

## 4 Leilões de Energia Nova

A contratação de energia, discutida no capítulo anterior, deve ser realizada por meio de licitação na modalidade de leilões. O Leilão de Energia Nova (LEN) é o que permite a contratação de longo prazo da energia de futuros empreendimentos de geração. Neste capítulo, serão apresentadas as principais características do LEN, a sua sistemática e as diferenças entre os leilões de contratação de quantidade e de disponibilidade.

### 4.1. Segurança de Suprimento e Modicidade Tarifária

Como estabelecido pelo decreto 5.163 de 30 de julho de 2004 [9], as distribuidoras devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR através da contratação de energia, que deve ser realizada por meio de licitação na modalidade de leilão. A exigência de um sistema 100% contratado é suficiente para garantir a segurança de suprimento, pois, como visto no capítulo anterior, os contratos devem ser respaldados por garantias físicas. A contratação por meio de leilões garante que a expansão do sistema será preenchida pelos empreendimentos mais competitivos, assegurando a modicidade tarifária.

Os Leilões de Energia Nova são os que permitem a contratação de longo prazo da energia de futuros empreendimentos de geração. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do leilão, ou seja, os vencedores são os agentes geradores que ofertam energia elétrica pelo menor preço, em R\$/MWh, para o atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras (“*pool*”) na proporção das energias declaradas por cada uma delas.

Sendo “A” o ano previsto para o início de suprimento da energia adquirida pelos agentes de distribuição, os Leilões de Energia Nova podem ocorrer no terceiro ou no quinto ano anterior ao ano “A” (leilão “A-3” ou “A-5”). Esse cronograma de antecipação é diferenciado para poder contemplar os diferentes

tempos de construção das usinas. Geralmente, usinas hidrelétricas e térmicas a carvão possuem um período maior de investimento, ao contrário de térmicas a gás natural, óleo combustível, biomassa e outras tecnologias. No entanto, não existe restrição nos leilões “A-3” e “A-5” quanto à habilitação em relação ao tipo de tecnologia, ou seja, qualquer usina pode se inscrever nos dois tipos de leilão.

#### **4.2. Leilões de Contratos de Quantidade**

Para a distribuidora, o contrato de quantidade funciona como um contrato a termo [17]. A distribuidora assume a “posição comprada” e concorda em comprar a energia pelo preço preestabelecido. O gerador assume a “posição vendida” e concorda em vender a energia pelo mesmo preço. O valor ou retorno do contrato pode ser positivo ou negativo, dependendo do valor de mercado da energia, o preço *spot*. Por exemplo, se o preço *spot* subir acima do preço do contrato, o valor da posição comprada será positivo e o valor da posição vendida, negativo. Conclui-se que o contrato de quantidade é um mecanismo de *hedge* para as distribuidoras contra preços elevados no mercado de curto prazo, pois como visto anteriormente, a perda financeira devido à volatilidade do preço *spot* pode ser substancial.

A sistemática dos leilões de contratos de quantidade determina que o gerador submeta lances para o montante a ser contratado no ACR e para o preço de venda do contrato [35]. A quantidade de lotes<sup>8</sup> é ofertada em rodadas uniformes. Nessas rodadas, os proponentes vendedores submetem os lances das quantidades que se dispõe a vender no ACR, baseados no preço corrente, que sofre decrementos a cada rodada, a partir do Custo Marginal de Referência<sup>9</sup>, até o preço para o qual a oferta seja menor que uma demanda ajustada (levemente acrescida) de forma a garantir a competitividade do leilão. Os lotes não ofertados a cada rodada são considerados como lotes excluídos e não podem ser submetidos

---

<sup>8</sup> Cada lote negociado é de 1 MWmédio. Portanto, uma usina com 100,9 MWmédios de garantia física, pode vender no leilão, no máximo, 100 MWmédios.

