

### 3 Comercialização de energia elétrica

As relações comerciais<sup>4</sup> entre os Agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi contratado e o que foi produzido ou consumido. As diferenças negativas ou positivas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (Mercado *Spot*) (Ver Fig.3.1) e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), definido semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Basicamente, o preço mínimo corresponderia ao custo operacional da UHE Itaipu e o preço máximo seria equivalente ao custo operacional da UTE mais cara do sistema com potência maior ou igual a 65 MW.

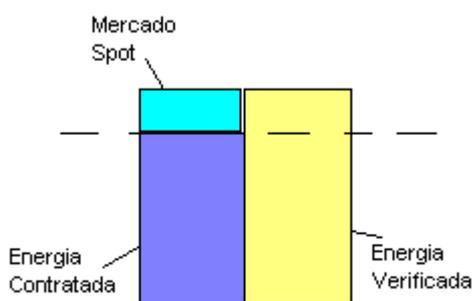


Figura 3.1 – Representação do Montante do Mercado *Spot* Obtido Através da Diferença entre Energia Contratada e Energia Verificada

<sup>4</sup> O Processo de Comercialização de Energia Elétrica ocorre de acordo com parâmetros estabelecidos pela Lei nº 10.848/2004, pelos Decretos nº 5.163/2004 e nº 5.177/2004 (o qual instituiu a CCEE), e pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

### **3.1. Leilões de energia**

Com o novo modelo do setor implantado, os leilões de energia foram criados com o objetivo de centralizar a comercialização de energia e de possibilitar maiores investimentos. Nos leilões são realizadas as compras e vendas de energia entre os agentes distribuidores e geradores do setor elétrico.

#### **3.1.1. Ambientes de Contratação**

O novo Modelo do setor elétrico determinou a realização da comercialização de energia elétrica em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (geradores, comercializadores, autoprodutores ou produtores independentes) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Já no ACL há a livre negociação entre os Consumidores Livres, Agentes Geradores, Importadores e Exportadores de energia e Comercializadores, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.

Os Agentes de Geração<sup>5</sup>, assim como os Comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

##### **3.1.1.1. Ambiente de Contratação Regulada - ACR**

Fazem parte do ACR os Agentes de Distribuição e os Agentes Vendedores de energia elétrica. De acordo com o art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, para garantir o atendimento aos seus mercados, os Agentes de Distribuição podem adquirir energia das seguintes formas: 1) Leilões de compra de energia elétrica

---

<sup>5</sup> Concessionários de serviço público de Geração, Produtores Independentes de energia ou Autoprodutores.

proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração; 2) Geração distribuída, com montante limitado a 10% do mercado do distribuidor; 3) Usinas que produzem energia elétrica a partir de PCH's, fontes eólicas e biomassa, contratadas na primeira etapa do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica); e 4) Itaipu Binacional.

Ainda consta no mesmo artigo do Decreto nº 5.163/2004 que os contratos firmados até 16 de março de 2004 pelos Agentes de Distribuição também são considerados como energia contratada para atendimento à totalidade de seus respectivos mercados.

### **3.1.1.2.**

#### **Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD**

Os montantes de energia elétrica objeto dos CCEAR's, contratados nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, podem ser reduzidos pelos Distribuidores, por seu exclusivo critério, nos termos do artigo 29 do Decreto nº 5.163/2004. Nesse artigo, são apresentadas as três possibilidades de redução, que podem ocorrer em razão de: 1) exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor; 2) outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento (MCSD 4%) do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e 3) acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos anteriores a 16 de março de 2004.

No entanto, como medida de proteção aos Geradores, anteriormente à redução deve ser processado o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), pelo qual se possibilita que Distribuidores com sobras de energia possam transferi-las para os Distribuidores com déficits, mediante assinatura de termos de cessão. A CCEE é a entidade responsável pelo processamento do MCSD.

### 3.1.1.3.

#### **Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's**

Os CCEAR's são os contratos bilaterais celebrados entre cada Agente Vendedor, vencedor de um determinado leilão de energia do ACR, e todos os Agentes de Distribuição compradores. Existem CCEAR's com prazos específicos de duração para cada tipo de leilão. Para os leilões de energia nova, os CCEAR's têm no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia, já para os leilões de energia existente, têm prazo mínimo cinco e no máximo quinze anos de duração, contados a partir do ano seguinte ao da realização de tais leilões. Abaixo os tipos de CCEAR's:

*Contratos de Quantidade de Energia:* São aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos Geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao suprimento da energia contratada. Os riscos financeiros são decorrentes de diferenças de preços entre submercados assumidos pelo comprador.

