



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GCR/05
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VI

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

**O IMPACTO DAS DIFERENTES MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO DOS EMPREENDIMENTOS EÓLICOS
SOBRE A SUA RENTABILIDADE GLOBAL**

Fabio R. S. Batista^{1,2} Alexia Rodrigues¹ Luiz G. B. Marzano¹ Albert C. G. Melo^{1,3} Ívila M. A. Adães¹

¹ CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

² DEI/PUC-Rio - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

³ UERJ – Universidade Estadual do Rio de Janeiro

RESUMO

No setor elétrico brasileiro, desde 2009 os novos empreendimentos de geração eólica têm sido leiloados considerando duas modalidades de contratação, quantidade (QEE) e disponibilidade (DEE) de energia elétrica, os quais transferem para o gerador eólico uma parcela dos riscos operacionais associados a este tipo de empreendimento. Neste contexto, o presente trabalho se propõe a analisar a relação risco-retorno de uma carteira de projetos eólicos contratada parte sob a modalidade QEE e parte sob a modalidade DEE, definindo-se então as estratégias dominantes para o investidor, ou seja, aquelas estratégias que para o mesmo nível de risco oferecem um retorno esperado maior.

PALAVRAS-CHAVE

Empreendimentos Eólicos, Disponibilidade de Energia Elétrica, Quantidade de Energia Elétrica, Risco, Retorno

1.0 - INTRODUÇÃO

No atual ciclo de planejamento do setor elétrico brasileiro observa-se um forte crescimento da fonte de geração eólica. De acordo com as projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia para o horizonte 2011-2020, enquanto a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional deverá crescer aproximadamente 56% no período, saltando de 109,5 GW para 171,1 GW, o parque eólico nacional deverá crescer aproximadamente 1300%, saltando de 831 MW para 11.532 MW ao final de 2020. A perspectiva de um crescimento desta magnitude tem sido verificada ao longo dos últimos anos pelo aumento da participação e pelo ganho de competitividade destes empreendimentos nos últimos leilões de energia. Por exemplo, o preço médio de venda da energia eólica no Ambiente de Contratação Regulada caiu de aproximadamente 150,00 R\$/MWh, em 2009, para cerca de 100,00 R\$/MWh em 2011.

A viabilização econômica e financeira dos empreendimentos eólicos no mercado brasileiro, além do caráter intermitente da sua geração, trouxe a necessidade de se estabelecer um conjunto de regras de comercialização no intuito de atender aos seguintes objetivos: comprometer o agente gerador a contratar apenas a sua produção efetiva; e minimizar o custo da energia através da mitigação da incerteza sobre a receita do empreendimento. Desta forma, as regras atualmente vigentes determinam que a contabilização dos contratos de venda de energia elétrica a partir de fontes eólicas seja subdividida em períodos quadrienais, prevendo faixas de tolerância para a produção anual e quadrienal, e penalizando a produção abaixo de tais faixas.

De acordo com a Lei nº 10.848/2004, a contratação de energia elétrica no Brasil pode ser feita tanto pela modalidade de quantidade (QEE) quanto pela modalidade de disponibilidade de energia elétrica (DEE). Na primeira modalidade, o vendedor do contrato assume os riscos e os custos variáveis de produção, enquanto que na

segunda, esses riscos são assumidos pelo comprador do contrato. Ao longo dos últimos anos, a contratação do parque hidráulico brasileiro tem seguido a modalidade QEE, enquanto que a contratação do parque térmico tem seguido a modalidade DEE. Já para a contratação da expansão do parque eólico, desde 2010 ambas as modalidades têm sido empregadas.

É importante observar que no caso em que o empreendimento eólico é contratado pela modalidade DEE, o investidor recebe uma receita fixa anual, tal como observado para os empreendimentos termoeletrônicos, entretanto, ao contrário deste último, o vendedor está sujeito a riscos financeiros devido ao perfil de operação da usina. De acordo com a Portaria MME 113 de fevereiro de 2011, o agente vendedor deve ressarcir ao comprador o valor da receita fixa correspondente à energia elétrica não suprida, observadas as condições de geração média anual inferior a 90% do montante contratado, e geração média quadrienal inferior, em qualquer valor, ao montante contratado. Já para os empreendimentos eólicos contratados sob a modalidade QEE, tal como funciona para os demais tipos de empreendimentos, é inerente a responsabilização do investidor pelos riscos associados ao processo de comercialização da energia.

Tendo em vista que o investimento na expansão do parque eólico brasileiro é uma decisão que deve ser tomada sob a incerteza associada à velocidade dos ventos, a qual pode implicar, independentemente da modalidade de contratação, em um não atendimento do montante contratado e em eventuais penalidades, este trabalho tem por objetivo avaliar o impacto das diferentes modalidades de contratação, e dos seus respectivos riscos associados, sob a viabilidade econômico-financeira dos empreendimentos eólicos tipicamente desenvolvidos no Brasil. Além de avaliar o binômio risco-retorno considerando as situações em que o gerador se encontra 100% contratado sob a modalidade DEE, e 100% contratado sob a modalidade QEE, este trabalho também se propõe a avaliar o impacto de estratégias alternativas de contratação, por exemplo, considerando uma carteira de projetos eólicos contratada 50% sob a modalidade QEE e 50% sob a modalidade DEE. Dessa forma, pretende-se chegar ao conjunto de estratégias dominantes e determinar a fronteira eficiente de contratação de uma carteira hipotética de projetos.

