

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

CONTABILIZAÇÃO

MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS

- MODULAÇÃO DE ENERGIAS ASSEGURADAS (MA)
- MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MR)

Versão 2009

Resolução Normativa ANEEL nº 341/2008



ccee

Câmara de Comercialização
de Energia Elétrica



ÍNDICE

1	Definições Gerais	3
1.1	Objetivo.....	3
1.2	Fluxo das Regras de Comercialização.....	4
2	Modulação de Energias Asseguradas – (MA)	5
2.1	Introdução	5
2.2	Dados de Entrada.....	5
2.3	Fundamentos Conceituais.....	7
2.4	Formulação Algébrica	8
3	Mecanismo de Realocação de Energia – (MR)	13
3.1	Introdução	13
3.2	Dados de Entrada.....	13
3.3	Fundamentos Conceituais.....	14
3.4	Formulação Algébrica	14
4	Dados de Saída	21

1 Definições Gerais

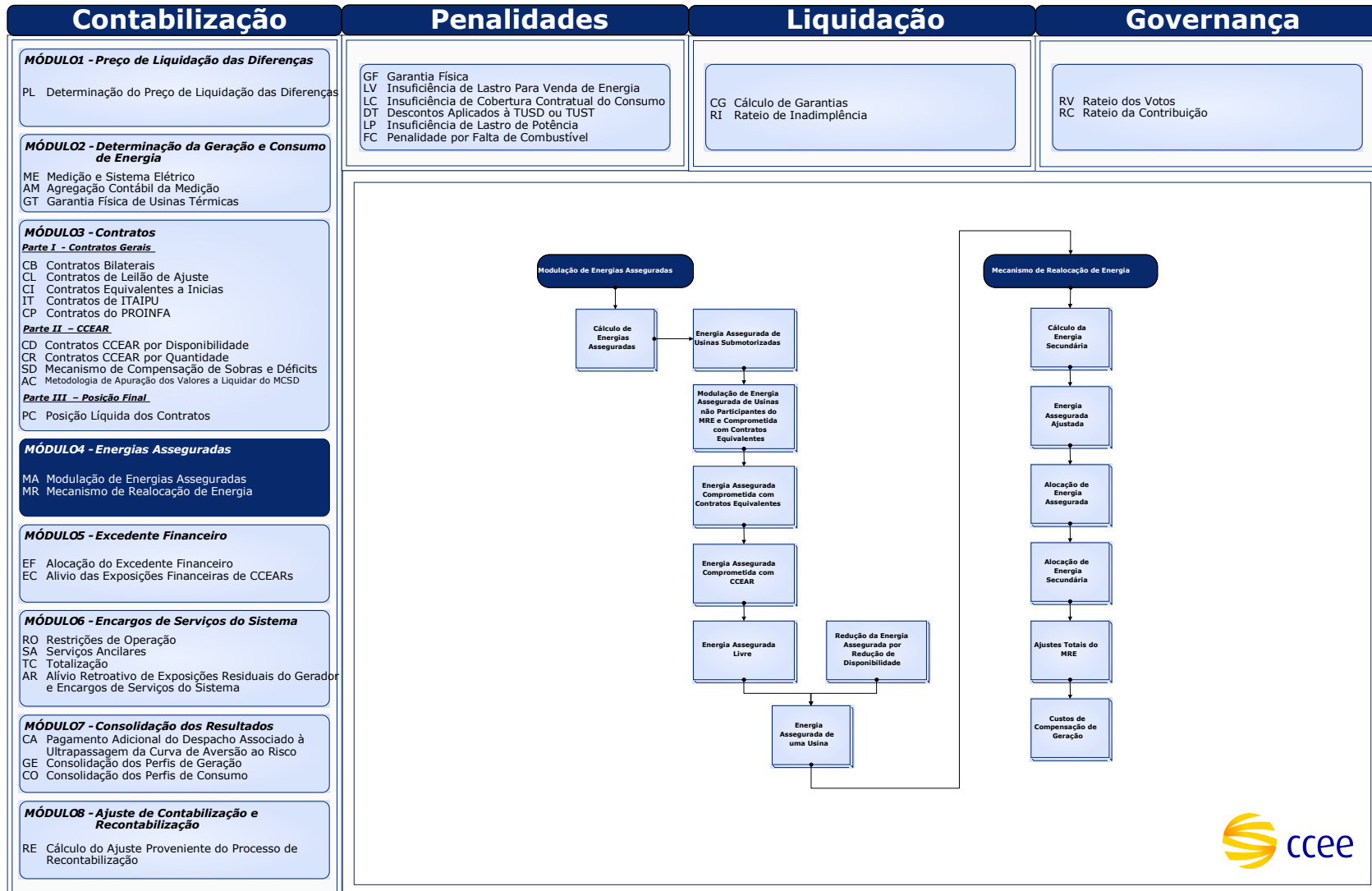
1.1 Objetivo

Este Módulo define a metodologia de Modulação que será aplicada às Energias Asseguradas das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, bem como o funcionamento do citado Mecanismo, que tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do Sistema Hidrotérmico pelo ONS.

A Energia Assegurada de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Energia Assegurada do Sistema. A determinação da Energia Assegurada independe da sua geração real e está associada às condições no Longo Prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando a variabilidade hidrológica à qual uma usina está submetida.

