

Síntese da Descrição Conceitual das Regras do MAE v3.0 Diferenças Entre as Versões 2.2b e 3.0

Elaborado por: MAE – Gerência de Desenvolvimento de Mercado
Em: 30/07/2002

1. Introdução

Este documento tem por objetivo detalhar as alterações realizadas na versão 2.2b das Regras do MAE, necessárias para adaptar o processo de contabilização para os preços semanais por patamar de carga, e que resultam na versão 3.0 das Regras do MAE. Esta versão estará vigente a partir do mês de Julho de 2001.

Além destas adaptações, foi incluído na versão 3.0 o tratamento para energias de teste produzidas por usinas térmicas, e também a criação de um Sinalizador para indicar as usinas que terão direito ao pagamento por restrições de operação. Estas alterações não foram incorporadas na versão 2.2.b por não terem impacto no período que esta versão irá abranger, e desta forma se procurou agilizar os trabalhos de implementação e início das contabilizações.

São apresentados abaixo o contexto de elaboração deste documento, e o detalhamento das alterações efetivadas nas Regras.

2. Contexto

As operações do MAE se iniciaram em 1º de setembro de 2000, devendo compreender as seguintes atividades principais:

- Cálculo e publicação dos preços da energia elétrica;
- Registro dos ativos e dos dados de medições de energia;
- Registro das quantidades contratadas entre os Agentes do MAE;
- Contabilização;
- Liquidação.

Desde o início, entretanto, o MAE vem operando em caráter parcial, ou seja, apenas as três primeiras atividades supracitadas vêm transcorrendo normalmente. A contabilização, destinada essencialmente a calcular os montantes a pagar e a receber de cada agente pela energia por eles comercializada e seus custos associados, ainda não se iniciou formalmente. A liquidação, que efetiva os pagamentos e recebimentos entre os Agentes, depende naturalmente dos resultados das contabilizações e, portanto, também não pôde ser realizada.

Em termos gerais, o grande critério definidor do processo de contabilização é a frequência de cálculo dos preços da energia elétrica no Mercado de Curto Prazo ("mercado spot"). O MAE iniciou suas operações em setembro/2000 com os preços sendo calculados mensalmente e, a partir de julho de 2001, os preços passaram a ser calculados com frequência semanal. A mudança de frequência de cálculo impõe ajustes em outros dados dos agentes, de forma que estes reflitam suas decisões comerciais tomadas com frequência maior.

Embora inesperado, um outro fator importante afetou a definição dos processos de contabilização: o racionamento de energia. Em função disso, foi assinado em dezembro de 2001 o Acordo Geral do Setor Elétrico para o Racionamento. O Acordo estabelece processos adicionais à contabilização do MAE, e que portanto estão sendo traduzidos em novas equações a serem implementadas no Sinercom para serem utilizados a partir de maio de 2001. Assim, para fins de controle interno do MAE, as Regras de Mercado estão agrupadas em versões, conforme abaixo:

- Versão 2.2.a: contempla o período de setembro de 2000 a abril de 2001, de preços calculados mensalmente. A numeração adotada (2.2.a) é uma continuação de versões anteriores, desenvolvidas para o mesmo período, mas que sofreram alterações que culminaram nessa versão. É a versão atualmente implementada no Sinercom, e se encontra em processo de homologação junto à ANEEL.
- Versão 2.2.b: elaborada para substituir a versão 2.2.a, que contém erros de interpretação sobre a regulamentação estabelecida pela ANEEL, além de outros pequenos problemas detectados pela equipe interna do MAE. Esta versão foi aprovada através da Resolução 395 de 24 de Julho de 2002 e já se encontra implementada no Sinercom, sendo base para o desenvolvimento da versão 3.0.
- Versão 2.2.c: cobre o período de maio e junho de 2001, com preços mensais e com a incorporação dos efeitos do Acordo Geral do Racionamento. Portanto, Equivale à versão 2.2b mais o pacote algébrico do Acordo.
- Versão 3.0: de julho de 2001 em diante, com preços semanais. Corresponde a um conjunto de mudanças na versão 2.2b das Regras de Mercado, necessárias para ajustar a contabilização ao preço semanal. O Acordo Geral do Racionamento também será utilizado, mas não está incluído no pacote 3.0 porque já o foi na versão 2.2.c.

Em 24/06/2002 o MAE entregou a ANEEL a documentação necessária para a análise das Regras do MAE versão 2.2b, que fundamentam a contabilização do período de setembro de 2000 a abril de 2001. Estas regras foram aprovadas através da Resolução 395 de 24 de Julho de 2002. Para os meses de maio de 2001 será utilizada a versão 2.2c das Regras, que será composta da versão 2.2b (contabilização normal do MAE para preços mensais por patamar) mais as Regras para o Acordo Geral do Racionamento e para o Anexo V dos Contratos Iniciais.

Em função da mudança de frequência no cálculo dos preços do MAE, a partir de julho de 2001, foi necessário efetuar alterações nas Regras 2.2b. Conforme descrito acima, o conjunto correspondente à versão 2.2b alterada foi chamado de versão 3.0. As principais alterações dizem respeito ao tratamento de dados de medição, contratos iniciais e de energias asseguradas, que tiveram seu processo de modulação adaptado para fornecer

valores semanais por patamar de carga, de forma a compatibilizar o comportamento de oferta e demanda com o sinal de preço emitido semanalmente a partir de julho de 2001.

Da mesma forma que na versão 2.2b, parte da energia elétrica gerada por Itaipu é considerada *sub judice* por ser objeto das seguintes ações judiciais em tramitação perante a 16ª Vara da Seção Judiciária do Distrito Federal, movidas pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS em face da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (sucessor da ASMAE) e Distribuidoras de Energia Elétrica detentoras de quotas-parte da energia de Itaipu:

- i) Ação Cautelar nº 2001.34.00.028914-0, proposta em outubro/2001, na qual a ELETROBRÁS requer que o MAE se abstenha de proceder à contabilização e faturamento de valores relativos à chamada “energia excedente de Itaipu” em favor das Distribuidoras;
- ii) Ação Ordinária (distribuição por dependência à Ação Cautelar), na qual a ELETROBRÁS pleiteia a declaração do direito de adquirir e comercializar toda a energia “excedente” de Itaipu, por entender pela existência de parcela extra de energia não incluída nos contratos das quotistas - Distribuidoras.

