



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GCR/14

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - GCR  
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

**TOMADA DE DECISÃO EM ENERGIA EÓLICA ENTRE 2009 E 2013: UM PROCESSO RACIONAL?**

**Antonio Camelo da Costa Perrelli(\*)**  
Eletrobras Chesf  
POLI-UPE

**Eduardo de Aguiar Sodré**  
Eletrobras Chesf  
POLI-UPE

**Paulo Glécio da Rocha**  
Eletrobras Chesf  
UFPE

**RESUMO**

Este trabalho propõe a aplicação de processos de otimização em modelos de análise de viabilidade econômico-financeira para o estudo da tomada de decisão em leilões de energia eólica. O objeto principal<sup>1</sup> para a tomada de decisão é o adequado retorno financeiro dos investimentos a partir da prudente definição das premissas com base em toda informação disponibilizada, porém vieses cognitivos podem impedir que os tomadores de decisão realizem escolhas que possuam aderência com os objetivos da empresa. As decisões tomadas por julgamentos afetados por vieses podem criar inúmeros problemas para a empresa, tais como os atrasos em obras e artificialidade do preço a ser ofertado no leilão.

**PALAVRAS-CHAVE**

Viabilidade, Modelagem Econômico-Financeira, Energia Eólica, Tomada de Decisão

**1. INTRODUÇÃO**

Os leilões de energia têm sido conduzidos no Brasil como um instrumento de competitividade em concessões de energia elétrica a fim de garantir o adequado suprimento em um ambiente onde a demanda é crescente. O preço resultante destes leilões deve suprir os custos eficientes da empresa vencedora, estabelecendo desta forma um mecanismo de alocação ótima de contratos de energia de longo prazo. Os preços eficientes devem ser uma função das regras específicas de cada leilão, objetivos da empresa, condições macroeconômicas, riscos sistemáticos e não sistemáticos, gestão estratégica e poder de mercado.

A racionalidade do processo de tomada de decisão reside na capacidade da empresa definir o problema, identificar os critérios e ponderá-los segundo suas preferências, conhecer alternativas relevantes, avaliar com precisão cada alternativa e calcular as alternativas com precisão a fim de escolher a de maior valor percebido, maximizando desta forma o valor do negócio.<sup>2</sup>

Do ponto de vista puramente econômico-financeiro, a racionalidade no lance de preço de uma empresa X em um leilão de energia eólica deve prover a esta empresa uma rentabilidade de longo prazo acima do seu custo médio ponderado de capital. A definição de racionalidade pode ser expandida em alguns casos, como por exemplo: 1. o lance da empresa não gera rentabilidade positiva de longo prazo em determinado projeto, mas cria condições estratégicas para que outros projetos se beneficiem deste no futuro contribuindo assim para o aumento da

<sup>1</sup> MIAN, 2011

<sup>2</sup> BAZERMAN e MOORE, 2014

rentabilidade conjunta; 2. a empresa define maior peso aos objetivos de caráter social; 3. A empresa admite projetos abaixo de seu custo de capital para se beneficiar na curva de aprendizagem.

Independente do objetivo específico da cada empresa, a racionalidade da tomada de decisão ocorre sempre que a mesma utiliza como insumo informações precisas e preferências de risco a fim de atingir um resultado ideal, ainda que o mesmo não seja atingido. Entender possíveis desvios nos processos de decisão das empresas é de grande valia para o desenvolvimento de melhores estratégias de decisão. O viés da conscientização limitada<sup>3</sup>, por exemplo, impede que os tomadores de decisão observem dados úteis, disponíveis e relevantes. Devido a isto, os tomadores de decisão tendem a ignorar informações acessíveis de análise mais complexa e utilizar informações irrelevantes ou falhas.

O processo de otimização proposto reproduz a tomada de decisão das empresas em leilões de energia eólica selecionados, entre 2009 e 2013, com base em condições específicas à época. O retorno econômico-financeiro esperado é calculado sob a ótica da firma e acionista com a modelagem do risco pré-operacional e pós-operacional percebido pelas empresas. Os resultados obtidos permitirão a comparação entre o preço eficiente calculado pelo algoritmo e o preço vencedor do leilão.

