

3

Riscos de operação associados à geração

Neste capítulo serão descritos os riscos operacionais a que estão sujeitos os geradores síncronos durante a operação e quais as conseqüências para a comercialização da potência ativa gerada. Considerando esta exposição ao risco, são apresentadas duas formas de proteção para o cumprimento dos contratos de comercialização de energia, a saber:

- mecanismo de realocação de energia que foi adotado para o sistema elétrico brasileiro.
- proposta de um “portfolio” composto por um contrato de venda de energia através de contrato futuro, um contrato de venda de energia no mercado de curto prazo ("spot") e uma opção de compra de energia.

3.1

Riscos de operação

Durante a operação do sistema elétrico podem ocorrer alguns eventos externos de origem sistêmica cuja conseqüência para o gerador é a interrupção temporária da comercialização de energia. A seguir estão listados estes eventos de sistema.

3.1.1

Auto-excitação

Esta situação poderá ocorrer em alguns casos após a rejeição de carga remota. O efeito da auto-excitação na máquina é o crescimento rápido da tensão terminal imediatamente após a rejeição de carga que poderá não ser controlada pelo regulador de tensão. O fenômeno da auto-excitação está descrito no apêndice 3.

No caso da auto-excitação, se não forem tomadas algumas medidas de proteção poderá haver risco de danos para o gerador e para os disjuntores associados.

3.1.2

Operação do relé de impedância do gerador

Os geradores síncronos normalmente são equipados com proteção de distância polarizada na direção da rede. Esta proteção tem por finalidade prover retaguarda (“back up”) remota e temporizada no caso de haver um defeito no sistema de transmissão. Esta proteção somente deverá operar em casos extremos, quando a proteção primária local de alta velocidade não operar. A ação da proteção de distância é desligar o gerador após decorrido algum tempo (valor típico: 500 ms). Para o agente de geração a consequência é o desligamento intempestivo do gerador e, enquanto durar o desligamento do gerador, o contrato de compra e venda de energia não estará sendo cumprido.

3.1.3

Ilhamento do sistema de transmissão

Alguns sistemas de transmissão são equipados com proteção de “out of step tripping” cuja finalidade é abrir seletivamente alguns pontos do sistema, formando “ilhas” quando de uma oscilação transitória na rede. Para o agente de geração a consequência imediata é a possibilidade do não cumprimento do contrato de compra e venda de energia uma vez que comprador e vendedor podem estar situados em “ilhas” diferentes.

3.1.4

Redução da potência ativa para controle de tensão

Os geradores síncronos são despachados como sendo uma barra tipo PV, consistindo no cumprimento de uma programação horária preestabelecida para a geração da energia ativa enquanto que a tensão terminal é controlada em tempo real.

O despacho do gerador é limitado pela sua curva de capacidade, na qual a potência ativa P_G e reativa Q_G geradas deverão obedecer os limites de (1) a (4). O apêndice 5 desta dissertação apresenta o desenvolvimento das equações que dão origem a curva de capacidade da máquina [16].

- corrente máxima e mínima da armadura.

$$Q_{G,a,\max,\min} = \pm \left(V_t^2 I_{a,\max}^2 - P_G^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (1)$$

- corrente máxima de campo.

$$Q_{G,r,\max} = -\frac{V_t^2}{X_d} + \left(\frac{V_t^2 E_{q,\max}^2}{X_d^2} - P_G^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

- corrente mínima de campo.

$$Q_{G,r,\min} = -\frac{V_t^2}{X_d} + \frac{V_t E_{q,\min}}{X_d} \quad (3)$$

- limite de subexcitação.

$$Q_{G,u,\min} = \frac{P_G}{\tan \delta_{\max}} - \frac{V_t^2}{X_q} \quad (4)$$

Na prática poderão existir outras limitações de origem eletromecânica para o gerador além daquelas indicadas por (1) a (4).

Dependendo do ponto de operação do gerador uma solicitação do OIS para alterar a tensão terminal poderá implicar na redução da potência ativa gerada pela máquina, com consequências imediatas para os contratos de comercialização de energia.

A região mais crítica para a operação do gerador é aquela referente à absorção de reativos (gerador subexcitado) por ser esta a região mais estreita da curva de capacidade.

3.2

Medidas de proteção para a comercialização da energia

Como citado no item 3.1 a comercialização da energia poderá ser temporariamente interrompida quando da ocorrência de alguns eventos, devendo esta interrupção ser transparente para as duas partes envolvidas (comprador e vendedor). Para tal existem alguns instrumentos que mitigam o efeito da interrupção da comercialização de energia [17], sendo o mecanismo de realocação de energia um destes instrumentos.

A seguir será apresentado o mecanismo de realocação de energia adotado no Brasil.

3.2.1

Mecanismo de realocação de energia

O mecanismo de realocação de energia (MRE) funciona como instrumento para compensação contábil de energia através do compartilhamento dos riscos (“risk spreading”) de operação entre os geradores do sistema que fazem parte deste MRE.

O objetivo do MRE é dar garantia para as usinas participantes comercializarem as suas energias asseguradas independentemente dos respectivos níveis reais de geração. Esta garantia irá acontecer desde que todas as demais usinas participantes do MRE tenham gerado energia suficiente para tal e que exista energia secundária no sistema.

A seguir serão apresentadas algumas das regras algébricas deste MRE [18] sem computar o cálculo da energia excedente do sistema de Itaipu, que é tratada de uma outra forma que não vem ao caso neste texto.

3.2.1.1

Cálculo da energia secundária

Para cada período de comercialização de energia índice “p”, a energia secundária total no sistema elétrico (SEC_j) é dada pela seguinte expressão:

- a) se o montante de energia gerada por todas as usinas índice "j" participantes do MRE for superior ao montante das respectivas energias asseguradas, $\sum_{p_ERN} G_{pj} > \sum_{p_ERM} ASS_1_{pj}$, então:

$$SEC_j = \sum_{p_ERM} G_{pj} - \sum_{p_ERM} ASS_1_{pj} \quad (5)$$

G_{pj} é a energia total gerada pelas usinas índice "p", já referida ao centro de gravidade do submercado no qual esta usina está localizada, podendo assumir valores positivos ou zero MWh.

