) \times \text{CUSTO_MRE} \quad (7.36)$$

que representa o valor total pago por uma certa usina, em uma hora j , a título de MRE, em relação apenas à energia assegurada, ou 'pagamento devido por geração, relativo apenas à energia assegurada' que lhe é cedida.

7.2 Influência do MRE na Remuneração dos Agentes Fornecedores

7.2.1 Introdução

A remuneração dos agentes fornecedores de reservas operativas participantes do MRE deve ser analisada de forma particular, uma vez que estas usinas estão sujeitas à créditos e débitos próprios do referido mecanismo, que podem ter influência no cálculo da remuneração destes agentes pela disponibilização de reservas operativas.

Serão consideradas apenas as usinas receptoras de energia assegurada. Conforme foi visto na seção 7.1.1, algumas usinas podem vir a ter o seu montante de geração menor que a sua energia assegurada em um certo período de comercialização, ou seja:

$$\text{G_MRE}_{pj} < \text{ASS_2}_{pj}$$

apresentando portanto um déficit de geração em relação à energia assegurada dado por (7.6):

$$\text{ERM_Def}_{pj} = \text{ASS_2}_{pj} - \text{G_MRE}_{pj}$$

Estas usinas representam aquelas que foram orientadas pelo Operador do Sistema, no despacho centralizado, a diminuir a geração em relação à energia assegurada, em função principalmente do seguinte, conforme estabelecido nas regras algébricas do MAE [MAE, 2001]:

- a otimização do despacho de carga, ou seja, por questões energéticas, e

- mudanças no despacho devido às restrições de transmissão, ou seja, por questões elétricas,

sendo caracterizadas como usinas receptoras de energia assegurada e energia secundária no MRE.

As restrições de transmissão provocam mudanças no despacho de carga pois muitas vezes, exigem a realocação de geração, com o objetivo por exemplo, de lidar com congestionamentos em linhas de transmissão. A otimização do despacho, que tem como função objetivo os custos de operação do sistema, também realoca geração em relação à energia assegurada, principalmente em função do 'valor da água', ou seja, dos níveis de armazenamento dos reservatórios, das previsões de precipitação pluviométrica, das previsões de consumo, etc,

No que concerne à reserva de potência operativa girante, é possível considerar-se que no déficit de geração em relação à energia assegurada, experimentado por uma usina, encontra-se incluída, além das parcelas já consideradas, referentes à otimização do despacho e às restrições de transmissão, uma parcela relacionada à imposição do despacho para provimento de reservas operativas. Esta parcela por sua vez, pode estar dividida em duas partes, reservas para confiabilidade e as reservas para regulação de frequência.

Assim, segundo esta consideração, tem-se para qualquer usina p:

$$ERM_Def_{pj} = DEF_Rtr_{pj} + DEF_Dsp_{pj} + DEF_Res_{pj} \quad (7.37)$$

onde:

DEF_Dsp_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pela otimização do despacho;

DEF_Rtr_{pj} - parcela do déficit de geração provocado por restrições de transmissão;

DEF_Res_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pela manutenção de reservas operativas girantes.

Esta terceira parcela é dada por:

$$DEF_Res_{pj} = DEF_RRg_{pj} + DEF_RCf_{pj} \quad (7.38)$$

onde:

DEF_RRg_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pela manutenção de reservas operativas girantes para regulação;

DEF_RCf_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pela manutenção de reservas operativas girantes para confiabilidade.

As duas parcelas assim definidas terão particular importância, no momento de se calcular a remuneração devida aos agentes provedores de reserva, participantes do MRE. Elas deverão ser identificadas pelo Operador do Sistema através de informações dos agentes participantes dos serviços e repassadas ao MAE para que esta remuneração possa ser calculada e inserida na contabilização geral dos pagamentos, tanto das próprias reservas quanto da energia.

A parcela do déficit de geração provocado pela manutenção de reservas operativas girantes para regulação, por sua vez, é

$$DEF_RRg_{pj} = DEF_Rg1_{pj} + DEF_Rg2_{pj} \quad (7.39)$$

onde:

DEF_Rg1_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pela manutenção de reservas operativas girantes para regulação primária;

DEF_Rg2_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pela manutenção de reservas operativas girantes para regulação secundária.