## 2. METODOLOGIA

A metodologia deste estudo consistem em aplicar um processo de otimização em um modelo econômico-financeiro utilizado em um leilão de energia eólica. Desta forma, as variáveis mais importantes para a tomada de decisão de um empresa são recriadas para que o algoritmo decida o preço de lance em diferentes cenários de riscos pré-operacionais e pós-operacionais. Para que o modelo econômico seja considerado válido e capaz de calcular as rentabilidades, faz-se necessário construir a Demonstração do Resultado do Exercício (D.R.E.), ferramenta contábil para apuração do lucro líquido, e o Fluxo de Caixa, que parte da D.R.E. e indica a entrada e saída de recursos financeiros.

A tomada de decisão enfrentada pela empresa deverá remontar as seguintes demonstrações:

### 2.1 Demonstração do Resultado do Exercício – D.R.E.

A modelagem destas variáveis foi realizada da seguinte forma:

#### 2.1.1 RECEITA DO CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE REGULADO - CCEAR

Representa a receita<sup>4</sup> do contrato de comercialização de energia no ambiente regulado.

$$RO - CCEAR_n = h_n \cdot GF \cdot (1 - \alpha) \cdot P_n \quad (I)$$

$$GF = \frac{P90_{ac} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) - \Delta P}{8760}$$

Onde:

$RO - CCEAR_n$ : Receita Operacional de CCEAR no mês n, em R\$

$h_n$ : número de horas no mês n

GF: Garantia Física (MWmed) calculada de acordo com a NOTA TÉCNICA EPE-DEE-NT-072/2013-r0

$P90_{ac}$ : Produção anual de energia certificada com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90%

TEIF: Taxa de indisponibilidade forçada

IP: taxa de indisponibilidade programada

$\Delta P$ : estimativa do montante de consumo interno mais as perdas internas até o ponto de conexão

$\alpha$ : % de desconto utilizado pelo vencedor do leilão para definir Garantia Firme Vendida

$P_n$ : Preço reajustado CCEAR no mês n

A energia gerada utiliza o Fator de Capacidade – P50 ( $FC_{P50}$ ) em sua forma determinística e representa a média da produtividade de energia. Este fator é calculado por empresas certificadoras e utilizados como documento de referência pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética para determinar a relação entre a energia elétrica gerada e sua capacidade de produção através da fórmula abaixo:

$$FC = \frac{EAG}{8760 \cdot POT} \quad (II)$$

Onde:

FC = Fator de capacidade (% se multiplicado por 100)

<sup>3</sup> BAZERMAN E CHUGH, 2005

<sup>4</sup> O modelo de análise econômico-financeira de natureza determinística considera fixa a Receita CCEAR

EAG = Energia Anual Gerada (kWh)  
 POT = Potência nominal (kW)

Este fator é calculado através de distribuições de probabilidade na forma de *Weibull*<sup>5</sup> que representam a variabilidade<sup>6</sup> da velocidade dos ventos. A função de distribuição e densidade de probabilidade são, respectivamente:

$$1 - \exp\left[-\left(\frac{x}{\delta}\right)^\beta\right] \text{ (III)}$$

$$\left(\frac{\beta x^{\beta-1}}{\delta^\beta}\right) \exp\left[-\left(\frac{x}{\delta}\right)^\beta\right] \text{ (IV)}$$

Onde:

Parâmetro de escala é  $\delta > 0$   
 Parâmetro de forma é  $\beta > 0$

### 2.1.2 RECEITA VARIÁVEL

Devido às incertezas na produção de energia, a apuração de entrega da energia contratada possui uma regra específica em cada leilão. Normalmente, a apuração é feita por Ano e Quadriênio. Há uma faixa de tolerância de 90% (limite inferior) e 130% (limite superior) do montante anual contratado. Desta forma, anualmente será calculado o ressarcimento se a geração for inferior e o excedente se for superior. Na apuração quadriênio, o ressarcimento é calculado se o saldo da conta for negativo e o excedente se for positivo. Se o excedente for positivo, o saldo pode ser repassado para o quadriênio seguinte, cedido para outros empreendimentos eólicas ou pode ser recebido via receita variável pro saldo acumulado.