A Energia Assegurada do Sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento da mesma, obtida por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energia afluente, conforme metodologia aprovada pela ANEEL.

1.2 Fluxo das Regras de Comercialização



REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MA – MODULAÇÃO DE ENERGIAS ASSEGURADAS

2 Modulação de Energias Asseguradas – (MA)

2.1 Introdução

Este Submódulo apresenta as Regras de Modulação das Energias Asseguradas necessárias para processar os dados de entrada para a execução do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

2.2 Dados de Entrada

2.2.1 Provisão de Dados.

Acrônimo	Nome		Descrição
	Unidade	Fornecedor	
EP _{pm}	Potência Efetiva Mensal		Nível de Potência Efetiva para uma Usina em um Mês de Apuração. Especificamente para as Usinas correspondentes às Quotas de Geração de Itaipu, o valor de EP _{pm} deve ser equivalente à Potência Contratada.
	MWh/h	ANEEL	
FOGU _{pj}	Unidades Geradoras em Operação Comercial Prevista		Número de Unidades Geradoras de Usinas Hidráulicas em fase de motorização, previstas para estarem em operação comercial em um Período de Comercialização, de acordo com o cronograma de obras da Usina. O FOGU _{pj} será obtido com base no Cronograma de Eventos da ANEEL, elaborado pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG e disponível no site daquela Agência. Na ausência deste, será obtido com base nas informações do Planejamento Anual da Operação Energética - Cronograma de Obras de Geração elaborado pelo ONS.
		ANEEL/ONS	
INDISP _{pm}	Percentual de Indisponibilidade das Usinas com modalidade de despacho tipo III		Parâmetro estatístico da indisponibilidade da usina, com modalidade de despacho tipo III, calculado pela CCEE em função dos parâmetros fornecidos pelo Agente, analisando-se um horizonte de 60 meses precedentes ao Mês de Apuração.
		CCEE	
MASS _{pm}	Energia Assegurada Mensal		Montante de Energia Assegurada de uma Usina participante do MRE em um Mês de Apuração. Esta energia será modulada por Período de Comercialização, para ser usada no MRE.
	MWh	CCEE	
MASS_N _{pn}	Energia Assegurada Média Parcial		Valor da Energia Assegurada Média da Usina em fase de motorização com "n" Unidades Geradoras em operação comercial, sendo "n" < NUB _p
	MWh/h	CCEE	
NUB _p	Número de Unidades Base da Usina		Quantidade mínima de Unidades Geradoras em operação comercial de uma Usina Hidráulica, para que esta seja capaz de gerar sua Energia Assegurada total. Para Usinas cujo contrato de concessão define o montante da Energia Assegurada por Unidade Geradora, o valor desta variável obedece ao estabelecido no Ato Regulatório. Para usinas cujo contrato de concessão não define o montante da Energia Assegurada por Unidade Geradora, o valor desta variável é definido como sendo o total de Unidades Geradoras da Usina.
		ANEEL	

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MA – MODULAÇÃO DE ENERGIAS ASSEGURADAS

Acrônimo	Nome		Descrição
	Unidade	Fornecedor	
REF_IF _{pm}	Percentual de Referência de Interrupções Forçadas das Usinas com modalidade de despacho tipo III		Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica, com modalidade de despacho tipo III, tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses.
		Agente	
REF_IP _{pm}	Percentual de Referência de Interrupções Programadas das Usinas com modalidade de despacho tipo III		Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica, com modalidade de despacho tipo III, tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses.
		Agente	
REF_TEIF _{pm}	Taxa de Referência de Interrupções Forçadas		Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica, com modalidade de despacho tipo I ou II, tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses ou para o caso de Usinas Térmicas este parâmetro estatístico reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses, precedentes ao mês de Agosto de cada Ano, para vigor a partir de janeiro do ano seguinte.
		ONS	
REF_TEIP _{pm}	Taxa de Referência de Interrupções Programadas		Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programadas da usina hidráulica, com modalidade de despacho tipo I ou II, tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses ou para o caso de Usinas Térmicas este parâmetro estatístico reflete a indisponibilidade causada por interrupção programadas tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses, precedentes ao mês de Agosto de cada Ano, para vigor a partir de janeiro do ano seguinte.
		ONS	
SPD	Duração do Período de Comercialização		Duração dos Períodos de Comercialização.
	Horas	CCEE	
TEIFa _{pm}	Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas		Parâmetro mensal que expressa a expectativa de encontrar a usina hidráulica, com modalidade de despacho tipo I ou II, no estado de indisponibilidade forçada, tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses, conforme definido na Resolução Normativa nº169, de 10 de outubro de 2005 ou para o caso de Usinas Térmicas este parâmetro representa a expectativa de encontrar a Usina no estado de indisponibilidade forçada, tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses, precedentes ao mês de Agosto de cada Ano, para vigor a partir de janeiro do ano seguinte.
		ONS	
TEIP _{pm}	Taxa Equivalente de Interrupções Programadas		Parâmetro mensal que expressa a expectativa de encontrar a usina hidráulica, com modalidade de despacho tipo I ou II, no estado de indisponibilidade programada, tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses, conforme definido na Resolução Normativa nº169, de 10 de outubro de 2005 ou para o caso de Usinas Térmicas este parâmetro representa a expectativa de encontrar a Usina no estado de indisponibilidade programada, tendo como base de cálculo um horizonte de 60 meses, precedentes ao mês de Agosto de cada Ano, para vigor a partir de janeiro do ano seguinte.
		ONS	

