

Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica

Metodologia de Cálculo

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Equipe Técnica

Eduardo Henrique Ferreira França
Sérgio Henrique Ferreira da Cunha



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar
70051-903 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-023/2005-R0

Data: 26 de agosto de 2005

Índice

1. INTRODUÇÃO	3
PREMISSAS DO NOVO MODELO INSTITUCIONAL.....	3
MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	4
2. ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO (ICB) DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO	6
CONCEITUAÇÃO	6
3. METODOLOGIA DE CÁLCULO DO ICB	9
CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (CMO)	9
PROCEDIMENTO DE CÁLCULO DO ICB.....	9

1. Introdução

A presente Nota Técnica tem por objetivo apresentar os conceitos básicos e a metodologia de cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) que será utilizado para a ordenação econômica de empreendimentos de geração termelétrica e, conseqüentemente, como critério de contratação do respectivo leilão de energia nova, na modalidade *disponibilidade de energia elétrica*.

PREMISSAS DO NOVO MODELO INSTITUCIONAL

Um dos principais objetivos do novo Modelo Institucional do Setor Elétrico (MISE) é promover a **modicidade tarifária** por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. Dentre as principais ações para se prover esta eficiência, podemos citar:

- proceder à compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade “menor tarifa”;
- contratar energia por licitação conjunta dos distribuidores (“pool”), visando obter economia de escala na contratação de energia de novos empreendimentos, repartir riscos e benefícios contratuais e equalizar tarifas de suprimento a cada leilão;
- contratar separadamente a energia de novas usinas (atendimento à expansão da demanda) e de usinas existentes, ambas por licitação.
- o leilão de energia nova resulta em um contrato de compra de energia elétrica a longo prazo (CCEAR), reduzindo os riscos para o empreendedor.

O novo MISE criou dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) que compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados, e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores com tarifa regulada (consumo dos distribuidores), por meio de contratos regulados, com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária. Em termos comerciais, o ACR poderia ser entendido como uma “cooperativa” de compra de Energia Assegurada, que agrega as demandas de vários agentes distribuidores (compradores) e celebra contratos com um conjunto de proponentes vendedores.

Periodicamente, o MME oferecerá à licitação um conjunto de projetos (hidroelétricos e termelétricos), estudados e habilitados tecnicamente pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, considerados os mais econômicos e

socioambientalmente viáveis para o atendimento à demanda. Ademais, qualquer agente empreendedor poderá independentemente oferecer novos projetos para as licitações. Desde que tais projetos sejam habilitados tecnicamente pela EPE, serão adicionados à lista de empreendimentos do MME aptos a participar dos leilões.

O critério de seleção do conjunto de projetos a serem licitados é o do *menor custo global* (custo de investimento mais custo de operação e manutenção, incluindo os custos socioambientais) que atenda a um dado critério de *segurança de suprimento e sustentabilidade ambiental*. Se justificável, para se obter uma melhor relação entre custo e segurança do atendimento à demanda será estimado o valor da parcela mínima de geração termelétrica que deverá ser contratada em complementação às hidroelétricas.

Com o objetivo de aumentar a eficiência do processo de licitação, o montante total de capacidade (Garantia Física) dos projetos oferecidos deverá exceder substancialmente o montante de energia que se espera seja adquirido nos leilões.

Os proponentes vendedores proporão preços de lance (R\$/MWh) para a venda da energia disponível do novo empreendimento (hidroelétrico ou termelétrico) no ACR, conforme a modalidade de contratação de energia elétrica. Se houver mais de um empreendedor para um mesmo empreendimento, será escolhido aquele que ofertar o menor preço de lance para a venda da energia do empreendimento.

Ao vencedor de uma licitação de novo empreendimento será outorgada a respectiva concessão ou autorização, juntamente com o contrato de longo prazo de venda de energia para o ACR (CCEAR).

MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, que regulamentou dispositivos da Lei nº 10.848, de 15/3/2004, estabelece (art. 19) que “a ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN), observando as diretrizes fixadas pelo Ministério das Minas e Energia (MME), que contemplarão os montantes *por modalidade contratual* a serem licitados”.

O Decreto estabelece também (art. 27) que os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar um contrato bilateral denominado *Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR*, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

O CCEAR pode ter as seguintes modalidades (art. 28):

I – Quantidade de Energia Elétrica

São contratos análogos aos antigos *Contratos Iniciais*, ou aos anteriormente denominados *Contratos Bilaterais de Energia*, os quais devem prever que o ponto de entrega da energia será o *centro de gravidade do submercado* onde esteja localizado o empreendimento de geração e que os custos decorrentes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos *agentes vendedores*.

II – Disponibilidade de Energia Elétrica

Trata-se de uma nova modalidade de contrato de energia elétrica (MWh) onde os custos decorrentes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos *agentes compradores*, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.

Em outras palavras, pode-se dizer que nos **contratos de quantidade** os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos agentes geradores, ao passo que nos **contratos de disponibilidade** os riscos decorrentes da variação da produção com relação à sua Garantia Física são alocados aos agentes distribuidores e repassados aos consumidores regulados.