Por hipótese, as empresas certificadoras utilizam o teorema do limite central<sup>7</sup> para transformar a distribuição *Weibull* em uma normal. Desta forma, a função de densidade de probabilidade assumirá a seguinte forma:

$$\frac{\sigma(2\pi)^{1/2}}{\exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)} \text{ (V)}$$

Onde:

O parâmetro  $\mu$  é a média  
 O parâmetro de escala  $\sigma > 0$  é o desvio padrão

A média desta distribuição será igual ao Fator de Capacidade a P50 ( $FC_{P50}$ ). A utilização desta média de forma determinística ignora o parâmetro de escala  $\sigma$  na análise econômico-financeira tradicional e não infere acerca da distribuição de risco que está caracterizada na função de densidade de probabilidade.

Adicionando o parâmetro de escala  $\sigma$  ao modelo econômico-financeiro determinístico através da função de densidade de probabilidade, o mesmo assumirá forma estocástica para simular o risco pós-operacional que será representado pela variabilidade certificada da energia gerada de longo prazo que está diretamente relacionada à velocidade dos ventos. Desta forma, a receita gerada no mês n será:

$$ROG_n = FCL_{50} \cdot POT \cdot P_n \cdot h_n \text{ (VI)}$$

Onde:

$ROG_n$ : Receita Operacional Gerada no mês n  
 $FCL_{50}$ : Fator de Capacidade Líquido a 50%  
 POT: Potência nominal (kW)  
 $P_n$ : Preço reajustado conforme regra da receita variável específica de cada leilão  
 $h_n$ : número de horas no mês n

De face do exposto, podemos concluir através do rearranjo de equações que, em uma análise determinística, devido a hipótese da geração de energia ser calculada a P50 e a contratação de energia a P90, as regras de cálculo da receita variável dos leilões **sempre** gerará um saldo positivo de ressarcimento e indenizações, contribuindo desta forma para possivelmente superavaliar a rentabilidade dos empreendimentos eólicos que são analisados sob esta ótica, pois:

$$ROG_n \geq RO - CCEAR_n | n \in R^+$$

<sup>5</sup> Comumente utilizada em distribuições estatísticas de tempo de vida de componentes eletromecânicos para testar a confiabilidade de sistemas.

<sup>6</sup> MORGAN, 1992

<sup>7</sup> Em resumo, o teorema afirma que quando variáveis aleatórias independentes são adicionadas, a soma destas tenderá a uma distribuição normal.

### 2.1.3 PIS/COFINS

PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social). Representam os impostos que incidem sobre as receitas. Está diretamente ligado ao regime de tributação do empreendimento, se real ou presumido. O critério que diferencia a aplicação do regime tributário está baseado no limite de faturamento da empresa. O lucro presumido englobam empresas que faturam até R\$ 78 milhões/ano e o real as que faturam acima disto. Enquanto a base de cálculo para o regime tributário de lucro presumido é um percentual da receita, no lucro real a base de cálculo é o lucro das operações.

No regime de lucro presumido, as alíquotas do PIS e COFINS são, respectivamente, 0,65% e 3,00%. Já no real, são 1,65% e 7,60%. Em todas as simulações efetuadas, o regime de lucro utilizado foi o presumido através da equação abaixo:

$$PIS/COFINS_n = RO - CCEAR_n \cdot (\rho + \tau) + ROG_n \cdot (\rho + \tau) \cdot (1 - \varphi)$$

Onde:

$\rho$ : Alíquota PIS, 0,65%

$\tau$ : Alíquota COFINS, 3,00%

$\varphi$ : Desconto do PIS e COFINS aplicado sobre a Receita Variável

### 2.1.4 ENCARGOS

Os encargos considerados são:

2.1.4.1 TFSEE: Taxa de Fiscalização ANEEL. Calculada da seguinte forma:

$$TFSEE_n = 0,40\% \cdot POT \cdot \frac{BE}{12}$$

Onde:

BE: O valor a ser pago por cada usina é baseado no Benefício Econômico Típico Unitário Anual reajustado. A data-base utilizada foi 2011 e o valor R\$ 385,72 por kW instalado.

2.1.4.2 Contribuição Operador Nacional do Sistema - O.N.S.

Percentual de 0,07% sobre a Receita Operacional Bruta.

2.1.4.3 Taxa Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - C.C.E.E.

Percentual de 0,03% sobre a Receita Operacional Bruta.