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MA – MODULAÇÃO DE ENERGIAS ASSEGURADAS

Acrônimo	Nome		Descrição
	Unidade	Fornecedor	
TOGU _{pj}	Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial		Número total de Unidades Geradoras em operação comercial de uma Usina Hidráulica em fase de motorização, em cada Período de Comercialização. Deverá retratar a entrada em operação de novas Unidades.
		ANEEL	
W_PATAMAR_HOURS _{aw}	Total de Horas do Patamar da Semana		Total de horas pertencentes a um patamar em uma Semana de Apuração. É usado na obtenção de valores médios de medição.
	Horas	ONS	

2.2.2 Dados Obtidos em Outros Submódulos.

Acrônimo	Nome	Localização
G _{pj}	Geração Final da Usina	Contabilização
		Mod. 2 AM – Agregação Contábil de Medição
IT_ASS _{pj}	Energia Assegurada de Itaipu	Contabilização
		Mod. 3 IT – Contratos de ITAIPU
MG _{pj}	Geração Medida da Usina	Contabilização
		Mod. 2 AM – Agregação Contábil de Medição
XP_GLF _j	Fator de Perda de Geração	Contabilização
		Mod. 2 AM – Agregação Contábil de Medição

2.2.3 Sinalizadores de Escopo.

Acrônimo	Nome		Descrição
	Unidade	Fornecedor	
LOSSAF _p	Alocação de Perdas na Geração		<ul style="list-style-type: none"> • LOSSAF_p = 0 Se a Usina, “p”, não participa do rateio das perdas na Rede Básica, (conforme os critérios estabelecidos na Resolução 395 de 24 de Julho de 2002). • LOSSAF_p = 1 em caso contrário.
	Sinalizador	CCEE	
MOT_F _{pm}	Motorização		<ul style="list-style-type: none"> • MOT_F_{pm} = 1 se a Usina, “p”, for Hidráulica e estiver em fase de motorização no Mês de Apuração, “m”. • MOT_F_{pm} = 0 em caso contrário.
	Sinalizador	CCEE	

2.3 Fundamentos Conceituais

2.3.1 Definição de fase de motorização.

2.3.2 Será considerada em fase de motorização a Usina Hidráulica para a qual, no primeiro Período de Comercialização, “j”, do Mês de Apuração, “m”, atender a seguinte condição:

$$TOGU_{pj} < NUB_p$$

2.3.3 Para cada Usina, “p”, para a qual MOT_F_{pm} = 1, a CCEE deverá registrar os valores das seguintes variáveis:

- Energia Assegurada Média Parcial (MASS_N_{pn}) para todas as quantidades de Unidades Geradoras em operação comercial, “n”, de zero ao Número de Unidades Base (NUB_p) da Usina, “p”;

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
CONTABILIZAÇÃO	MA – MODULAÇÃO DE ENERGIAS ASSEGURADAS

- (b) Para $n = \text{NUB}_p$, o valor de $\text{MASS}_{N_{pn}}$ deverá ser equivalente ao valor médio anual de Energia Assegurada da Usina, “p”, estabelecido pela ANEEL;
- (c) Unidades Geradoras em Operação Comercial Prevista (FOGU_{pj}) para a Usina, “p”, em cada Período de Comercialização, “j”.
- 2.3.4 O critério de Modulação de Energias Asseguradas de Usinas Submotorizadas depende dos estágios da obra da Usina em relação ao cronograma: atrasada, em fase ou adiantada. A Energia Assegurada de usinas hidrelétricas em fase de motorização, com seu cronograma de obras atrasado, deverá ser igual ao menor valor entre a Energia efetivamente Gerada e a Energia Assegurada Parcial referente às unidades geradoras em operação comercial. Para Usinas hidrelétricas em fase de motorização, com seu cronograma de obras em fase ou adiantada a Energia Assegurada será a Energia Assegurada Parcial referente às unidades geradoras em operação comercial.
- 2.3.5 A Energia Assegurada das Usinas Motorizadas será modulada conforme o perfil agregado da geração realizada pelas usinas do MRE.
- 2.3.6 O Mecanismo de Redução de Energias Asseguradas MRA visa verificar se a Usina participante do MRE cumpriu ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos, para as Usinas com modalidade de despacho tipo I ou II, através de valores de referência para as Taxas Equivalentes de Interrupções Forçadas (TEIF_{pm}) e Programadas (TEIP_{pm}). Para Usinas participantes do MRE e com modalidade de despacho tipo III, a verificação do cumprimento dos requisitos de disponibilidade será realizada através do cálculo da Indisponibilidade média do empreendimento, definido pela Resolução Normativa ANEEL nº266/2007.
- Estas verificações são efetuadas através do cálculo de um fator equivalente à razão entre os índices verificados e os índices de referência.
- Um valor inferior a 1 para este fator significa que a Usina não cumpriu os requisitos de disponibilidade, e que sua Energia Assegurada será ajustada para refletir este descumprimento.