Por esta razão, da mesma forma que na versão 2.2.B, a versão 3.0 das Regras do MAE contém uma forma provisória de cálculo da parcela *sub judice* da energia de Itaipu, a ser observada na hipótese de haver determinação judicial nesse sentido no momento de aplicação das referidas Regras pelo MAE.

Portanto, quando houver referência ao “Excedente de Itaipu”, a expressão “*sub judice*” será indicada ao lado.

3. Detalhamento das Alterações

3.1. Identificação das usinas com direito ao pagamento por Restrições de Operação:

Foi inserida a seção 2.3.14, para explicitar e atualizar nas Regras e no Sinercom a definição das usinas que têm direito a receber o pagamento por Restrições de Operação. Esta inserção, além de facilitar os trabalhos de auditoria das contabilizações, formaliza e agiliza as atividades pertinentes a serem realizadas pela Área de Contabilização do MAE, e incorpora a definição de que usinas emergenciais não terão o citado direito. O sinalizador que foi criado (DESS_F_{pm}) é utilizado na seção 6.2.1, que recebeu as adaptações correspondentes no seu texto.

3.2. Energia de Teste de Usinas Térmicas:

- (a) a versão 2.2b das Regras definia o Sinalizador de Fase de Teste (TEST_F_{ij}) apenas para unidades geradoras de usinas hidráulicas. Com a entrada em operação de novas usinas térmicas a partir do segundo semestre de 2001, tornou-se necessário ampliar a abrangência desta variável para estas usinas, visto que a energia de teste que estas venham a produzir não estão consideradas na formação do preço e do despacho sem restrições do MAE (a produção estimada das unidades em teste é, nos cálculos, abatida da carga) e na programação de operação do ONS. A energia de teste produzida é

diretamente levada para o cálculo da geração total (variável TGG_{sgj}) do Agente, sem direito a ser considerada no pagamento por restrições de operação. A implementação desta alteração foi realizada conforme abaixo:

- (i) Seção 2.8.1: criação do item (d) para tornar o Sinalizador de Fase de Teste ($TEST_{F_{ij}}$) aplicável a qualquer unidade geradora, e não somente a unidades de usinas hidráulicas em fase de motorização, como era antes.
 - (ii) Seção 4.3.1: Separação do cálculo de Geração Medida Líquida (UG_{ij}) e Geração Medida de Teste Líquida (TUG_{ij}) para unidades geradoras hidráulicas e térmicas.
 - (iii) Seção 4.4.1: Criação de um novo item (a) para separar o cálculo da Geração Medida Reconciliada (RG_{pj}) e da Geração de Teste (GT_{pj}) entre usinas hidráulicas e térmicas.
- (b) Com essas alterações, o cálculo das variáveis finais MG_{pj} (Geração Medida da Usina) e G_{pj} (Geração Final da Usina) não incorpora as energias de testes, que vão diretamente para a variável GFT_{pj} (Geração Final de Teste da Usina), para serem vendidas ao preço MAE, no cálculo da variável $NET_{G_{sgj}}$ (Geração Líquida) na seção 9.1. Assim, o cálculo do pagamento por restrições de operação, efetuado na seção 6.2.1, compara apenas a Geração Final da Usina (G_{pj}) com o despacho sem restrições ($XA_{U_{pj}}$), pois as energias de teste foram devidamente separadas no Capítulo 4.
- 3.3. Preços Semanais: O capítulo 3 foi alterado de modo a contemplar o cálculo de preços semanais por patamar de carga. Estão incorporadas as alterações na regulamentação de cálculo de preços, estabelecidas pela GCE e pela ANEEL para os períodos durante e pós racionamento, e também a utilização do modelo DECOMP.
- 3.4. Modulação Semanal de Medições: A adaptação do tratamento das medições para o preço semanal foi implementada nas Seções 4.3.2 (a) e (b), 4.3.3 (a) e (b), 4.4.1(c), 4.5.2, onde para as variáveis correspondentes se calculam médias semanais por patamar, e não mais médias mensais por patamar. Assim, se por exemplo um ponto de medição tiver valores diferentes de zero somente em uma das semanas do mês, o tratamento dos dados fará com que somente aquela semana tenha valores médios por patamar diferentes de zero. Se essas alterações não fossem feitas, o tratamento faria com o ponto tivesse valores para todo o mês, distorcendo a resposta que o agente deu ao sinal de preço emitido semanalmente.
- 3.5. Modulação Semanal de Disponibilidades Efetivas: com motivação e forma análogas à modulação de medições, a adaptação foi implementada na seção 5.3.1.
- 3.6. Modulação Semanal de Contratos Iniciais e Energias Asseguradas:

- (a) Este é o tópico de maior impacto, nas regras algébricas, que o cálculo semanal de preços provoca. Foi mantido o mesmo critério conceitual de modulação para cada variável: os contratos iniciais são modulados de acordo com a carga, e as energias asseguradas são moduladas em duas partes: a parte comprometida com contratos iniciais é modulada de acordo com a curva total de contrato inicial do gerador – respeitados os mesmos limites constantes na versão 2.2b – e a parte não comprometida é modulada de acordo com a geração total das usinas no MRE, com os mesmos critérios.
- (b) A modulação semanal torna necessária a divisão em montantes semanais do montante mensal de contratos iniciais e energias asseguradas, provenientes da sazonalização. Estas divisões se dão em bases diferentes: os contratos iniciais são divididos conforme a carga do comprador, e as energias asseguradas, por razões de uniformidade de tratamento, são todas divididas com base na produção de todas as usinas do MRE.
- (c) A partir destas subdivisões semanais, o processo corre na mesma seqüência e critérios definidos na versão 2.2b, ou seja, modula-se todos os contratos iniciais e depois faz-se a modulação das energias asseguradas comprometidas com contratos iniciais, e das energias asseguradas livres.
- (d) Entretanto, antes desta última parte, e em função da diferença de critérios de subdivisão de contratos iniciais e energias asseguradas em pedaços semanais, foi inserida uma seção de verificação e ajuste. Se, a cada semana, o comprometimento total de energia assegurada com contratos iniciais ultrapassa a disponibilidade semanal, este comprometimento original é ajustado a menor, de forma a fazê-lo coincidir com a energia assegurada semanal. Se não ocorrer a ultrapassagem, o valor original é mantido, e a diferença é a energia assegurada livre semanal.
- (e) A implementação destas alterações nas regras algébricas está definida da seguinte forma:
 - (i) Seção 2.10.5: textos do item (f) e sub-item (i) adaptados para vincular o valor de Contrato Inicial Modulado Ex-Ante (XA_PIC_{ej}), fornecido para cada hora, à Semana de Apuração correspondente.
 - (ii) Seção 12.3.2: esta seção foi criada para implementar a subdivisão das energias asseguradas mensais das usinas em blocos semanais. Para cada usina, os blocos semanais ($WASS_{pw}$) são obtidos pela aplicação de um fator correspondente à geração de todas as usinas do MRE naquela semana, em relação à produção dessas usinas para todo o mês.
 - (iii) Seção 12.4.2: os valores calculados nessa seção, correspondentes às parcelas de energia assegurada de usinas submotorizadas, passam a