*Contratos de Disponibilidade de Energia:* São aqueles nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada, são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados.

### 3.1.1.4.

#### **Preço de Liquidação das Diferenças - PLD**

O PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo. O Operador Nacional do Sistema (ONS), utilizando o encadeamento dos programas *Newave* e *Decomp* (CEPEL), no qual são definidos alguns parâmetros relacionados ao planejamento eletroenergético, determina, através da rodada de *decks* (meses de referência), o ponto e a política de operação do sistema, que serão utilizados, inicialmente, como dados para operação do sistema. Esse processo inclui a obtenção de possíveis valores de Custos Marginais de Operação (CMOs). Entretanto, os CMOs, que formam o preço de energia no mercado *spot* (PLD), são obtidos através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Na verdade, os *decks* utilizados na CCEE também são gerados pelo ONS, no entanto, recebem alguns ajustes antes de serem repassados à CCEE. Estas adaptações consistem em eliminar

restrições de intercâmbio intra-subsistemas<sup>6</sup>, por outro lado mantêm as restrições entre subsistemas.

Na formação do preço de comercialização, essas premissas devem ser levadas em conta para garantir que o valor gerado seja igual para todo o subsistema, o que não impede, entretanto, que ele seja diferente entre os outros subsistemas. A diferença está no fato de que na geração dos dados utilizados para operação do sistema pelo ONS, as restrições, tanto entre subsistemas como intra-subsistemas são mantidas, ou seja, levam em conta as restrições reais.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

Com base nas condições hidrológicas, nos preços de combustível, na demanda de energia, no custo de déficit, na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão e na entrada de novos projetos, o modelo de precificação obtém o despacho ótimo para o período em análise, definindo a geração térmica e a geração hidráulica para cada submercado. Obtêm-se então os Custos Marginais de Operação (CMO) como resultado desse processo para o período estudado, isto para cada submercado e para cada patamar de carga.

O cálculo do preço baseia-se no despacho “*ex-ante*”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado.

A metodologia para determinação do PLD é operacionalizada através dos programas NEWAVE e DECOMP, ambos do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Seguem abaixo as definições básicas desses programas:

*Newave*: Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento.

---

<sup>6</sup>O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por quatro subsistemas, correspondentes às regiões geo-elétricas: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO); Sul (S); Nordeste (NE); e Norte (N). (Fonte: ONS)

*Decomp*: Modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de cenários de vazões e o parque gerador por subsistemas. Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do *Newave*).

O PLD é limitado por valores mínimo e máximo de acordo com legislação da ANEEL, com vigência entre a primeira e a última semana operativa de preços do ano. A tabela a seguir apresenta os valores de 2008:

Tabela 3.1 – PLD's Mínimo e Máximo para o ano de 2008 (Fonte: CCEE)

Limites do PLD 2008	R\$/MWh
Mínimo	15,48
Máximo	569,59

O PLD é determinado em base semanal, considerando três patamares de carga<sup>7</sup> (leve, média e pesada), para cada submercado do sistema elétrico brasileiro (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). O cálculo da média mensal do PLD por submercado considera os preços semanais por patamar de carga, ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês.

### 3.1.1.5. Penalidades

É determinado pelo Decreto nº 5.163/2004 que 100% do consumo dos Consumidores Livres e dos Agentes de Distribuição estejam cobertos em termos de potência e energia através de contratos de compra de energia e geração própria. A cobertura dos limites de contratação de potência, entretanto, será realizada a partir de 2009.

Também é estabelecido via Decreto nº 5.163/2004 que os Agentes vendedores devem garantir lastro da potência e energia vendidas em 100% de

<sup>7</sup> Patamar de Carga é a classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pelo ONS podendo ser: Leve (horários de baixo consumo), Médio (horários de consumo médio) e Pesado (horários em que se verificam picos de consumo).

seus contratos. Essa garantia física deve ser proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, para este último mediante contratos de energia ou potência.

A Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004 define que a apuração das penalidades é realizada com base em um horizonte de 12 meses e que as receitas resultantes da aplicação das penalidades são revertidas à modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulado.