2.1.4.4 Arrendamento

Percentual de aproximadamente 0,60%<sup>8</sup> sobre a Receita Operacional Bruta.

2.1.4.5 TUST

O pagamento do uso da Transmissão é feito através da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST. O cálculo é realizado a partir de simulação do Programa Nodal que utiliza inúmeras variáveis. Cada empreendimento simulado utilizou TUST diferente, entre R\$ 1,90/kW.mês e R\$ 2,50/kW.mês. Foi considerado a redução de 50% na TUST, de acordo com a Lei 9427/96, para os empreendimentos simulados.

A equação de cálculo da TUST será:

$$TUST_n = POT \cdot \omega_n$$

Onde:

$\omega_n$ : TUST de referência reajustada no mês n.

---

<sup>8</sup> Alíquota aproximada

### 2.1.5 SEGUROS

Valor do seguro a ser pago em relação ao maquinário será um percentual de aproximadamente 0,12%<sup>9</sup> do valor total do CAPEX (*Capital Expenditures*).

### 2.1.6 DESPESAS OPERACIONAIS

Considera-se neste item as Despesas Gerais e Administrativas (salários, escritório, etc) e contratos de operação e manutenção (O&M).

As Despesas Gerais e Administrativas foram calculadas da seguinte forma:

$$n_n = \frac{DGAa_n}{12}$$

Onde:

$n_n$ : Despesas Gerais e Administrativas reajustadas no mês n

DGAa: Despesas Gerais e Administrativas no ano, a determinada data-base

O contrato de Operação e Manutenção normalmente é determinado por uma curva customizada de valores<sup>10</sup>. Estes tendem a seguir uma carência pós-operacional e a serem crescentes ao longo do tempo até determinado nível. A partir deste nível, pode-se usar como premissa a manutenção do valor até o fim da concessão ou a sua redução caso a empresa entenda que o custo de Operação e Manutenção diminuirá consideravelmente no longo prazo devido à entrada de novas empresas. Para este estudo foi considerado que o preço de Operação e Manutenção se mantém a determinado nível após atingir o pico. Desta forma, o cálculo foi efetuado da seguinte forma:

$$o_n = C_n \cdot \frac{O\&M \text{ Curva Anual } n}{12}$$

Onde:

$o_n$ : O&M mensal reajustado no mês n

$C_n$ : Variável *dummy*. Assume 0 (zero) se houver carência de pagamento e 1 (um) caso contrário.

O&M Curva Anual: Curva do valor anual de O&M.

## 2.2 FLUXO DE CAIXA

Para fins de tomada de decisão, o Fluxo de Caixa partirá do EBITDA calculado na D.R.E.

A modelagem destas variáveis foi realizada da seguinte forma:

### 2.2.1 CAPEX – *Capital Expenditures*

Representa a curva de investimentos em bens de capital do empreendimento eólico (aerogeradores, maquinário, engenharia do proprietário, entre outros). A equação de cálculo é dada a seguir:

$$w_T = \%wt_n \cdot w_T \pm \sum_{i=1}^K \beta_i F_i(x)$$

Onde:

$w_T$ : CAPEX total

$\%wt_n$ : Percentual no mês n

$\sum_{i=1}^K \beta_i F_i(x)$ : Combinação finita de 3 funções gaussianas com a utilização de pesos.

$\beta_i$ : Maturidade da empresa i

$F_i(x)$ : Função de distribuição de probabilidade da empresa i

K: Nível de maturidade da empresa i

A combinação finita de distribuições foi utilizada para simular 3 níveis de maturidade de gestão (imatura, madura e líder) sob a hipótese de risco sistemático<sup>11</sup> nulo. Para cada nível de maturidade espera-se que a curva de CAPEX seja impactada consideravelmente. Empresas imaturas possuem uma tendência de atrasar a obra continuamente, captar recursos financeiros de curto prazo (mais caro), onerar consideravelmente o CAPEX inicial, sofrer penalidades na receita variável e vencer empreendimentos a preços que não descontam a própria maturidade de gestão da

<sup>9</sup> Alíquota aproximada

<sup>10</sup> Elaboração própria

<sup>11</sup> Risco que não é inerente a própria empresa. Não gerenciável.

empresa e nem o risco pós-operacional. Existe neste caso alto viés na tomada de decisão, processo extremamente burocráticos e imaturidade no processo de gestão de risco e mitigação do mesmo. A rentabilidade esperada destas empresas é muito baixa.