Finalmente, nas análises propostas para este trabalho, vale ressaltar que a incerteza relativa à velocidade dos ventos será considerada com base em séries sintéticas de velocidades médias mensais, as quais são geradas a partir da série histórica característica para a localidade considerada.

2.0 - MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

Nesta seção as diferentes modalidades atualmente empregadas para a contratação da energia gerada por empreendimentos eólicos serão descritas detalhadamente. Cabe destacar que a modalidade de contratação QEE tem sido empregada aos empreendimentos eólicos desde 2009, se fazendo presente nos 2º, 3º e 4º leilões de reserva realizados em 2009, 2010 e 2011, respectivamente. Por outro lado, a modalidade de contratação DEE foi empregada no leilão de fontes alternativas realizado em 2010, no leilão de energia nova do tipo A-3 realizado em 2011, e nos leilões também de energia nova do tipo A-5 realizados em 2011 e 2012.

2.1 Contratação por Quantidade de Energia Elétrica

De acordo com o edital do leilão de energia de reserva 03/2011 (vide [1]), ao celebrar um contrato do tipo QEE para a venda de um determinado montante de energia (energia contratada), o gerador se submete as seguintes obrigações:

- entregar a energia elétrica contratada considerando a base anual como referência;
- sempre que a geração anual da usina ultrapassar o limite superior de 130% da energia contratada, a geração anual excedente a este limite será reembolsada ao gerador, ao longo dos próximos 12 meses contratuais, por uma tarifa igual a 70% do preço da energia contratada;
- ao final de cada quadriênio, caso haja excedente de geração em relação a energia contratada, o mesmo poderá ser repassado como crédito de energia para o quadriênio seguinte, cedido para outros empreendimentos eólicos em situação deficitária, ou reembolsado ao gerador, ao longo dos próximos 24 meses contratuais, ao preço da energia contratada;
- sempre que a geração anual da usina ficar abaixo do limite inferior de 90% da energia contratada, o gerador será penalizado em 115% do preço da energia contratada aplicado sobre o montante de energia faltante para se alcançar o limite inferior. Tal penalidade também deverá ser paga ao longo dos 12 meses contratuais seguintes;
- ao final de cada quadriênio, caso haja déficit de geração em relação a energia contratada, o mesmo deverá ser pago pelo gerador à Conta de Energia de Reserva, ao longo dos próximos 12 meses contratuais, ao preço da energia contratada.

Note que após a data de início do suprimento de energia elétrica, o gerador receberá pagamentos mensais e uniformes referentes à entrega da energia contratada. Cabe observar que os contratos do tipo QEE prevêem a reconciliação contratual a cada quadriênio, ou seja, a energia contratada é redefinida pelo valor da geração média anual registrada desde o início do prazo de suprimento até o final do último quadriênio, sendo esta redefinição limitada ao montante originalmente contratado no leilão.

Finalmente, cabe observar que os contratos do tipo QEE têm sido negociados com uma vigência total de 20 anos, e que, caso o gerador não tenha comercializado toda a sua Garantia Física no leilão, o restante da garantia física não poderá ser comercializada de qualquer outra forma, nem mesmo no mercado de curto prazo.

2.2 Contratação por Disponibilidade de Energia Elétrica

De acordo com o edital do leilão 06/2012 (vide [2]), ao celebrar um contrato do tipo DEE para a venda de um determinado montante de energia (energia contratada) no ambiente regulado, o gerador se submete as seguintes obrigações:

- entregar a energia elétrica contratada considerando a base anual como referência;
- sempre que a geração anual da usina ultrapassar o limite superior pré-definido para o ano corrente, a geração anual excedente a este limite será liquidada no mercado de curto prazo. Os limites superiores de geração são definidos do 1º ao 4º ano de cada quadriênio, com valores respectivamente iguais 130%, 120%, 110% e 100% do volume contrato;
- ao final de cada quadriênio, caso haja excedente de geração em relação a energia contratada, o mesmo não poderá ser repassado para o próximo quadriênio, devendo ser liquidado no mercado de curto prazo;
- sempre que a geração anual da usina ficar abaixo do limite inferior de 90% da energia contratada, o gerador deverá pagar um ressarcimento que será igual ao montante de energia faltante para se alcançar o limite inferior remunerado pelo maior valor entre a Receita Fixa Unitária (RFU) e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio anual;
- ao final de cada quadriênio, caso haja déficit de geração em relação a energia contratada, o mesmo deverá ser pago pelo gerador ao maior valor entre a Receita Fixa Unitária e o PLD médio do quadriênio;

Tal como no contrato do tipo QEE, o gerador receberá pagamentos mensais e uniformes (RFU) referentes à entrega da energia contratada, sem a possibilidade de reconciliação contratual. Finalmente, caso o gerador opte por um percentual de comprometimento inferior a 100% com o ACR, ou seja, decida contratar no ACR uma parcela inferior à sua garantia física total, a geração excedente poderá ser negociada por meio de um contrato bilateral, por exemplo no Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou liquidada ao PLD no mercado de curto prazo.