Pode-se definir então um fator para quantificar a participação da reserva operativa girante no déficit de geração em relação à energia assegurada de uma usina, o qual seria em uma certa hora j :

$$\alpha_{pj} = \frac{DEF_Res_{pj}}{ERM_Def_{pj}} \quad (7.40)$$

Caso as usinas participantes do MRE, com déficit de geração em relação à energia assegurada, estiverem disponibilizando reservas para regulação e/ou para confiabilidade, são possíveis os seguintes casos:

- usinas não conectadas ao CAG, disponibilizando apenas reserva para regulação primária - R1

$$DEF_Rg1_{pj} > 0, DEF_Rg2_{pj} = 0 \quad e \quad DEF_RCf_{pj} = 0 \quad (7.41)$$

- usinas conectadas ao CAG, disponibilizando reservas para regulação primária e secundária, apenas - (R1+R2)

$$DEF_Rg1_{pj} > 0, DEF_Rg2_{pj} > 0 \quad e \quad DEF_RCf_{pj} = 0 \quad (7.42)$$

- usinas conectadas ao CAG, disponibilizando reserva para regulação - (R1+R2) e também reservas girantes para confiabilidade (existe atualmente uma exigência do ONS de que a parcela de reserva para confiabilidade - R3, seja também alocada em unidades sob o controle do CAG [ONS, 20002a], assim como (R1+R2))

$$DEF_Rg1_{pj} > 0, DEF_Rg2_{pj} > 0 \quad e \quad DEF_RCf_{pj} > 0 \quad (7.43)$$

- usinas não conectadas CAG, disponibilizando apenas reserva girante para confiabilidade

$$DEF_Rg1_{pj} = 0, DEF_Rg2_{pj} = 0 \quad e \quad DEF_RCf_{pj} > 0 \quad (7.44)$$

7.2.2 Aspectos Financeiros Relacionados à Participação no MRE

Sintetizando e analisando de forma geral as colocações anteriores, chega-se à conclusão da existência de uma interferência entre o MRE e o serviço ancilar de fornecimento de reservas de potência operativa, tanto para confiabilidade quanto para regulação de frequência, sob o ponto de vista financeiro. A solução deste problema é essencial para a viabilização do desenvolvimento de um mecanismo para remuneração dos fornecedores

deste serviço que seja justo, não trazendo prejuízos, nem vantagens exclusivas para nenhum dos seus participantes.

Quando uma usina é solicitada pelo operador do sistema a deixar de gerar uma parcela da sua capacidade de geração, mantendo-a como reserva operativa girante, seja para confiabilidade ou para regulação, esta usina incorre em diversas modalidades de custos. O mais significativo é o custo de oportunidade, abordado na seção 3.2.2, que representa o que se deixou de ganhar, ou seja, o faturamento que a usina deixou de auferir, descontados os custos variáveis de produção, ao não gerar e deixar de comercializar uma parcela de energia.

Pelas atuais regras de mercado do Brasil, as empresas geradoras de energia podem comercializar toda a sua produção, traduzida como energia assegurada, em contratos bilaterais, com possibilidade de negociar, a princípio, até 15% desta energia no MAE, valor este que deve ser aumentado gradativamente até 100%.

Mesmo que uma usina não gere toda a energia que lhe é assegurada pelo MAE, a comercialização de toda ela é garantida através do MRE. Será visto que esta garantia equivale a uma compensação do custo de oportunidade. Entretanto gera-se um novo custo para a usina, dado pelo valor PAY_ASS_{pj} , determinado por (7.36).