Chama-se centro de gravidade de um submercado o ponto no qual ocorre o equilíbrio do total da geração medida com o total da energia consumida dentro deste submercado

ASS_1_{pj} é o montante de energia assegurada de cada usina do MRE, referida ao centro de gravidade do submercado, podendo assumir valores positivos ou zero MWh.

A energia secundária total do sistema elétrico (SEC_j), para um determinado período de comercialização índice "j" será igual à diferença entre o somatório da energia produzida e o somatório da energia assegurada, para cada uma das usinas índice "j" participantes do MRE.

- b) se o montante de energia gerada for inferior ao montante de energia assegurada, $\sum_{p_ERM} G_{pj} - \sum_{p_ERM} ASS_1_{pj} \leq 0$, então:

$$SEC_j = 0 \quad (6)$$

3.2.1.2

Cálculo da energia assegurada ajustada

O fator de ajuste da energia assegurada (GSF_j) e a energia assegurada ajustada (ASS_2_{pj}) são definidos da seguinte forma:

a) se houver energia secundária no sistema, $SEC_j > 0$, então:

$$GSF_j = 1; \quad (7)$$

$$ASS_{2pj} = ASS_{1pj} \quad (8)$$

Neste caso o fator de ajuste da energia assegurada será igual a 1, fazendo com que a energia assegurada ajustada seja igual à energia assegurada. Este cálculo é feito para cada período de comercialização índice "j" e para cada uma das usinas índice "p".

b) se não houver energia secundária no sistema, $SEC_j = 0$, então:

$$GSF_j = \frac{\sum_{p_ERM} G_{pj}}{\sum_{p_ERM} ASS_{1pj}} \quad (9)$$

Quando não há energia secundária no sistema num determinado período de comercialização, o valor de GSF_j sofre um ajuste diretamente proporcional à razão entre o somatório da energia elétrica produzida e o somatório da energia assegurada. Este ajuste é feito para todas as usinas participantes do MRE.

$$ASS_{2pj} = ASS_{1pj} \times GSF_j \quad (10)$$

Na condição de energia secundária igual a zero, a energia assegurada de uma determinada usina índice "p" é multiplicada pelo valor de GSF_j daquele período de comercialização.

3.2.1.3

Alocação da energia assegurada para uma usina

Nesta etapa do cálculo é feita a transferência do excedente de energia das usinas que produziram acima das suas energias asseguradas para aquelas usinas que produziram abaixo deste patamar.

- a) se uma determinada usina índice "p" gerou acima sua da energia assegurada ajustada, $G_{pj} > ASS_2_{pj}$, então:

$$ERM_Surp_{pj} = G_{pj} - ASS_2_{pj} \quad (11)$$

ERM_Surp_{pj} é o superávit de energia gerada acima da energia assegurada ajustada para cada uma das usinas índice "p" e que será alocada para o MRE. Valor positivo ou igual a 0 MWh

- b) se uma determinada usina índice "p" gerou abaixo da sua energia assegurada ajustada, $G_{pj} < ASS_2_{pj}$, então:

$$ERM_Def_{pj} = ASS_2_{pj} - G_{pj} \quad (12)$$

Neste último caso haverá déficit de energia para esta usina que deverá ser coberto pelo MRE. Para que haja esta transferência é necessário haver energia secundária no sistema.

ERM_Def é o déficit de geração do MRE, podendo assumir valor positivo ou igual a zero MWh.

Para um determinado submercado índice "s" e para um determinado período de comercialização índice "j", as quantidades de superávit e déficit totais das usinas que participam do MRE são, respectivamente:

$$\text{Pot}_{sj} = \sum_{ps_ERM} \text{ERM_Surp}_{pj} \quad (13)$$

Pot_{sj} é o superávit de geração de todas as usinas participantes do MRE, que é igual a soma dos superávit individuais de geração de cada uma destas usinas índice "p".

$$\text{Deficit}_{sj} = \sum_{ps_ERM} \text{ERM_Def}_{pj} \quad (14)$$

Deficit_{sj} é o déficit de geração das usinas participantes do MRE, localizadas num submercado índice "s", que é igual à soma dos déficit de geração de cada uma destas usinas índice "p". Pot_{sj} e Deficit_{sj} podem assumir valores positivos e maiores que 0 MWh.

3.2.1.4

Ajuste de energia do primeiro estágio

Para um determinado período de comercialização índice "j" e para cada usina índice "p" participante do MRE, o ajuste do primeiro estágio de alocação da energia (EA_{1pj}) será:

$$\text{EA}_{1pj} = -1 * (\text{ERM_Surp}_{pj}) \quad (15)$$

EA_{1pj} é o valor de ajuste do primeiro estágio de alocação de energia do MRE, que poderá assumir valores negativos ou igual a 0 MWh. Este é o valor de energia que é retirada de cada uma das usinas com superávit de energia e é colocada à disposição das usinas deficitárias. Desta forma, a usina que gerou acima da sua energia assegurada ajustada ficará com o patamar da respectiva energia assegurada ajustado.

3.2.1.5

Ajuste de energia do segundo estágio

O ajuste do segundo estágio de alocação de energia assegurada (EA_2ASS_{pj}) é determinada da seguinte forma:

Para cada período de comercialização índice “j” e para um determinado submercado índice “s”, existem 2 possibilidades, a saber:

- a) se o submercado for superavitário, ou seja, quando $Pot_{sj} \geq Deficit_{sj}$, então:

$$Pot_1_{sj} = Pot_{sj} - Deficit_{sj} = \sum_{ps_ERM} ERM_Surp_{pj} - \sum_{ps_ERM} ERM_Def_{pj} \quad (16)$$

Pot_1_{sj} é o superávit líquido de energia do submercado que é usado pelo MRE para alocação de energia em outros submercados. Pot_1_{sj} poderá assumir valores positivos ou 0 MWh.

Para cada usina índice “p” participante do MRE, o ajuste do segundo estágio de alocação de energia assegurada (EA_2ASS_{pj}) é definido por:

$$EA_2ASS_{pj} = ERM_Def_{pj} \quad (17)$$

EA_2ASS_{pj} é a quantidade de energia que será alocada para as usinas deficitárias dentro de um mesmo submercado índice “s” e que será necessária para garantir a energia assegurada ajustada. Este índice poderá assumir valores positivos ou 0 MWh.