ser médias semanais por patamar, e não mais médias mensais por patamar.

- (iv) Seção 12.5.2: a Energia Assegurada de Itaipu Não Ajustada (UITFASS_{ej}) fora da ponta, utilizada como referência para calcular o montante de alocação de Itaipu a ser descontado do consumo do quotista, no processo de modulação de contratos iniciais, passa a ser calculada com base em referências semanais de energia assegurada (WASS_{pw}) e de geração total das usinas do MRE.
- (v) Seção 12.5.3: na seqüência da seção 12.5.2, o cálculo do Fator de Redução da Energia Assegurada de Itaipu (IASSR_{Fw}), que funciona como uma espécie de prévia do Fator de Ajuste de Energia Assegurada (GSF_j) calculado no Capítulo 7, passa a ser executado por semana, com base em blocos semanais de geração e de energias asseguradas.
- (vi) Seção 12.5.4: texto e equação adaptados para refletir a frequência semanal de cálculo das variáveis principais ali empregadas.
- (vii) Seção 12.6.2: estabelece a subdivisão em blocos semanais dos contratos iniciais. Para cada bloco mensal de contrato inicial, aplica-se um fator correspondente ao consumo verificado da parte compradora na semana, em relação ao seu consumo verificado no mês.
- (viii) Seção 12.7.3: nesta seção, que calcula a primeira modulação do contrato inicial na ponta, antes dos ajustes, foi efetuada adaptação para refletir a execução do processo com base no perfil semanal da carga por patamar, utilizando variáveis e somatórios semanais.
- (ix) Seção 12.7.4: o cálculo agora estabelece a parte remanescente do bloco semanal de contrato inicial, que será alocada nos períodos fora de ponta.
- (x) Seção 12.7.5: analogamente à seção 12.7.4, é estabelecida o montante de consumo fora da ponta da parte compradora do contrato inicial, que será usado na modulação do mesmo nos patamares de carga média e leve.
- (xi) Seção 12.7.6: a primeira modulação do contrato inicial, antes dos ajustes, para os patamares de carga média e leve, se dá agora com base em variáveis e somatórios semanais.
- (xii) Seção 12.7.7: o texto que delimita o escopo de aplicação da equação foi alterado para refletir a frequência semanal de verificação dos contratos.

- (xiii) Seção 12.7.8: texto alterado com os mesmos objetivos da seção 12.7.7, e fórmulas alteradas para limitar o somatório à semana de apuração de interesse.
- (xiv) Seção 12.7.9: o cálculo da modulação final do contrato inicial em períodos de ponta teve texto e equações alteradas para refletir o escopo semanal do ajuste de modulação.
- (xv) Seção 12.7.10: análogo à seção 12.7.9 para períodos fora da ponta.
- (xvi) Seção 12.7.11: alteração análoga à da seção 12.7.7 descrita acima.
- (xvii) Seção 12.9.3: da mesma forma que a seção 12.5.2, o cálculo da Energia assegurada de Itaipu Comprometida com Contratos Iniciais ($IT_CIC_ASS_{ej}$) foi alterado para refletir o escopo semanal das variáveis utilizadas.
- (xviii) Seção 12.11.1: esta seção é nova, e foi introduzida antes das antigas 12.11.1 e 12.11.2, que na versão 3.0 das Regras do MAE são as seções 12.11.2 e 12.11.3 (ver abaixo). Neste ponto é que é feita a verificação descrita em 3.6(d) acima. É necessário calcular a Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais Ajustada do Gerador ($AGCIC_ASS_{gj}$), que corresponde à modulação ajustada a menor do montante modulado original ($GCIC_ASS_{gj}$), quando o total de $GCIC_ASS_{gj}$ na semana é maior do que a energia assegurada semanal disponível de usinas motorizadas (item (a)). Neste caso, não haverá Energia Assegurada Livre Semanal ($WFASS_{gw}$) para o gerador. Em caso contrário (item (b)), ou seja, se houver energia assegurada semanal disponível para cumprir os compromissos com contratos iniciais, não há ajuste na modulação, e $WFASS_{gw}$ será a diferença o total disponível e o compromisso total.
- (xix) Seção 12.11.2: a modulação da parte de energia assegurada não comprometida com contratos iniciais, nos períodos de ponta, foi alterada para refletir a utilização da modulação ajustada do compromisso contratual do gerador ($AGCIC_ASS_{gj}$) (item (a)), e também – se for o caso – para tornar o valor de $TFASS_{gj}$ uma média no patamar de ponta da semana de interesse.
- (xx) Seção 12.11.3: na modulação da parte de energia assegurada não comprometida com contratos iniciais, nos períodos fora de ponta, houve alteração para refletir a dependência de variáveis e somatórios semanais no cálculo.
- (xxi) Seção 12.12.2: no cálculo do item (a)(ii), utiliza-se agora o valor ajustado da modulação do compromisso de energias asseguradas com



MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA

contratos iniciais (AGCIC_ASS_{gj}), criado em 12.11.1, ao invés do valor original (GCIC_ASS_{gj}).