3.0 - GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DE VELOCIDADES DE VENTO

Tal como mencionado na seção 1, o investimento na expansão do parque eólico brasileiro é uma decisão a ser tomada sob a incerteza associada à velocidade dos ventos, a qual pode implicar em um não atendimento do montante contratado, submetendo o gerador ao pagamento de eventuais penalidades. Por este motivo, a avaliação do binômio risco-retorno de empreendimentos eólicos deve necessariamente estar associado à consideração da aleatoriedade da velocidade dos ventos na localidade considerada.

Neste trabalho, tomou-se como referência locacional para as análises propostas o município de Triunfo, no estado de Pernambuco, para o qual o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) disponibiliza medições históricas de velocidades de vento, com frequência de 10 em 10 minutos, para o período de Julho de 2004 a Abril de 2007 (vide <http://sonda.ccst.inpe.br/>). Uma vez que a análise de viabilidade econômica de investimentos em empreendimentos eólicos se dá em um contexto de longo prazo, com a celebração de contratos com duração de até 20 anos, optou-se pela geração de séries sintéticas de velocidades médias mensais de vento, sendo esta discretização capaz de capturar o perfil de sazonalidade eventualmente presente na série histórica. O seguinte procedimento foi adotado para a geração das séries sintéticas de velocidades de vento:

- 1 – Foi determinada a velocidade média mensal em cada mês da série histórica disponível (Julho/2004 a Abril/2007);
- 2 – A partir da média e do desvio padrão dos valores obtidos para cada mês do ano, a série histórica obtida no passo 1 foi padronizada;
- 3 – Considerou-se um modelo auto-regressivo de ordem 1, o qual foi ajustado à série padronizada obtida no passo 2. A equação obtida foi:

$$y_t = 0,5304y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (1)$$

onde y_t representa a velocidade média mensal padronizada no mês t , e ε_t representa uma variável aleatória com realizações independentes e identicamente distribuídas tal que $\varepsilon_t \sim N(-0,017, 0,692)^1$;

- 4 – Foram realizadas simulações de 1000 séries sintéticas de velocidades médias mensais ao longo do horizonte de estudo considerado, ou seja, ao longo de 20 anos.

Na Figura 1, a média e o desvio padrão da série histórica são comparados aos valores correspondentes obtidos a partir das séries sintéticas simuladas, sendo que nesta comparação os valores associados à série histórica foram continuamente repetidos até o final do horizonte de estudo. Nota-se que o modelo empregado na simulação

¹ Para a série de valores de ε_t obtidos a partir da utilização da equação (1) sobre a série histórica de velocidades médias mensais padronizadas, obteve-se a estatística de Jarque-Bera igual a 0.4675, o que permite a aceitação da hipótese de normalidade para os valores de ε_t ;

consegue reproduzir de forma adequada o comportamento médio da série histórica, além de reproduzir a sazonalidade observada no desvio padrão histórico. Entretanto, também é possível observar que as séries sintéticas apresentam desvio padrão inferior ao observado na série histórica. Tendo em vista os objetivos deste trabalho, e a pequena amostra de dados para o ajuste do modelo de simulação, considerou-se a equação (1) adequada para a geração das séries sintéticas de velocidades médias mensais para o município de Triunfo.

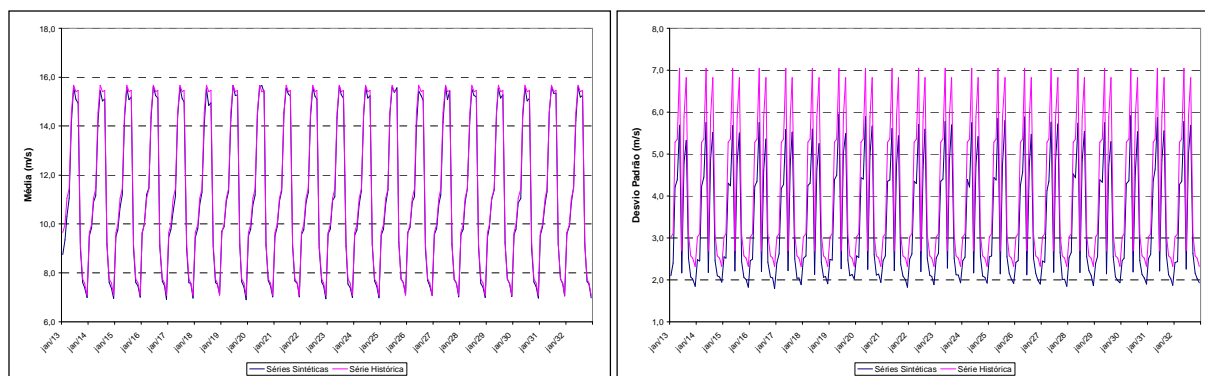


FIGURA 1 – Comparação da Propriedades Estatísticas das Séries Sintéticas com a Série Histórica de Velocidades Médias Mensais de Vento

