

## 4 Os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

A escolha de um determinado tipo de projeto ou tecnologia termelétrica está intimamente relacionada com os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado (CCEAR<sup>1</sup>). Tal como mencionado na Seção 3, a venda de energia nova é realizada mediante contratos futuros de longo prazo (15 anos para energia termelétrica) que são estabelecidos entre os distribuidores que compõem o *pool* comprador de energia e cada um dos empreendimentos vencedores do leilão. São estes contratos que estabelecem os parâmetros da remuneração de um empreendedor termelétrico e, por conseqüência, constituem um elemento relevante na escolha de um determinado tipo de empreendimento. A seguir, apresenta-se de forma sucinta os aspectos mais relevantes destes contratos.

Os CCEAR para as termelétricas são realizados na modalidade intitulada “contratos por disponibilidade de energia”. Nesta modalidade de contratação, os agentes geradores de energia são pagos de acordo com sua quantidade de energia assegurada<sup>2</sup> e não com base na energia efetivamente gerada. Os agentes geradores termelétricos estão autorizados a vender, nos leilões de energia, um montante máximo de energia dado pela quantidade total de energia assegurada da usina. Um empreendedor termelétrico pode optar por atender simultaneamente o mercado livre de energia, assim como o mercado regulado. Se este for o caso, tudo se procede como se a usina principal estivesse subdividida em duas usinas secundárias. O empreendedor declara a fração de sua usina comprometida com o mercado regulado

---

<sup>1</sup> Os contratos de comercialização de energia nova estão disponíveis, na íntegra, em [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).

<sup>2</sup> A energia assegurada, conhecida também como energia firme ou garantia física da usina, é calculada e estabelecida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que leva em consideração a potência total da usina, as taxas de indisponibilidade forçada e programada declaradas pelo empreendedor, o custo variável unitário do empreendimento declarado também pelo empreendedor, dentre outros fatores. Quanto maior for o custo variável menor será a garantia física da usina atribuída pela EPE como proporção de sua potência total instalada, uma vez que quanto maior for o custo variável menor será a probabilidade desta usina vir a ser despachada pelo ONS. Por outro lado, quanto maior for a potência total, maior será a disponibilidade total de energia, líquida das taxas de indisponibilidade forçada ou programada, e maior será o montante atribuído de energia firme.

e, a partir disso, será calculada sua energia assegurada disponível para comercialização nos leilões de energia nova. A outra fração da usina pode comercializar energia no ambiente livre da forma como bem entender o empreendedor e a outra parte signatária do contrato bilateral, isto é, o consumidor livre, desde que respeitadas as regras e procedimentos de comercialização da CCEE. Porém, os novos empreendimentos termelétricos que atendem ao mercado cativo têm o feito de forma exclusiva até este 5º Leilão de Energia. Por isso, doravante, sempre que houver referência neste artigo à venda ou comercialização de energia, supõe-se que esta seja feita exclusivamente para o mercado regulado.

O empreendedor, em contrapartida à oferta de energia firme que adicionará ao sistema caso seja um dos vencedores, faz um lance no leilão que é um pedido de uma renda fixa anual. Esta renda anual solicitada pelo empreendedor deverá financiar todos os custos fixos da usina incluindo as despesas de depreciação e os fluxos de remuneração do capital investido<sup>3</sup>. Os custos variáveis de geração de energia elétrica, por sua vez, não são arcados pelo investidor. Os CCEARs na modalidade “disponibilidade de energia” estabelecem que as despesas relativas aos custos (variáveis) de manutenção e operação, assim como os custos variáveis com combustível são de responsabilidade da parte contratante, ou seja, das distribuidoras que compõem o *pool* comprador de energia elétrica. O acionamento destas usinas para a geração de energia elétrica é feito em consoante com a regra de despacho do ONS detalhada na Seção 1 do artigo. As usinas são chamadas a gerar, se necessário o for, seguindo a ordem de mérito, isto é, do menor custo variável de operação para o maior custo variável. As despesas variáveis incorridas pelo empreendedor quando