2.4 Formulação Algébrica

MA.1 Cálculo de Energias Asseguradas

MA.1.1 Com relação a cada Usina, “p”, para a qual $\text{MOT}_{F_{pm}} = 0$, para cada Período de Comercialização, “j”, no Mês de Apuração, “m”, o Limite de Energia Assegurada (TASS_{pj}) deverá ser determinado de acordo com as seguintes regras:

- (a) Se a Usina, “p”, for a Usina de Itaipu, então:

$$\text{TASS}_{pj} = EP_{pm} * 0,985 * SPD$$

- (b) Do contrário:

$$\text{TASS}_{pj} = EP_{pm} * \frac{1}{1,035} * SPD$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MA – MODULAÇÃO DE ENERGIAS ASSEGURADAS

MA.2 Energia Assegurada de Usinas Submotorizadas

MA.2.1 Para cada Usina, “p”, participante do MRE, para a qual $MOT_{F_{pm}} = 1$, a CCEE deverá determinar a Energia Assegurada Livre Não Ajustada ($IFASS_{pj}$), para cada Período de Comercialização, “j”, de acordo com as seguintes regras:

(a) Se $TOGU_{pj} < NUB_p$ então:

(i) Se $TOGU_{pj} < FOGU_{pj}$ então:

$$IFASS_{pj} = \min(MG_{pj}, (MASS_{N_{p,TOGU_{pj}}} * SPD))$$

(ii) Do contrário:

$$IFASS_{pj} = MASS_{N_{p,TOGU_{pj}}} * SPD$$

(b) Do contrário:

$$IFASS_{pj} = MASS_{N_{p,NUB_p}} * SPD$$

MA.2.2 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 Livre Não Ajustada Média ($UFASS_{pj}$), deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:

$$UFASS_{pj} = \frac{\sum_{aw} IFASS_{pj}}{W_PATAMAR_HOURS_{aw}} * SPD$$

MA.3 Energia Assegurada Livre

MA.3.1 Com relação a cada Gerador, “g”, para cada Período de Comercialização, “j”, no Mês de Apuração, “m”, o Limite de Energia Assegurada do Gerador ($GTASS_{gj}$) deverá ser determinado de acordo com as seguintes regras:

(a) Se o Gerador, “g”, é o Agente Comercializador da Energia de Itaipu, então:

$$GTASS_{gj} = 0$$

(b) Do contrário:

$$GTASS_{gj} = \sum_{pg-ERM} (TASS_{pj} * (1 - MOT_{F_{pm}}))$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MA – MODULAÇÃO DE ENERGIAS ASSEGURADAS

MA.3.2 Com relação ao Perfil de Geração do Agente, “g”, a CCEE deverá determinar a Quantidade Mensal de Energia Assegurada ($MFASS_{gm}$), para cada mês de apuração, “m”, de acordo com as seguintes regras:

- (a) Se o Perfil de Geração do Agente, “g”, for o Agente Comercializador da Energia de Itaipu, então:

$$MFASS_{gm} = 0$$

- (b)

Do contrário:

$$MFASS_{gm} = \sum_{pg_ERM} (MASS_{pm} * (1 - MOT_F_{pm}))$$

MA.3.3 Com relação ao Perfil de Geração do Agente, “g”, a CCEE deverá determinar a Modulação da Energia Assegurada não Ajustada, (MOD_FASS_{gj}), para cada Período de Comercialização, “j”, de acordo com a seguinte fórmula:

$$MOD_FASS_{gj} = \min \left(\left(MFASS_{gm} * \frac{\sum_{p_ERM} G_{pj}}{\sum_m \sum_{p_ERM} G_{pj}} \right), GTASS_{gj} \right)$$

MA.3.4 Com relação ao Perfil de Geração do Agente, “g”, a CCEE deverá determinar a Quantidade Remanescente de Energia Assegurada (QR_FASS_{gm}), em cada Mês de Apuração, “m”, de acordo com a seguinte fórmula:

$$QR_FASS_{gm} = MFASS_{gm} - \sum_m MOD_FASS_{gj}$$

MA.3.5 Com relação ao Perfil de Geração do Agente, “g”, a CCEE deverá determinar a Folga para Alocação da Quantidade Remanescente de Energia Assegurada (FAR_FASS_{gj}), para cada Período de Comercialização, “j”, de acordo com a seguinte fórmula:

$$FAR_FASS_{gj} = GTASS_{gj} - MOD_FASS_{gj}$$

MA.3.6 Com relação ao Perfil de Geração do Agente, “g”, a CCEE deverá determinar a Energia Assegurada Total ($TFASS_{gj}$), para cada Período de Comercialização, “j”, de acordo com a seguinte fórmula:

$$TFASS_{gj} = MOD_FASS_{gj} + \left(QR_FASS_{gm} * \frac{FAR_FASS_{gj}}{\sum_m FAR_FASS_{gj}} \right)$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MA – MODULAÇÃO DE ENERGIAS ASSEGURADAS

MA.3.7 Com relação à Usina, “p”, participante do MRE, e que pertence ao Perfil de Geração do Agente, “g”, para cada Período de Comercialização, “j”, no Mês de Apuração, “m”, a Energia Assegurada Livre ($FASS_{pj}$) deverá ser determinada de acordo com as seguintes regras:

- (a) Se o Perfil de Geração do Agente, “g”, é o Agente Comercializador da Energia de Itaipu, então:

$$FASS_{pj} = IT_ASS_{pj} * XP_GLF_j$$

- (b) Do contrário:

- (i) Se $MOT_F_{pm} = 0$ então:

- (A) Se $MASS_{pm} = 0$ então:

$$FASS_{pj} = 0$$

- (B) Do contrário:

$$FASS_{pj} = TFASS_{gj} * \frac{MASS_{pm}}{\sum_{pg_ERM} ((1 - MOT_F_{pm}) * MASS_{pm})} * (XP_GLF_j * LOSSAF_p + (1 - LOSSAF_p))$$

- (ii) Do contrário:

$$FASS_{pj} = UFASS_{pj} * (XP_GLF_j * LOSSAF_p + (1 - LOSSAF_p))$$

MA.4 Redução da Energia Assegurada por Redução de Disponibilidade

MA.4.1 Com relação a cada Usina, “p”, participante do MRE, a CCEE deverá determinar o Índice de Disponibilidade Verificada (ID_{pm}), para cada Mês de Apuração, “m”, de acordo com as seguintes regras:

- (a) Se a usina “p”, possuir modalidade de despacho tipo I ou II, então:

$$ID_{pm} = (1 - TEIFA_{pm}) * (1 - TEIP_{pm})$$

- (b) Se a usina “p”, possuir modalidade de despacho tipo III, então:

$$ID_{pm} = (1 - INDISP_{pm})$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
CONTABILIZAÇÃO	MA – MODULAÇÃO DE ENERGIAS ASSEGURADAS

MA.4.2 Com relação a cada Usina, “p”, participante do MRE, a CCEE deverá determinar o Índice de Referência de Disponibilidade (ID_REF_{pm}), para cada Mês de Apuração, “m”, de acordo com as seguintes regras:

- (a) Se a usina “p”, possuir modalidade de despacho tipo I ou II, então:

$$ID_REF_{pm} = (1 - REF_TEIF_{pm}) * (1 - REF_TEIP_{pm})$$

- (b) Se a usina “p”, possuir modalidade de despacho tipo III, então:

$$ID_REF_{pm} = (1 - REF_IF_{pm}) * (1 - REF_IP_{pm})$$

MA.4.3 Com relação a cada Usina, “p”, participante do MRE, a CCEE deverá determinar o Fator de Disponibilidade (FID_{pm}), para cada Mês de Apuração, “m”, de acordo com a seguinte fórmula:

$$FID_{pm} = \min \left(1, \frac{ID_{pm}}{ID_REF_{pm}} \right)$$

MA.5 Energia Assegurada de uma Usina

MA.5.1 Para cada Usina, “p”, participante do MRE, em cada Período de Comercialização, “j”, a Energia Assegurada (ASS_1_{pj}), referida ao Centro de Gravidade, deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:

$$ASS_1_{pj} = FASS_{pj} * FID_{pm}$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MR – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

3 Mecanismo de Realocação de Energia – (MR)

3.1 Introdução

As gerações das usinas hidrelétricas e térmicas estão sujeitas ao despacho centralizado efetuado pelo ONS, considerando as disponibilidades das usinas que estão em condições de geração. Estas usinas são despachadas de modo a se obter minimização dos custos operativos e o menor custo marginal, em vista das aflúências hidrológicas e armazenamento de água dos reservatórios, dos preços ofertados pelas usinas térmicas e as restrições operativas. Dessa forma, os perfis de geração dos Agentes sujeitos ao despacho centralizado, independente de seus compromissos de venda de energia baseados em seus certificados de Energia Assegurada, não têm controle sobre seu nível de geração.

Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, períodos secos e úmidos não coincidentes, fazendo com que existam transferências de energia entre regiões. Uma região em período seco deve armazenar água, produzindo abaixo da média, enquanto que uma região úmida produz acima da média. Outro fator que levou à concepção do MRE é a existência de várias usinas em cascata, em que o ótimo individual não necessariamente corresponde ao ótimo conjunto. Como o despacho é centralizado, ou seja, a água é de todos e o seu uso não é decidido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os perfis de geração dos Agentes o risco de venda de energia em Longo Prazo.

O MRE assegura que todas as usinas participantes recebam seus níveis de Energia Assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo.

3.2 Dados de Entrada

3.2.1 Provisão de Dados.

Acrônimo	Nome		Descrição
	Unidade Fornecedor		
CUSTO_MRE	Custo Variável da Usina para Trocas de Energia no MRE		Custo da energia trocada no MRE.
	R\$/MWh	ANEEL	

3.2.2 Dados Obtidos em Outros Submódulos.

Acrônimo	Nome	Localização
ASS_1 _{pj}	Energia Assegurada	Contabilização
		Mod. 4 MA – Modulação da Energia Assegurada
G _{pj}	Geração Final da Usina	Contabilização
		Mod. 2 AM – Agregação Contábil de Medição

3.2.3 Sinalizadores de Escopo.

Não aplicável a este Submódulo.