4.0 - ESTUDO DE CASO

Neste trabalho considerou-se uma empresa geradora cuja estratégia consiste em agregar novos 402MW de empreendimentos eólicos ao seu parque gerador, contratando a garantia física associada por meio da celebração de contratos do tipo QEE (padrão nos leilões de Reserva realizados até o momento) e do tipo DEE (padrão nos demais leilões realizados para fontes eólicas).

Considerou-se ainda que os investimentos necessários para a construção dos novos empreendimentos seja da ordem de 3.600 R\$/kW, sendo que a garantia física contratada é remunerada a 99,54 R\$/MWh. Ambos os valores são compatíveis com os verificados nos leilões de empreendimentos eólicos realizados nos anos de 2011 e 2012.

Uma vez que a referência locacional escolhida para as análises foi o município de Triunfo, localizado no estado de Pernambuco, o fator de capacidade considerado foi de 60,69%, o qual foi obtido pela razão entre a geração média determinada a partir da geração de séries sintéticas, e a potência total instalada. Cabe ainda destacar que o comprimento de rugosidade médio adotado foi de 0,055 metros, tendo em vista as características gerais do solo no município de Triunfo [3].

No que tange as características técnicas do aerogerador, considerou-se nesta análise os aerogeradores Wobben modelo E-82, com potência nominal de 3.000kW, diâmetro do rotor igual a 82 metros, altura do cubo igual a 98 metros, velocidade de início de operação igual a 2,5 m/s, e velocidade de parada (cut-off) igual a 34 m/s (vide <http://www.wobben.com.br/aerogeradores>). A curva de potência disponibilizada pelo fabricante e utilizada neste trabalho se encontra representada na Figura 2.

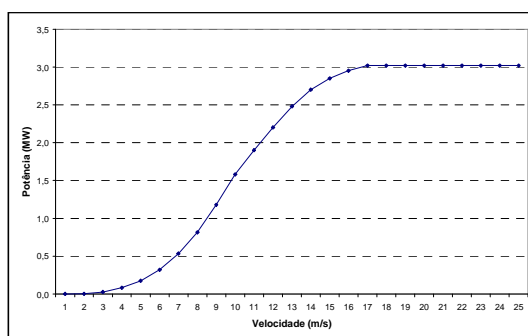


FIGURA 2 - Curva de Potência do Aerogerador Wobben modelo E-82

As demais premissas técnicas, econômicas e financeiras do estudo de caso se encontram descritas na Tabela 1.

Tabela 1 – Demais Premissas do Estudo de Caso

Descrição	Un.	Valor	Descrição	Un.	Valor
Período de Construção	meses	24	Rendimento Eletromecânico do Aerogerador	%	98,00
Início da Operação Comercial	-	jan/15	O&M Variável	R\$/MWh	15
Início da Vigência do CER/CCEAR	-	jan/15	TUST	R\$/kW.mês	2,5
Período de Vigência do CER/CCEAR	anos	20	Aluguel do Terreno	% Receita	1,00
Proporção Equity/Debt	%	30/70	Seguro Operacional	% Investimento	0,30
Custo do Capital Próprio	% a.a.	8,00	Fiscalização ANEEL	%	0,50
Custo do Capital de Terceiros	%	3,34	Benefício Econômico	R\$/kW.ano	484,21
Prazo de Amortização	anos	16	PIS	%	1,65
Final do Período de Carência	-	jul/15	COFINS	%	7,60
Sistema de Amortização	-	SAC	Deduções PIS/COFINS	-	O&M / Depreciação
Perdas na Transmissão	%	3,00	Imposto de Renda	%	25,00
Taxa de Depreciação	%	5,00	CSSL	%	9,00

5.0 - PROCESSO DE SOLUÇÃO EMPREGADO

O processo de solução adotado para a realização das análises propostas neste trabalho pode ser subdividido em 6 etapas. A primeira etapa consiste na geração de séries sintéticas de velocidades médias mensais de vento tal como definido na seção 3 deste trabalho. O horizonte de simulação é igual a 20 anos, tendo em vista o período de vigência dos contratos considerados. Cabe ressaltar que o histórico de velocidades de vento do município de Triunfo está referenciado a uma altura de 50 metros, inferior à altura do cubo do aerogerador aqui considerado, a qual é de 98 metros. Por este motivo, antes de realizar a consulta à curva de potência do aerogerador para a conversão das séries de velocidade de vento em séries de potência, deve-se realizar a conversão da altura das séries sintéticas previamente geradas. Para tanto, a seguinte equação deve ser utilizada:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\log\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (2)$$

onde v representa a velocidade referente a altura do aerogerador, v_0 representa a velocidade referente a altura de medição do histórico, z_0 representa o comprimento de rugosidade do terreno de implantação do parque eólico, H representa a altura do aerogerador, e H_0 representa a altura de medição do histórico.