Alterações da Versão 2.2b para a Versão 3.0

2 PROVISÃO DE DADOS

2.3.14 - Nova, conforme abaixo:

“Para cada Usina, “p”, em cada Período de Comercialização, “j”; o MAE deverá registrar um valor para o Sinalizador de Direito a Pagamento por Restrições de Operação ($DESS_{F_{pj}}$) de acordo com as seguintes regras:”

- (a) Se a Usina é Hidráulica, então:

$$DESS_{F_{pj}} = 0$$

- (b) Do contrário:

- (i) Se no período de comercialização, “j”, a Usina, “p”, é participante da CCC ou é classificada como Usina Emergencial, então:

$$DESS_{F_{pj}} = 0$$

- (ii) Do contrário:

$$DESS_{F_{pj}} = 1$$

2.8.1 (c) - Nova, conforme abaixo:

Total de Horas do Patamar ($W_{PATAMAR_HOURS_{aw}}$) para cada patamar de carga, “a”, na Semana de Apuração, “w”.

2.8.1 (e) - Nova, conforme abaixo:

“Sinalizador de Fase de Teste ($TEST_{F_{ij}}$) para cada Unidade Geradora, “i”, em cada Período de Comercialização, “j”; da seguinte forma:

- (i) $TEST_{F_{ij}} = 1$ se a Unidade Geradora, “i”, estiver em fase de teste no Período de Comercialização, “j”; e
- (ii) $TEST_{F_{ij}} = 0$ em caso contrário.”

O acrônimo TEST_F não é mais dependente do MOT_F uma vez que o flag de submotorização só faz sentido para usinas hidráulicas enquanto o status de teste é válido também para as Usinas térmicas

2.10.5 – Texto e regras alteradas como:

- (f) “Para cada Relacionamento Comercial, “e”, para o qual existe um Contrato Inicial, e para o qual $PAG_{F_{em}} = 1$, o fornecedor de Dados Contratuais correspondente terá o direito de fornecer, no Centro de Gravidade do Submercado correspondente, um valor de Contrato Inicial Modulado Ex-Ante ($XA_{PIC_{ej}}$) para cada Período de Comercialização, “j”, da Semana de Apuração “w”, pertencente ao Mês de Apuração, “m”. Os valores de $XA_{PIC_{ej}}$ devem atender às seguintes condições:”
 - (iii) “os valores de $XA_{PIC_{ej}}$ devem ser idênticos para todos os Períodos de Comercialização pertencentes a um mesmo patamar de carga, “a”, na Semana de Apuração, “w”.”

3 PREÇO DO MAE**3.1.2 – Texto e regras alteradas como:**

“Na fase de Implementação do MAE apenas os sistemas NEWAVE e DECOMP estarão disponíveis, com o modelo DESSEM sendo adotado à medida em que for finalizado e validado.”

3.1.4 (c) – Texto e regras alteradas como:

“**DECOMP:** modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações disponível (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE,...).”

3.1.5 (b) – Texto e regras alteradas como:

“NEWDESP: modelo utilizado para o período de fevereiro/02 a abril/02 (conforme Resolução GCE nº 109 de 24/01/02). Processamento semanal do modelo no modo “despacho” (considerando realizações de energias afluentes até o mês anterior ao mês de interesse, a energia armazenada no início do mês e a energia afluente prevista para o mês de interesse) para obtenção do despacho hidráulico (equivalente) e térmico por subsistema, em base mensal. Como resultado desse processamento, são publicados os Custos Marginais de Operação (XA_CMO_{sa}) para cada Submercado, em cada patamar de carga.”

3.1.5 (c) – Novo conforme abaixo:

“DECOMP: modelo utilizado a partir de maio/02 (conforme Resolução ANEEL nº 228 de 24/04/02). Processamento semanal do modelo (considerando realizações de energias afluentes até o mês anterior ao mês de interesse, a energia armazenada no início do mês por usina e a previsão de vazões para o mês de interesse) para obtenção do despacho hidráulico e térmico por subsistema, em base semanal. Como resultado desse processamento, são publicados os Custos Marginais de Operação (XA_CMO_{sa}) para cada Submercado, em cada semana operativa (semanas que compreendem o período de sábado a sexta-feira) e por patamar de carga.”

3.2.1 (a) – Texto e regras alteradas como:

- (a) Durante o período de racionamento de energia elétrica, o Preço MAE obedecerá ao descrito na regulamentação específica detalhada na tabela seguinte:

Mês	Submercado	Legislação
Julho/01	S	▪ Art. 2º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	N	▪ Art. 1º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	NE SE/CO	
Agosto/01	S	▪ Art. 2º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	N	▪ Art. 1º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	NE	

	SE/CO	
Setembro/01 (semana 1,2 e 3)	S	▪ Art. 2º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	N	▪ Art. 1º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	NE	
	SE/CO	
Setembro/01 (semana 4)	S	▪ Art. 2º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	N	▪ Resolução nº49 da GCE de 20/09/2001
	NE	
	SE/CO	
Outubro/01	S	▪ Art. 2º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	N	▪ Resolução nº54 da GCE de 05/10/2001
	NE	
	SE/CO	
Novembro/01	S	▪ Art. 2º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	N	▪ Resolução nº54 da GCE de 05/10/2001
	NE	
	SE/CO	
Dezembro/01	S	▪ Art. 2º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	N	▪ Resolução nº77 da GCE de 29/11/2001
	NE	
	SE/CO	
Janeiro/02	S	▪ Art. 2º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01
	N	▪ Resoluções nº92 e 102 da GCE de 21/12/2001 e 17/01/2002, respectivamente
	NE	
	SE/CO	

- (i) A Resolução nº 12 da GCE de 01/06/01 estabelece no Art.1º, que a ASMAE fixará o Preço da energia elétrica a ser praticado no MAE entre os Agentes participantes dos submercados afetados pelas medidas de racionamento, que deverá ser igual ao custo do déficit de energia elétrica atualmente em vigor. Conforme determinação da ANEEL o custo do déficit para este período é de R\$ 684,00/MWh.
- (ii) A Resolução nº 12 da GCE de 01/06/01 estabelece no Art.2º, que o Preço da energia elétrica a ser praticado no MAE nos

submercados não afetados pelas medidas de racionamento deverá ser calculado pela ASMAE, cabendo à ANEEL estabelecer os procedimentos necessários para implementação do referido artigo.