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MR – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

3.3 Fundamentos Conceituais

- 3.3.1 Cada gerador deverá receber seu nível de Energia Assegurada, desde que os geradores participantes do MRE como um todo, gerem de maneira agregada, seus níveis de Energia Assegurada.
- 3.3.2 Se o total da produção destinada ao MRE das usinas participantes for maior ou igual ao total das Energias Asseguradas (Energia Assegurada do Sistema), cada usina terá alocação igual à sua Energia Assegurada, mais uma parte do excedente, chamada de Energia Secundária.
- 3.3.3 Quando há no sistema Energia Secundária, as usinas que têm produção destinada ao MRE acima da Energia Assegurada doam todo esse excesso ao MRE, e depois recebem de volta sua parte da Energia Secundária.
- 3.3.4 Usinas que têm produção destinada ao MRE abaixo de sua Energia Assegurada recebem do MRE a Energia Assegurada até o seu limite, e depois sua parte da Energia Secundária. Toda a Energia Secundária é alocada a todas as usinas, na proporção de suas Energias Asseguradas.
- 3.3.5 A Alocação de energia dos geradores com excedente de Energia Assegurada para os geradores com déficit de Energia Assegurada é feita prioritariamente entre geradores dentro de cada Submercado. O excedente remanescente é alocado então a partir dos Submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis de Energia Assegurada. A alocação de Energia Secundária também é realizada prioritariamente dentro do Submercado onde foi gerada. Se ainda houver direito a receber Energia Secundária, esta é alocada de outros Submercados.
- 3.3.6 A alocação de Energia Assegurada e Energia Secundária em outros Submercados pode acarretar exposição aos Agentes devido ao diferencial de preços entre os Submercados, entretanto, a alocação de Energia Assegurada em Submercados diferentes daquele onde está localizada a usina do gerador tem direito ao alívio de exposição. Esse direito ao alívio não se estende às alocações de Energia Secundária.
- 3.3.7 O MRE inclui as Usinas conforme a regulamentação vigente, excluídas as energias de teste, calculadas conforme o Módulo de Agregação Contábil de Medição destas Regras da CCEE, para Usinas em fase de motorização.
- 3.3.8 Uma usina hidrelétrica com modalidade de despacho tipo II ou III somente poderá usufruir os direitos do MRE após emissão de Ato Regulatório específico para este fim.

3.4 Formulação Algébrica

MR.1 Cálculo da Energia Secundária

MR.1.1 Para cada Período de Comercialização, "j", a Energia Secundária Total no Sistema (SEC_j) deverá ser determinada de acordo com as seguintes regras:

(a) Se $\sum_{p_ERM} G_{pj} > \sum_{p_ERM} ASS_1_{pj}$, então:

$$SEC_j = \sum_{p_ERM} G_{pj} - \sum_{p_ERM} ASS_1_{pj}$$

(b) Caso contrário:

$$SEC_j = 0$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MR – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

MR.2 Energia Assegurada Ajustada

MR.2.1 Para cada Período de Comercialização, “j”, o Fator de Ajuste de Energia Assegurada (GSF_j) e a Energia Assegurada Ajustada ($ASS_{2_{pj}}$) deverão ser determinados de acordo com as seguintes regras:

(a) Se $SEC_j > 0$, então:

(i) $GSF_j = 1$; e

(ii) $ASS_{2_{pj}} = ASS_{1_{pj}}$

(b) Se $SEC_j = 0$, então:

(i) $GSF_j = \frac{\sum_{p_ERM} G_{pj}}{\sum_{p_ERM} ASS_{1_{pj}}}$; e

(ii) $ASS_{2_{pj}} = ASS_{1_{pj}} \times GSF_j$

MR.3 Alocação de Energia Assegurada

MR.3.1 Para cada Usina, “p”, participante do MRE, em cada Período de Comercialização, “j”, o Superávit de Geração do MRE (ERM_Surp_{pj}) ou o Déficit de Geração do MRE (ERM_Def_{pj}) deverão ser determinados de acordo com as seguintes regras:

(a) Se $G_{pj} > ASS_{2_{pj}}$, então:

$$ERM_Surp_{pj} = G_{pj} - ASS_{2_{pj}}$$

(b) Caso contrário:

$$ERM_Def_{pj} = ASS_{2_{pj}} - G_{pj}$$

MR.3.2 Para cada Submercado, “s”, e para cada Período de Comercialização, “j”, o Superávit Total de Geração (Pot_{sj}) e o Déficit Total de Geração ($Deficit_{sj}$) deverão ser determinados de acordo com as seguintes fórmulas:

(a) $Pot_{sj} = \sum_{ps_ERM} ERM_Surp_{pj}$

(b) $Deficit_{sj} = \sum_{ps_ERM} ERM_Def_{pj}$

MR.3.3 Para cada Usina, “p”, participante do MRE no Submercado, “s”, o Ajuste do Primeiro Estágio de Alocação de Energia ($EA_{1_{pj}}$) para cada Período de Comercialização, “j”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_{1_{pj}} = -1 \times (ERM_Surp_{pj})$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS
	MR – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

MR.3.4 Para cada Submercado, “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, se $Pot_{sj} \geq Deficit_{sj}$, então:

- (a) O Superávit Líquido de Geração (Pot_{1sj}) deve ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Pot_{1sj} = Pot_{sj} - Deficit_{sj}$$