---

<sup>3</sup> Esta mesma renda fixa anual também deverá remunerar todos os gastos (de combustível inclusive) relativos à parte inflexível da usina. A inflexibilidade da usina é o montante de potência mínima que deve ser obrigatoriamente despendido e que não está sujeito, portanto, à regra de despacho do ONS. A inflexibilidade da usina pode ser oriunda de razões tecnológicas como, por exemplo, um reator nuclear pode não ter uma flexibilidade operacional elevada de tal forma que seja exigida uma carga mínima de potência para seu funcionamento adequado, ou proveniente de motivos econômicos como, por exemplo, uma usina de gás natural que possui um contrato de fornecimento do tipo “*take or pay*” de tal maneira que seja economicamente inviável mantê-la desligada. Nestes casos, o investidor deve declarar à EPE a proporção de sua potência que é inflexível e deve cobrar os gastos relativos à inflexibilidade na sua receita fixa anual.

este é chamado a operar pelo ONS são ressarcidas pelas distribuidoras (participantes do *pool*) em bases mensais, de acordo com a quantidade de energia gerada no mês e do valor do custo variável (unitário) declarado pelo empreendedor a EPE<sup>4</sup>. A princípio, toda a remuneração do investidor advém de sua receita fixa anual estipulada nos momentos que antecedem a realização do leilão de energia. Porém, quanto maior for o pedido de receita fixa anual menor será o índice de competitividade do empreendimento e menor, portanto, a probabilidade de vencer o leilão. O critério para a escolha dos projetos vencedores do leilão é dado pelo Índice de Custo Benefício (ICB). Os projetos são selecionados em ordem crescente de ICB até que o somatório das ofertas de energia se iguale à demanda total do *pool* de energia. O ICB é definido da seguinte forma:

$$ICB = \frac{Receita\ Fixa + COP + CEC}{8760 * GF}$$

O termo COP é definido como sendo a esperança do Custo de Operação. O Custo de Operação, por sua vez, é uma função do custo variável de operação declarado pelo empreendedor e da quantidade de energia efetivamente gerada pela usina que depende, por sua vez, dos Custos Marginais de Operação (CMOs) futuros observados no SIN. Desta maneira, o Custo de Operação é uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma amostra de CMOs divulgados pela EPE<sup>5</sup>. Em termos matemáticos, o COP é definido da seguinte forma:

---

<sup>4</sup> Na realidade, as cláusulas de remuneração das despesas variáveis incorridas no mês são um pouco mais complexas. Envolvem questões relacionadas ao reajuste periódico (anual) pelo índice IGP-M dos custos variáveis não relacionados diretamente com as despesas de combustível e um reajuste do valor do custo médio de combustível de acordo com uma média do preço de mercado do combustível – apurada em índices de referência internacionais bem definidos nos contratos – nos dias úteis do mês “M-1”, onde “M” é o mês em que ocorreu o último despacho da usina. Para mais detalhes, ver o contrato na íntegra na seção Leilões, disponível em [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br). Porém, a menos de questões relacionadas à defasagem dos reajustes e de efeitos da inflação, pode-se supor que tudo se passa como se o investidor declarasse diretamente a EPE seu custo variável.

<sup>5</sup> Esta amostra de preços spot futuros de energia da EPE é construída a partir de uma simulação realizada no programa NEWAVE que recebe como *input* 2.000 cenários hidrológicos distintos e retorna como *output* uma série de 2.000 preços *spot* de energia para cada mês ao longo de um período de dez anos.

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^{120} \sum_{j=1}^{2000} COP_{i,j}}{i \times j} \times 12, \quad \text{onde } COP_{i,j} = CV \times (Gera_{i,j} - Inflex) \times nhoras$$

Com a inflexibilidade igual a zero, o termo  $COP_{i,j}$  é equivalente ao produto do custo variável declarado pelo empreendedor pela quantidade de energia gerada em um dado mês e em um determinado cenário hidrológico<sup>6</sup> (termo  $Gera_{i,j}$ ). O COP, tal como definido, é apenas uma média anualizada destes gastos mensais futuros com a operação da usina, realizados a partir dos 2.000 distintos cenários hidrológicos e ao longo dos próximos 120 meses.