Uma vez que as séries sintéticas de potência mensal foram geradas, a segunda etapa consiste em enumerar as alternativas de contratação da garantia física dos novos empreendimentos, tendo em vista a modalidade do contrato (QEE e DEE), e a proporção alocada em cada uma das modalidades. Neste estudo optou-se por discretizações iguais a 5% da garantia física, considerando que os novos empreendimentos podem ser 100% contratados sob a modalidade QEE, 95% contratados sob a modalidade QEE e 5% sob a modalidade DEE, e assim por diante até que 100% esteja contratado sob a modalidade DEE.

A terceira etapa consiste em enumerar os valores para o percentual de comprometimento com o ACR que serão considerados no estudo. Tal parâmetro se faz presente apenas na parcela da garantia física que poderá ser contratada por DEE, permitindo que uma parte desse valor não seja contratado no mercado regulado. Neste trabalho, optou-se por considerar que, para cada caso enumerado na segunda etapa, o percentual de comprometimento da parcela contratada na modalidade DEE assuma valores dentro do intervalo de 70% a 100%, com discretização de 5%. Por exemplo, para um percentual de comprometimento igual a 80%, será considerado que a parcela da garantia física não contratada por QEE será 80% contratada no ACR pela modalidade DEE, e 20% será negociada no mercado de curto prazo.

Uma vez definidas as séries sintéticas de potência mensal, e enumeradas as alternativas de contratação e o percentual de comprometimento, a quarta etapa do processo de solução consiste em, para cada alternativa enumerada, proceder a geração de 1000 cenários de fluxo de caixa para a empresa geradora em questão. Nesta etapa foram consideradas as premissas descritas na seção 4, sendo que os cenários de fluxo de caixa foram construídos por meio da utilização da versão 4.4.2 do modelo ANAFIN [4], desenvolvido pelo CEPEL. É importante observar que o modelo ANAFIN é caracterizado como um modelo de apoio à decisão de investimentos em projetos de geração e transmissão de energia elétrica, considerando todas as regras e aspectos da legislação atualmente vigente para o setor elétrico brasileiro.

A quinta etapa consiste na determinação das medidas de risco e retorno de cada alternativa de contratação anteriormente enumerada. Nota-se que para cada alternativa haverá uma distribuição com 1000 valores de Valor Presente Líquido (VPL), ou seja, um para cada cenário de fluxo de caixa. Neste trabalho, definiu-se a média da distribuição de VPLs (VPL médio) como medida de retorno esperado. Como medida de risco, duas métricas

estatísticas foram utilizadas: o desvio padrão da distribuição, classicamente empregada como medida de risco em problemas financeiros, e o Condicional Value at Risk (CVaR) ao nível de 95% [5]. O CVaR 95% pode ser definido como:

$$CVaR_{95\%}(VPL) = E[VPL / VPL \leq VaR_{95\%}(VPL)] \quad (3)$$

onde o $VaR_{95\%}$ é uma medida de risco que representa o valor de corte em uma distribuição de probabilidades para o qual existe 5% de chance de serem observados valores inferiores ao mesmo.

A sexta e última etapa do processo de solução consiste em verificar as estratégias dominantes e determinar a fronteira eficiente das possibilidades existentes.

6.0 - RESULTADOS

Conforme mencionado nas seções anteriores, um dos principais objetivos deste trabalho é avaliar as diferentes modalidades de contratação de energia eólica sob o ponto de vista do investidor, considerando o retorno e o risco associado a cada alternativa. Para tanto, considerou-se um gerador com a estratégia de incorporar aos seus ativos 402MW adicionais de capacidade instalada a partir de empreendimentos eólicos, restando decidir a melhor estratégia de contratação a ser seguida. Com o objetivo de se analisar quantitativamente as modalidades de contratação QEE e DEE, considerou-se inicialmente as estratégias em que o investidor contrata 100% do seu novo parque na modalidade QEE ou 100% na modalidade DEE, neste caso considerando um percentual de comprometimento também igual a 100%. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Comparação do Risco x Retorno para as Estratégias de Contratação 100% QEE e 100% DEE

Contratação	VPL Médio (R\$ milhões)	VPL Mínimo	VPL Máximo	Desvio Padrão (R\$ milhões)	CVaR 95% (R\$ milhões)
100% QEE	20,12	(203,81)	109,71	40,92	(82,16)
100% DEE (*)	38,68	(186,10)	165,31	47,05	(62,25)

(*) Percentual de Compromisso igual a 100%

Adotando-se a medida de risco igual ao desvio padrão da distribuição de VPLs, nota-se que não existe uma estratégia dominante, pois apesar da contratação 100% DEE apresentar o maior retorno esperado, a mesma também apresenta maior risco, ou maior desvio padrão. Neste caso, a decisão final dependerá do apetite ao risco do investidor. Por outro lado, adotando-se o CVaR 95% como medida de risco, a contratação de 100% DEE se mostra a estratégia dominante, uma vez que possui maior retorno esperado e um menor risco associado. Graficamente, as distribuições de probabilidades dos valores de VPL para estas alternativas se mostram bastante similares, com a opção 100% QEE apresentando valores mais concentrados ao redor da média (vida Figura 3).