- (b) Para cada Usina, “p”, participante do MRE no Submercado correspondente, “s”, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Assegurada ($EA_{2ASS_{pj}}$) em um Período de Comercialização, “j”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_{2ASS_{pj}} = ERM_{Def_{pj}}$$

MR.3.5 Para cada Submercado, “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, se $Pot_{sj} < Deficit_{sj}$, então:

- (a) O Superávit Líquido de Geração (Pot_{1sj}) será:

$$Pot_{1sj} = 0$$

- (b) Para cada Usina, “p”, participante do MRE no Submercado correspondente, “s”, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia relativo à Energia Assegurada ($EA_{2ASS_{pj}}$) em um Período de Comercialização, “j”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_{2ASS_{pj}} = Pot_{sj} \times \left(\frac{ERM_{Def_{pj}}}{\sum_{ps_ERM} ERM_{Def_{pj}}} \right)$$

MR.3.6 Para cada Usina, “p”, participante do MRE no Submercado correspondente, “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, o Déficit Após o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia ($Deficit_{1pj}$) deverá ser calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Deficit_{1pj} = ERM_{Def_{pj}} - EA_{2ASS_{pj}}$$

MR.3.7 Para cada Usina, “p”, participante do MRE localizada em um Submercado, “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia relativo à Energia Assegurada ($EA_{3ASS_{plj}}$) alocada de um Submercado doador, “l”, deverá ser determinado de acordo com as seguintes regras:

- (a) Se $\sum_s Pot_{1sj} = 0$ então:

$$EA_{3ASS_{plj}} = 0$$

- (b) Caso contrário:

$$EA_{3ASS_{plj}} = Deficit_{1pj} \times \left(\frac{Pot_{1lj}}{\sum_s Pot_{1sj}} \right)$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 - ENERGIAS ASSEGURADAS
	MR - MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

MR.4 Alocação de Energia Secundária

MR.4.1 Para cada Submercado, "s", a Energia Remanescente Após a Alocação de Energia Assegurada (ERN_{sj}), para cada Período de Comercialização, "j", deverá ser determinada de acordo com as seguintes regras:

- (a) Se $Pot_1_{sj} = 0$, então:

$$ERN_{sj} = 0$$

- (b) Caso contrário:

$$ERN_{sj} = Pot_1_{sj} - \sum_{ps_ERM} EA_3ASS_{psj}$$

MR.4.2 Para cada Usina, "p", participante do MRE, para cada Período de Comercialização, "j", o Direito Total à Energia Secundária (SEC_C_{pj}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$SEC_C_{pj} = SEC_j * \left(\frac{ASS_1_{pj}}{\sum_{p_ERM} ASS_1_{pj}} \right)$$

MR.4.3 Para cada Submercado, "s", para cada Período de Comercialização, "j", o Direito Total à Energia Secundária em um Submercado (SEC_SM_{sj}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$SEC_SM_{sj} = \sum_{ps_ERM} SEC_C_{pj}$$

MR.4.4 Para cada Submercado, "s", para cada Período de Comercialização, "j", se $ERN_{sj} > SEC_SM_{sj}$, então:

- (a) O Superávit Líquido de Geração Após a Alocação de Energia Secundária (Pot_2_{sj}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Pot_2_{sj} = ERN_{sj} - SEC_SM_{sj}$$

- (b) Para cada Usina, "p", participante do MRE, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Secundária (EA_2SEC_{pj}) em um Período de Comercialização, "j", deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_2SEC_{pj} = SEC_C_{pj}$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
MÓDULO 4 – ENERGIAS ASSEGURADAS	
CONTABILIZAÇÃO	MR – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

MR.4.5 Para cada Submercado, “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, se $ERN_{sj} \leq SEC_SM_{sj}$, então:

- (a) O Superávit Líquido de Geração Após a Alocação de Energia Secundária (Pot_2_{sj}) será:

$$Pot_2_{sj} = 0$$

- (b) Para cada Usina, “p”, participante do MRE, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia Relativa à Energia Secundária (EA_2SEC_{pj}) em um Período de Comercialização, “j”, deve ser determinado de acordo com as seguintes regras:

- (i) Se $SEC_SM_{sj} = 0$; então:

$$EA_2SEC_{pj} = 0$$

- (c) Caso contrário:

$$EA_2SEC_{pj} = ERN_{sj} \times \left[\frac{SEC_C_{pj}}{SEC_SM_{sj}} \right]$$

MR.4.6 Para cada Usina, “p”, participante do MRE no Submercado correspondente, “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, o Déficit Após o Ajuste de Energia Secundária (Deficit_2_{pj}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$Deficit_2_{pj} = SEC_C_{pj} - (EA_2SEC_{pj})$$

MR.4.7 Para cada Usina, “p”, participante do MRE localizada em um Submercado, “s”, para cada Período de Comercialização, “j”, o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Secundária (EA_3SEC_{pj}) alocada de um Submercado doador, “l”, deverá ser determinado de acordo com as seguintes regras:

- (a) Se $\sum_s Pot_2_{sj} = 0$, então:

$$EA_3SEC_{pj} = 0$$

- (b) Caso contrário:

$$EA_3SEC_{pj} = Deficit_2_{pj} \times \left(\frac{(Pot_2_{lj})}{\sum_s Pot_2_{sj}} \right)$$