Quando os limites de contratação e lastro definidos nas Regras de Comercialização não são cumpridos, os Agentes são notificados e estão sujeitos à aplicação de penalidade financeira. Abaixo algumas características por classes de agentes sobre as condições de penalidades:

*Geração:* Os Agentes de Geração podem vender a energia produzida através de contratos celebrados no ACR ou no ACL. Os Geradores de Serviço Público e os Produtores Independentes de Energia devem apresentar lastro, proveniente de geração própria e contratos de compra, para atendimento a 100% do montante de seus contratos de venda. Os Autoprodutores geram energia para seu uso exclusivo e podem, mediante autorização da ANEEL, vender por meio de contratos o excedente de geração. Em ambos os casos a verificação do lastro é realizada mensalmente, com base nos dados de geração e contratos de venda dos últimos 12 meses. A não comprovação de lastro sujeita o agente ao pagamento de penalidade.

- Penalidade por não comprovação de lastro: o art. 6º - §§ 1º e 2º da REN n.º 109/2004 estabelece que a penalidade pela não comprovação de lastro para venda de energia será determinada com base no montante de insuficiência de lastro multiplicado pelo máximo valor entre o PLD Médio ou Valor de Referência.

*Distribuição:* Os Agentes de Distribuição devem adquirir energia para suprimento de seu mercado consumidor, por meio de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada, advindos de leilões de energia específicos. A verificação da cobertura contratual é realizada na contabilização do mês de janeiro de cada ano, com base nos dados de consumo e contratos de compra do ano anterior. A não comprovação de cobertura do consumo sujeita o agente ao pagamento de penalidades para garantir que não sejam feitos contratos irresponsáveis por parte das distribuidoras e dos clientes livres, que poderiam

prejudicar o setor de energia elétrica. Essa estratégia faz com que os agentes de distribuição realizem um estudo bem preciso para evitar que haja contratação de energia muito diferente do mercado realizado. Abaixo as possíveis penalidades:

- Penalidades por Subcontratação: Entre as conseqüências da subcontratação, está o fato de que se a distribuidora contratar um montante de energia menor do que deveria para atender seu mercado, ela estará sujeita a comprar a parte restante no mercado de curto prazo (Mercado *Spot*), o que acaba sendo um risco devido à grande volatilidade dos preços deste mercado. No caso de subcontratação há duas conseqüências para a distribuidora: a primeira (3-1) é a possibilidade de prejuízo devido ao repasse da energia que faltava, comprada no mercado de curto prazo, por um custo menor que o de aquisição; a outra penalidade (3-2) é uma multa sofrida por conseqüência deste erro de contratação.

$$\text{Não Repasse do Custo Real Sub (R\$)} = \text{Volume Subcontratado} \times (\text{PLD} - \text{Mín (PLD ; VR)}) \quad (3-1)$$

$$\text{Multa por Subcontratação (R\$)} = \text{Volume Subcontratado} \times \text{Máx (PLD; VR)} \quad (3-2)$$

Onde:

Volume subcontratado (MWh): diferença entre consumos real e contratado (este menor)

PLD (R\$/MWh): Preço de Liquidação de Diferenças

VR (R\$/MWh): Valor Anual de Referência

- Penalidade por Sobrecontratação: Ciente da dificuldade de precisão em definir os volumes contratados em relação aos volumes realizados, a regulamentação prevê um limite de sobrecontratação de 3% acima da carga verificada no ano de suprimento, que pode ser repassada aos consumidores via tarifa. Isso dá à distribuidora uma faixa um pouco maior no momento de contratar. Entretanto, contratos superiores a esse limite acabam incorrendo em penalidade à distribuidora, calculada a partir de (3-3). Entre os principais motivos de se inibir a sobrecontratação está o de evitar investimentos imprudentes em expansão do setor elétrico. Contratando acima do valor permitido, a distribuidora tem o risco de

sofrer prejuízo devido ao repasse não integral dos custos de aquisição, como mostrado abaixo:

$$\text{Não Repasse do Custo Real Sobre (R\$)} = \text{Volume Sobrecontratado} \times \text{Mix} - \text{PLD} \quad (3-3)$$

Onde:

Volume sobrecontratado (MWh): diferença entre consumos real e contratado (este maior)