Empresas maduras são aquelas que já possuem um determinado *know how* no setor eólico, boa qualidade de gestão, mantém o cronograma no prazo com pequenos desvios, cumprem cronogramas e exigências em relação à legislação. Embora alguns empreendimentos tenham rentabilidade abaixo do custo de capital do projeto, na média tendem a superar o custo de capital próprio da empresa.

As empresas líderes são aquelas em que o projeto admite risco zero. Não há atraso no cronograma, desvios no CAPEX e nenhuma das premissas sofre alteração. Possui poder de mercado suficiente para otimizar gastos com operação, manutenção e administrativo. O desvio padrão de sua rentabilidade é mínimo e sempre está acima do seu custo de capital.

## 2.2.2 FINANCIAMENTO

É comum no setor elétrico determinados empreendimentos captarem mais de uma tranche de financiamento de longo prazo. As variáveis de financiamento em relação ao “Financiamento 1” seguem amortização no sistema SAC (Serviço de Amortização Constante) e possuem Índice de Cobertura sobre o Serviço da Dívida (ICSD) de 1,3. Este índice é calculado de forma simplificada pela razão entre a geração de caixa líquido do empreendimento e o serviço da dívida. Este modelo segue a premissa de que com financiamento único a empresa deverá gerar um caixa 30% acima do serviço da dívida.

Caso haja disponibilidade no mercado e as condições sejam favoráveis para emissão de Debêntures como “Financiamento 2”, a exigência do ICSD cai para 1,2 e a amortização será de acordo com o sistema PRICE. As Debêntures são títulos de dívida que determinadas empresas podem lançar para se financiarem. Possuem pagamento customizado, mas podem alavancar a rentabilidade de determinados investimentos.

O financiamento de Curto Prazo é representado pela figura do Empréstimo Ponte. É considerado um financiamento temporário para estruturação do empreendimento até a captação do financiamento de longo prazo. Possui custo da dívida elevado e comumente é quitado no momento do recebimento do financiamento de longo prazo. Pode ser entendido como uma antecipação do financiamento de longo prazo para suprir necessidades financeiras do empreendimento.

## 2.2.3 APORTE DE CAPITAL

Representa o capital a ser desembolsado pelos acionistas do empreendimento (capital próprio). Empresas imaturas tendem a desembolsar um montante considerável de capital próprio devido aos atrasos de obra e financiamento, minando desta forma a rentabilidade dos empreendimentos. O modelo calcula o aporte de capital necessário para que a geração de caixa líquida seja sempre positiva. Caso a geração de caixa líquida não necessite do aporte de capital para ser positiva, o mesmo será 0 (zero).

## 2.2.4 DIVIDENDOS

Os dividendos são a parcela do lucro a ser distribuída aos acionistas com base no acordo geral dos acionistas e na legislação em vigor. Ocorre no caso de mais de uma empresa vencer um leilão através da formação de Sociedade para Propósito Específicos – SPE. Os dividendos serão distribuídos para as empresas sócias no limite de sua participação no capital social. Para fins deste trabalho, a hipótese é que os dividendos são distribuídos na porcentagem de 100% do lucro sempre que cumprir os seguintes pré-requisitos: 1. ICSD acima do mínimo permitido 2. Lucro Líquido Acumulado em base anual positivo 3. Saldo de caixa suficiente para pagamento.

## 3. A TOMADA DE DECISÃO

O tomador de decisão, em um ambiente competitivo de leilão, deverá tomar a decisão em determinado nível de preço e efetuar o lance. Racionalmente, como já explicado, o nível de preço deve ser suficiente para descontar os riscos pré e pós-operacionais relacionados principalmente à maturidade de gestão e incerteza na geração de energia. Considera-se neste trabalho que a decisão poderá ser tomada em duas vertentes, a seguir.