O **edital** de cada leilão de energia nova, elaborado pela ANEEL, observadas as diretrizes do MME e as normas gerais de licitações e concessões, estabelecerá a *Modalidade de Contratação de Energia Elétrica*, dentre outros parâmetros da licitação.

As vantagens e desvantagens de cada modalidade de contratação, para cada tipo de usina geradora, hidroelétrica ou termelétrica, dependem, dentre outros fatores, das circunstâncias de cada leilão e não serão discutidas neste documento.

2. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração

CONCEITUAÇÃO

Dentre os métodos tradicionais da Engenharia Econômica para priorização de projetos de investimento, destaca-se o método da Razão Incremental Custo/Benefício, também conhecido como método do Índice de Custo Benefício (ICB). Uma vez calculados os valores dos índices ICB para cada projeto, o critério de decisão consiste em se investir nos projetos por ordem de mérito decrescente, ou seja, do menor para o maior valor de ICB.

Em um sistema de geração predominantemente hidroelétrico como o SIN, o *benefício energético* da operação integrada de um empreendimento de geração, hidroelétrica ou termelétrica, pode ser avaliado aproximadamente pelo acréscimo observado na Energia Assegurada do sistema existente devido à inclusão daquele empreendimento (ganho de EA em primeira adição).

Na prática, o benefício energético de um **novo** empreendimento de geração corresponde legalmente à sua Garantia Física (ou Energia Assegurada), que é calculada à época do seu leilão aplicando-se a metodologia da Portaria MME nº 303, de 18/11/2004.

O *custo global* de um empreendimento de geração compreende o custo de investimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M), somado ao valor esperado do custo variável de O&M, e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Assim, o **Índice de Custo Benefício (R\$/MWh)** de cada empreendimento de geração, doravante denominado **ICB**, é definido como a razão entre o seu *custo global* e o seu *benefício energético*, podendo ser calculado em base mensal ou anual, do seguinte modo:

$$ICB = \frac{Custos\ Fixos + E(Custo\ de\ Operação) + E(Custo\ Econ.\ Curto\ prazo)}{Garantia\ Física}$$

A parcela *Custos Fixos – CF (em R\$/ano)* representa a receita mensal requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção, e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos

relativos à operação e manutenção da usina, tais como, o custo fixo de combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa (“take or pay” e “ship or pay”), o custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), etc.

A parcela *Custo Variável de Operação – COP (em R\$/ano)* é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível “take or pay”) e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho em função também dos custos marginais de operação (CMO) futuros observados no SIN. Trata-se portanto de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses utilizando-se uma amostra com 2000 cenários de afluências futuras ao SIN.

A parcela *Custo Econômico de Curto Prazo - CEC (em R\$/ano)* resulta das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Esta parcela corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, feitas com base no Custo Marginal de Operação – CMO (sem os limites de piso e teto impostos ao PLD). Seu valor também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor. Trata-se portanto de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses, utilizando-se uma amostra com 2000 cenários de afluências futuras ao SIN.

O denominador *Garantia Física - GF* corresponde à Energia Assegurada (*em MWh/ano*) do empreendimento de geração e também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do seu custo variável de O&M, conforme declarados pelo empreendedor.

No caso de um empreendimento em que apenas uma **fração (x)** de sua Energia Assegurada seja destinada ao ACR, sendo o restante reservado para uso próprio ou para comercialização no ACL, o índice ICB será calculado admitindo-se que todas as parcelas de custo e de benefício definidas acima variem proporcionalmente à fração de energia assegurada destinada ao ACR.

Neste caso, o índice ICB pode ser redefinido da seguinte maneira:

$$ICB = \frac{x.CF}{x.GF} + \frac{x.[COP + CEC]}{x.GF}$$

Reinterpretando o numerador e denominador do primeiro termo e observando que o fator x se cancela no segundo termo, pode-se então escrever:

$$ICB = \frac{RF}{8760 \cdot QL} + \frac{COP + CEC}{GF}$$

$$ICB = \frac{RF}{8760 \cdot QL} + K \quad (1)$$

onde

RF = Receita Fixa requerida pelo empreendedor, relativa à quantidade de lotes (QL) ofertada para o ACR, em R\$ / ano (aproximadamente igual a x.CF)

QL = Quantidade de Lotes (de 1 MWmédio) ofertada para o ACR (aproximadamente igual a x.GF);

K = parcela invariante do índice, em R\$ / MWh, destinada à cobertura dos custos variáveis de operação e custos econômicos no mercado de curto prazo, calculada para o empreendimento como um todo (válido para qualquer valor de x).

Desta forma, durante o processo de leilão de energia proveniente de novos empreendimentos, o índice ICB será calculado pelo sistema aplicando-se a expressão (1) com base nos valores de Receita Fixa (RF) e Quantidade de Lotes (QL) submetidos pelo empreendedor na ocasião e no valor da parcela K relativa ao novo empreendimento, calculada antecipadamente pela EPE a partir dos dados fornecidos pelos empreendedores.