Uma vez satisfeitos os patamares de energia assegurada ajustada para todo o submercado, o excedente de energia, se houver, ficará disponível para as usinas deficitárias localizadas em um outro submercado índice l ($l \neq s$).

- b) se o submercado índice “s” for deficitário, ou seja, quando $Pot_{sj} < Deficit_{sj}$, não haverá superávit líquido de geração (Pot_1_{sj}).

$$Pot_{-1_{sj}} = 0 \quad EA_{-2ASS_{pj}} = Pot_{sj} * \left(\frac{ERM_{-Def_{pj}}}{\sum_{ps_ERM} ERM_{-Def_{pj}}} \right) \quad (18)$$

O quanto cada uma das usinas deficitárias receberá de energia é o ajuste do segundo estágio de alocação de energia assegurada, que é feito multiplicando-se o superávit total de energia do submercado pela razão entre o déficit de energia daquela usina e o déficit total de energia das usinas daquele submercado.

O déficit de energia ($Deficit_{1_{pj}}$) após a transferência de energia referente ao ajuste do segundo estágio de alocação de energia assegurada será:

$$Deficit_{-1_{pj}} = ERM_{-Def_{pj}} - EA_{-2ASS_{pj}} \quad (19)$$

$Deficit_{1_{pj}}$ é o déficit remanescente de energia de uma usina índice “p” após a alocação de energia dentro do seu submercado ter sido realizada, podendo assumir valores positivos ou 0 MWh.

3.2.1.6

Alocação de energia do terceiro estágio

O ajuste de terceiro estágio de alocação de energia relativo à energia assegurada ($EA_{3ASS_{plj}}$) alocada de um outro submercado doador “l” ($l \neq s$) será:

$$\begin{aligned} \text{a) se } \sum_s Pot_{-1_{sj}} &= 0 \\ EA_{-3ASS_{plj}} &= 0 \end{aligned} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \text{b) se } \sum_s Pot_{-1_{sj}} &\neq 0 \\ EA_{-3ASS_{plj}} &= Deficit_{-1_{pj}} * \left(\frac{Pot_{-1_{lj}}}{\sum_s Pot_{-1_{sj}}} \right) \end{aligned} \quad (21)$$

$EA_{3ASS_{plj}}$ é o ajuste de terceiro estágio efetuado sobre a geração de uma usina que aloca energia assegurada de outros participantes do MRE localizados

em submercado índice “l” diferente daquele em que a usina está localizada, podendo assumir valores positivos ou 0 MWh.

O valor de EA_3ASS_{plj} significa a energia que uma determinada usina localizada no submercado índice “s” importa do submercado doador índice “l”, desde que este último submercado tenha gerado energia suficiente para tal.

3.2.1.7

Alocação da energia secundária

Para cada submercado índice “s”, a energia remanescente após ter sido feita a alocação da energia assegurada (ERN_{sj}), para um determinado período de comercialização índice “j” é determinada da seguinte forma:

- a) se não houver superávit líquido de geração (Pot_1_{sj}) no submercado índice “s” após os estágios de alocação de energia assegurada, então:

$$\text{se } Pot_1_{sj} = 0 \quad \text{então} \quad ERN_{sj} = 0 \quad (22)$$

ERN_{sj} é a energia total remanescente após a alocação da energia assegurada ter sido feita internamente em cada um dos submercados, podendo assumir valores positivos ou 0 MWh. O somatório dos valores de ERN_{sj} para todos os submercados é igual à energia secundária total do sistema.

- b) se houver superávit líquido de geração após ter sido feito o estágio de alocação de energia assegurada no submercado índice “s”:

$$Pot_1 > 0 \quad \therefore ERN_{sj} = Pot_1_{sj} - \sum_{p_ERM} EA_3ASS_{plj} \quad (23)$$

Para cada uma das usinas índice “p”, o excedente de energia de MRE ($excess_{pj}$) correspondente à geração acima de sua energia assegurada será:

- c) quando a geração de energia medida for superior a energia assegurada, $G_{pj} > ASS_1_{pj}$, o excedente de energia será igual à diferença entre estes 2 valores:

$$excess_{pj} = G_{pj} - ASS_1_{pj} \quad (24)$$

A variável $excess_{pj}$ poderá assumir valores positivos ou igual a 0 MWh.

- d) quando a geração de energia medida for igual ou inferior a energia assegurada $G_{pj} \leq ASS_1_{pj}$, então:

$$excess_{pj} = 0 \quad (25)$$

3.2.1.8

Parcela de energia secundária para cada uma das usinas

O direito que cada uma usina índice “p” tem a 50% da energia secundária total destinada àquelas que produziram energia secundária ($SALOC_C_{pj}$) é determinado da seguinte forma:

$$a) \text{ se } \sum_{p_ERM} excess_{pj} = 0 \quad ; \text{ então } SALOC_C_{pj} = 0 \quad (26)$$

$SALOC_C_{pj}$ é o direito que uma usina tem a uma parcela da energia secundária total, podendo assumir valores positivos ou 0 MWh.

$$b) \text{ se } \sum_{p_ERM} excess_{pj} > 0 \quad ; \text{ então :}$$

$$SALOC_C_{pj} = SEC_j * (1 - R_SEC) * \left(\frac{excess_{pj}}{\sum_{p_ERM} excess_{pj}} \right) \quad (27)$$

R_SEC é o parâmetro de rateio da energia secundária que é estabelecido pelo agente regulador, podendo assumir valores entre 0 e 1.

O direito a 50% da energia secundária total que é proporcional a energia assegurada ($SASS_C_{pj}$) é determinado da seguinte forma:

$$SASS_C_{pj} = SEC_j * R_SEC * \left(\frac{ASS_1_{pj}}{\sum_{p_ERM} ASS_1_{pj}} \right) \quad (28)$$

$SASS_C_{pj}$ representa o direito que uma determinada usina possui à parcela da energia secundária total proporcional a sua energia assegurada, podendo assumir valores positivos ou 0 MWh.