Mix (R\$/MWh): Preço médio dos contratos de energia existente da distribuidora

PLD (R\$/MWh): Preço de Liquidação de Diferenças

### 3.1.1.6. Valor Anual de Referência – VR

Na valoração das penalidades por insuficiência de lastro para venda de energia elétrica e incapacidade de cobertura de consumo, é utilizado o Valor Anual de Referência (VR)<sup>8</sup>. A estimação desse valor está previsto no decreto nº 5163/2004, conforme descrito abaixo:

*“Art. 35. (...)*

*I - para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos; e II - para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos.*

*Art. 46.*

*Para efeito do repasse (...), será aplicado o VR vigente no ano de início de entrega da energia contratada, (...) mediante aplicação do índice de correção monetária previsto nos CCEAR, tendo janeiro como mês de referência.”*

A seguir um quadro com os Valores de Referência Anual definidos para os últimos anos:

---

<sup>8</sup> O VR é definido pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, com alterações promovidas pelo Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006. O VR é uma média ponderada dos custos esperados de aquisição de energia nos leilões de A – 3 e A – 5, refletindo o custo marginal de expansão do sistema, calculado para o conjunto de todas as distribuidoras.

Tabela 3.2 – Valores de Referência Anual para os últimos 4 anos (Fonte: CCEE)

Ano	VR (R\$/MWh)
2005	62,10
2006	69,98
2007	84,70
2008	139,44

### 3.1.2. Características dos leilões

No Ambiente de Contratação Regulada existem diferentes modalidades de contratação que visam a atender às necessidades dos agentes distribuidores que compram energia, e possibilitar um cenário de investimento adequado para expansão dos sistemas de geração, através de estudos e planejamentos que utilizam como fonte de dados as demandas solicitadas nesses leilões. São apresentadas abaixo algumas informações sobre os principais tipos de leilões de energia, inclusive os que já ocorreram.

#### 3.1.2.1. Leilões de energia de empreendimentos existentes

São comercializados exclusivamente para atender à demanda atual, mediante contratos com duração de 5 a 15 anos em licitações realizadas com um ano de antecedência. A seguir alguns exemplos desses leilões:

*Mega - Leilão*<sup>9</sup>: Foram leilões de energia existente realizados em 2004 com entrega de energia em 2005, 2006 e 2007 e realizados em 2005 com entrega em 2008 e 2009, com duração de contrato de oito anos.

*Leilões A – 1*: Leilões de energia de empreendimentos existentes, realizados no ano anterior ao de início da entrega da energia.

---

<sup>9</sup> O Mega Leilão de energia existente foi criado para facilitar a transição entre os modelos. Os contratos de energia consideravam um montante de demanda alto.

### 3.1.2.2. Leilões de energia de novos empreendimentos

São comercializados para atender à expansão do mercado através de licitações que se realizam cinco ou três anos antes da data de início de entrega da energia elétrica, por meio de contratos com duração de 15 a 30 anos. Os tipos de leilões para esse segmento são:

*Leilões A – 5:* Leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, realizados cinco anos antes do início da entrega de energia.

*Leilões A – 3:* Leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, realizados três anos antes do início da entrega de energia.

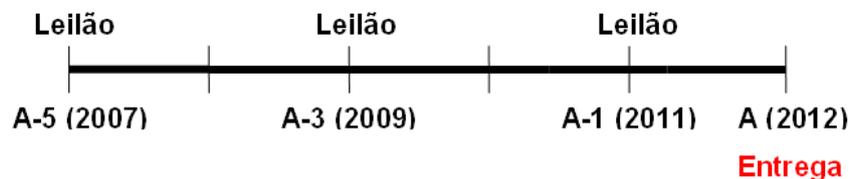


Figura 3.2 – Ordem cronológica – com exemplo – de realização dos leilões até o ano de entrega

Além disso, poderão ser promovidos Leilões de Ajuste, previstos no art. 26 do Decreto nº 5.163/2004, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga.

### 3.1.2.3. Repasse dos custos

Para cada tipo de leilão já apresentado existem especificidades quanto aos mecanismos de repasse dos custos de aquisição da energia. Além disso, existem penalidades sobre os agentes que não cumprirem suas responsabilidades, conforme já mencionado. No caso dos distribuidores, a demanda a ser contratada precisa ser próxima do mercado realizado, ou seja, não deve haver excesso de energia, como também não deve faltar energia para atender a todo o seu mercado, casos de sobrecontratação e subcontratação respectivamente, que a regra de comercialização trata de forma diferente como visto no item 3.1.1.5.

