

ESTRATÉGIA DE OFERTA ÓTIMA SOB INCERTEZA EM LEILÕES DE FONTES GERADORAS DE ENERGIA EÓLICA

Aluna: Karine Louzada
Orientador: Alexandre Street

1. INTRODUÇÃO

A inserção de fontes limpas e renováveis na matriz energética brasileira é uma necessidade decorrente de questões ambientais e também da expansão da oferta de energia no país de forma sustentável. Hoje muito se discute sobre o aquecimento global e medidas para redução da emissão de gases que contribuem para o efeito estufa. Junto a isso muitas são as críticas as termelétricas que se utilizam de combustíveis fósseis, recurso não renovável.

O mundo passou a se preocupar mais em um progresso sustentável, e novas condutas são observadas no cenário mundial, como a preocupação na redução dos níveis de emissão de gás carbônico e a promoção de um perfil renovável da matriz energética dos países. A urgência na redução dos níveis de emissões incentiva a utilização de fontes limpas de geração para se promover a redução à níveis aceitáveis, mas a crescente demanda de energia combinada com a dependência de combustíveis fósseis dos países em forte desenvolvimento como China e Índia, se torna responsável por uma parcela significativa do aumento das projeções de emissões de dióxido de carbono na atmosfera. Devido à dificuldade de se chegar a um acordo internacional que satisfaça todos os países, é importante que aqueles mais preocupados com o aquecimento global busquem promover independentemente um perfil de geração limpa.

O desenvolvimento de novas tecnologias que possibilitam a exploração de outras fontes de energia tais como eólica, solar e biomassa ganha força, proporcionando a diversificação da matriz energética com fontes limpas e renováveis, além de gerar muitos empregos ao redor do mundo. A indústria eólica tem hoje mais de 400.000 pessoas empregadas e espera-se que esse número cresça ainda mais [1].

No Mundo inteiro observa-se um aumento gradativo da potência instalada advinda de fontes eólicas. De acordo com estudos da Global Wind Energy Council (GWEC) no final de 2008 estavam instalados mais de 120 GW (Ver Fig.1).

Os mais de 120 GW de capacidade de geração instalados no mundo, produz cerca de 260 TWh de eletricidade e a cada ano deixa de emitir 158 milhões de toneladas de gás carbônico[1].

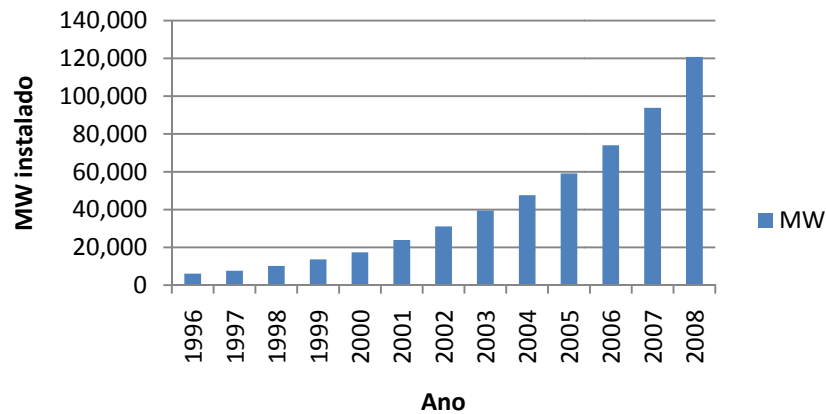


Figura 1 – Potência instalada em MW acumulada no mundo. (Fonte: CWEC [1])

Desde o final de 2008, os Estados Unidos se tornaram o país líder na produção mundial de energia eólica, posição esta que por muito tempo foi ocupada pela Alemanha (Ver Fig.2). Seguindo o mesmo ritmo dos Estados Unidos, que têm investido cada vez mais no aumento de capacidade instalada, China e Índia ocupam segunda e terceira posições respectivamente no ranking de capacidade nova instalada. Alemanha fica em quarta posição (Ver Fig.3). Só em 2008 foram instalados mais de 27 GW de capacidade de geração em todo o mundo [1].

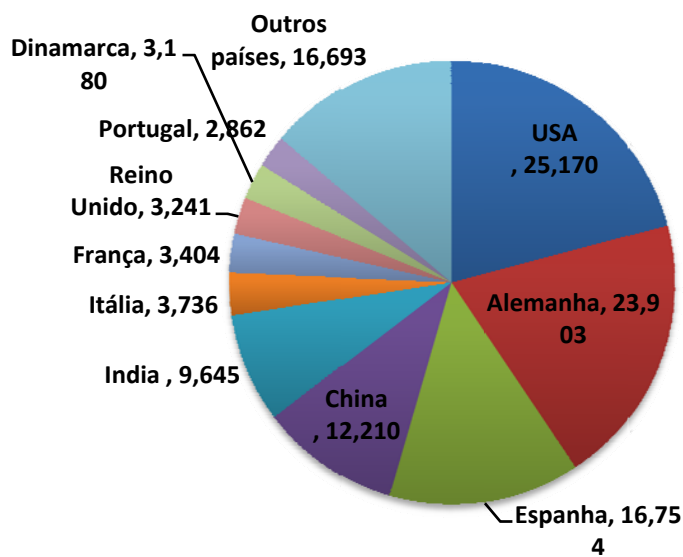


Figura 2 – Capacidade Instalada em MW no Mundo em 2008. (Fonte: GWEC[1])

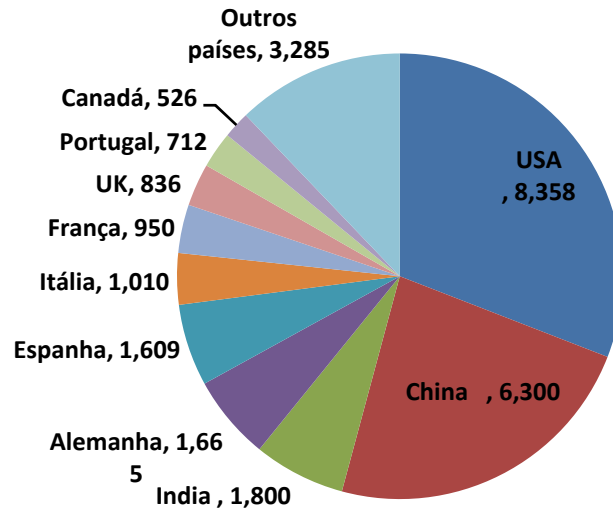


Figura 3 – Capacidade Nova Instalada em GW no Mundo em 2008. (Fonte: GWEC[1])

O Brasil tem um grande potencial eólico estimado em um pouco mais de 143.000 MW. No nordeste brasileiro se encontra mais da metade do potencial de geração eólica. As regiões Sudeste e Sul também apresentam significativos potenciais eólicos (Ver Fig.4) [2].



Figura 4 – Fonte Aneel 2008.

Timidamente esse potencial está sendo explorado e vem recebendo incentivos do governo para o seu aumento gradativo. Por exemplo, o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) instituído pela Lei nº 10.438/2002 e regulamentado

pelo Decreto nº 5025, de 30 de março de 2004, que tem o objetivo de aumentar a participação de empreendimentos concebidos com base em fonte Eólica, Biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no Sistema Interligado Nacional. O PROINFA prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano - quantidade capaz de abastecer cerca de 6,9 milhões de residências e equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobrás, que coube o papel de agente executora, com a celebração de contratos de compra e venda de energia. Já o Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável por definir as diretrizes, elaborar o planejamento do programa e definir o valor econômico de cada fonte.

O valor pago pela energia elétrica assim como os custos administrativos, financeiros e encargos tributários devido à contratação desses empreendimentos pela Eletrobrás, são divididos entre todas as classes de consumidores atendidos pelo SIN, com exceção dos consumidores classificados como de baixa renda quando o consumo é inferior ou igual a 80 kWh/mês.

O índice de 60% de nacionalização dos projetos apresentou principalmente para os investimentos em geração eólica um empecilho, uma vez que existia grande dependência de equipamentos importados. No Brasil somente a indústria Wobben estava apta a produzir os equipamentos, o que implicou em uma natural dificuldade de redução de preços.

O índice de nacionalização objetivou principalmente desenvolver a indústria de base dessas fontes. Atualmente existe pelo PROINFA um potencial de 414 MW instalados, estima-se que até o final de 2010, 68 empreendimentos entrarão em operação, o que representa a inserção de mais 1.591,77 MW no Sistema. Serão mais 23 PCHs (414,30MW), 2 usinas de biomassa (66,50MW) e 43 usinas eólicas (1.110,97MW) [3]. Atualmente existem no Brasil 36 parques de geração eólica, com capacidade total instalada de 602,3 MW, o que representa 0,52% do total de capacidade instalada no Brasil [2].