Para cada uma das usinas participantes do MRE, o direito total à energia secundária (SEC_C_{pj}) será:

$$SEC_C_{pj} = SALOC_C_{pj} + SASS_C_{pj} \quad (29)$$

Para cada submercado índice “s”, o direito total a energia secundária de um submercado (SEC_SM_{sj}) será da seguinte forma:

$$SEC_SM_{sj} = \sum_{ps_ERM} SEC_C_{pj} \quad (30)$$

SEC_SM_{sj} é o somatório de toda a energia secundária que será alocada para as usinas localizadas no submercado índice “s”, podendo assumir valores positivos ou 0 MWh.

- c) para cada submercado índice “s”, se a energia remanescente após a alocação da energia assegurada for superior à energia secundária total, $ERN_{sj} > SEC_SM_{sj}$, então:

O superávit líquido de energia após a alocação de energia secundária (Pot_2_{sj}) será dada pela expressão:

$$Pot_2_{sj} = ERN_{sj} - SEC_SM_{sj} \quad (31)$$

Pot_{2sj} é a diferença entre a energia remanescente após a alocação da energia assegurada e o direito total à energia em um submercado quando esta diferença for positiva. Esta variável indica o total de energia secundária remanescente que estará disponível para alocação de energia secundária para um outro submercado, podendo assumir valores positivos ou 0 MWh.

Para cada usina participante do MRE o segundo estágio de alocação de energia relativo à energia secundária (EA _ 2SEC_{pj}) será:

$$EA_2SEC_{pj} = SEC_C_{pj} \quad (32)$$

- d) para cada submercado, se a energia remanescente após a alocação da energia assegurada for igual ou inferior à energia secundária total, $ERN_{sj} \leq SEC_SM_{sj}$, o segundo estágio de alocação de energia relativo à energia secundária (EA _ SEC_{pj}) terá a seguinte forma:

$$Pot_2_{sj} = 0$$

$$\text{se } SEC_SM_{sj} = 0, \text{ então } EA_2SEC_{pj} = 0$$

$$\text{se } SEC_SM_{sj} \neq 0, \text{ então:}$$

$$EA_SEC_{pj} = ERN_{sj} * \left(\frac{SEC_C_{pj}}{SEC_SM_{sj}} \right) \quad (33)$$

Para cada usina participante do MRE, o novo déficit de energia após o ajuste de energia secundária (Deficit _ 2_{pj}) é dado pela seguinte expressão:

$$Deficit_2_{pj} = SEC_C_{pj} - (EA_2SEC_{pj}) \quad (34)$$

e) Para cada usina participante do MRE, o ajuste do terceiro estágio de alocação de energia relativo à energia secundária ($EA_{3SEC_{pj}}$) será:

$$\begin{aligned} &\text{se } \sum_s Pot_{2_{sj}} = 0 \text{ ; então } EA_{3SEC_{plj}} = 0 \\ &\text{se } \sum_s Pot_{2_{sj}} \leq 0 ; \\ &EA_{3SEC_{plj}} = Deficit_{2_{pj}} * \left(\frac{(Pot_{2_{lj}})}{\sum_s Pot_{2_{sj}}} \right) \end{aligned} \quad (35)$$

3.2.1.9

Ajustes totais do MRE

Para cada usina participante do MRE, o ajuste do segundo estágio de alocação de energia ($EA_{2_{pj}}$) será:

$$EA_{2_{pj}} = EA_{2ASS_{pj}} + EA_{2SEC_{pj}} \quad (36)$$

Para cada usina participante do MRE, o ajuste do terceiro estágio de alocação de energia ($EA_{3_{pj}}$) proveniente de um outro submercado doador será:

$$EA_{3_{plj}} = EA_{3ASS_{plj}} + EA_{3SEC_{plj}} \quad (37)$$

Para cada usina participante do MRE, o ajuste total ($ERM_{P_{pj}}$) do MRE da usina será:

$$ERM_{P_{pj}} = EA_{1_{pj}} + EA_{2_{pj}} + \sum_s EA_{3_{plj}} \quad (38)$$

Para cada gerador, o total de ajuste de MRE em seu próprio submercado ($ERMAS_{sgj}$) será:

$$ERMAS_{sgj} = \sum_{pgs_ERM} (EA_{1_{pj}} + EA_{2_{pj}}) \quad (39)$$

3.2.1.10

Custos de compensação de geração

A geração de energia que foi alocada para outras usinas (DON_{pm}) será:

$$DON_{pm} = \max(0; -1 * \sum_m ERM_{P_{pj}}) \quad (40)$$

A geração de energia que foi recebida de outras usinas (REC_{pm}) será:

$$REC_{pm} = \max(0; \sum_m ERM_{P_{pj}})$$

Para cada mês de apuração índice "m" o custo a ser pago pela geração ($COST_{pm}$) para cada usina participante do MRE será:

$$TVC_p = CUSTO_MRE \quad (41)$$

$CUSTO_MRE$ é o custo da energia de uma determinada usina utilizada para trocas no MRE, que é definido pelo Agente Regulador.

$$COST_{pm} = DON_{pm} * TVC_p \quad (42)$$

A taxa de recuperação de custo de geração (CRR_m) será:

$$CRR_m = \left(\frac{\sum_{p_ERM} COST_{pm}}{\left(\sum_{p_ERM} REC_{pm} \right) + \sum_{sm} \sum_{ir} EXCIT_{srj}} \right) \quad (43)$$

Para cada mês de apuração o pagamento devido por geração (PAY_{pm}) para cada usina participante do MRE será:

$$\text{PAY}_{\text{pm}} = \text{REC}_{\text{pm}} * \text{CRR}_{\text{m}} \quad (44)$$

3.3

Comentários quanto ao MRE

A partir das equações (5) a (39) do MRE, foi desenvolvido um programa para simular o balanço energético do MRE sem computar a energia excedente da Usina de Itaipu. Este programa considerou um sistema de transmissão hipotético contendo três submercados e cada um deles com duas usinas. Os dados de entrada indicados na tabela 3.1 já estão referidos aos respectivos centros de gravidade.

Chama-se centro de gravidade de um submercado o ponto no qual ocorre o equilíbrio do total da geração medida com o total da energia consumida dentro deste submercado. O motivo pelo qual estes dois valores não coincidem fora do centro de gravidade deve-se as perdas Joule no sistema.

Os valores da energia medida e consumida devem estar referidos ao centro de gravidade para haver compatibilização entre os dois valores de energia [18].

Tabela 3.1 – Dados de geração e energia assegurada.