Pode-se interpretar este fato como se uma usina participante do MRE que fornecesse reservas girantes tivesse para isto um custo adicional dado por:

$$CAd_{pj} = PAY_Res_{pj} - CO_Res_{pj} \quad (7.45)$$

onde:

PAY_Res_{pj} - parcela de custo a ser recuperado - pagamento efetuado no MRE, referente à energia não gerada para ser mantida como reserva operativa (custos de compensação da geração relacionados à reserva operativa);

CO_Res_{pj} - parcela do custo de oportunidade já recuperado - valor advindo da energia assegurada transferida para a usina por outras usinas superavitárias em geração, referente a energia não gerada para ser mantida como reserva operativa.

Em consequência, é possível afirmar-se que, através deste mecanismo, uma usina que tenha deixado de gerar pelos motivos já citados, tem agregadas ao valor de seu resultado financeiro unitário final, duas novas parcelas, sendo uma de crédito e outra de débito.

A parcela de crédito seria representada pela energia assegurada que lhe é transferida de outras usinas superavitárias em geração, e a parcela de débito seria representada pelo custo de compensação da geração, provocado por esta transferência.

Sendo assim, a expressão geral de definição da remuneração a ser paga a um agente fornecedor de reservas operativas, participante do MRE, deve ser corrigida e reescrita como:

$$RE_Res_{pj}^{(COR)} = RE_Res_{pj} + CAd_{pj} \quad (7.46)$$

Com (4.2) em (7.46) vem:

$$RE_Res_{pj}^{(COR)} = (OPT_{pj} + CI_Res_{pj} + RB_Res_{pj}) + CAd_{pj} \quad (7.47)$$

ou

$$RE_Res_{pj}^{(cor)} = (OPT_{pj} + CI_Res_{pj} + RB_Res_{pj}) + PAY_Res_{pj} - CO_Res_{pj} \quad (7.48)$$

7.2.3 Recuperação de Custos Não Havendo Déficit de Geração

7.2.3.1 Recuperação dos Custos de Compensação da Geração

O pagamento total devido por geração, dado por (7.36), pode ser colocado também em função dos déficits de geração, através de (7.37), obtendo-se:

$$PAY_ASS_{pj} = (DEF_Rtr_{pj} + DEF_Dsp_{pj} + DEF_Res_{pj}) \times CUSTO_MRE \quad (7.49)$$

No caso do pagamento devido por geração, relativo apenas à reserva girante de potência operativa tem-se, de (7.38) e (7.49):

$$\text{PAY_Res}_{pj} = (\text{DEF_RRg}_{pj} + \text{DEF_RCf}_{pj}) \times \text{CUSTO_MRE} \quad (7.50)$$

Este teria sido o valor pago pela usina, a título de custos de compensação da geração. Entretanto, este desembolso deve ser entendido também como um valor pago por um serviço que ela própria teria prestado ao sistema. Apesar de ter um valor unitário bastante baixo, para uma usina participando constantemente do CAG por exemplo, pode proporcionar prejuízos consideráveis em períodos maiores de tempo (a partir de um ano). Tal pagamento deve ser então considerado indevido, devendo ser portanto ressarcido na sua totalidade, o que é feito por (7.48).

7.2.3.2 Recuperação do Custo de Oportunidade

Voltando à consideração das transações de energia definidas pelo MRE, este estabelece que uma usina que deixou de gerar por determinação do operador do sistema terá, ainda assim, assegurada a venda de uma certa quantidade de energia através de contratos bilaterais. O MRE portanto, garante a manutenção de faturamentos que, em caso da não existência de tal mecanismo, representariam o seu custo de oportunidade por deixar de gerar alguma energia. Pode-se assim considerar que o mecanismo de realocação de energia promove a recuperação do custo de oportunidade da usina.

O custo de oportunidade recuperado, relativo ao montante de energia não gerada para disponibilizar reservas operativas, representa um débito na remuneração referente a este serviço, conforme visto em (7.48). Para tal custo tem-se, então:

$$\text{CO_Res}_{pj} = \text{Opt}_{pj} \cdot (\text{DEF_RRg}_{pj} + \text{DEF_RCf}_{pj}) \quad (7.51)$$

Utilizando (3.18) vem, de (7.51):

$$CO_Res_{pj} = \left(Lc_{pj} + \frac{\left(\frac{tr \cdot IC_p}{1 - 1/(1+td)^{VU}} + Cf2a_p \right)}{8760 \times fc_p} \right) \cdot (DEF_RRg_{pj} + DEF_RCf_{pj}) \quad (7.52)$$