A complementaridade sazonal entre os regimes naturais eólico e hidrológico, especialmente no nordeste e sudeste, respectivamente, impulsiona a exploração do potencial eólico como uma alternativa viável para a estabilidade sazonal no aproveitamento energético. Estudos mostram que no período de estiagem entre julho e dezembro, quando os níveis dos reservatórios das hidrelétricas são menores tem-se um maior potencial de geração eólica, que é quando se observa maiores velocidades de vento. Isso pode ser observado na figura 5, que mostra a complementaridade de geração da Central Geradora Eólica (CGE) Rio do Fogo com a Usina de Sobradinho cujo reservatório depende do regime de chuvas no Nordeste [4].

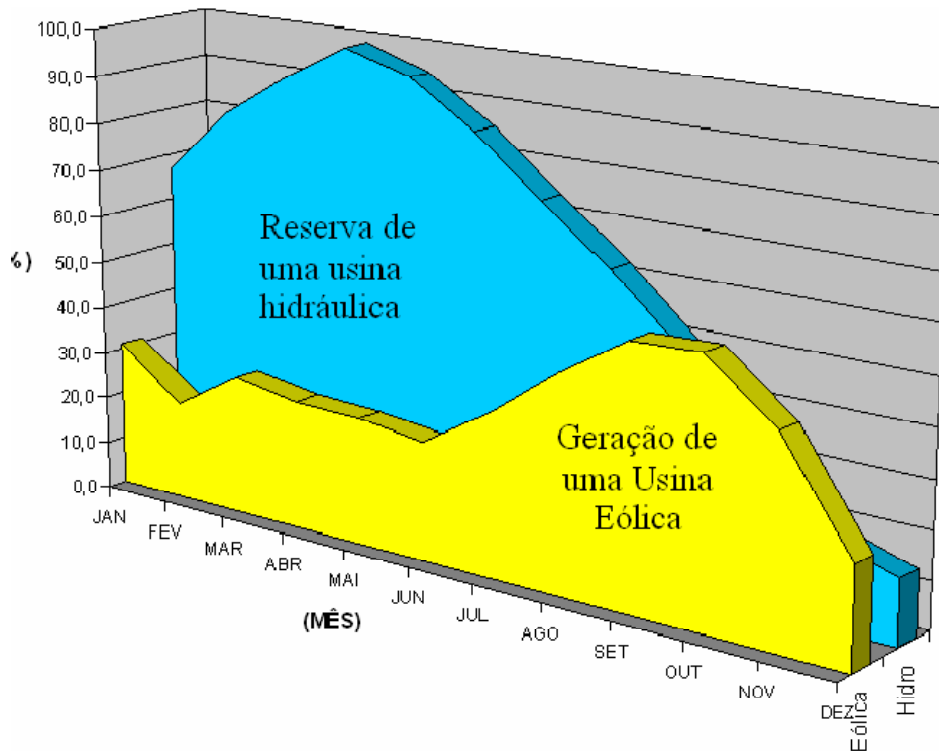


Figura 5 – Geração de uma usina eólica instalada no Nordeste e o volume hidráulico armazenado da usina de Sobradinho, ao longo de um ano [4].

Portanto a operação integrada dessas duas fontes pode aumentar a oferta de energia e assim aumentar a segurança do SIN (Sistema Interligado Nacional) reduzindo os riscos de falta de energia. Mas o alto custo dessa tecnologia é ainda um empecilho para o seu desenvolvimento uma vez que este vai de encontro com a necessidade da modicidade tarifária.

Como o mercado de energia eólica é incipiente, é necessário que este tenha regras específicas para produção e comercialização, e seja beneficiado por políticas públicas que incentive o seu crescimento. Para tal houve um leilão no dia 14 de dezembro de 2009, na modalidade energia de reserva com uma metodologia de contabilização própria para a produção eólica. Para esse leilão foram habilitados tecnicamente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 339 projetos, totalizando uma capacidade igual a 10.005 MW. Para se ter uma ideia desse montante de energia, as usinas de Jirau e Santo Antônio do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira somam 6.450 MW instalados [5].

Muitos dos projetos destinaram-se aos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, assim como para o Rio Grande do Sul. Na tabela abaixo, são listados todos os empreendimentos que foram habilitados.

ESTADO	NÚMERO DE PROJETOS	POTÊNCIA(MW)
Bahia	36	1.004
Ceará	108	2.515
Espírito Santo	6	153
Piauí	13	336
Rio Grande do Norte	105	3.629
Rio Grande do Sul	67	2.238
Santa Catarina	2	75

Sergipe	2	54
TOTAL	339	

Tabela 1 – Fonte EPE [5].

Devido a competitividade do leilão, favorecida pelo grande número de empreendimentos, o preço teto de R\$189/MWh sofreu deságio de 21,49%. O preço final de R\$148,39/MWh mostrou como a fonte eólica pode ser viável, uma vez que a diferença de preço entre as térmicas e eólicas já é pequena, mas isso se deve às condições diferenciadas de financiamento e a diversos incentivos fiscais que o governo brasileiro vem dando para que a fonte eólica possa ter condições de se desenvolver. Outro aspecto positivo é que a fonte eólica é uma fonte limpa e inesgotável, além de apresentar complementaridade sazonal com a fonte hídrica.

Do total de empreendimentos inscritos, foi viabilizada a construção de 71 empreendimentos, totalizando 1.805,7 MW. Todos eles assinaram contratos de compra e venda de energia com duração de 20 anos, válidos a partir de 1º de julho de 2012. Abaixo, a tabela mostra a relação desses projetos [4].

ESTADO	NÚMERO DE PROJETOS	POTÊNCIA(MW)
Bahia	18	390
Ceará	21	542,7
Rio Grande do Norte	23	657
Rio Grande do Sul	8	186
Sergipe	1	30
TOTAL	71	1.805,7

Tabela 2 – Fonte EPE [6].

Entre 2003 e 2004, o Governo Federal propôs a base de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro através das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Foram criadas três instituições, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A EPE tem por finalidade o planejamento do setor elétrico, a CMSE responsável pela avaliação e monitoramento da segurança de suprimento de energia elétrica, e por fim, a CCEE criada para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) relativas à comercialização de energia elétrica do SIN. No ambiente de comercialização de energia foi estabelecido dois ambientes de contratação, Contratação Regulada (ACR) e Contratação Livre (ACL).

Muitas mudanças foram instituídas no Setor Elétrico Brasileiro, abaixo as mais importantes são pontuadas:

- Empresas divididas por atividades; geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
- Convivência entre empresas estatais e privadas.
- No ACL os preços são livremente negociados na geração e comercialização. No ACR a negociação é feita através de leilões (leilões com 5 ou 3 anos de antecedência).
- Convivência entre mercados livre e regulado.
- Planejamento pela EPE.

- Demanda de energia 100% contratada e contratação de energia de reserva, respaldados por lastro físico, o que impulsiona a expansão do sistema.
- Sobras e déficits do balanço energético liquidados na CCEE.

A realização do leilão cabe à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) seja diretamente ou por seu intermédio. As licitações para contratação regulada de energia elétrica cabem à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme determinado no parágrafo 11 do artigo 2º da Lei nº 10.848/2004.

O critério de menor tarifa (inciso VII, do art. 20, do Decreto nº 5.163/2004) é utilizado para definir os vencedores de um leilão, estes que ofertam energia elétrica pelo menor preço/Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras [7].

Os leilões de novos empreendimentos são realizados com previsão de operação cinco anos ou três anos à frente da data de realização do mesmo. Abaixo o cronograma da sua realização:

- No quinto ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” – 5), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de geração;
- No terceiro ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” – 3), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de geração;
- No ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” – 1), é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de geração existentes.

Os leilões de energia praticados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, são leilões de contratos em que toda a demanda das distribuidoras é agrupada em um único montante de energia, que por sua vez é leiloada aos geradores em um esquema de preço único (uniforme) decrescente. Geralmente esse tipo de leilão possui duas etapas. Na primeira etapa, o leiloeiro, que representa uma demanda (compradores), define um preço de abertura e a medida que exista sobre oferta de energia, decrementa-se o preço ao longo de sucessivas rodadas (nas quais os geradores realizam suas ofertas). As ofertas dos geradores devem revelar as suas disposições a contratar (curvas de oferta). A segunda etapa, de preço discriminatório, ocorre ao passo que no final da primeira etapa, o total de energia ofertada tenha ultrapassado o total requerido pela demanda. Então o leiloeiro recebe as ofertas dos geradores, preço e quantidade que estão dispostos a vender. Quem ofertar o menor valor pelo MWh permanece no leilão, e a soma das quantidades de energia deve ser igual ao total da demanda, quando não for possível sempre se opta por contratar mais e nunca menos que o total requerido.

A figura abaixo ilustra o fluxo de informações de uma dada rodada do leilão.