MR.5 Ajustes Totais do MRE

MR.5.1 Para cada Usina, “p”, participante do MRE, localizada no Submercado, “s”, o Ajuste do Segundo Estágio de Alocação de Energia (EA_2_{pj}) em um Período de Comercialização, “j”, deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_2_{pj} = EA_2ASS_{pj} + EA_2SEC_{pj}$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 - ENERGIAS ASSEGURADAS
	MR - MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

MR.5.2 Para cada Usina, "p", participante do MRE, localizada no Submercado, "s", para cada Período de Comercialização, "j", o Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia ($EA_{3_{plj}}$) alocado de um Submercado doador, "l", deve ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$EA_{3_{plj}} = EA_{3_{ASS_{plj}}} + EA_{3_{SEC_{plj}}}$$

MR.5.3 Para cada Usina, "p", participante do MRE, para cada Período de Comercialização "j", o Ajuste Total de MRE da Usina ($ERM_{P_{pj}}$) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

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

MR.5.4 Para o Perfil de Geração do Agente, "g", para cada Período de Comercialização, "j", o Total de Ajuste de MRE do Gerador em seu próprio Submercado ($ERMAS_{sgj}$) para um Submercado, "s", deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

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

MR.5.5 Para o Perfil de Geração do Agente, "g", para cada Período de Comercialização, "j", o Ajuste de MRE do Gerador de um Submercado para Outro ($ERMAL_{gslj}$) no Submercado, "l", para Usinas em um Submercado, "s", deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$ERMAL_{gslj} = \sum_{pgs_ERM} EA_{3_{plj}}$$

MR.5.6 Para o Perfil de Geração do Agente, "g", para cada Período de Comercialização, "j", o Total de Ajuste de MRE do Gerador Alocado em Outro Submercado ($TERMAL_{glj}$), para o Submercado, "l", deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$TERMAL_{glj} = \sum_{s \neq l} ERMAL_{gslj}$$

MR.6 Custos de Compensação de Geração

MR.6.1 Para cada Mês de Apuração, "m", para cada Usina, "p", participante do MRE, a Geração Alocada para Outros (DON_{pm}) e a Geração Alocada de Outros (REC_{pm}) deverão ser determinadas de acordo com as seguintes fórmulas:

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

$$(b) \quad REC_{pm} = \max \left(0, \sum_m ERM_{P_{pj}} \right)$$

MR.6.2 Para cada Usina, "p", participante do MRE, o Custo Variável de MRE da Usina (TVC_p) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$TVC_p = CUSTO_MRE$$

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	
CONTABILIZAÇÃO	MÓDULO 4 - ENERGIAS ASSEGURADAS
	MR - MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

MR.6.3 Para cada Mês de Apuração, "m", para cada Usina, "p", participante do MRE, o Custo a Ser Pago pela Geração ($COST_{pm}$) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$COST_{pm} = DON_{pm} \times TVC_p$$

MR.6.4 Para cada Mês de Apuração, "m", a Taxa de Recuperação de Custo de Geração (CRR_m) deverá ser determinada de acordo com a seguinte fórmula:

$$CRR_m = \left(\frac{\sum_{p_ERM} COST_{pm}}{\sum_{p_ERM} REC_{pm}} \right)$$

MR.6.5 Para cada Mês de Apuração, "m", para cada Usina, "p", participante do MRE, o Pagamento Devido por Geração (PAY_{pm}) deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$PAY_{pm} = REC_{pm} * CRR_m$$

4 Dados de Saída

Acrônimo	Nome	Unidade	Utilizado em: Família / Módulo / Submódulo:
ASS_1 _{pj}	Energia Assegurada	MWh	Contabilização
			Mod. 5 EF – Alocação do Excedente Financeiro
			Penalidades
			GF – Garantia Física
ASS_2 _{pj}	Energia Assegurada Ajustada	MWh	Contabilização
			Mod. 5 EF – Alocação do Excedente Financeiro
COST _{pm}	Custo a Ser Pago por Geração	R\$	Contabilização
			Mod. 7 GE – Consolidação dos Perfis de Geração
EA_3ASS _{pj}	Ajuste do Terceiro Estágio de Alocação de Energia Relativo à Energia Assegurada	MWh	Contabilização
			Mod. 5 EF – Alocação do Excedente Financeiro
ERM_P _{pj}	Ajuste Total de MRE da Usina	MWh	Contabilização
			Mod. 6 RO – Restrições de Operações
ERMAS _{sgj}	Total de Ajuste de MRE do Gerador em Seu Próprio Submercado	MWh	Contabilização
			Mod. 5 EF – Alocação do Excedente Financeiro
FID _{pm}	Fator de Disponibilidade	%	Contabilização
			Mod. 5 EF – Alocação do Excedente Financeiro
			Penalidades
			GF – Garantia Física
PAY _{pm}	Pagamento Devido por Geração	R\$	Contabilização
			Mod. 7 GE – Consolidação dos Perfis de Geração
TASS _{pj}	Limite de Energia Assegurada	MWh	Contabilização
			Mod. 3 IT – Contratos de Itaipu
TERMAL _{sgj}	Total de Ajuste de MRE do Gerador Alocado em Outro Submercado	MWh	Contabilização
			Mod. 5 EF – Alocação do Excedente Financeiro