### 3.1 FLUXO DE CAIXA LIVRE DOS ACIONISTAS

O Fluxo de Caixa Livre para o Acionista<sup>12</sup> é definido como a capacidade de pagamento aos acionistas após serem pagos todos os dispêndios com investimentos, reinvestimentos, financiamentos, despesas operacionais e impostos. Para cálculo do *FCFE*, não é considerada a receita financeira em termos de *Project Finance*<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> ANDRADE, 2012

<sup>13</sup> Na posição de *Project Finance*, modalidade de estruturação financeira onde as receitas de operação do próprio

A forma de cálculo adotada será:

$$-FCFE_0 + \sum_{t=0}^N \frac{FCFE_t}{(1 + TIR_{FCFE})^t} = 0$$

O *Dividends Discount Model* é uma variante do *FCFE*. Enquanto o *FCFE* infere acerca de **quanto o empreendimento pode pagar, o DDM infere acerca do quanto de fato a o empreendimento gerará de dividendos aos seus acionistas**. Esta aproximação é largamente utilizada em análise de SPEs pois contrapõe apenas o aporte dos acionistas (quanto capital foi injetado pelos acionistas) e o recebimento de dividendos (quanto deste capital retornou em forma de dividendos). Neste caso, a geração de receita financeira é utilizada no cálculo pois caso o empreendimento possua saldo de caixa, o mesmo pode ser utilizado para suprir obrigações e evitar o dispêndio de capital próprio. Além disto, ao fim da concessão, caso haja saldo de caixa (*SALDO DE CAIXA<sub>N</sub>*), o mesmo deverá ser distribuído aos acionistas (sendo “N” o período de concessão). Isto não ocorre no *FCFE* pois todo o saldo de caixa é distribuído ao decorrer da concessão. A forma de cálculo adotada será:

$$-DDM_0 + \sum_{t=0}^N \frac{APORTE_t + DIVIDENDOS_t + SALDO DE CAIXA_N}{(1 + TIR_{DDM})^t} = 0$$

A TIR (Taxa Interna de Retorno) é a taxa de desconto que torna nulo o VPL (Valor Presente Líquido). Isto significa que se o tomador de decisão almejar um ganho de 10%, por exemplo, a TIR de 10% tornará nulo o VPL deste tomador de decisão, pois não haverá geração de valor para o empreendimento. Caso a TIR, neste caso, seja maior do que 10%, o VPL será positivo. Caso contrário, o VPL será negativo.

Cada tomador de decisão terá um custo de capital próprio representado por “Ke”. Foi utilizado neste trabalho o cálculo do custo de capital próprio através do modelo de precificação de ativos financeiros do inglês *Capital Asset Pricing Model*) da seguinte forma:

$$K_e = K_f + \beta(R_m - R_f)$$

Onde:

$K_e$ : custo de capital próprio

$K_f$ : taxa livre<sup>14</sup> de risco (SELIC)

$\beta$ : parâmetro de risco entre o retorno no mercado e o ativo livre de risco

$R_m - R_f$ : considerado prêmio ao risco

## 3.2 O PROCESSO DECISÓRIO

### 3.2.1 A VARIÁVEL DE DECISÃO

Este tipo de variável é a que pode ser controlada pelo tomador de decisão. O algoritmo do modelo manipula a variável de decisão em determinado intervalo para calcular se determinado valor é suficiente para descontar adequadamente os riscos inerentes ao empreendimento e à maturidade da empresa. Partindo da hipótese que o preço é a variável de decisão e o preço teto de determinado leilão de energia eólica é “Pmáximo”, o tomador de decisão deverá escolher um nível de preço (P) tal que:

$$P_i = \{P_i \in R^+ | P_{\text{mínimo}_i} \leq P_i \leq P_{\text{máximo}}\}$$

O preço mínimo a ser ofertado por uma empresa de maturidade  $i$  deverá pertencer aos reais positivos e ser menor ou igual ao preço efetivamente ofertado,  $P_i$ , que deverá ser igual o menor ao preço teto do leilão. Desta forma, o modelo simulará qualquer  $P_i$  neste intervalo como igualmente provável de ocorrer. O preço assumirá a função de distribuição e densidade de probabilidade discreta de, respectivamente:

$$\frac{x - P_{\text{mínimo}_i}}{100 - P_{\text{mínimo}_i}}$$

$$\frac{1}{100 - P_{\text{mínimo}_i}}$$

empreendimento são suficientes para o pagamento do financiamento de longo prazo, não há consideração do uso da receita financeira, de caráter excepcional e incidente sobre o saldo de caixa, na rentabilidade *FCFE*.