Considerando que os contratos resultam de leilões, poderia parecer, à primeira vista, que todos os custos de aquisição de energia deveriam ser

automaticamente repassados às tarifas dos consumidores. Entretanto, como a quantidade de energia que cada distribuidora adquire em cada leilão é uma decisão própria, os mecanismos de repasse passam a ser indutores à contratação eficiente (Susteras, 2006).

O primeiro mecanismo é o repasse de um valor único para compensar os custos de compra da energia nova, esse valor é o Valor Anual de Referência (VR). Segundo Susteras (2006), como consequência, a distribuidora que tiver um custo individual de contratação de energia nova inferior a esta “média do mercado” (VR) terá um ganho. O VR é um estímulo para contratação eficiente em A-5, supondo que seu custo de aquisição é, geralmente, menor em relação ao custo em A-3.

O VR também é usado como limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para contratação de geração distribuída.

Ainda com o objetivo de induzir a contratação eficiente, existem as seguintes limitações de repasse, que podem ser vistas com mais detalhe no Decreto nº 5.163/2004:

- A distribuidora pode repassar os montantes contratados até 103% de sua carga. Diante da impossibilidade de uma previsão perfeita do consumo, essa tolerância aumenta a segurança do sistema, pois assegura que os contratos sejam no mínimo iguais à carga;
- *Repasse A – 3:* Para os leilões realizados em 2005 e 2006 o repasse dos custos de aquisição deve ser integral. No entanto, para leilões posteriores, o repasse se dá de forma diferente. Nos três primeiros anos de repasse, os custos são limitados pelo Valor Anual de Referência (VR), e a carga a ser considerada é limitada a 2% da carga verificada a cinco anos do repasse do leilão. A partir do quarto o repasse passa a ser integral, ou seja, pelo custo real de aquisição, mas a carga ainda fica limitada em 2%. O montante que exceder o limite de 2% será repassado pelo menor valor entre VL5 e VL3<sup>10</sup>;

---

<sup>10</sup> VL5 e VL3 são os valores médios de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica, respectivamente, nos anos A – 5 e A - 3, ponderados pelas respectivas quantidades adquiridas.

- *Repassa A – 5*: Para os leilões realizados em 2005 e 2006 o repasse dos custos de aquisição deve ser integral. No entanto, para leilões posteriores, o repasse se dá de maneira distinta. Nos três primeiros anos de repasse, os custos são limitados pelo VR. A partir do quarto, o repasse passa a ser integral, ou seja, pelo custo real de aquisição.
- Caso a distribuidora contratasse energia nova em excesso para, mais tarde, realizar um ajuste descontratando energia existente, provocaria uma ineficiência no uso dos recursos nacionais, demandando uma expansão antes do prazo de sua real necessidade e “desotimizand” o sistema (Susteras, 2006). Para inibir esta prática, caso a aquisição de energia existente seja menor que o limite inferior de contratação (LI), o repasse do custo de aquisição de energia nova, correspondente a esse valor não contratado, é limitado por um redutor;

LI é o valor positivo resultante da equação a seguir:

$$LI = MR - 0,04 \times MI \quad (3-4)$$

Onde:

MR (MWh): Montante de reposição (quantidade de energia dos contratos que terminarem no ano do leilão, diminuídas as reduções)

MI (MWh): Montante inicial de energia dos CCEARs considerado para a apuração do MR.

- *Repassa A – 1*: No período de transição, 2005 (repassa 2006) a 2008 (repassa 2009), a carga contratada a ser considerada no repasse pelo custo integral de aquisição é limitada a 1% da carga verificada no ano anterior à realização do leilão. A carga excedente a este limite deverá ser repassada a 70% do valor médio do custo de aquisição de energia, proveniente de empreendimentos existentes, no ano de repasse. Este mecanismo tinha por objetivo estimular as distribuidoras a contratar o máximo de suas necessidades no leilão de energia existente durante a transição, realizado em 2004. A partir de 2010 o repasse passa a ser integral.

- *Repasse Mega - Leilão*: Para esta modalidade o repasse do custo de aquisição de energia é integral, isto é, o volume de energia contratado (MWh) vezes o preço médio do referido leilão (R\$/MWh).