Conclui-se então que o custo de oportunidade referente à reserva operativa, é recuperado integralmente pelo MRE, pois:

$$OPT_{pj} = Opt_{pj} \cdot (DEF_RRg_{pj} + DEF_RCf_{pj}) \quad (7.53)$$

ou:

$$OPT_{pj} = CO_Res_{pj} \quad (7.54)$$

Assim, a remuneração pelas reservas operativas, dada originalmente por (4.2), passa a ser:

$$RE_Res_{pj}^{(COR)} = CI_Res_{pj} + BE_Res_{pj} + PAY_Res_{pj} \quad (7.55)$$

7.2.4 Recuperação de Custos no Caso de Déficit de Geração

A expressão (7.49) é válida apenas quando se tem:

$$GSF_j = \frac{\sum_{P_ERM} GP_{pj}}{\sum_{P_ERM} ASS_1_{pj}} \geq 1 \quad (7.56)$$

ou seja:

$$ASS_2_{pj} = ASS_1_{pj} \Rightarrow DIM_Ass_{pj} = 0 \quad (7.57)$$

Em caso contrário, ou seja, se houver uma diminuição da energia assegurada das usinas, uma parcela do custo de compensação da geração não precisa ser a elas ressarcido,

pois as mesmas não teriam nela incorrido. O valor de tal parcela pode ser obtido através do montante em que a energia assegurada foi diminuída, para cada usina DIM_Ass_{pj} , dado por (7.4). Assim, usando o fator de participação do serviço de regulação no déficit de geração da usina α_{pj} , tem-se para o 'custo de compensação da geração não incorrido':

$$CCG_Dev_{pj} = \alpha_{pj} \times DIM_Ass_{pj} \times CUSTO_MRE \quad (7.58)$$

Com isto, de (7.50) e (7.58), o custo de compensação da geração a ser recuperado passa a ser:

$$PAY_Res_{pj} = \left[(DEF_RRg_{pj} + DEF_RCf_{pj}) - \alpha_{pj} \times DIM_Ass_{pj} \right] \times CUSTO_MRE \quad (7.59)$$

Da forma análoga, se a condição dada por (7.56) for satisfeita, uma parcela do custo de oportunidade incorrido nos serviços de reservas e regulação de frequência não teria sido ressarcida, devido à diminuição da energia assegurada. Esta parcela, que será chamada 'custo de oportunidade não recuperado', é calculada como:

$$CO_Nre_{pj} = \alpha_{pj} \times DIM_Ass_{pj} \times Opt_{pj} \quad (7.60)$$

Com (3.18) em (7.60) tem-se:

$$CO_Nre_{pj} = \alpha_{pj} \cdot DIM_Ass_{pj} \cdot \left[Lc_{pj} + \frac{\left(\frac{tr \cdot IC_p}{1 - 1/(1+td)^{VU}} + Cf2a_p \right)}{8760 \times fc_p} \right] \quad (7.61)$$

A equação (7.48) representa a remuneração final pelas reservas operativas girantes, no caso de não se ter uma diminuição da energia assegurada. Em havendo esta diminuição, a remuneração será, a partir de (7.48), (7.58) e (7.61):

$$RE_Res_{pj}^{(COR)} = CI_Res_{pj} + BE_Res_{pj} + PAY_Res_{pj} - CCG_Dev_{pj} + CO_Nre_{pj}$$

(7.62)

Conclui-se então que a afirmação de que os agentes fornecedores de reservas operativas já estariam tendo seus custos recuperados pelo mecanismo de realocação da energia não é de todo verdadeira. No caso de não se ter déficit de geração no sistema, isto realmente ocorre, para o custo de oportunidade. Entretanto, sempre ocorrerá a imposição de um novo custo à todas as unidades geradoras que tiveram a sua geração diminuída para prestar os serviços, representado pela compensação da geração às unidades com superávit de energia gerada.