<sup>9</sup> O Custo Marginal de Referência (CMR), calculado pela EPE, representa a maior estimativa do custo de geração dos novos empreendimentos a serem licitados, considerados suficientes para o atendimento da demanda declarada pelas distribuidoras.

nas rodadas seguintes. Em seguida, inicia-se a rodada discriminatória, onde os proponentes vendedores submetem lances de preço para a quantidade de lotes ofertada nas rodadas uniformes, limitados ao último preço corrente das rodadas uniformes. Após a submissão dos lances, o leiloeiro ordena os lotes por ordem crescente de preço e classifica como “lotes atendidos” os que completam a quantidade demandada real, excluindo os empreendedores com os maiores preços de lance. Após o encerramento do certame, o leiloeiro executa o rateio dos lotes negociados de cada empreendimento entre seus compradores (distribuidoras) na proporção das quantidades demandadas.

### **4.3. Leilões de Contratos de Disponibilidade**

Para a distribuidora, o contrato de disponibilidade funciona como um contrato de opção. A distribuidora para um prêmio (receita fixa) e tem a opção, e não a obrigação, de comprar a energia da usina pelo custo variável de operação declarado pelo gerador (preço de exercício). Se o preço *spot* for menor que o custo declarado, a distribuidora não exerce a opção e compra a energia no mercado de curto prazo. Caso contrário, exerce a opção pelo preço de exercício (reembolso do gerador), podendo inclusive vender no mercado *spot* a diferença entre o montante produzido pela usina e o montante contratado.

O preço final da energia de um empreendimento contratado por disponibilidade depende não só do preço de venda do gerador (receita fixa), mas também do preço de exercício declarado pelo empreendedor (custo variável de operação). Quanto maior esse preço de exercício, menor a probabilidade de despacho da usina, implicando maiores custos de compra de energia no mercado de curto prazo. Esse risco representa um custo adicional para os consumidores e deve ser quantificado para que os proponentes vendedores sejam comparados em uma mesma base. O critério utilizado no Brasil para a comparação dessas alternativas é o Índice de Custo Benefício (ICB), discutido a seguir.

### 4.3.1. Índice de Custo Benefício - ICB

O *ICB* (R\$/MWh) é a razão entre o custo global do empreendimento (R\$) e o seu benefício energético (MWh). O benefício energético é a garantia física da usina e o custo global compreende três parcelas: (i) a receita fixa, (ii) o custo esperado de operação e (iii) o custo esperado de liquidação das diferenças.

A parcela da receita fixa ( $R_F$ ) corresponde ao pagamento fixo da distribuidora e deve ser suficiente para remunerar o investimento da usina, incluindo os custos sócio-ambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M) e do combustível inflexível. Ou seja, a receita fixa é o pagamento do “aluguel” da usina.

O custo esperado de operação (*COP*), função do nível de inflexibilidade da usina e do custo variável declarado pelo gerador, é o valor esperado anual do reembolso do custo de operação, pago no despacho da usina, e calculado com base nos preços *spot* resultantes do Plano Decenal de Energia [32][33], elaborado pela EPE.

O custo esperado de liquidação das diferenças (*CEC*), também função do nível de inflexibilidade da usina e do custo variável declarado pelo gerador, corresponde ao valor esperado anual das liquidações no mercado de curto prazo, cujo valor é calculado com base nos mesmos preços utilizados no cálculo do *COP*. O *ICB* é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$ICB = \frac{R_F}{QL \times 8.760} + \frac{COP + CEC}{GF \times 8.760} \quad (4.1)$$

onde,

$R_F$  = receita fixa anual, em R\$/ano;

$QL$  = quantidade de lotes ofertados no leilão, em MW médios;

$COP$  = custo esperado de operação, em R\$/ano;

$CEC$  = custo esperado de liquidação das diferenças, em R\$/ano;

$GF$  = garantia física, em MW médios;

8.760 = número de horas no ano.

As expressões do *COP* e *CEC* são as seguintes:

$$COP = \left( \frac{\sum_{s,t} \max(0, G_{s,t} - h_t \times Inflex) \times CMO_{s,t}}{S \times T} \right) \times 12 \quad (4.2)$$

$$CEC = \left( \frac{\sum_{s,t} (h_t \times GF - G_{s,t}) \times CMO_{s,t}}{S \times T} \right) \times 12 \quad (4.3)$$

onde,

$G_{s,t}$  = geração física da usina na série  $s$  e mês  $t$ , em MWh;

$Inflex$  = inflexibilidade da usina, em MW médios;

$CMO_{s,t}$  = custo marginal de operação<sup>10</sup> da série  $s$  e mês  $t$ , em R\$/MWh;

$GF$  = garantia física do empreendimento em MW médios;

$h_t$  = número de horas do mês  $t$ .