Submercado	Gerador	Geração medida MWh	Energia assegurada MWh
# 1	G1	200	200
	G2	150	100
# 2	G3	250	150
	G4	150	150
# 3	G5	100	200
	G6	300	300

Foram estudados dois casos, a saber:

caso A: sistema despachado de tal forma que há energia secundária. Os dados de entrada são aqueles indicados na tabela 3.1.

caso B: sistema despachado com déficit de energia secundária.

Este caso foi simulado com os dados da tabela 3.1 exceto a energia gerada por G5 que foi feita igual a zero, como ocorre durante a operação como compensador síncrono. Nesta condição de operação não há energia secundária no sistema.

Os resultados encontrados para os casos A e B estão apresentados nas tabelas 3.2 e 3.3, respectivamente.

3.3.1

Resultados do caso A

Os resultados da simulação indicam que a energia assegurada total foi de 1100 MWh, a energia total gerada foi de 1150 MWh e a energia secundária do sistema foi de 50 MWh. Neste caso o fator GSF ficou igual a 1. A tabela 3.2 faz um o resumo dos resultados em MWh.

Tabela 3.2 - Resultados do caso A

SM	Usina	EA_1	EA_2	EA_3 SM #1	EA_3 SM #2	EA_3 SM #3	ERM_P
# 1	G1	0,00	9,09	-	0,00	0,00	9,09
	G2	-50,00	4,55	-	0,00	0,00	-45,45
# 2	G3	-100,00	6,82	0,00	-	0,00	-93,18
	G4	0,00	6,82	0,00	-	0,00	6,82
# 3	G5	0,00	0,00	34,55	74,55	-	109,09
	G6	0,00	0,00	1,82	11,82	-	13,64

O sinal (+) significa energia recebida do MRE. O sinal (-) significa energia entregue para o MRE.

As usinas G2 e G3 tiveram geração medida acima das suas asseguradas, desta forma entregam para o MRE 50 MWh e 100 MWh, respectivamente, conforme mostra o parâmetro EA_1.

As usinas G1 e G2 têm direito à energia secundária do MRE por conta do excesso de energia no submercado #1, 9,09 MWh e 4,55 MWh, respectivamente (vide parâmetro EA_2). Como a usina G2 gerou acima da sua energia assegurada no total deverá entregar 45,45 MWh para o MRE. A usina G1 receberá 9,09 MWh do MRE.

A usina G5 gerou abaixo da sua assegurada e deverá receber 109,09 MWh do MRE, parte dos submercados # 1 (parâmetro EA_3SM#1 = 34,55 MWh) e #2 (parâmetro EA_3SM#1 = 74,55 MWh).

O déficit de G5 provocou a exposição do submercado #3 ao preço dos outros submercados uma vez que houve importação de energia para este submercado.

A usina G6 terá direito a 13,64 MWh do MRE sendo 1,82 MWh proveniente do submercado #2 e 11,82 MWh do submercado #3.

A usina G4 terá direito no total a 6,82 MWh por conta do excesso de geração do submercado #2. O somatório da coluna ERM_P da tabela 3.2 é igual a zero, confirmando que o MRE é um sistema contábil de compensação de energia com soma zero.

Como a usina G5 gerou abaixo do patamar de energia assegurada o MRE transferiu 109,09 MWh, garantindo que G5 passe a contabilizar o seu patamar de energia assegurada com mais 9,09 MWh de energia excedente. O motivo de G5 ter gerado abaixo do seu patamar de energia assegurada pode ser atribuído à redução da potência ativa para o controle de tensão de uma determinada barra, por exemplo.

Como há energia secundária no sistema houve o compartilhamento do risco operacional de G5 por todas as demais usinas do MRE que cederam parte da sua energia gerada para G5, fazendo com que o risco operacional desta usina fosse transparente para a comercialização da sua energia.

Neste exemplo a usina G5 receberá pela venda de energia o preço estabelecido no contrato, pagando pela energia recebida através do MRE o preço

previamente definido pelo agente regulador. Neste caso não há perda para o agente.

3.3.2

Resultados do caso B

Os resultados da simulação indicam que a energia assegurada total foi de 1100 MWh, a energia total gerada foi de 10500 MWh e não há a energia secundária do sistema. Neste caso o fator GSF ficou igual a 0,95. Os resultados encontrados em MWh estão indicados na tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Resultados do caso B

SM	Usina	EA_1	EA_2	EA_3 SM #1	EA_3 SM #2	EA_3 SM #3	ERM_P
# 1	G1	-9,09	0,00	-	0,00	0,00	-9,09
	G2	-54,55	0,00	-	0,00	0,00	-54,55
# 2	G3	-106,82	0,00	0,00	-	0,00	-106,82
	G4	-6,82	0,00	0,00	-	0,00	-6,82
# 3	G5	0,00	13,64	64,64	113,64	-	190,91
	G6	-13,64	0,00	0,00	0,00	-	-13,64

Como não há energia secundária no sistema, os patamares de energia assegurada de cada uma das usinas sofrerão uma redução proporcional ao fator GSF, exceto a usina G5 que não gerou potência ativa. Neste exemplo, como a usina G5 foi responsável pelo controle de tensão por determinação em tempo real do OIS, ela não poderá cumprir integralmente o contrato de comercialização da sua energia apesar de todas as usinas integrantes do MRE cederem energia, como indicado pelo parâmetro ERM_P.

O total de energia recebido por G5 através do MRE (parâmetro ERM_P = 190,91 MWh) é inferior à sua energia assegurada (200 MWh). Para fechar a comercialização da energia de G5 o agente de geração provavelmente recorrerá ao mercado "spot" de energia.

A condição de não haver energia secundária no sistema é uma indicação de que todas as usinas estão com patamar de geração reduzido e o preço "spot" da energia, por conta da pequena oferta de energia, deverá estar elevado. Nesta circunstância, recorrendo ao mercado "spot" a consequência imediata para o agente de geração é a redução do seu faturamento.

Motivado por este fato, a seguir será apresentada uma estratégia que visa a proteger o agente de geração contra a redução de seu faturamento.