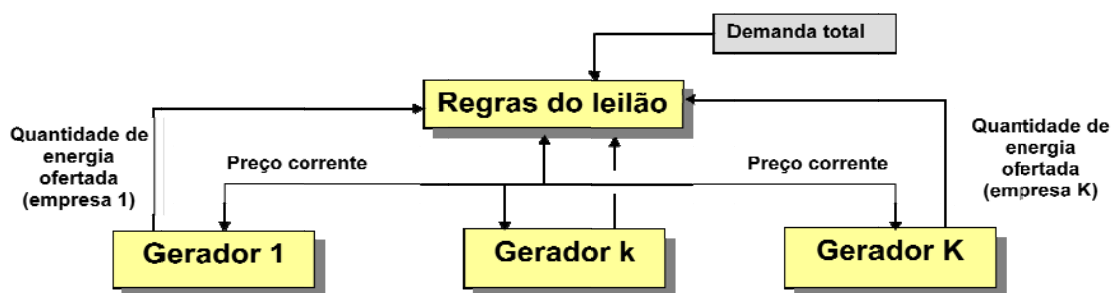


Figura 6 - Fluxo de informações de uma dada rodada do leilão.

Os contratos por quantidade são contratos bilaterais, assinado por cada um dos geradores com todas as distribuidoras de energia envolvidas, onde os geradores têm a obrigação de entregar um dado montante de energia a um determinado preço, durante um período pré-acordado. O contrato por quantidade é um instrumento meramente financeiro, e

não obriga o vendedor a produzir fisicamente a energia contratada, podendo este recorrer ao mercado de curto prazo (mercado spot), seja para adquirir a energia não produzida ou para vender a produção excedente ao compromisso contratual, mas o mercado de curto prazo pode representar um grande risco financeiro para os geradores [8]. Para empreendimentos eólicos não existe essa preocupação, pois se utiliza outra metodologia de contabilização financeira.

a. Objetivos e Contribuições

Neste trabalho será desenvolvido um modelo de otimização para determinar a curva de oferta de um gerador eólico para ser utilizada durante o processo licitatório (leilão). Este modelo levará em conta a incerteza de geração (ventos) e o perfil de risco do agente investidor. O resultado deste modelo é a curva de disposição a contratar, que revela a oferta ótima para cada possível preço de contrato.

2. GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

a. Produção de Energia Proveniente de Geradores Eólicos

Os principais elementos dos aerogeradores utilizados na produção de energia eólica são, como se vê na figura abaixo, as pás, o rotor, caixa de engrenagens, torre, gerador elétrico, sensores de vento, supervisor eletrônico com controle remoto e a nacela.

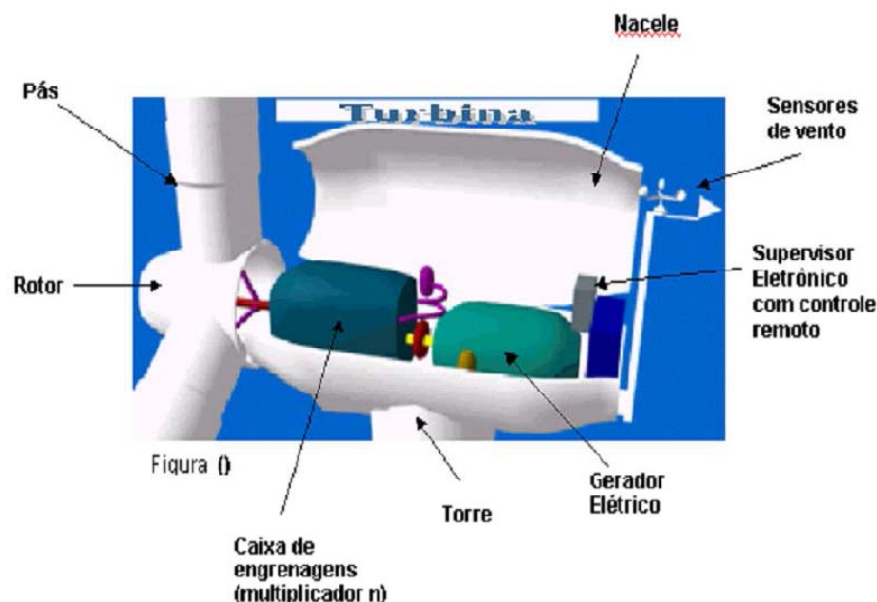


Figura 7 – Fonte X EDAO – Encontro para debates de Assunto de Operação [4].

- Nacela: abriga os componentes eletro-eletrônicos citados.
- Caixa de engrenagens: é um multiplicador de velocidade.
- Torre: responsável pela estabilidade física do conjunto, além de abrigar os painéis de controle monitorados pelos operadores da fazenda eólica.

A caixa de engrenagens favorece baixas velocidades de vento por transferir ao eixo do gerador uma velocidade multiplicada, no entanto problemas de manutenção e perdas decorrentes do atrito e da própria inércia do sistema fazem com que alguns fabricantes optem por eliminá-la do conjunto.

A área do rotor determina o aproveitamento da energia cinética dos ventos, ou seja, quanto de energia mecânica a turbina é capaz de extrair dos ventos e transformar em energia

elétrica. Com a tecnologia atual é possível que o conjunto de pás gire em torno da torre em busca da direção de maior captura do vento (controle de yaw). A turbina pode possuir pás fixas ou móveis. O controle por passo (pitch) permite a rotação da pá em torno do seu eixo principal para que se possa regular o ângulo para cada condição de vento. Já o controle de estol (stall) mantém as pás fixas por medida de segurança, quando a velocidade do vento ultrapassa a velocidade do projeto. Dessa forma a turbina é capaz de controlar a velocidade e potência da máquina maximizando o seu aproveitamento [4].

Em uma fazenda eólica, os aerogeradores são dispostos de maneira a obter o melhor aproveitamento da energia cinética dos ventos, pois ocorrem perdas na velocidade dos ventos ao redor da turbina devido o escoamento turbulento do vento. Após uma determinada distância esse escoamento se normaliza e praticamente recupera as condições de velocidade iniciais. Fala-se em uma distância de 5 vezes o diâmetro quando instalada ao lado e 10 vezes o diâmetro quando instalado a jusante [9].

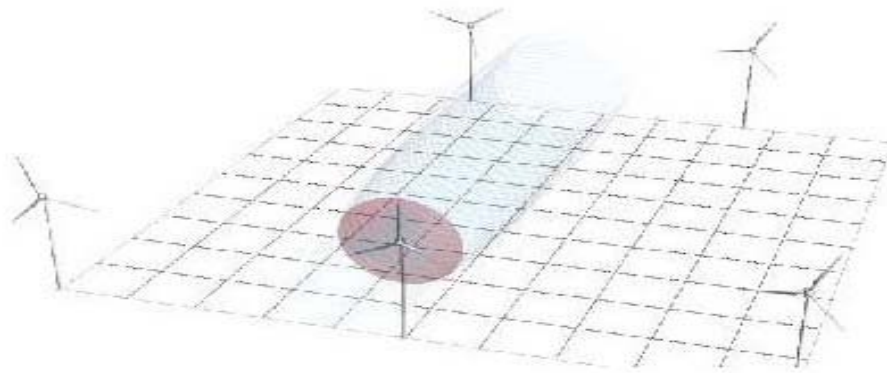


Figura 8 – Disposição dos aerogeradores. (Fonte: Atlas do potencial eólico da Bahia - Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento COELBA-ANEEL) [9].

A potência elétrica da turbina em MW é função do cubo da velocidade do vento.

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot A \quad (7)$$

- ρ é a densidade do ar em kg/m^3
- v velocidade dos ventos m/s,
- C_p coeficiente de aproveitamento da velocidade dos ventos,
- A área varrida pelas pás do aerogerador em m^2 .

b. Especificações da Fazenda Eólica Utilizada na Simulação

Os cenários de geração são dados de entrada, obtidos a partir de outro estudo. Estes foram obtidos através da simulação estocástica (Monte Carlo) de 2400 cenários para todos os meses do ano, cedidos por Giuliana Cassará, aluna de mestrado da PUC-RIO.

A usina eólica simulada foi considerada no Nordeste brasileiro, por ser a região de maior potencial eólico.

Os aerogeradores considerados nessa instalação hipotética são os E-70 da WOBLEN, que possuem potência de 2,3 MW. Ao total são 13 aerogeradores que somam 29,9 MW instalados. O aerogerador E-70 possui velocidade inicial de 2 m/s e velocidade de corte de 25 m/s.

c. Tipos de Aerogeradores

Os aerogeradores podem ser divididos basicamente em dois grupos:

- Aerogeradores com rotor de eixo vertical.
- Aerogeradores com rotor de eixo horizontal.

Os que possuem rotores com eixo vertical podem ser montados no solo e não há necessidade de controlar a orientação do rotor em relação ao vento, além das pás serem de fácil construção. Comercialmente estes aerogeradores não são viáveis para a geração de energia elétrica, comumente é utilizado rotores de eixo horizontal.

Existem dois modelos com eixo vertical, o rotor Darrieus, que tem como desvantagem a ausência de torque de partida, portanto se faz necessário que se dê a partida para o início de operação e por ser montado no solo tem o inconveniente de expor o rotor a baixas velocidades de vento. O rotor Savonius que embora apresente torque de partida possui baixo rendimento e velocidade de rotação reduzida, suas aplicações limitam-se ao bombeamento de água, embora tenha sido desenvolvido um protótipo para geração de eletricidade.



Figura 9 – Aerogerador tipo Darrieus [10].



Figura 10 – Aerogerador tipo Savonius [10].