A soma do  $COP$  e  $CEC$ , valor conhecido como Índice K, está diretamente relacionado com a competitividade do empreendimento. Quanto maior o Índice K, menor a margem que o empreendedor terá para maximizar a receita fixa, ou seja, menor será a competitividade da usina. A Figura 4.1 mostra a relação entre o Índice K e o custo de operação de uma usina totalmente flexível e outra parcialmente inflexível. De fato, o  $COP$  e  $CEC$  são valores esperados calculados em cima da parcela flexível da usina, ou seja, quanto maior a inflexibilidade da usina, menor o valor do Índice K. Em contrapartida, a inflexibilidade exige um incremento na receita fixa, que deve ser suficiente remunerar os custos fixos de O&M e combustível.

---

<sup>10</sup> Os valores de CMO utilizados no cálculo do COP e CEC são limitados ao  $PLD_{MAX}$  e  $PLD_{MIN}$ , calculados pela ANEEL e aplicados como limite superior e inferior do preço de liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

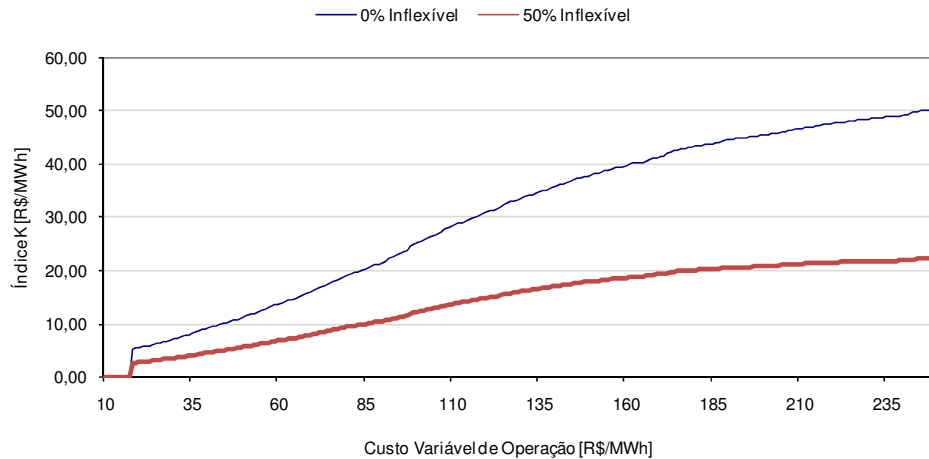


Figura 4.1 – Perfil do Índice K em Função do Custo de Operação

O crescimento do Índice K em relação ao custo de operação poderia incentivar os empreendedores a declarar um custo de operação menor que o custo real. Isso reduziria o Índice K e daria maior espaço para aumentar a receita fixa. No entanto, essa estratégia traria prejuízos toda vez que a térmica fosse despachada, já que o reembolso seria inferior ao custo de operação da usina. Além disso, reduzindo-se o custo declarado, aumenta-se a probabilidade de despacho e, conseqüentemente, o valor esperado das perdas de reembolso. Bezerra [6] mostra que, sob condições de certeza quanto à disponibilidade de combustível, a estratégia que maximiza a competitividade (minimiza o *ICB*) é declarar o custo de operação real do empreendimento.

O custo de operação deve ser declarado previamente ao leilão, na fase de habilitação técnica. Os valores de *COP* e *CEC* são então calculados pela EPE e enviados confidencialmente aos empreendedores. Dessa forma, cada gerador sabe o seu preço final quando remete o lance de receita fixa.

A sistemática dos leilões de contratos de disponibilidade é análoga à dos leilões de contratos de quantidade. Os lotes destinados ao ACR devem ser ofertados em rodadas uniformes, onde os preços correntes são *ICB*'s correntes. A receita fixa é o único termo do custo global que o proponente vendedor pode ajustar para tentar vencer o certame. Dado o lance de receita fixa na fase discriminatória, o leiloeiro calcula automaticamente o preço final da energia do empreendimento (*ICB*), e ordena as ofertas em ordem crescente de preço, atendendo os lotes que completam a quantidade demandada.