- (iii) Conforme determinação da ANEEL, a partir de julho/01, para esses submercados, os preços do MAE serão determinados semanalmente com base nos seguintes critérios:
- Iguais ao custo da usina térmica mais cara despachada no Programa Mensal de Operação do ONS e em suas revisões semanais;
 - Iguais ao valor da TEO (TVC) em caso de não haver programação de despacho de térmicas acima da geração mínima total (geração mínima operativa acrescida do valor mínimo por restrição elétrica) neste submercado;
 - Iguais nos três patamares de carga visto que a sistemática atual do Programa Mensal de Operação não inclui o cálculo do despacho semanal por patamar;
 - Válidos para as semanas do Programa Mensal de Operação, isto é, as semanas sempre se iniciam no sábado e terminam na sexta feira e podem conter dias de dois meses subsequentes.
- (iv) A Resolução nº 49 da GCE de 20/09/01 estabelece no Art.1º, que o Preço da energia elétrica a ser praticado no MAE entre os Agentes participantes dos submercados afetados pelas medidas de racionamento, a partir de 22 de Setembro de 2001, está fixado em:
- R\$ 336,00/MWh no submercado SE/CO
 - R\$ 562,15/MWh no submercado NE
 - R\$ 336,00/MWh no submercado N
- (v) A Resolução nº 49 da GCE de 20/09/01 estabelece no Art.2º, que o Preço da energia elétrica a ser praticado no MAE nos submercados não afetados pelo racionamento continuará sendo calculado pela ASMAE na forma do art.2º da Resolução nº12 da GCE de 01/06/01.

- (vi) As Resoluções GCE nº 54, 77, 92 e 102 mantêm o preço a ser praticado no MAE entre os agentes participantes dos submercados afetados pelas medidas de racionamento conforme estabelecido na Resolução GCE nº 49.
- (b) Após a publicação da Resolução GCE 109, em 24/01/02, o cálculo do preço do MAE será determinado de acordo com a seguinte regra:
- (i) Se o submercado estiver em racionamento ou quando for acionada a curva de Aversão ao Risco, então:

$$WPP_{sj} = \min \left(\begin{array}{l} \max (XA_{CMO_{sa}}, CUSTO_{MRE}, CUSTO_{RISCO}), \\ PREÇO_{LIMITE} \end{array} \right)$$

- (ii) Do contrário

$$WPP_{sj} = \min \left(\begin{array}{l} \max (XA_{CMO_{sa}}, CUSTO_{MRE}), \\ PREÇO_{LIMITE} \end{array} \right)$$

onde o Período de Comercialização, j, está contido no patamar, "a", CUSTO RISCO é o preço do recurso energético mais caro despachado para assegurar que o nível reservatório equivalente do submercado seja superior ao da curva de segurança, e PREÇO LIMITE corresponde a 350,00 R\$/MWh, conforme Art. 6 § 2º da Res. GCE nº 109.

4 AGREGAÇÃO DE DADOS DE MEDIÇÃO

4.3.1 – Texto e regras alteradas como:

“Para cada Ponto de Medição de Geração, “i”, pertencente à Usina, “p”, a Geração Medida Líquida (UG_{ij}) e a Geração Medida de Teste Líquida (TUG_{ij}) deverão ser determinadas para cada Período de Comercialização, “j”, de acordo com as seguintes regras:”

(a) Se a Usina, “p”, é hidráulica, então:

(i) Se $TOGU_{pj} < NUB_p$ então:

$$(A) \quad UG_{ij} = UMG_{ij} - \sum_{\beta} UMG_{ij} - \sum_{\beta} TUMG_{ij} + \sum_{\alpha} C_{-}R_{ij}$$

$$(B) \quad TUG_{ij} = TUMG_{ij}$$

(ii) Do contrário:

$$(A) \quad UG_{ij} = UMG_{ij} - \sum_{\beta} UMG_{ij} + \sum_{\alpha} C_{-}R_{ij} + TUMG_{ij} - \sum_{\beta} TUMG_{ij}$$

$$(B) \quad TUG_{ij} = 0$$

(b) Do contrário:

$$(iii) \quad UG_{ij} = UMG_{ij} - \sum_{\beta} UMG_{ij} - \sum_{\beta} TUMG_{ij} + \sum_{\alpha} C_{-}R_{ij}$$

$$(iv) \quad TUG_{ij} = TUMG_{ij}$$

A equação foi remodelada para atender o cálculo da Geração Medida Líquida (UG_{ij}) e da Geração Medida de Teste Líquida (TUG_{ij}) para usinas Térmicas.

4.3.2 (a) – Equação alterada para:

$$C_{-}OT_{ij} = \frac{\sum_{aw} \left[C_{-}R_{ij} - \sum_{\alpha} C_{-}R_{ij} + \sum_{\beta} (UMG_{ij} + TUMG_{ij}) \right]}{W_{-}PATAMAR_{-}HOURS_{aw}} * SPD$$

4.3.2 (b) – Equação alterada para:

$$C_{_0L_j} = CLOSSAF_i * \max \left[0, \frac{\sum_{aw} \left[\sum_{\beta} \left[(1 - LOSSAF_p) * (UMG_{ij} + TUMG_{ij}) \right] - \sum_{\alpha} \left[(1 - CLOSSAF_i) * C_{_R_j} \right] \right]}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} \right] * SPD$$

4.3.3 (a) – Equação alterada para:

$$AUG_{pj} = \frac{\sum_{aw} \sum_i UG_{ij}}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} * SPD$$

4.3.3 (b) – Equação alterada para:

$$ATUG_{pj} = \frac{\sum_{aw} \sum_i TUG_{ij}}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} * SPD$$

4.4.1 – Texto e regras alteradas como:

(a) Se a Usina, “p”, é térmica, então:

(i) $RG_{pj} = AUG_{pj}$

(ii) $GT_{pj} = ATUG_{pj}$

(b) Se a Usina, “p”, é hidráulica, e $MOT_F_{pm} = 0$, então:

(i) $RG_{pj} = AUG_{pj} + ATUG_{pj}$

(ii) $GT_{pj} = 0$

(c) Se a Usina, “p”, é hidráulica, e $MOT_F_{pm} = 1$, então:

(i) $AMASS_{pj} = \frac{\sum_w MASS_{p, \min(TOGU_{pj}, NUB_p)}}{W_HOURS_w} * SPD$

(ii) Se $(AUG_{pj} + ATUG_{pj}) \geq AMASS_{pj} * SPD$, então

(A) $GT_{pj} = \min[(AUG_{pj} + ATUG_{pj}) - (AMASS_{pj} * SPD), ATUG_{pj}]$; e

(B) $RG_{pj} = (AUG_{pj} + ATUG_{pj}) - GT_{pj}$

(iii) Se $(AUG_{pj} + ATUG_{pj}) < AMASS_{pj} * SPD$, então:

(A) $RG_{pj} = (AUG_{pj} + ATUG_{pj})$; e

$$(B) GT_{pj} = 0$$

A equação foi remodelada para atender o cálculo da Geração Medida Reconciliada (RG_{pj}) e da Geração de Teste (GT_{pj}) para usinas Térmicas.

4.5.2 – Equação alterada para:

$$AV_INT_{bj} = \frac{\sum_{aw} RAWINT_{bj}}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} * SPD$$

5 PENALIDADES

5.3.1 – Texto e regras alteradas como:

“Em relação a Unidade Geradora, “i”, pertencente à Usina Térmica, “p”, localizada no Submercado “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, na Semana de Apuração, “w”, a Disponibilidade Efetiva (GDA_{ij}) deverá ser determinada pela seguinte fórmula:”

$$GDA_{ij} = \frac{\sum_{aw} ((URA_{ij} * XP_GLF_{sj} * LOSSAF_p) + (URA_{ij} * (1 - LOSSAF_p)))}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} * SPD$$

“onde o período de comercialização, “j”, pertence ao patamar, “a”. ”

6 ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA

6.2.1 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação à Usina, “p”, para a qual DESS_F_{pm} = 1, e localizada no submercado, “s”, o Pagamento por Restrição de Operação (PCON_{pj}) será determinado para cada Período de Comercialização, “j”, de acordo com as seguintes regras:”

12 MODULAÇÃO

12.3.2 - Nova, conforme abaixo:

“Com relação a cada Usina, “p”, para cada Semana de Apuração, “w”, do Mês de Apuração, “m”, a Energia Assegurada Semanal ($WASS_{pw}$) deverá ser determinada de acordo com as seguintes regras:”

$$WASS_{pw} = MASS_{pm} * \frac{\sum_w \sum_{p-ERM} G_{pj}}{\sum_m \sum_{p-ERM} G_{pj}}$$

Incluído o acrônimo $WASS_{pw}$, trata-se da quebra semanal da energia assegurada mensal na razão da geração semanal de cada usina.

12.4.2 – Texto e regras alteradas como:

“Para cada Usina, “p”, participante do MRE, para a qual $MOT_{F_{pm}} = 1$, em cada Período de Comercialização, “j”, pertencente ao patamar de carga, “a”, da semana de apuração “w”, a Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais Não Ajustada Média ($UCIC_{ASS_{pj}}$), a Energia Assegurada Livre Não Ajustada Média ($UFASS_{pj}$), e o Déficit de Energia Assegurada ($DEF_{ASS_{pj}}$) deverão ser determinados de acordo com as seguintes regras:”

$$(a) \quad UCIC_{ASS_{pj}} = \frac{\sum_{aw} ICIC_{ASS_{pj}}}{W_{PATAMAR_HOURS_{aw}}} * SPD$$

$$(b) \quad UFASS_{pj} = \frac{\sum_{aw} IFASS_{pj}}{W_{PATAMAR_HOURS_{aw}}} * SPD$$

$$(c) \quad DEF_{ASS_{pj}} = \frac{\sum_{aw} IDEF_{ASS_{pj}}}{W_{PATAMAR_HOURS_{aw}}} * SPD$$

12.5.2 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação ao Relacionamento Comercial, “e”, do qual participa a Quota de Geração de Itaipu, “g”, para cada Período de Comercialização, “j”, fora do patamar de Ponta, na Semana de Apuração, “w”, a Energia Assegurada de Itaipu Não Ajustada (UITFASS_{ej}) deverá ser determinada de acordo com as seguintes regras:”

$$UITFASS_{ej} = \left[\frac{\left(WASS_{pw} - \sum_{aw} UITFASS_{ej} \right) * \sum_{p_ERM} G_{pj}}{\sum_w \sum_{p_ERM} G_{pj} - \sum_{aw} \sum_{p_ERM} G_{pj}} \right] * (1 - VQGIT_F_e)$$

“onde “a” é o patamar de Ponta, e WASS_{pw} é a Energia Assegurada Semanal da Usina, “p”, pertencente à Quota de Geração de Itaipu, “g”.”

O acrônimo MASS_{pm} foi substituído na equação pelo WASS_{pw} assim como todos os somatórios tornaram-se semanais

12.5.3 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação à Semana de Apuração, “w”, o Fator de Redução da Energia Assegurada de Itaipu (IASSR_{Fw}) deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:”

$$IASSR_F_w = \min \left[1, \frac{\sum_w \sum_{p_ERM} MG_{pj}}{\sum_{p_ERM} \left[\left((1 - MOT_F_{pm}) * WASS_{pw} \right) + \left(MOT_F_{pm} * \sum_w (UCIC_ASS_{pj} + UFASS_{pj}) \right) \right]} \right]$$

O fator de Redução da Energia Assegurada de Itaipu IASSR_F terá agora dimensão semanal, a sua equação foi alterada de forma a compatibilizar esta mudança de dimensão.