Os rotores de eixo horizontal podem ser divididos em dois modelos principais: Multipás e tipo Hélice.

Os rotores multipás são pouco utilizados na geração de eletricidade e são largamente empregados no bombeamento de água, tem como desvantagem a grande área ocupada pelas pás em relação à área varrida pelo rotor, isso se deve ao grande número de pás utilizadas, geralmente entre 6 e 24. Além de apresentar velocidade de rotação relativamente baixa.



Figura 11 – Rotor Multipás [10].

Aerogeradores com rotor tipo hélice é unânime entre os fabricados de aerogeradores modernos para geração de eletricidade. Os rotores apresentam altas velocidades, podendo chegar 14 vezes a velocidade do vento incidente, apresentam torque de partida reduzido, que ainda pode ser otimizado pelo controle do ângulo das pás.

Existem dois modelos de aerogeradores tipo hélice diferentes quanto à posição do rotor eólico. O modelo mais amplamente utilizado é chamado rotor Barlavento (Upwind). O rotor se encontra montado antes da torre, o que significa que o vento incide em um primeiro momento sobre o rotor (Fig. 12).



Figura 12 – Aerogerador da usina eólica de Bom Jardim da Serra (Santa Catarina) [10].

O segundo, chamado Sotavento (Downwind) tem o rotor montado após a torre, ou seja, o vento incide primeiramente sobre a nacelle. Este apresenta desvantagem por apresentar flutuações de potência e fadiga nos componentes, isso é devido ao chamado efeito de sombra da torre (Fig. 13).



Figura 13 - Aerogerador com rotor a sotavento (downwind) [10].

A maioria dos fabricantes produz aerogeradores com três pás por apresentarem maior estabilidade estrutural, maior rendimento e menor produção de ruído quando comparado a turbinas com uma ou duas pás.

Os aerogeradores com uma ou duas pás apresentam velocidade de rotação maior quando comparado com o de três pás, como consequência existe uma necessidade menor de multiplicação de velocidade, isso implica em uma redução de peso da caixa multiplicadora e mais facilidade de instalação. Há também redução do custo devido ao menor número de pás. No caso dos rotores de uma pá quando comparado com o de duas pás, não há redução de peso, pois é necessário instalar para o primeiro um contrapeso para balancear o rotor, nele é sentido efeitos de sombra de torre elevados que como já mencionado provoca maiores flutuações na potência e na fadiga.

Para os rotores tipo hélice, o aumento de pás é diretamente proporcional ao coeficiente de potência máximo, C_p , que também é diretamente proporcional ao custo de construção e montagem. Quando aumenta-se de uma pá para duas, existe um incremento de 10% no valor de C_p . No caso de duas para três, um incremento entre 3 e 4%, e de somente 1% quando acrescenta-se uma quarta pá, o que justifica a não rentabilidade dos aerogeradores de quatro pás.

Atualmente são usados na construção das pás materiais compósitos, o que se busca nesses materiais dentre outras coisas são: baixa densidade, baixa susceptibilidade à corrosão e alta resistência à fadiga. Por exemplo, a fibra de vidro reforçada com resinas de poliéster ou epóxy, que possuem boas propriedades estruturais, resistência à fadiga, coeficiente de dilatação baixo e reduzida condutividade elétrica [10].

d. Contratos de Quantidade

O contrato de quantidade é um instrumento financeiro uma vez que ele não obriga o gerador a produzir a quantidade contratada de energia, mas compete ao gerador os riscos

associados à incerteza de geração. Dessa forma cabe ao gerador todo custo referente a qualquer déficit de geração.

Nesse estudo, o contrato é celebrado entre as distribuidoras de energia (comprador) que são representadas pelo leiloeiro durante o leilão e os geradores eólicos (vendedor). A expressão da renda desse contrato é apresentada abaixo.

A expressão de renda de um gerador contratado é:

$$R_{ts} = P \cdot Q \cdot h_t + (G_{ts} - Q \cdot h_t) \cdot \pi_{ts} \quad (9)$$

Onde,

G_{ts} é a geração eólica em MWh do período t (ano) e cenário s,

h_t é o número de horas do período t (ano),

P é o preço do contrato em R\$/MWh,

Q é a quantidade contratada em MWmed,

R_{ts} é a renda do período t (ano) e cenário s,

π_t é o preço no mercado de curto prazo (spot).

A receita fixa do contrato é referente à primeira parcela da equação e a segunda referente às liquidações de diferenças entre montante contratado e geração no mercado de curto prazo (spot). Para diferenças positivas, caso o preço spot esteja em alta, o empreendimento será bem remunerado. Já quando é necessário recorrer ao mercado para honrar o contrato, ou seja, a geração foi abaixo da contratada, o preço spot pode apresentar alta, levando o empreendimento a um grande prejuízo. Abaixo é possível observar a sua volatilidade nos últimos anos.

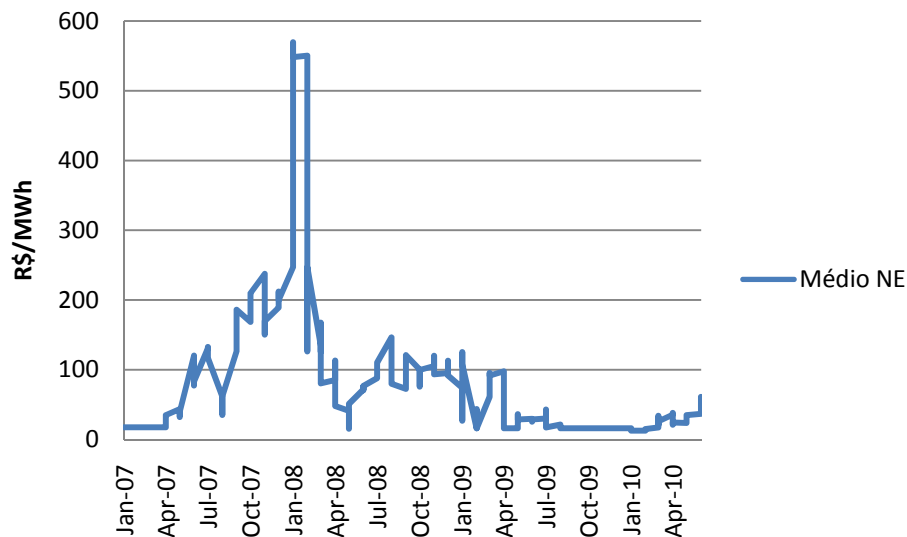


Figura 14 - Gráfico do Preço Spot Médio na Região Nordeste 2007-2010. (Fonte: CCEE) [7].

Como a geração eólica é bastante volátil, o contrato de quantidade previsto para empreendimentos eólicos sofre algumas modificações conforme será apresentado a seguir.

e. Contratos de Energia Eólica

A forte incerteza na geração faz com que os contratos se tornem arriscados, porque obriga que o gerador firme um montante de energia e caso a geração do empreendimento seja menor, é necessário que a diferença seja comprada no mercado de curto prazo.

Por outro lado, se o empreendedor subestima seu potencial de geração, irá sobrar energia. Esse excedente poderá ser comercializado no curto prazo, mas como o preço spot é em geral baixo, devido à característica hidrelétrica do sistema brasileiro, pode acontecer de o preço estar muito abaixo do preço de contrato e assim esse gerador perder por não ter conseguido estimar melhor sua geração. Dessa forma, faz-se necessário um contrato diferenciado que mitigue o risco de compra no mercado de curto prazo, pois se trata de uma fonte que ainda se encontra em desenvolvimento tecnológico, o que a torna uma fonte cara quando comparada com as convencionais. Sendo assim, para viabilizar a fonte eólica foram elaboradas regras que buscam atender os seguintes objetivos:

- Comprometer o gerador com a efetiva produção da energia contratada;
- Assegurar a venda da energia e dessa forma minimizar o seu custo devido a mitigação da incerteza da renda;
- Incentivar a contratação da real capacidade do gerador respaldada pelo lastro físico.

3. OFERTA EM LEILÕES DE CONTRATOS

No processo de licitação de contratos, os investidores se deparam com um relevante grau de incerteza no fluxo de caixa do empreendimento em função da incerteza na geração da usina (vento).

No problema que define a quantidade ótima a contratar em cada rodada do leilão a um preço dado, existe a variável de decisão (variável de primeiro estágio), escolhida antes da realização das incertezas. As decisões referentes às variáveis de segundo estágio são tomadas a partir do conhecimento da realização dos parâmetros incertos, exemplo da compra dos déficits de energia e venda de excedentes.