Considerando a possibilidade de que uma parcela dos empreendimentos eólicos seja contratada pela modalidade QEE e outra parcela contratada pela modalidade DEE, tal como descrito na seção 5, observa-se uma clara divisão das estratégias em dois grupos: estratégias dominantes e estratégias dominadas (Vide Figura 4 (a) e (b)). O conjunto de estratégias dominantes define o que em geral se denomina fronteira eficiente, ou seja, o conjunto de estratégias que, para um mesmo nível de risco, apresenta o maior retorno esperado. Novamente, a decisão do investidor dependerá do seu apetite ao risco. A Figura 4 apresenta os resultados considerando tanto o desvio padrão (a) quanto o CVaR 95% (b) como medidas de risco.

Considerando os resultados associados ao desvio padrão, nota-se que as estratégias dominantes variam tanto em relação à composição de contratos QEE e DEE, quanto em relação ao percentual de comprometimento aplicado à parcela contratada por DEE. Por exemplo, a estratégia de menor risco e menor retorno esperado da fronteira eficiente é composta por uma contratação de 80% da garantia física por meio de contratos QEE, sendo o restante contratado por DEE com um percentual de comprometimento igual a 70%, ou seja, com apenas 70% da garantia física não contratada por QEE sendo destinada ao ACR, e a outra parte liquidada no mercado de curto prazo. Por outro lado, a estratégia de maior retorno esperado e maior risco associado considera a contratação de 100% da garantia física por meio de contratos DEE com percentual de comprometimento também igual a 100% (Figura 4 (a)).

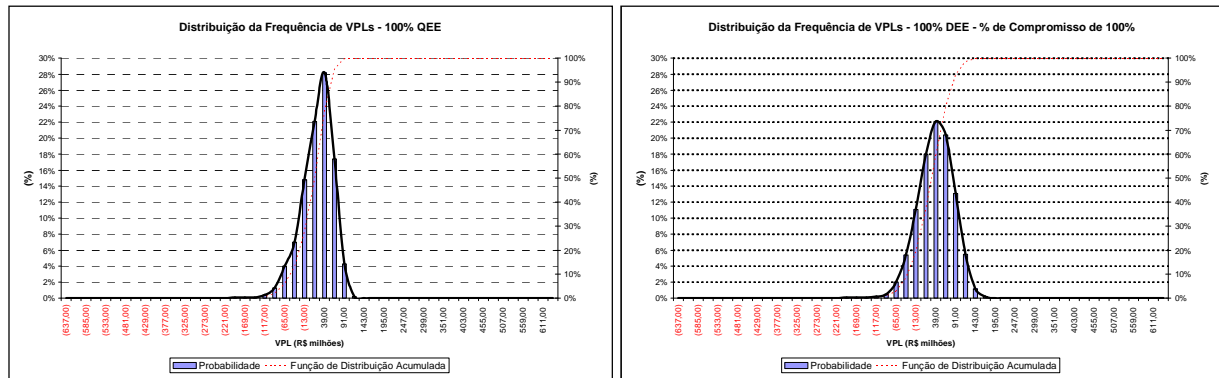


FIGURA 3 – Distribuição da Frequência de VPLs para as Estratégias de Contratação 100% QEE e 100% DEE

Comportamento análogo ao descrito anteriormente pode ser observado na análise dos resultados associados ao CVaR 95%, entretanto, neste caso a fronteira eficiente é composta integralmente por estratégias 100% contratadas por meio de contratos DEE, com percentual de comprometimento variando entre 80% (menor risco e menor retorno esperado) e 100% (maior risco e maior retorno esperado). Neste caso, note que quanto menor for o percentual de comprometimento, menos exposto estará o investidor, uma vez que fica reduzida a possibilidade de ocorrência de grandes penalidades, reduzindo assim à sua exposição ao PLD. Por outro lado, uma redução exagerada no percentual de comprometimento pode levar o investidor a uma estratégia dominada. Isto ocorre porque, para o caso considerado, a venda da energia no mercado de curto prazo se dá, em média, a um preço inferior ao preço da energia contratada, comprometendo a receita dos empreendimentos.