12.5.4 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação ao Relacionamento Comercial, “e”, do qual participa a Quota de Geração de Itaipu, “g”, localizada no Submercado, “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, da Semana de Apuração, “w”, a Energia Assegurada de Itaipu ($ITFASS_{ej}$) deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:”

$$ITFASS_{ej} = UITFASS_{ej} * IASSR_{F_w} * XP_{GLF_{sj}}$$

12.6.2 - Nova, conforme abaixo:

“Com relação a cada Relacionamento Comercial, “e”, para o qual existe um Contrato Inicial, com $XAP_{F_{em}} = 0$ e $MMCI_{F_e} \neq G$, para cada Semana de Apuração, “w”, a Energia de Contrato Inicial Semanal, ($WICE_{ew}$) deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:”

$$WICE_{ew} = MICE_{em} * \frac{\sum PICTRC_{srj}}{\sum_m^w PICTRC_{srj}}$$

Incluído o acrônimo $WICE_{ew}$, trata-se da quebra semanal do montante contratado mensal na razão do consumo de referência para modulação de contratos iniciais

12.7.3 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação a cada Relacionamento Comercial, “e”, para o qual existe um Contrato Inicial, e para o qual $XAP_{F_{em}} = 0$ e $MMCI_{F_e} \neq G$, para cada Período de Comercialização, “j”, pertencente ao patamar de Ponta, na Semana de Apuração, “w”, o Contrato Inicial Modulado Não Ajustado ($U_{PIC_{ej}}$) deverá ser determinado de acordo com a seguinte regra:”

$$U_PIC_{ej} = \min \left[0,985 * MICD_{em}, \frac{WICE_{ew}}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} * \frac{\sum_{srj} PICTRC_{srj}}{\sum_w PICTRC_{srj}} \right] * SPD$$

O acrônimo MICE_{em} foi substituído na equação pelo WICE_{ew} assim como todos os somatórios tornaram-se semanais

12.7.4 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação a cada Relacionamento Comercial, “e”, para o qual existe um Contrato Inicial, e para o qual XAP_F_{em} = 0 e MMCI_F_e ≠ G, para cada Semana de Apuração, “w”, a Energia Semanal de Contrato Inicial Fora de Ponta (OUT_WICE_{ew}) deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:”

$$OUT_WICE_{ew} = WICE_{ew} - \sum_{aw} U_PIC_{ej}$$

“onde o patamar, “a”, é o patamar de Ponta da semana de apuração “w”.”

O acrônimo OUT_MICE_{em} foi substituído pelo OUT_WICE_{ew} que é representação semanal do antigo acrônimo

12.7.5 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação a cada Distribuidor/Comercializador, “r”, para cada Semana de Apuração, “w”, o Consumo de Referência do Distribuidor/Comercializador Fora da Ponta (OUT_TRC_{srw}) deverá ser calculado de acordo com a seguinte fórmula:”

$$OUT_TRC_{srw} = \sum_w PICTRC_{srj} - \sum_{aw} PICTRC_{srj}$$

“onde o patamar, “a”, é o patamar de Ponta da semana de apuração “w”.”

Consumo de Referência do Distribuidor/ Comercializador Fora da Ponta OUT_TRC terá agora dimensão semanal, a sua equação foi alterada de forma a compatibilizar esta mudança de dimensão.

12.7.6 – Equação alterada para:

$$U_PIC_{ej} = \frac{OUT_WICE_{ew} * \frac{\sum PICTRC_{srj}}{aw}}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} * SPD$$

12.7.7 – Texto alterado para:

“Com relação a cada Relacionamento Comercial, “e”, para o qual existe um Contrato Inicial, para o qual $\frac{WICE_{ew}}{W_HOURS_w} \leq 0,985 * MICD_{em}$, $XAP_{Fem} = 0$ e $MMCI_{Fe} \neq G$, para cada Período de Comercialização, “j”, o Excesso de Contrato Inicial Modulado ($EXPIC_{ej}$), a Folga de Contrato Inicial Modulado ($SPIC_{ej}$), deverão ser calculados de acordo com as seguintes regras:”

12.7.8 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação a cada Relacionamento Comercial, “e”, para o qual existe um Contrato Inicial, para o qual $\frac{WICE_{ew}}{W_HOURS_w} \leq 0,985 * MICD_{em}$, $XAP_{Fem} = 0$ e $MMCI_{Fe} \neq G$, para cada Semana de Apuração, “w”, o Excesso Semanal de Contrato Inicial Modulado ($WEXPIC_{ew}$) e a Folga de Contrato Inicial Modulado na Ponta ($PSPIC_{ew}$) deverão ser calculados de acordo com as seguintes regras:”

(a) $WEXPIC_{ew} = \sum_w EXPIC_{ej}$

(b) $PSPIC_{ew} = \sum_{aw} SPIC_{ej}$

“onde o patamar, “a”, é o patamar de Ponta da semana de apuração “w”.”

O acrônimo MEXPIC_{em} foi substituído pelo WEXPIC_{ew} que é representação semanal do antigo acrônimo. Foi alterada também a dimensão do PSPIC, este acrônimo possui agora dimensão semanal.

12.7.9 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação a cada Relacionamento Comercial, “e”, para o qual existe um Contrato Inicial, para o qual $\frac{WICE_{ew}}{W_HOURS_w} \leq 0,985 * MICD_{em}$ e $MMCI_{F_e} \neq G$, para cada Período de Comercialização, “j”, pertencente ao patamar de Ponta da Semana de Apuração, “w”, o Contrato Inicial Modulado (PIC_{ej}) deverá ser calculado de acordo com as seguintes regras: “

(a) Se $XAP_{F_{em}} = 1$ então:

$$PIC_{ej} = XA_PIC_{ej}$$

(b) Do contrário:

(i) Se $WEXPIC_{ew} > PSPIC_{ew}$, então:

$$PIC_{ej} = 0,985 * MICD_{em} * SPD;$$

(ii) Do contrário:

$$PIC_{ej} = U_PIC_{ej} + \frac{WEXPIC_{ew}}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} * SPD$$

“onde o patamar, “a”, é o patamar de Ponta da semana de apuração “w”.”