O modelo proposto tem a finalidade de indicar a contratação ótima que o gerador deve ofertar em função de um preço de contrato, definido a cada rodada do leilão. O objetivo será o de obter o maior retorno sob o investimento, considerando a incerteza da geração [11].

a. Liquidação de diferenças do Contrato de Energia de Reserva

A diferença entre o contrato de quantidade e o contrato de quantidade de energia de reserva para fontes eólicas (CER), recai justamente na parcela de contabilização das diferenças entre geração e contratação. Os CER são firmados em leilões na modalidade energia de reserva, com duração de 20 anos subdivididos em cinco quadriênios, que serão comercializados no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os CER para fontes eólicas são por quantidade e com penalização quando a produção está abaixo ou acima da estimada, considerando Margem Inferior (MI) e Superior (MS). Uma forma de incentivar o gerador a se comprometer com a efetiva produção contratada. Para mitigar a incerteza da renda, foi estabelecido que no final de cada ano de um mesmo quadriênio será contabilizada a produção de energia, contabilizando saldos positivos ou negativos e os saldos acumulados (saldo do atual ano somado com os saldos anuais anteriores). No final de cada quadriênio analisa-se o saldo acumulado, caso ultrapasse a MS de 30%, o montante de energia que ultrapassar a MS será penalizado e valorado em 70% do preço do contrato (P). Se o saldo acumulado for negativo e ultrapassar a MI de 10%, o agente deverá pagar à Conta de Energia de Reserva (CONER) o montante que ultrapassar a MI acrescido de multa de 15% do preço de contrato P em doze parcelas mensais iguais

começando no ano seguinte (Ver Fig.15). Sob essas regras, a expressão da renda do gerador contratado em um montante Q a um preço P é:

$$R_{ts} = P \cdot Q \cdot h_t + (G_{ts} - Q \cdot h_t) \cdot \pi_{ts}^{CER} \quad (7)(10)$$

Onde,

$$\pi_{ts}^{CER} = \begin{cases} P & \text{se } G_{ts} \in [(1 - MI) \cdot Q \cdot h_t, (1 + MS) \cdot Q \cdot h_{ts}] \\ 0,7 \cdot P & \text{se } G_{ts} > (1 + MS) \cdot Q \cdot h_t \\ 1,15 \cdot P & \text{se } G_{ts} < (1 - MI) \cdot Q \cdot h_t \end{cases}$$

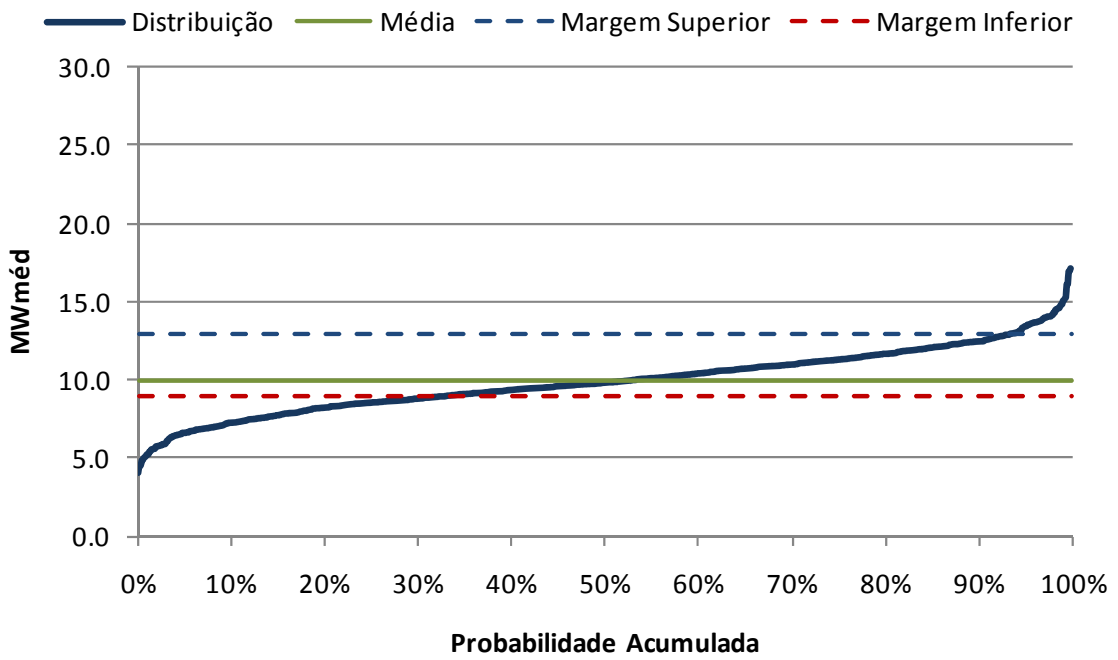


Figura 15 – Distribuição Acumulada da Geração Média.

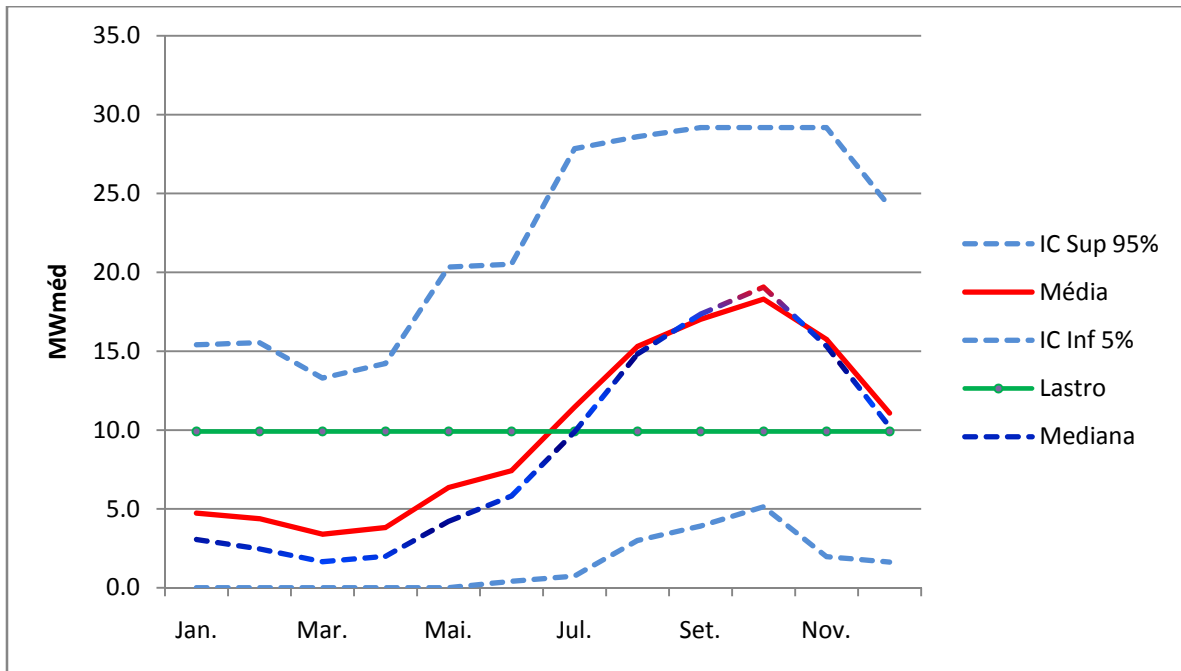


Fig.16 – Geração Média ao Longo dos Cenários.

As diferenças entre a energia elétrica gerada e a energia elétrica contratada, bem como a insuficiência de lastro para a venda poderão ser recomposta por meio de cessão de energia de reserva proveniente de outros empreendimentos de geração de energia de reserva, de mesma fonte, desde que contratados no mesmo Leilão.¹

No início de cada quadriênio, com exceção do primeiro, é feita a reconciliação contratual, ou seja, a quantidade Q do contrato é atualizada para o valor médio anual efetivamente produzido desde o início do suprimento até o último mês do ano do quadriênio anterior, limitado ao montante originalmente contratado.

b. Valor Presente Líquido do Projeto

O *VPL* de um projeto é o somatório dos valores presentes dos fluxos de caixa que ocorrem durante toda a vida útil do projeto. Para valores positivos, o empreendimento é avaliado como um bom investimento. Para calculá-lo é necessária uma taxa de desconto k , que representa o custo de oportunidade do capital, compatível com o nível de risco e a forma de financiamento específico do projeto. No cálculo do fluxo de caixa, os custos de investimento tais como impostos, despesas operacionais, contribuição social, depreciação, investimento inicial, entre outros, devem ser descontados da receita de cada período.

No caso determinístico, onde não existe incerteza no fluxo de caixa, o critério de decisão de investimento é baseado no *VPL* do projeto ser maior que zero. O *VPL* é o valor desse projeto [13].

c. Aversão ao Risco

Em um empreendimento eólico o fluxo de caixa é estocástico, pois depende dos cenários de geração G_{ts} , que são desconhecidos. Para cada cenário, existe um valor de *VPL* associado, como a decisão de investimento deve ser tomada antes do conhecimento de qual cenário irá ocorrer, temos que tomar uma decisão sob incerteza. Dessa maneira, o *VPL* se

¹ Portaria nº407, de 1º de abril de 2010.

torna uma variável aleatória. Neste contexto, o *VPL* de cada cenário associado a um possível perfil de geração é:

$$VPL_s = \sum_{t=1}^T \frac{R_{ts} - C_t^v \cdot G_{ts} - C_t^f}{(1+k)^t} - \frac{I}{(1+k)^0} \quad (7)$$

Onde,

- C_t^v é o custo variável referente ao período t ,
- C_t^f é o custo fixo referente ao período t ,
- I é o investimento inicial, e por fim,
- k é a taxa de valor presente anual.