De forma semelhante, o termo CEC é definido como sendo a esperança do Custo Econômico de Curto Prazo que é função das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física (energia firme vendida ao *pool* quando da realização do leilão). Tais diferenças energéticas são avaliadas ao preço *spot* do sistema e compõem, desta forma, o chamado Custo Econômico de Curto Prazo. Em termos matemáticos:

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^{120} \sum_{j=1}^{2000} CEC_{i,j}}{i \times j} \times 12, \quad \text{onde } CEC_{i,j} = CMO \times (GF - Gera_{i,j}) \times nhoras$$

Deve-se observar que o termo  $CEC_{i,j}$  pode inclusive assumir valores negativos já que a Garantia Física das usinas é usualmente menor que a capacidade de geração máxima. Logo, em alguns cenários, o termo  $Gera_{i,j}$  será maior que o termo GF. Basicamente, o termo CEC computa o gasto esperado anual com a compra de energia (avaliada ao preço *spot*) que o *pool* deverá desembolsar sempre quando a usina apresentar geração de energia inferior àquela vendida no leilão de energia, isto é, a

<sup>6</sup> Lembrando aqui que uma determinada usina é chamada a gerar energia somente quando o preço *spot* do sistema superar seu custo variável.

sua garantia física.

Por fim, no denominador aparece o termo Garantia Física multiplicado por 8.760. Como a GF é estipulada em MW, isto é, em uma medida de potência, faz-se necessária sua multiplicação pelo número de horas do ano a fim de transformar a GF em uma grandeza de energia (MWh). Assim, o ICB tenta medir o custo total anual médio de um dado projeto (do ponto de vista do *pool* comprador de energia) *vis-à-vis* à quantidade total de energia assegurada (Garantia Física) adicionada ao sistema.

Neste ponto surge uma outra indagação relevante: seria esta regra de remuneração do empreendedor – isto é, um pedido no leilão de uma certa receita fixa anual – associada a esta regra de escolha de um determinado projeto (pelo menor ICB), com o custo variável deste sendo diretamente reportado pelo empreendedor, uma regra compatível em incentivos? Isto é, será que ao maximizar o lucro esperado do projeto, o empreendedor tem incentivo a reportar para à EPE seu custo variável verdadeiro? A Seção 6 desta dissertação analisa este ponto.

A exposição acima auxilia a compreensão de como se dá a interação dos fatores tecnológicos dos distintos projetos com o desenho institucional do SIN. Tipicamente, o investidor termelétrico se depara com o seguinte *trade off*: as usinas que possuem um custo marginal de operação mais elevado, usualmente aquelas que operam com tecnologia a diesel ou óleo combustível, são aquelas que apresentam os menores custos com investimento em capital, menor custo em termos de tempo de construção, e não menos importante, apresentam probabilidade mais baixa de serem chamadas a operar pelo ONS. Exatamente o contrário disso ocorre com as usinas que possuem custos marginais mais baixos. Estas usinas utilizam, normalmente, o gás natural ou o carvão mineral e por isso, possuem instalações mais sofisticadas que demandam mais investimento em capital e mais investimento em tempo de construção e ainda são chamadas a operar com probabilidade mais elevada. A necessidade de realização de maiores desembolsos de capital acaba refletindo em uma despesa de depreciação mais elevada e, conseqüentemente, na cobrança de uma receita fixa anual mais alta o que

acaba aumentando o ICB tornando-o, portanto, menos competitivo. Ademais, se por um lado o menor custo variável reduz o gasto por unidade de energia gerada – o que teoricamente permitiria reduções no COP – por outro lado, este menor custo variável acaba levando a usina a ser acionada com mais frequência, contribuindo, assim, com um efeito no sentido de aumentar o COP do projeto. Devido ao fato de o SIN trabalhar, sob condições hidrológicas regulares, com preços *spot* de energia muito baixos, as usinas de custo operacional elevado acabam sendo “beneficiadas” exatamente pela possibilidade de não operarem. Ao não despacharem a energia assegurada que fora vendida ao *pool* quando da realização do leilão, estas usinas não têm adicionado ao seu ICB o valor de seu custo marginal de operação, mas sim, adiciona-se ao seu ICB (via o termo CEC) o valor do custo marginal da energia comprada no mercado *spot*, isto é, adiciona-se o custo marginal do sistema como um todo que é normalmente muito inferior ao custo operacional destas usinas.

Desta maneira, há indícios de que esta concentração de projetos termelétricos com custos variáveis elevados, nos leilões de energia nova, é proveniente desta metodologia de cálculo aplicada pela EPE que estaria tornando mais competitivas as usinas que apresentam uma tecnologia de geração de energia com alto custo variável, mas com menor custo fixo. Entretanto, existem muitos outros fatores que podem estar contribuindo no sentido de limitar a oferta de outras fontes térmicas. Por exemplo, a dificuldade para contratar, atualmente, um fornecimento constante e seguro de gás natural pode estar contribuindo também para esta escassez relativa de projetos termelétricos que queimam este combustível.