12.7.10 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação a cada Relacionamento Comercial, “e”, para o qual existe um Contrato Inicial, para o qual $\frac{WICE_{ew}}{W_HOURS_w} \leq 0,985 * MICD_{em}$ e $MMCI_{F_e} \neq G$, para cada Período de Comercialização, “j”, fora do patamar de Ponta da Semana de Apuração “w”, o Contrato Inicial Modulado (PIC_{ej}) deverá ser calculado de acordo com as seguintes regras:”

(a) Se $XAP_{F_{em}} = 1$ então:

$$PIC_{ej} = XA_PIC_{ej}$$

(b) Do contrário:

(i) Se $WEXPIC_{ew} > PSPIC_{ew}$, então:

$$PIC_{ej} = U_PIC_{ej} + (WEXPIC_{ew} - PSPIC_{ew}) * \frac{SPIC_{ej}}{\left(\sum_w SPIC_{ej}\right) - PSPIC_{ew}} - EXPIC_{ej}$$

(ii) Do contrário:

$$PIC_{ej} = U_PIC_{ej} - EXPIC_{ej}$$

12.7.11 – Texto alterado para:

“Com relação a cada Relacionamento Comercial, “e”, para o qual existe um Contrato Inicial, para o qual $\frac{WICE_{ew}}{W_HOURS_w} > 0,985 * MICD_{em}$ e $MMCI_{Fe} \neq G$, para cada Período de Comercialização, “j”, na Semana de Apuração, “w”, o Contrato Inicial Modulado (PIC_{ej}) deverá ser calculado de acordo com as seguintes regras:”

12.9.3 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação ao Relacionamento Comercial, “e”, do qual participa a Quota de Geração de Itaipu, “g”, para cada Período de Comercialização, “j”, fora do patamar de Ponta, na Semana de Apuração, “w”, a Energia Assegurada de Itaipu Comprometida com Contratos Iniciais ($IT_CIC_ASS_{ej}$) deverá ser determinada de acordo com as seguintes regras:”

$$IT_CIC_ASS_{ej} = \left[\frac{\left(WASS_{pw} - \sum_{am} IT_CIC_ASS_{ej} \right) * \sum_{p_ERM} G_{pj}}{\sum_w \sum_{p_ERM} G_{pj} - \sum_{aw} \sum_{p_ERM} G_{pj}} \right] * (VQGIT_F_e)$$

‘onde o patamar, “a”, é o patamar de ponta, e $WASS_{pw}$ é a Energia Assegurada Semanal da Usina, “p”, pertencente à Quota de Itaipu, “g”.’

O acrônimo $MASS_{pm}$ foi substituído na equação pelo $WASS_{pw}$ assim como todos os somatórios tornaram-se semanais

12.10.1 – Texto alterado para:

“Com relação ao Gerador, “g”, que não é uma Quota de Geração de Itaipu, para cada Período de Comercialização, “j” da Semana de Apuração, “w”, a Energia Assegurada de Itaipu Comprometida com Contratos Iniciais do Gerador ($GIT_CIC_ASS_{gj}$), deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:”

12.11.1 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação a cada Gerador, “g”, que não é uma Quota de Geração de Itaipu, para cada Semana de Apuração, “w”, Energia Assegurada Comprometida com Contratos Iniciais Ajustada do Gerador ($AGCIC_ASS_{gj}$), e a Energia Assegurada Livre Semanal ($WFASS_{gw}$) deverão ser determinadas de acordo com as seguintes regras:”

(a) Se $\sum_{pg_ERM} (WASS_{pw} * (1 - MOT_F_{pm})) < \sum_w GCIC_ASS_{gj}$ então:

$$(i) \quad AGCIC_ASS_{gj} = GCIC_ASS_{gj} * \frac{\sum_{pg_ERM} (WASS_{pw} * (1 - MOT_F_{pm}))}{\sum_w GCIC_ASS_{gj}}$$

$$(ii) \quad WFASS_{gw} = 0$$

(b) Do contrário:

$$(i) \quad AGCIC_ASS_{gj} = GCIC_ASS_{gj}$$

$$(ii) \quad WFASS_{gw} = \sum_{pg_ERM} (WASS_{pw} * (1 - MOT_F_{pm})) - \sum_w GCIC_ASS_{gj}$$

Novos acrônimos: $AGCIC_ASS_{gj}$ e $WFASS_{gw}$, deixa de existir o antigo acrônimo $MFASS_{gm}$

12.11.2 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação a cada Gerador, “g”, que não é uma Quota de Geração de Itaipu, para cada Período de Comercialização, “j”, pertencente ao patamar de Ponta, na Semana de Apuração, “w”, a Energia Assegurada Livre Total ($TFASS_{gj}$) deverá ser determinada de acordo com as seguintes regras:”

(a) Se $\sum_{aw} (TASS_{gj} - AGCIC_ASS_{gj}) \leq WFASS_{gw}$ então:

$$TFASS_{gj} = TASS_{gj} - AGCIC_ASS_{gj}$$

(b) Do contrário:

$$TFASS_{gj} = \frac{WFASS_{gw}}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} * SPD$$

“onde o patamar, “a”, é o patamar de Ponta.”

12.11.3 – Texto e regras alteradas como:

“Com relação a cada Gerador, “g”, que não é uma Quota de Geração de Itaipu, para cada Período de Comercialização, “j”, fora do patamar de Ponta, na Semana de Apuração, “w”, a Energia Assegurada Livre Total (TFASS_{gj}) deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:”

$$TFASS_{gj} = \left(WFASS_{gw} - \sum_{aw} TFASS_{gj} \right) * \frac{\sum_{p_ERM} G_{pj}}{\left(\sum_w \sum_{p_ERM} G_{pj} \right) - \sum_{aw} \sum_{p_ERM} G_{pj}}$$

“onde o patamar, “a”, é o patamar de Ponta.”

12.12.2 – Equação alterada para:

a) Se $MOT_F_{pm} = 0$ então

(i) Se $MASS_{pm} = 0$ então $CIC_ASS_{pj} = 0$

(ii) Do contrário,

$$CIC_ASS_{pj} = AGCIC_ASS_{gj} * IC_GLF_{gj} * \frac{MASS_{pm}}{\sum_{pg_ERM} ((1 - MOT_F_{pm}) * MASS_{pm})}$$

b) Do contrário:

$$CIC_ASS_{pj} = UCIC_ASS_{pj} * IC_GLF_{gj}$$