Tradicionalmente utiliza-se para a mensurar o risco uma Modelagem por Utilidade Esperada, mas nesse trabalho será empregada uma medida de risco largamente utilizada em decisões financeiras (Ver [13] para mais detalhes sobre medidas de risco e utilidade esperada).

O *VaR* é uma medida de avaliação da perda potencial máxima a um especificado nível α de confiança, que um investidor estaria exposto durante o período considerado. O *VaR* pode ser traduzido como a quantia que as perdas não se excederão em 0.01α dos cenários [5].

Embora o *VaR* seja amplamente empregado na gestão de risco, muitas são as críticas quanto a sua capacidade de mensurar as perdas financeiras de portfólios não gaussianos, como é o caso, e de detectar a presença de eventos catastróficos para perdas maiores que o quantil $(1-\alpha)$.

Como solução, a métrica de risco *CVaR*, é capaz de detectar a presença de eventos catastróficos na distribuição avaliada, é uma medida coerente e mais pessimista que o *VaR* [6] [8]. Este pode ser definido com a perda média dos piores cenários do *VaR*.

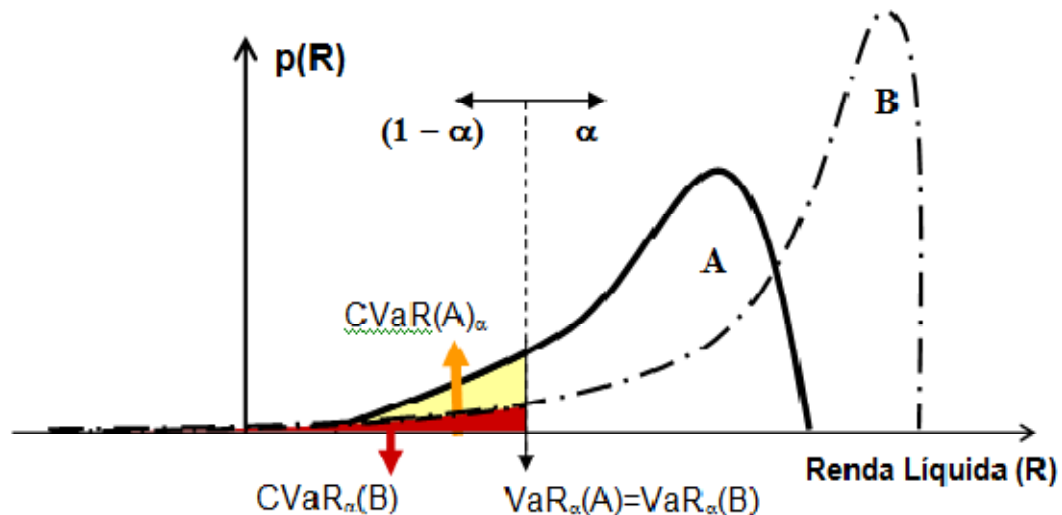


Figura 17 – Comparação de *CVaR* para duas distribuições com o mesmo valor de *VaR* [12].

Nesse trabalho o $CVaR$ é utilizado para limitar as perdas durante o processo decisório a partir da média dos $(1-\alpha)$ % piores cenários (lado esquerdo da distribuição) dos valores do VPL.

Um grande benefício do uso do $CVaR$ em relação ao VaR está na detecção das perdas máximas aceitáveis.

No exemplo da figura 16, existem duas distribuições com o mesmo valor de VaR à $\alpha\%$ e diferentes valores de $CVaR$ à $\alpha\%$. Isso ocorre porque o $CVaR$ pode também ser considerado como a perda média excedido o VaR , ou seja, o $CVaR$ será o valor esperado condicional ao evento “exceder o VaR ” [11].

A definição clássica para o $CVaR$ da variável aleatória VPL com função de probabilidade acumulada $F_{VPL} = P(VPL \leq v)$ é:

$$CVaR_{\alpha}(VPL) = E[VPL|\tau] = \int_{\tau} VPL \cdot dF_{VPL|\tau} \quad (5)$$

$$\tau = \{VPL | VPL \leq VaR_{\alpha}(VPL)\}$$

$F_{VPL|\tau}$ Função de probabilidade condicionada ao evento τ

τ Conjunto de valores inferiores ao $VaR_{\alpha}(VPL)$ que a variável aleatória VPL pode assumir

$$VaR_{\alpha}(VPL) = \inf_{(v)} \{v: F_{VPL}(v) \geq 1 - \alpha\} \quad (6)$$

Existem duas maneiras clássicas de se utilizar essa medida de risco na tomada de decisão sobre incerteza. A primeira maneira é equivalente a um agente que busca maximizar uma ponderação do $CVaR$ com o Valor Esperado. O segundo, busca maximizar o Valor Esperado condicionado ao $CVaR$. Nesse trabalho, o perfil de risco associado a estes agentes econômicos, é identificado como perfil tipo A e perfil B, respectivamente.

Para o perfil tipo A, o cálculo maximiza a combinação desde cenários ruins até cenários bons do valor esperado do VPL e do $CVaR(VPL)$, considerando o perfil de risco do empreendedor (λ)², determina-se a quantidade ótima de energia a ser ofertada no leilão. Para cada possível preço de contrato, o cálculo é refeito variando-se a quantidade Q de energia do contrato, considerando um determinado cenário de geração.

$$Q^*(P) = \operatorname{argmax}_{Q \leq \bar{Q}} \{\lambda \cdot CVaR_{\alpha}(VPL_s) + (1 - \lambda) \cdot E(VPL_s)\} \quad (7)$$

²Para valores de λ mais próximos de 1, mais avesso ao risco, ou seja, dá mais importância aos cenários ruins. Para valores mais próximos de 0, menos avesso ao risco, dá mais importância aos cenário positivos.

Para o perfil B, que visa maximizar o valor esperado do VPL, mas não admite selecionar uma contratação que leve a uma perda em termos do valor do projeto (no caso de ocorrer um cenário desfavorável), ou seja, não admite soluções que gerem $CVaR(VPL)$ negativo, o cálculo é feita da seguinte maneira:

$$Q^*(P) = \max_{Q \leq \bar{Q}} E[VPL(Q, P)]; \text{ s. a } CVaR_\alpha[VPL(Q, P)] \geq 0 \quad (8)$$

$$VPL_s = \sum_{t=1}^T \frac{R_{ts} - C_t^v \cdot G_{ts} - C_t^f}{(1+k)^t} - \frac{I}{(1+k)^0} \quad \forall s \in S \quad (9)$$

$$E(VPL_s) = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S VPL_s \quad (10)$$

Onde,

- N é o total de períodos,
- $Q^*(P)$ é a quantidade ótima de energia,
- S é o conjunto de cenários,
- λ é o perfil de risco do investidor, $\lambda \in [0,1]$.

d. Curva de Disposição a Contratar

A Curva de Disposição a contratar (CDC) deverá ser crescente e saturar no total de lastro do parque eólico. O ponto inicial da curva representa o menor valor aceito pelo empreendedor para vender uma quantidade de energia E_0 .

Definida a metodologia de otimização da renda, ajustada ao perfil de risco do empreendedor, determina-se as quantidades ótimas de energia a ser contratada para cada preço hipotético corrente em leilão. Para esse estudo as incertezas foram modeladas através dos cenários oriundos do histórico de velocidades de ventos da região nordeste e das regras de contabilização para o CER como descrito anteriormente.

Perfil tipo A; $\lambda=0.8$; $M_s=0.3$; $M_i=0.1$; $D=0.3$; $Pen=0.15$.

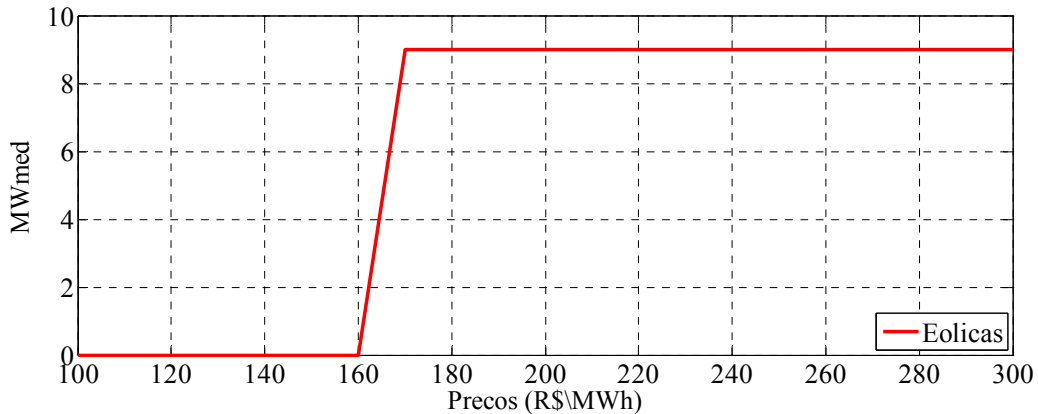


Fig.18 – CDC

Perfil tipo A; $\lambda=0.8$; $M_s=0.3$; $M_i=0.1$; $D=0.3$; $Pen=0.15$.