<sup>14</sup> Na prática, não existe ativo livre de risco. O modelo de precificação convencionada utiliza as taxas pagas pelos *T-Bonds* de 10 anos, os títulos de longo prazo da dívida pública norte americana. Decidiu-se neste trabalho a utilizar a SELIC, taxa básica de juros da economia brasileira.

### 3.2.2 A OTIMIZAÇÃO

O problema de otimização<sup>15</sup> será dado por:

$$P_i = \{P_i \in R^+ | P_{\text{mínimo}_i} \leq P_i \leq P_{\text{máximo}_i}\}$$

$$RO - CCEAR_n = h_n \cdot POT \cdot \frac{P90_{ac} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) - \Delta P}{8760} \cdot (1 - \alpha) \cdot P_{in}$$

$$ROG_n = \frac{\sigma(2\pi)^{1/2}}{\exp(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2})} \cdot POT \cdot P_i \cdot h_n$$

$$w_T = \%wt_n \cdot w_T \pm \sum_{i=1}^K \beta_i F_i(x)$$

$$-FCFE_0 + \sum_{t=0}^N \frac{FCFE_t}{(1 + TIR_{FCFE})^t} = 0$$

$$-DDM_0 + \sum_{t=0}^N \frac{APORTE_t + DIVIDENDOS_t + SALDO DE CAIXA_N}{(1 + TIR_{DDM})^t} = 0$$

## 4. RESULTADOS

Os resultados apresentados mostram vários níveis de preços, onde P-0 é o preço ofertado pelo vencedor do certame nos leilões de energia eólica e os outros preços representam um determinado ágio em relação à P-0 de acordo com “Ágio Preço”. Os itens “CV Imatura” e “CV Madura” representam o Coeficiente de Variação, desvio-padrão expresso como porcentagem da média. Quanto maior for este coeficiente, maior será a variabilidade dos retornos calculados.

TABELA 1 – RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Nível Preço	P-0	P-1	P-2	P-3	P-4	P-5	P-6	P-7	P-8	P-9
CV Imatura	0,91	0,82	0,81	0,81	0,79	0,88	0,73	0,75	0,70	0,66
CV Madura	0,09	0,08	0,08	0,08	0,09	0,07	0,07	0,07	0,06	0,07
P(VPL < 0) Imatura	76,40%	76,80%	76,20%	68,60%	69,00%	69,00%	68,80%	69,00%	69,20%	68,40%
P(VPL < 0) Madura	35,80%	35,80%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Ágio Preço	0,00%	0,95%	1,90%	2,86%	3,81%	4,76%	5,71%	6,67%	7,62%	8,57%

Fontes: Cálculo realizado pelos autores

CV: Coeficiente de Variação

P(VPL<0): Probabilidade do VPL ser negativo, isto é, da rentabilidade do empreendimento ser menor do que a exigida pelo acionista.

Ágio preço: representa a decisão de  $P_i$  simulada em relação ao Preço 0 (lance vencedor).

O item “P(VPL<0)” representa a probabilidade do Valor Presente Líquido (VPL) ser negativo descontado à taxa de 7,50% em termos reais. Já ao nível de P-0, a empresa imatura possui 76,40% de P(VPL<0) contra 35,80% da empresa madura. Grande parte deste resultado se deve principalmente aos riscos pré-operacionais. Ao nível de preço P-2, a empresa madura anula teoricamente a probabilidade de VPL negativo. No caso da empresa imatura, ao nível de preço P-9, que representa ágio de 8,57% sobre o P-0, a probabilidade de VPL negativo continua acima de 65%. Este fato pode ocorrer em empresas com extremo grau de imaturidade que gera por consequência uma relação inelástica entre o Preço Ofertado no Leilão e o P(VPL<0).

O VPL negativo de um empreendimento eólico significa destruição de valor a dada taxa de desconto. No caso de uma empresa que busque primordialmente o lucro e a rentabilidade do empreendimento, o VPL negativo ensejará na perda de um percentual do investimento nos primeiros leilões. No caso de uma empresa que busque primordialmente objetivos sociais, o VPL negativo pode se tornar uma regra caso esta empresa utilize a taxa de desconto de uma empresa madura. Neste caso, a taxa de desconto não estará refletindo a busca por objetivos sociais, mas sim por lucro e rentabilidade.