3.4

Formação de “hedge” com contrato de opção

Como já mencionado, a redução no patamar de geração de potência ativa de um gerador poderá ser necessária para o controle de tensão de área após esgotadas outras medidas operativas de controle. A redução da potência ativa é decidida pelo OIS em tempo real e não deverá afetar a relação comercial do contrato de compra e venda de energia. O montante de potência ativa a ser retirada da máquina poderá ser total, como acontece durante a operação como compensador síncrono.

Para efeito da relação comercial do contrato de compra e venda de energia, a operação como compensador síncrono tem o mesmo efeito prático que o desligamento forçado do gerador. Em ambos os casos a potência ativa gerada é reduzida para zero a qualquer momento, obrigando o agente de geração a recorrer ao mercado "spot" para fechar os seus compromissos de comercialização de energia.

Partindo desta premissa, o cálculo da quantidade de energia a ser comprada no mercado "spot" será considerado igual à quantidade de energia não suprida devido ao desligamento forçado de um gerador, como indicado no apêndice 6.

Dependendo dos níveis de geração das usinas do MRE poderá não haver a garantia da energia assegurada para as usinas pertencentes a este mecanismo.

Neste caso, o agente de geração deverá ficar exposto ao preço da energia "spot", o que poderá ocasionar uma redução do seu faturamento. Como um complemento ao MRE existente, será apresentada uma proposta de estratégia

financeira para o agente de geração proteger-se contra a redução no seu faturamento.

Esta estratégia consiste em montar um “portfolio” composto por um contrato futuro para a venda de energia, por um contrato para venda de energia no mercado de curto prazo ("spot") e por um contrato de opção de compra de energia ("call option").

Por simplicidade todos estes contratos serão exercidos um período de tempo a frente da data da sua assinatura. A generalização deste “portfolio” para mais de um período à frente não será abordada neste trabalho e está proposta em [19].

3.4.1

Preços da energia no mercado "spot"

Uma vez que o agente de geração ficará exposto ao preço da energia "spot" para honrar o seu contrato, o primeiro passo para a montagem do “portfolio” é verificar como se comporta este preço.

A estatística descritiva para duas séries de preços "spot" de energia que foram geradas em outubro /2001 para serem exercidos nos meses de dezembro/2001 e janeiro/2002 está contida na tabela 3.4. Estas séries de preços são para o submercado Sudeste - Centro-Oeste.

Tabela 3.4 – Série de preços para o mercado "spot"

Estatística descritiva	dezembro 2001	janeiro 2002
valor médio (\$/MWh)	132,27	105,47
mediana (\$/MWh)	57,00	48,00
variância (\$/MWh)²	30850,034	17234,00
desvio padrão (\$/MWh)	175,64	131,27
valor máximo (\$/MWh)	684,00	684,00
valor mínimo (\$/MWh)	4,00	4,00

Pela análise dos dados da tabela 3.4, verifica-se que a série de preços não é simétrica em relação ao valor médio. Foi feita uma tentativa de ajustar uma distribuição de probabilidade conhecida (lognormal e exponencial) numa das série de preços, concluindo-se que a série não segue nenhuma destas distribuições.

O valor máximo de \$684,00 / MWh para a energia "spot" é o reflexo da baixa oferta de energia, como foi observado durante o período de racionamento.

O valor mínimo de \$ 4,00 / MWh para a energia "spot" é definido pelo preço atualmente exercido para as trocas de energia no MRE.

A formulação de Black-Scholes [20] não poderá ser usada, uma vez que as séries de preços não seguem o processo estocástico de Wiener. Pela primeira e segunda propriedades do processo a diferença da variável estocástica Z no intervalo de tempo T deve ser igual a:

$$\Delta Z = \varepsilon \sqrt{T} ; \text{ onde } \varepsilon \rightarrow N(\mu = 0, \sigma^2 = 1)$$

$$\text{valor médio de } \Delta Z = 0$$

$$\text{desvio padrão } \Delta Z = \sqrt{T}$$

Considerando as séries de preços indicados na tabela 3.4, observou-se que:

$$\text{valor médio de } [S_{T=1} - S_{T=0}] \neq 0$$

$$\text{variância de } [S_{T=1} - S_{T=0}] = T \neq 1$$

$$\text{desvio padrão de } [S_{T=1} - S_{T=0}] = \sqrt{T} \neq 1$$

$$S_{T=0}: \text{preços de dezembro / 2001}$$

$$S_{T=1}: \text{preços de janeiro / 2002}$$

Desta forma o cálculo do valor do prêmio da opção de compra de energia deverá ser feito segundo o método binomial.

3.4.2

Montagem do “portfolio”

O “portfolio” proposto é composto por um contrato futuro para a venda de energia de longo prazo, por um contrato de venda de energia no mercado "spot" e por um contrato de opção de compra de energia ("call option").

Considere que as quantidades de energia vendidas no contrato futuro (G_T) e no mercado "spot" (F_T) já foram anteriormente otimizadas em função da previsão do preço "spot" da energia.

O valor presente do valor esperado do “portfolio” sem computar os custos de transação, dos impostos, das taxas e das comissões na data de celebração dos contratos ($T=0$) tem a seguinte forma:

$$V[E(R_T)] = \frac{E_{T=0}(S_T G_T + (f - S_T) F_T + C_T \max(S_T - K; 0))}{(1 + r_f)} - C_T c \quad (45)$$

Onde:

R_T : valor do “portfolio” (\$)

S_T : preço previsto para a energia no mercado "spot" (\$/MWh) em $T=1$.

G_T : geração disponível para o mercado "spot" (MWh)

f : preço da energia do contrato futuro a ser exercido em $T=1$ (\$/MWh)

F_T : quantidade energia contratada a ser exercida em $T=1$ (MWh)

K : valor de exercício ("strike") da opção de compra ("call") de energia (\$/MWh)

C_T : quantidade de energia contratada pela opção "call" que será exercida em $T=1$ (MWh)

c : prêmio da opção "call" (\$)

r_f : taxa de juros sem risco para um período de tempo (%).

Os valores de G_T , f , F_T e K não são variáveis aleatórias.

A quantidade de energia a ser contratada (C_T) na opção "call" deverá ser calculada a priori através de método probabilístico usando os dados históricos e a curva de duração de carga da usina. O critério que foi utilizado para o cálculo de

(C_T) é fazê-lo igual ao valor esperado da energia não suprida quando do desligamento forçado do gerador, como mostrado no apêndice 6.