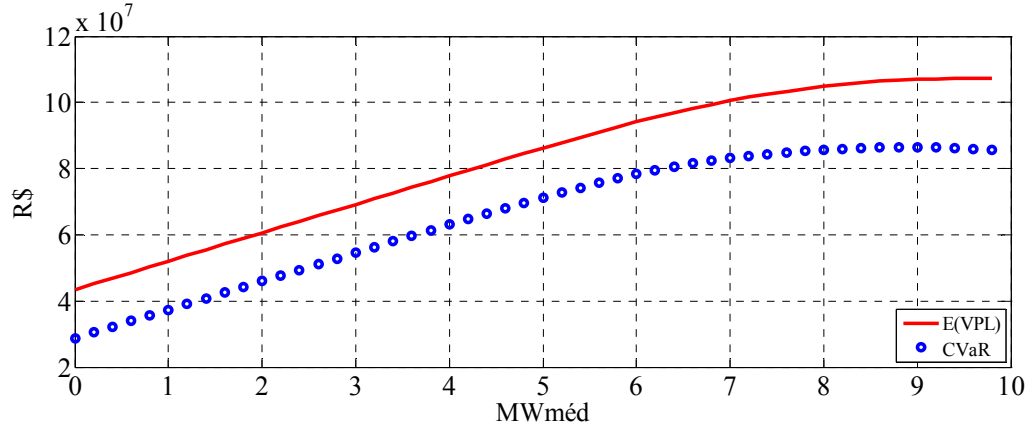


Fig.19 – E(VPL) e CVaR(VPL)

Perfil tipo B; $\lambda=0.8$; $M_s=0.3$; $M_i=0.1$; $D=0.3$; $Pen=0.15$.

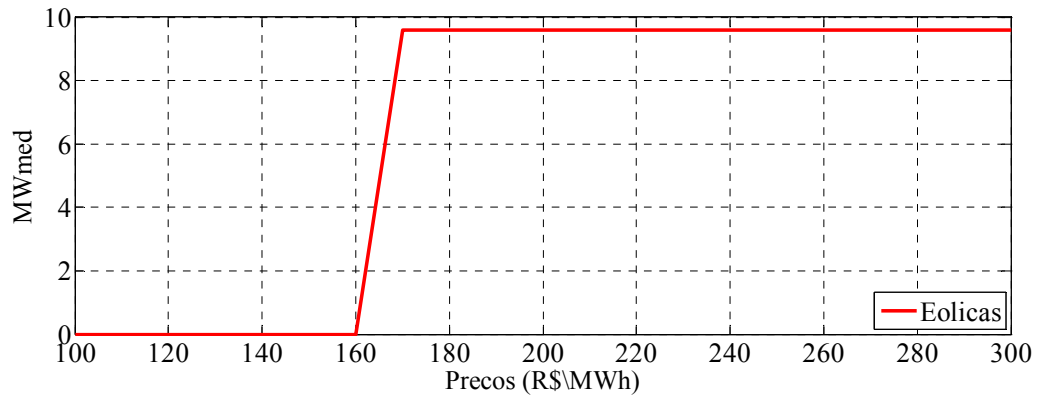


Fig.20 - CDC

Perfil tipo B; $\lambda=0.8$; $M_s=0.3$; $M_i=0.1$; $D=0.3$; $Pen=0.15$.

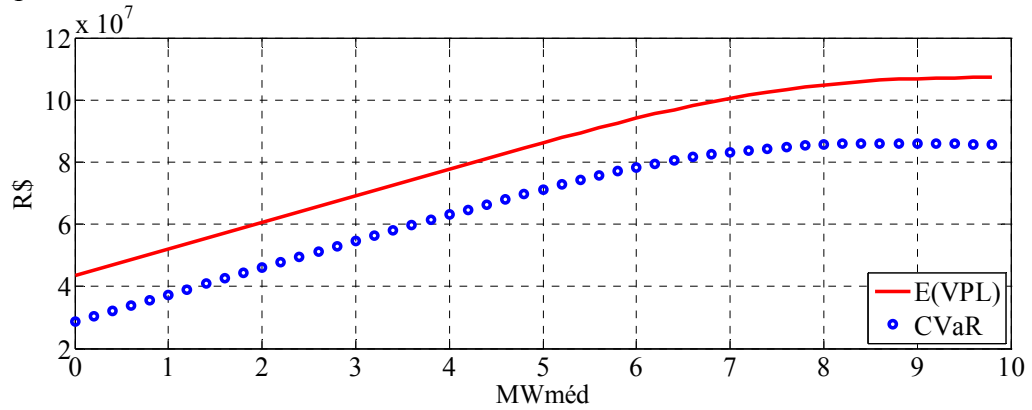


Fig.21 – E(VPL) e CvaR(VPL)

Observa-se para os mesmos valores dos parâmetros, mudando apenas o perfil de risco do agente econômico, uma diferença da disposição a contratar do investidor. Para o perfil tipo A, a oferta é ligeiramente menor quando comparada a do perfil B. Como as curvas do valor esperado e do *CVaR* são praticamente iguais e crescem à medida que se contrata mais energia, sabendo que o lastro do empreendimento é de 9.9 MW_{méd}, é interessante que o gerador venda mais energia, pois o rendimento é maior como pode ser observado pelo gráfico.

É interessante destacar a razão pela qual a curva *CDC* dos contratos eólicos sature em certo valor, a justificativa está na contabilização financeira da liquidação de diferenças, segundo termo da função renda, que depende também do preço (*P*) de contrato, diferentemente do contrato de quantidade que depende do preço spot. Isso explica o fato de que ao aumentarmos o preço, a quantidade ótima a contratar se manter constante. Para o contrato de quantidade, quanto maior o *P* do contrato, mais o gerador quer vender e menos ele se preocupa com o preço spot.

Abaixo, é possível observar a sensibilidade do contrato com relação a penalização que é imposta ao gerador quando a geração do empreendimento não é suficiente para honrar o contrato. Quanto maior é essa penalização, mais arriscado se torna para o investidor se comprometer a vender uma grande quantidade de energia no contrato. Para grandes quantidades de energia, o investimento se torna muito perigoso, pois existe um grande risco associado ao retorno financeiro uma vez que a penalidade é muito rigorosa. Esse fato, pode ser visto no gráfico do *CVaR(VPL)* e do *E(VPL)*, onde a partir de um certa quantidade de energia, a curva decresce, mostrando a não rentabilidade de se vender mais.

Perfil tipo A; $\lambda=0.8$; $M_s=0.3$; $M_i=0.1$; $D=0.3$; $Pen=5$.

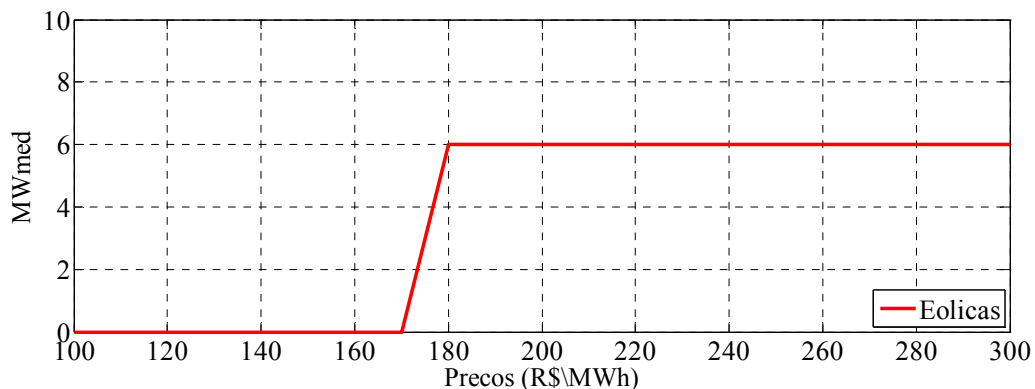


Fig.22 – CDC

Perfil tipo A; $\lambda=0.8$; $M_s=0.3$; $M_i=0.1$; $D=0.3$; $Pen=5$.

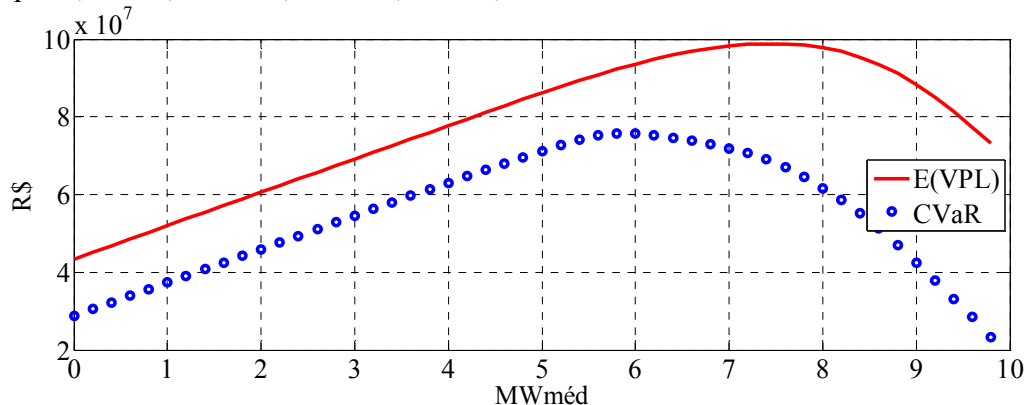


Fig.23 - E(VPL) e CvaR(VPL)

Perfil tipo B; $\lambda=0.8$; $M_s=0.3$; $M_i=0.1$; $D=0.3$; $Pen=5$.