Vale ressaltar que o índice ICB assim calculado possibilita a correta comparação de projetos termelétricos para qualquer valor de fração x, no intervalo $0 \leq x \leq 1$. O edital de licitação poderá no entanto definir um percentual mínimo de GF destinado a comercialização no ACR (valor máximo para x).

3. Metodologia de Cálculo do ICB

CALCULO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (CMO)

Os custos marginais de operação (CMO) são obtidos diretamente a partir dos resultados do modelo NEWAVE, para uma simulação da operação mensal do SIN utilizando-se a mesma configuração definida para o cálculo das Energias Asseguradas dos novos empreendimentos, com 2.000 cenários equiprováveis de energias afluentes mensais em um período de 5 anos. Como resultado desta simulação são obtidos 120.000 valores de CMO, para cada um dos 4 submercados considerados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

PROCEDIMENTO DE CÁLCULO DO ICB

Para efeito do cálculo do ICB, adota-se o mesmo critério de despacho das usinas termelétricas usado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), tendo em vista a otimização da operação energética integrada do SIN, conforme definido nos Procedimentos de Rede, aprovados pela ANEEL.

Cumprir lembrar que uma usina termelétrica pode vir a gerar acima de sua inflexibilidade declarada em duas situações:

- (1) - por **razões energéticas**, quando o CMO for maior que seu custo variável;
- (2) - por **razões elétricas**, devido a alguma necessidade do sistema de transmissão, quando então faz jus a receber *Encargos por Serviços ao Sistema*.

Devido à sua imprevisibilidade, os custos e/ou receitas advindas da geração por razões elétricas (2) não serão considerados no cálculo do ICB.

Assim, a regra de despacho mensal simulada no cálculo do ICB é a regra válida em condições normais, ou seja, na situação (1):

- quando seu Custo Variável (CV) for inferior ao CMO, a usina estará despachada no limite de sua disponibilidade (Disp);
- caso contrário, a usina irá gerar o equivalente à sua inflexibilidade (Inflex).

Em termos matemáticos, pode-se escrever que:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{se } CMO_{s,c,m} \geq CV \Rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m \\ \text{se } CMO_{s,c,m} < CV \Rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m \end{array} \right\} \quad (2)$$

onde,

s corresponde ao índice de cada submercado (1 a 4);

c corresponde ao índice de cada cenário hidrológico (1 a 2000);

m corresponde ao índice de cada mês (1 a 60);

$CMO_{s,c,m}$ é o custo marginal de operação do submercado onde está localizada a usina para cada cenário, para cada mês, em R\$/MWh;

CV é o custo variável unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$Gera_{c,m}$ é a geração da usina termelétrica em cada mês, para cada possível cenário, em MWmédios;

$Inflex_m$ é o nível de inflexibilidade de despacho (ou geração mínima obrigatória) da usina termelétrica, para cada mês, em MWmédios;

$Disp_m$ é a disponibilidade (ou geração máxima mensal) da usina termelétrica, em MWmédios.

O custo variável mensal de operação leva em conta o gasto adicional da usina, considerada como um todo, quando esta tiver que gerar acima de sua inflexibilidade declarada. Este gasto compreende o custo adicional do combustível propriamente dito e os custos incrementais de operação e manutenção.

Para cada cenário, para cada mês, calcula-se o Custo de Operação **COP** como segue:

$$COP_{c,m} = CV \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (3)$$

onde,

CV é o custo variável unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$nhoras$ é o número de horas do mês em questão.

O custo econômico de curto prazo (CEC) reflete os “ganhos” ou “perdas” obtidos no mercado de curto prazo (CCEE) aplicando-se as regras de comercialização de energia de curto prazo em conjunto com a simulação da operação mensal.

De forma similar, o CEC é calculado para a usina como um todo, para cada um dos 60 meses e para cada um dos 2.000 possíveis cenários. Independentemente

do valor do seu CV, a diferença entre a Garantia Física e a Geração despachada da usina (exposição no mês) é valorizada pelo CMO como segue:

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (4)$$

onde,

GF é garantia física da usina termelétrica em MWmédios;

Supondo que toda a Garantia Física (GF) da usina esteja contratada, a fórmula (4) leva a um custo positivo quando a usina tem que “comprar” energia para honrar seu contrato, ou seja, quando sua Geração mensal (Gera) for inferior à sua Garantia Física, e leva a um “custo negativo” (receita), caso contrário.

Para cada cenário e mês considerado, a parte invariante da **Relação Custo Benefício (RCB)** pode então ser calculada do seguinte modo:

$$RCB_{c,m} = \frac{COP_{c,m} + CEC_{c,m}}{GF \times nhoras_m} \quad (5)$$

onde,

COP_{c,m} é o custo de operação da usina termelétrica em cada mês, para cada possível cenário, em R\$;

CEC_{c,m} é o custo econômico de curto prazo relativo à usina em cada mês, para cada possível cenário, em R\$;

GF x nhoras_m é a garantia física média da usina em cada mês, em MWh.

Finalmente, a **parcela K** do Índice de Custo Benefício (ICB) do empreendimento é calculado como a média de todos os valores **RCB_{c,m}** simulados, ou seja,

$$K = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c RCB_{c,m}}{m \times c} \quad (6)$$