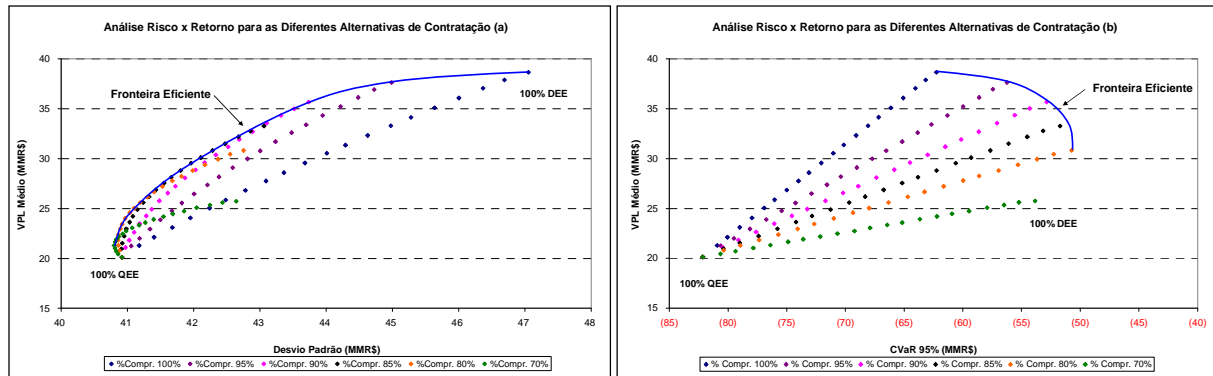


FIGURA 4 – Estratégias Dominantes de Contratação (Fronteira Eficiente)

Note que os resultados mostrados anteriormente consideram a realização de um único cenário de CMO dado pela evolução média dos CMOs mensais obtidos a partir da plataforma de dados do Plano Decenal de Expansão (PDE) 2011-2020, considerando 2000 séries sintéticas. Neste caso, o CMO médio ao longo do horizonte de estudo foi igual a 84,60 R\$/MWh, ou seja, um valor inferior ao preço da energia contratada (99,54 R\$/MWh). Com o objetivo de avaliar a sensibilidade das estratégias dominantes em relação ao valor do CMO, novas análises foram realizadas considerando como cenário de CMO os valores médios mensais obtidos a partir da plataforma de dados do Plano Mensal de Operação (PMO) de Janeiro de 2013. Neste caso, o CMO médio ao longo do horizonte de estudo foi igual a 166,40 R\$/MWh. Tanto para o PMO quanto para o PDE a série de CMOs médios foi continuamente repetida até o final do horizonte de estudo. Os resultados são apresentados nas Figuras 5 (a) e (b).

Considerando o desvio-padrão como medida de risco, nota-se que a fronteira eficiente compreende todas as estratégias em que o percentual de comprometimento é de 70%, sendo 100% QEE a de menor risco e menor retorno esperado, e vice-versa. Considerando o CVaR 95% como medida de risco não é possível observar um conjunto de estratégias dominantes, mas apenas uma estratégia ótima com maior retorno esperado e menor risco entre todas as possibilidades. Tal estratégia é representada pela situação em que toda a garantia física contratada se encontra contratada por DEE, adotando-se um percentual de comprometimento igual a 70%. Tal resultado é facilmente explicado em função do cenário de CMO elevado, uma vez que nestes casos a melhor estratégia para o gerador é permanecer descontratado, evitando penalidades elevadas em caso de cenários de baixa geração, e elevando a possibilidade de grandes retornos com a comercialização da sua energia gerada no mercado de curto prazo devido aos PLDs elevados.

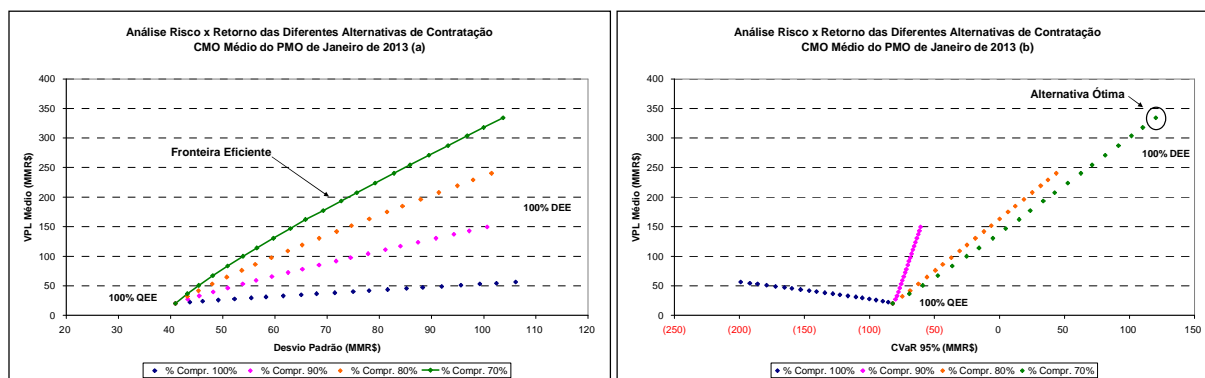


FIGURA 5 – Estratégias Dominantes de Contratação Considerando a CMO Médio do PMO de Janeiro de 2013

7.0 - CONCLUSÃO

As análises realizadas neste trabalho mostraram que, ao contrário do que ocorre para outros tipos de empreendimentos, tanto a contratação de empreendimentos eólicos por quantidade quanto por disponibilidade de energia elétrica implicam em fazer com que o investidor seja responsável por gerenciar riscos e custos variáveis de produção.