Desta forma, empresas com diferentes níveis de maturidade operando **na mesma taxa de desconto** em um leilão de energia eólica podem levar a inúmeros vieses no preço ofertado pois o mesmo não estará descontado apropriadamente. Embora o menor preço ofertado possa ser visto a priori como “benéfico” à sociedade, este fato pode levar a sérios problemas futuros como incapacidade da oferta de energia suprir a demanda, artificialidade do

<sup>15</sup> CHARNES, 2012; JAECKEL, 2002; NERSESIAN, 2013



preço e diminuição da competição. As regras constantes nos editais dos leilões devem ser suficientemente rígidas para afastar empresas imaturas, obrigando-as a adquirirem aprendizagem em determinado nível até que seja possível descontar seu fluxo à taxa de mercado.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANDRADE, Eduardo. A decisão de investir – métodos e modelos para avaliação econômica. 1ª edição, 2012.
- (2) BAZERMAN, Max H. Processo Decisório. 8ª edição, 2014.
- (3) CHARNES, J. Financial Modeling with Crystal Ball and Excel; 2<sup>nd</sup> ed. Wiley, 2012.
- (4) JAECKEL, P. Monte Carlo Methods in Finance; 1st ed. Wiley, 2002.
- (5) MIAN, M. Project Economics and Decision Analysis, Volume 1: Deterministic Models; 2nd ed. PennWell Corp, 2011
- (6) MIAN, M. Project Economics and Decision Analysis, Volume 2: Probabilistic Models; 2nd ed. PennWell Corp, 2011
- (7) MORGAN, M. Uncertainty: A guide to Dealing with Uncertainty in Quantitative Risk and Policy Analysis; 2nd ed. Cambridge University Pressa, 1992
- (8) NERSESIAN, Roy. Energy Risk Modeling; 1st ed. Palisade Corporation, 2013

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Antonio Camelo da Costa Perrelli(\*), nascido em Recife, Pernambuco, em 1982. Economista da Chesf desde 2009. Formado em Ciências Econômicas pela UFPE, em 2005, com MBA em Finanças Corporativas pelo IBMEC, em 2013. Profissional Certificado em Gestão de Riscos Corporativos pela Global Institute for Risk Management Standards, em 2015. Possui extensão em Análise Probabilística de Risco pela Palisade, em 2015. Atualmente cursa o Programa de Mestrado em Tecnologia da Energia na Universidade de Pernambuco (POLI-UPE)

Eduardo de Aguiar Sodré, nascido em São José dos Campos, São Paulo, em 1970. possui Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande em 2006 (Conceito CAPES 6) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 1996 (Conceito CAPES 6). Tem experiência na área de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Trabalhou na Distribuidora de Energia Elétrica do Estado de Pernambuco (CELPE), nas áreas de meio-ambiente, Gestão de P&D e Planejamento da Expansão. Trabalha atualmente na CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) na área de energias renováveis, tendo também realizado vários trabalhos nas áreas de planejamento da expansão da transmissão e expansão da geração. Atualmente leciona no Curso de Graduação de Eng. Elétrica e no Mestrado de Tecnologia da Energia da POLI-UPE.



Paulo Glécio da Rocha, nascido em Santana do Acaraú, Ceará, em 1961. possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (1983), graduação em Economia pela Universidade Federal de Pernambuco (1992), mestrado em Economia pela Universidade Federal de Pernambuco (1995) e doutorado em Economia pela Universidade Federal de Pernambuco (2001). Atualmente é professor - Faculdade Estácio do Recife e da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE no Departamento de Economia, e Superintendente de Planejamento Econômico e Financeiro da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf. Tem experiência na área de Economia, com ênfase em Métodos e Modelos Matemáticos, Econômicos e Estatísticos, atuando principalmente nos seguintes temas: preços, economia da energia, setor elétrico, avaliação econômica e modelo econômico-financeiro. Participação nas modelagens econômico e financeiro dos leilões de transmissão de energia e leilões de usinas hidroelétricas como Santo Antonio, Jirau e Belo Monte bem como fontes renováveis: Energia Eólica.