3.4.3

Determinação do valor do prêmio da opção "call"

Com os preços gerados para janeiro de 2002 mostrados na tabela 3.4 foi montada a árvore binomial de dois estágios com os dois cenários do preço "spot" para $T=1$, o primeiro fazendo o movimento de subida ("uptick") e o segundo fazendo um movimento de descida ("downtick") do preço "spot" [20]. Vide figura 3.1.

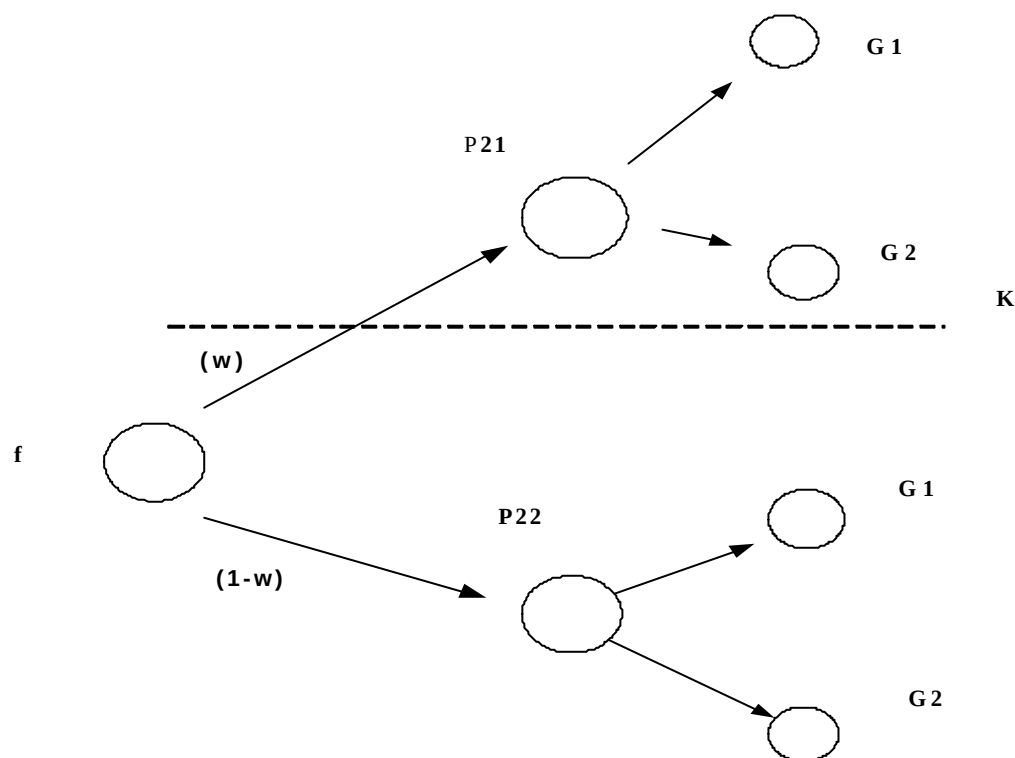


Figura 3.1 – Árvore binomial de 2 estágios

Considere na figura 3.1:

f : preço da energia do contrato futuro (\$/MWh)

P_{21} : preço "uptick" da energia (\$/MWh) no mercado "spot" na data de exercício da opção "call", $T=1$.

P22 : preço “downtick” da energia (\$/MWh) no mercado "spot" na data de exercício da opção "call", $T=1$.

K: valor de exercício (\$) da opção “call”.

Como a energia elétrica não pode ser armazenada na data de celebração do contrato ($T=0$) para ser entregue na data de exercício do contrato ($T=1$), a neutralidade ao risco será feita fazendo-se o preço da energia do contrato futuro igual ao valor esperado do preço "spot" da energia na data de exercício [21].

$$f = E(S_T) \quad (46)$$

Chamando de w a probabilidade da neutralidade ao risco, tem-se:

$$f = \omega P_{21} + (1 - \omega) P_{22} \quad \therefore \omega = \frac{(f - P_{22})}{(P_{21} - P_{22})} \quad (47)$$

w : probabilidade que iguala o preço da energia do contrato futuro f ao valor esperado do preço "spot" em $T=1$, sendo $0 \leq \omega \leq 1$.

Com o mercado de energia equilibrado, a indisponibilidade de geradores de uma usina ou a redução no patamar da energia gerada para controle de tensão não deverá alterar o preço da energia no mercado "spot", em outras palavras, nenhum agente de geração individualmente tem força suficiente para alterar o preço do mercado "spot".

O valor do prêmio da opção "call" é determinado no contexto de neutralidade ao risco fazendo-o igual ao valor presente do valor esperado do lucro (“pay off”) desta operação, que será igual a $(P_{21} - K)$. No cenário de alta a opção "call" será exercida independente dos patamares de geração, se G1 ou G2.

O valor do prêmio da opção "call" no cenário de neutralidade ao risco será como em (48):

$$c = (P_{21} - K) \frac{(f - P_{22})}{(P_{21} - P_{22})} \quad (\$) \quad (48)$$

O valor do prêmio da opção "call" é aquele em (48) dividido pela taxa de juros sem risco $(1 + r_f)$ para um período de tempo.

Dado um valor de exercício K , em (48) são conhecidos todos os valores exceto os valores de P_{21} e P_{22} que serão calculados a seguir.

3.4.4

Determinação dos preços P_{21} e P_{22}

A partir da série completa de preços "spot" de um determinado mês, determina-se o valor que representa o ponto de equilíbrio (valor médio) do histograma desta série.

A seguir, determina-se os valores médios das duas massas do histograma, o primeiro correspondendo aos percentis maiores que 50% e o segundo correspondendo aos percentis menores que 50%. Estes dois preços, P_{21} e P_{22} , representam os valores esperados para os preços do mercado "spot".

Com os dados da série de preços de janeiro /2002 mostrados na tabela 3.4 obtém-se os seguintes valores para P_{21} e P_{22} :

valor médio da série completa: $\mu = 105,47 \text{ \$ / MWh}$.

preço P_{21} : $255,97 \text{ \$/MWh}$.

preço P_{22} : $31,00 \text{ \$ / MWh}$.