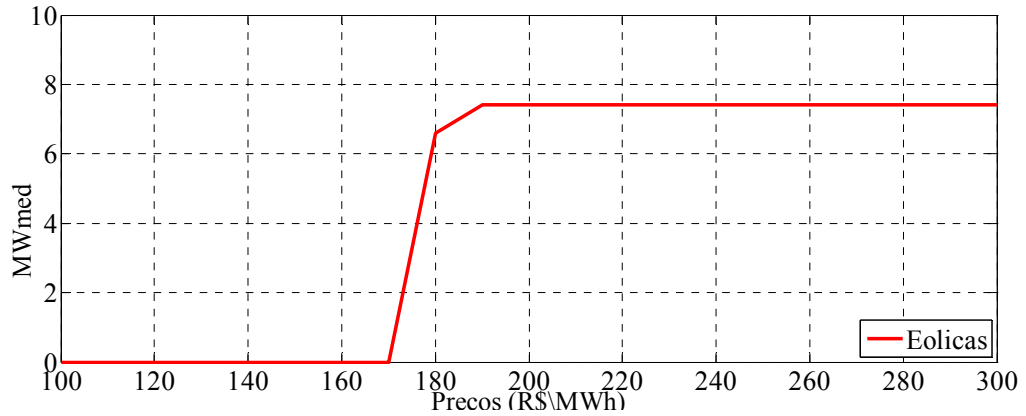


Fig.24 - CDC

Perfil tipo B; $\lambda=0.8$; $M_s=0.3$; $M_i=0.1$; $D=0.3$; $Pen=5$.

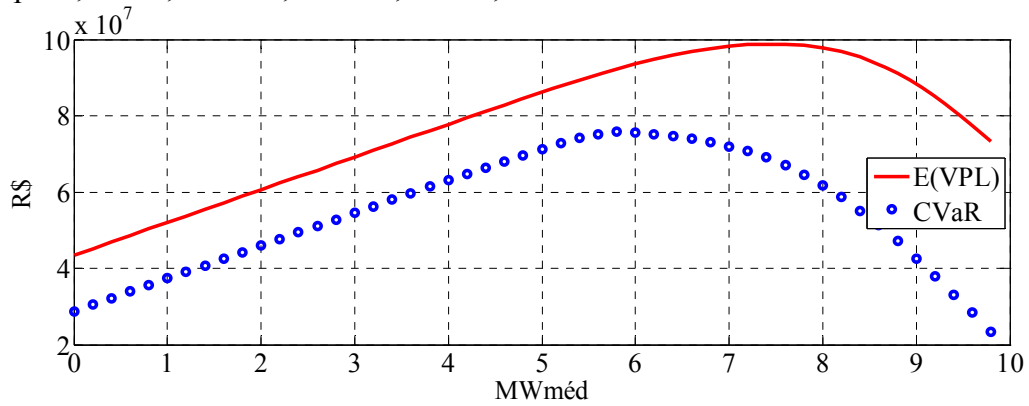


Fig.25 - E(VPL) e CvaR(VPL)

Foi possível gerar o gráfico que mostra a relação da penalização e da quantidade Q do contrato, que sintetiza a análise anterior.

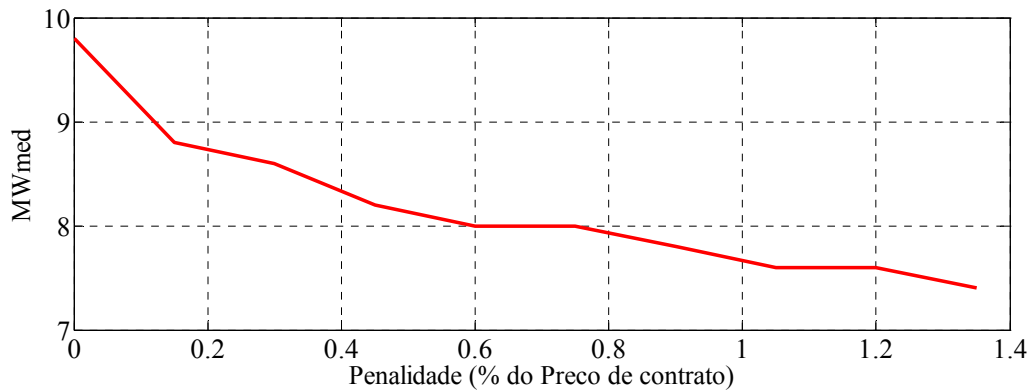


Fig.26 – Quantidade de Energia do Contrato em Função da Penalidade

4. CONCLUSÃO

Avaliando os resultados obtidos foi possível verificar a contribuição que a nova metodologia oferece aos empreendedores eólicos. Variando os diferentes parâmetros tais como: perfil de risco do investidor, Margem Superior (MS), Margem Inferior (MI), Desconto (D) e Penalidade (Pen), foi possível analisar a sensibilidade que o contrato tem em relação à essas variáveis.

A MS e a MI é importante para o contrato de energia eólica porque mesmo que o potencial de geração tenha sido bem estimado, é muito provável acontecer de a produção ser abaixo ou acima da contratada. Essa faixa de tolerância sem penalidade favorece o investidor porque ele está sendo protegido de comprar energia, quando produção abaixo da contratada, a um preço mais alto do que aquele estabelecido no contrato. Ou quando acima, vender o excedente a um mesmo preço P.

Se não existissem essas margens de tolerância, com penalidade quando produção abaixo da MI e com pagamento diferenciado da produção acima da MS, o empreendedor não estaria sendo estimulado a contratar sua efetiva capacidade de geração, ou seja, ele não estaria sendo incentivado à contratação eficiente do parque eólico. O que recai na importância de se fazer uma boa previsão de gerações futuras, baseando-se nos históricos de velocidades dos ventos da região em que se pretende estabelecer o investimento.

Mesmo que haja surpresas com relação à geração, no final de cada quadriênio é feita a reconciliação contratual baseada na geração média de todos os anos que antecedem o ano presente, dessa forma é possível que mesmo que o potencial de geração tenha sido mal estimado, o empreendimento se recupere de cenários negativos de rendimento no qual ele estaria gerando menos energia do que a sua obrigação contratual, pois para os próximos quatro anos a energia contratada será baseada na geração média anterior desse quadriênio, e dessa forma o contrato poderá ser honrado com a real capacidade de geração.

De acordo com os resultados observados é possível dizer que quanto mais avesso ao risco é o investidor, maior é o preço pelo MWh que faz com que este entre no leilão. E variando-se os valores MS, MI, D e Pen não foram observados resultados considerados bons para um investimento.

5. REFERÊNCIAS

- [1] Global Wind Energy Council (GWEC) – Disponível em: www.gwec.net
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – Atlas do Potencial Elétrico no Brasil. 3ª edição, 2008. Disponível em www.aneel.gov.com.br
- [3] Ministério de Minas e Energia (MME). Disponível em www.mme.com.br
- [4] Guimarães, A.; Neto, P. (2008). “A Geração Eólica e os Desafios para a Operação do Sistema Elétrico Brasileiro.”, X EDAO-Encontro para Debates de Assuntos de Operação. São Paulo-SP-Brasil.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética(EPE) – Informe à Imprensa. Leilão de Energia de Reserva, EÓLICA, Rio de Janeiro, 26/11/2009. Disponível em www.epe.com.br
- [6] Empresa de Pesquisa Energética(EPE) – Informe à Imprensa. Leilão de Energia de Reserva, EÓLICA, São Paulo, 14/12/2009. Disponível em www.epe.com.br
- [7] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Disponível em www.ccee.org.br
- [8] Cassará, G. Estratégias de Compra de Contratos em Leilões Multiproduto de Fontes Renováveis. 2010. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2010.
- [9] COELBA-ANEEL - Atlas do potência eólico da Bahia - Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento.
- [10] DALMAZ, A. Estudo do Potencial Eólico e Previsão de Ventos para a Geração de Eletricidade em Santa Catarina. 2007. Tese (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Santa Catarina, 2007.
- [11] STREET, A.; On the Conditional Value-at-Risk probability-dependent utility function. Theory and Decision, v. 68, p. 49-68, 2010.
- [12] STREET, A. Equivalente Certo e Medidas de Risco em Decisões de Comercialização de Energia Elétrica. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- [13] H. Föllmer, A. Schied, "Stochastic Finance: An Introduction in Discrete Time," Berlin, New York (Walter de Gruyter) 2004.