Para as premissas adotadas neste estudo e utilizando-se o desvio padrão da distribuição de VPLs como medida de risco, observou-se que as estratégias dominantes, ou seja, aquelas que para um mesmo nível de risco oferecem o maior retorno esperado, variam de acordo com as proporções da garantia física total contratadas pela modalidade QEE e DEE, e de acordo com o valor do percentual de comprometimento adotado para este último. Foi possível observar que nenhuma modalidade de contratação se mostrou preferível à outra, sendo que a estratégia a ser adotada depende do apetite ao risco do investidor.

Por outro lado, utilizando-se o CVaR 95% da distribuição de VPLs como medida de risco, as estratégias de contratação considerando 100% dos novos projetos contratados por DEE, com diferentes percentuais de comprometimento, se mostraram as estratégias dominantes. Esta tendência converge para um único ponto (ou uma única estratégia ótima de contratação) em cenários de CMOs elevados. Neste caso, estar com todos os projetos contratado por DEE, e com um percentual de comprometimento igual a 70%, se mostrou a melhor estratégia dentre as enumeradas neste trabalho. Cabe mencionar que para análises de longo prazo, tal como as realizadas neste trabalho, considera-se mais adequado a utilização de CMOs advindos de um cenário estral, aqui representado pelo PDE. Entende-se que os CMOs obtidos por meio do PMO estariam mais influenciados por situações conjunturais associadas ao sistema interligado nacional.

Considerando o CVaR 95% uma medida de risco financeiro mais eficiente do que o desvio-padrão, uma vez que a primeira considera apenas os cenários que apresentam os piores retornos, também se pode concluir que os contratos do tipo DEE implicam em um menor nível de risco associado quando comparado à modalidade QEE, apesar daquela modalidade também fazer com que o investidor se faça responsável pelo gerenciamento de riscos operacionais.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL, **Minuta do Contrato de Energia de Reserva por Quantidade (Eólica)**, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=95. Último acesso em 24 de Abril de 2013.
- [2] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Minuta de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por Disponibilidade (Eólica)**, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=109#. Último acesso em 24 de Abril de 2013.
- [3] COPEL, **Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólio-Elétricos**, Brasil, 2007
- [4] Batista, F.R.S; Rodrigues, A.F; Marzano, L.G.B; Melo, A.C.G. **Análise de Empreendimentos de Transmissão de Energia Elétrica Considerando o Impacto da Parcela Variável por Indisponibilidades na sua Viabilidade Econômico-Financeira**, XII SEPOPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.
- [5] Marzano, L.G.B. **Otimização de Portfólio de Contratos de Energia em Sistemas Hidrotérmicos com Despacho Centralizado**, Tese de Doutorado, Departamento de Energia Elétrica, PUC-Rio, 2004.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Fabio Rodrigo Siqueira Batista é graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Espírito Santo (1999), possuindo o título de mestre (2002) e doutor (2007) em Engenharia de Produção pela PUC-Rio, onde é professor adjunto desde 2007. Desde 2001 é pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), onde tem trabalhado na coordenação e desenvolvimento de projetos e modelos computacionais relativos a análise de risco de investimentos em geração e transmissão de energia elétrica, assim como em projetos associados ao planejamento da operação energética de médio prazo em sistemas hidrotérmicos interligados.

Alexia de Freitas Rodrigues é graduada em Economia pela Universidade Federal Fluminense, possuindo o título de mestre em Planejamento Energético e Ambiental pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ). Desde 2003 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), onde tem trabalhado na avaliação dos impactos sócio-econômicos da eletrificação rural, e em projetos relativos a análise de risco de investimentos em geração e transmissão de energia elétrica.

Luiz Guilherme B. Marzano obteve o título de Doutor em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC/RJ) em 2004. Trabalha no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desde 1996, desenvolvendo projetos e estudos relacionados ao planejamento da expansão da geração, análise de investimentos e gerenciamento de riscos em sistemas de geração.

Albert C. Geber de Melo é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (1983), possuindo o título de mestre (1986) e doutor (1990) em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Desde 1985, trabalha na coordenação e no desenvolvimento de projetos e sistemas computacionais nas áreas de confiabilidade em sistemas de potência, planejamento da geração e da transmissão sob incerteza, métodos de alocação eficiente de custos, e análise de risco econômico-financeira de projetos. Também é professor associado da Universidade Estadual do Rio de Janeiro, um membro ativo do IEEE e Cigré, e atualmente atua como Diretor Geral do Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL).

Ívila Marcely Alves Adães possui graduação em Administração de Empresas pela Universidade Estácio de Sá, e Pós Graduação em Finanças Corporativas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Atualmente é colaboradora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica em projetos associados a análise de risco de investimentos em geração e transmissão de energia elétrica.