Com a determinação dos preços P_{21} e P_{22} todos os valores de (48) já estão conhecidos, tornando direto o cálculo do valor do prêmio da opção "call".

3.4.5

Valor esperado do "portfolio"

O valor esperado do "portfolio" na data de exercício será:

$$E(R_T) = E(S_T G_T) + E((f - S_T) F_T) + E(C_T \max(S_T - K; 0)) \quad (49)$$

O valor esperado de cada uma das parcelas de (49) será:

$$E(S_T G_T) = E(S_T)E(G_T) = G_T E(S_T) \quad (50)$$

$$E((f - S_T)F_T) = E(f - S_T)F_T = (f - E(S_T))F_T \quad (51)$$

$$E(C_T \max(S_T - K; 0)) = C_T E(S_T - K) \quad (52)$$

A seguir será mostrado o efeito da opção “call” no valor esperado do “portfolio”.

Como mostrado na figura 3.1, na data de exercício existem dois cenários possíveis para o preço "spot", a saber:

- cenário de alta.

O preço do mercado "spot" será superior ao valor de exercício da opção $S_T > K$, logo a opção será exercida e haverá ganho de capital igual a $(S_T - K)$.

- cenário de baixa.

O preço "spot" da energia é inferior ao valor de exercício $S_T < K$, logo a opção de compra "call" não será exercida e a complementação da energia para o fechamento do contrato deverá ser feita junto ao mercado "spot". Neste caso, o valor da perda será o prêmio c pago pela opção. Se $S_T = K$, é indiferente exercer a opção ou recorrer ao mercado "spot".

Considerando o cenário de alta onde a opção será exercida, $S_T > K$, o valor esperado do ganho da opção "call" será igual ao produto do rendimento $(S_T - K)$ pela probabilidade p desta opção ser exercida.

$$E(S_T - K) = p(S_T - K) \quad (53)$$

Como a função distribuição de probabilidade de S_T não foi identificada, a probabilidade p será calculada de forma não paramétrica com o auxílio da série de preços para o mercado "spot" e, para tal, bastará verificar na série de preços o número de incidências onde a desigualdade $S_T > K$ é verdadeira.

$$p = \frac{\text{número de incidências de preços } S_T > K}{\text{número total de preços gerados para o mercado spot}} \quad (54)$$

Por exemplo: na série de preços "spot" de janeiro/2002 supor que o preço de exercício é igual a $K = \$100,00$. Logo a probabilidade da opção ser exercida será:

$$p = \frac{349}{1000} = 0,349 \quad (55)$$

Na série de preços janeiro/2002 existem 349 valores superiores que \$100,00. Quanto menor for o valor de exercício da opção, maior será a probabilidade desta opção ser exercida porém maior será o valor do prêmio a ser pago porque maior será o "pay off" da operação, como mostrado em (48).

Por conveniência de notação o "portfolio" sem incluir a opção de compra "call" será chamando de Π_0 :

$$\Pi_0 = G_T S_T + (f - S_T) F_T \quad (56)$$

Onde o valor esperado de (56) será:

$$E(\Pi_0) = E(G_T S_T) + E((f - S_T) F_T) = G_T E(S_T) + (f - E(S_T)) F_T \quad (57)$$

O valor esperado do "portfolio" será obtido a partir de (52) e (57)

$$E(R_T) = E(\Pi_0) + C_T p(S_T - K) \quad (58)$$

O exercício da opção de compra de energia "call", dada uma certa quantidade de energia contratada C_T , aumentará o valor esperado do "portfolio" na data de exercício na proporção do seu valor intrínseco $(S_T - K)$ multiplicado pela probabilidade desta opção ser exercida.

O valor presente de $E(R_T)$ em $T=0$ será determinado dividindo-se o valor de (58) pela taxa de juros sem risco $(1 + r_f)$, uma vez que há neutralidade ao risco.

$$V(E(R_T)) = \frac{E(\Pi_0) + C_T p(S_T - K)}{(1 + r_f)} \quad (59)$$

O valor de (59) somado ao prêmio da opção "call" (C_{TC}) obtém-se (45).

3.5

Conclusões

Quando há energia secundária no sistema o MRE garantirá o faturamento do agente quando ocorrer a redução do despacho de potência ativa para o controle de tensão. Esta garantia se dá através do compartilhamento do risco operacional entre os agentes que fazem parte deste mecanismo.

A garantia do MRE existirá enquanto houver oferta de energia no sistema, ou seja, quando o total de energia gerada pelos agentes que participam deste mecanismo for superior ao total das respectivas energias asseguradas.

Recorrendo ao MRE o agente pagará pela energia recebida um valor fixo previamente estabelecido pelo agente regulador, não havendo redução do faturamento uma vez que as condições do seu contrato de venda de energia permanecem as mesmas.

No cenário de pequena oferta de energia esta garantia do MRE poderá não existir e, neste caso, a expectativa para o preço da energia "spot" é de alta.

Para este cenário a proposta é fazer a proteção do agente através da opção de compra de energia "call".

Este instrumento financeiro irá complementar a garantia do MRE e será exercido sempre que o preço da energia no mercado "spot" ficar acima do valor de exercício da opção. Neste caso o faturamento do agente estará protegido.

No cenário de alta do preço "spot" a opção "call" irá proteger o faturamento do agente proporcionalmente ao valor do lucro desta operação $(S_T - K)$ multiplicado pela probabilidade da opção ser exercida.

A probabilidade da opção "call" ser exercida aumenta quanto menor for o valor de exercício desta opção. Em contrapartida maior será o valor do prêmio, porque maior será a probabilidade de lucro na operação.

No cenário de queda do preço "spot", a opção "call" não será exercida e, neste caso, a complementação da energia deverá ser feita no mercado "spot" de energia. O prêmio pago pela opção será perdido.

No cenário de queda do preço "spot" existe oferta de energia no sistema e a expectativa é de haver proteção do faturamento do agente através da energia recebida do MRE.

A série de preço "spot" de energia não segue nenhuma função distribuição de probabilidade conhecida (lognormal ou exponencial).

A série de preço "spot" não segue o processo estocástico de Wiener, não sendo possível fazer uma formulação por Black – Scholes para determinar o valor do prêmio da opção "call". Este valor deverá ser calculado através da árvore binomial com dois ou mais estágios.