



**XII SEPOPE**

20 a 23 de Maio 2012

May – 20<sup>th</sup> to 23<sup>rd</sup> –

2012

RIO DE JANEIRO (RJ) -

BRASIL

## **XII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA**

### **XII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING**

## **Incorporando os efeitos da complementaridade Hidro-Eólica na formação do Portfólio de Empresas Geradoras de Energia Elétrica**

**E. GUARNIER<sup>1</sup>; L.A.S. CAMARGO; D. S. RAMOS**

**Universidade de São Paulo – GEPEA/USP**

### **SUMÁRIO**

Este trabalho tem por objetivo avaliar quantitativamente o risco de receita financeira que incide sobre uma Pequena Central Hidrelétrica e/ou um Parque Eólico, em função da exposição ao mercado de curto prazo, quando comercializando energia no mercado livre, considerando a complementaridade energética entre fontes, indicando as diretrizes para que o investidor forme um portfólio de usinas, maximizando a receita esperada e minimizando o risco de exposição a receitas reduzidas.

O modelo econômico-financeiro desenvolvido utiliza os dados de saída do NEWAVE para realizar a projeção de preços e de geração. As usinas do portfólio seguem as regras usuais de comercialização, na medida em que o conjunto de usinas componentes deve cumprir os contratos bilaterais firmados, comprando energia no mercado “*spot*” quando a energia alocada total resulta abaixo do montante mensal contratado, vendendo excedentes quando a energia alocada se situa acima deste montante.

Em uma primeira simulação foi avaliado o impacto da modelagem dos ventos da usina eólica. Nesta simulação foram realizados três estudos de caso: no 1º a eólica apresenta fatores de capacidade mensais baseados na média do histórico utilizado no estudo; no 2º a simulação é feita com todos os anos do histórico e; no 3º a eólica apresenta fatores de capacidade probabilísticos, baseados em distribuições de probabilidade de fatores de capacidade mensais. Os resultados mostram que a simulação da usina eólica pelos fatores médios pode mascarar os riscos ao que o investidor está exposto, sinalizando um ponto ótimo de investimentos que não está aderente à realidade da fonte.

Na 2º simulação estudou-se o efeito resultante, na mitigação de risco das usinas eólicas, particularmente quando contratando no mercado livre, se fosse implementado um mecanismo análogo ao MRE das hidrelétricas, apenas para as plantas eólicas.

A 3º simulação é a que traz os resultados mais expressivos do estudo, na medida em que apresenta o gráfico de risco e retorno do portfólio formado pelas fontes eólica e hidráulica, ressaltando os pontos em que o portfólio é formado por apenas uma das duas fontes, os pontos em que as duas fontes estão presentes e os pontos da fronteira ótima de investimentos. Fica nítido o “*hedge*” que estas fontes têm entre si e os benefícios que os investidores encontram quando exploram a sinergia entre os dois tipos de planta.

### **KEYWORDS**

**Análise de Portfólio; Riscos de Mercado; Complementaridade entre Fontes Energéticas; Análise de Incertezas na Geração Eólica.**

---

<sup>1</sup> eguarnier@usp.br

## 1. Introdução

A presença da energia eólica na matriz energética brasileira tem crescido abruptamente nos últimos anos, particularmente por efeito dos Leilões de contratação de Energia Nova no Mercado Regulado e de Energia de Reserva, para todo o Sistema. Não obstante, a energia eólica ainda se depara com alguns obstáculos para a comercialização, principalmente no Mercado Livre, pois neste caso o risco de comercialização é assumido integralmente pelo investidor, enquanto que no mercado regulado importante parcela do risco é assumida pelas Distribuidoras, que depois podem repassar as consequências financeiras aos Consumidores. Um fator desencorajador aos geradores eólicos na negociação no mercado livre é a combinação de incertezas sobre a sua geração, que são intermitentes por natureza, bem como a dificuldade de obtenção de mecanismos de proteção (“*hedge*”) para gerenciar adequadamente essas incertezas.

A geração de energia proveniente de usinas hidráulicas também sofre com a imprevisibilidade e volatilidade das vazões. Para esta fonte, por sua vez, já existe o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que divide os riscos de geração baixa de energia entre todas as usinas hidráulicas do sistema, captando as diferenças de sazonalidades das vazões entre as bacias hidrográficas, bem como neutralizando o impacto financeiro associado ao risco hidrológico proveniente do despacho centralizado que caracteriza a sistemática operacional do Sistema Interligado Brasileiro. As lacunas para salvaguardar os investidores dos riscos inerentes e o crescente aporte de investimentos em fontes alternativas, como em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), Parques Eólicos e Usinas Termelétricas de Cogeração à Biomassa, incentiva os grandes geradores e comercializadores a analisarem o efeito da complementaridade entre a sazonalidade de geração dessas fontes, em vista a definirem suas estratégias de investimento e comercialização, de tal forma a capturarem esse efeito (quando existente) e auferirem ganhos adicionais de receita, do que se comercializarem separadamente a energia gerada individualmente por ativo real. Ademais, ao considerar os ativos num mesmo portfólio, a sazonalidade de geração pode resultar em “*hedge*” natural para a comercialização da energia assegurada (ou Garantia Física) de cada um deles e, dessa forma, funcionar como um mecanismo de mitigação de risco.

## 2. Objetivo

Este trabalho teve como objetivo reportar o avanço obtido em uma das frentes de desenvolvimento de ferramental de apoio à decisão empresarial, contemplando mitigação de riscos de mercado e análise de portfólio, desenvolvido pelos Autores para suportar diversos Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento ora em andamento ou a iniciar. Nessa perspectiva, estudou-se os riscos de receita aos quais fontes eólicas e hidráulicas (PCH's) estariam expostas, em decorrência da exposição aos preços no mercado de curto prazo (PLD – Preço de Liquidação de Diferenças), avaliando-se de modo concomitante o efeito da complementaridade entre as mesmas, de forma que um agente investidor tenha os indicativos para formar um portfólio otimizado de usinas, maximizando a sua receita esperada e, ao mesmo tempo, minimizando o risco de ficar exposto a valores muito baixos de receita financeira. Ademais, também foram analisados os efeitos de um hipotético caso de MRE-Eólico e a implicação no risco x retorno de uma usina eólica, na premissa de existência desse mecanismo, aplicável de forma segregada à fonte eólica.

## 3. Embasamento Teórico

### 3.1. Regime de complementação térmica

Um regime de complementação térmica em um sistema predominantemente hidroelétrico é compreendido como o modo de operação do parque termoeletrico que permite a máxima eficiência possível no aproveitamento energético das usinas que compõem o sistema. Assim, devido à sazonalidade das afluições hídricas, o que causa variação na energia produzida ao longo do tempo, o parque hidroelétrico é dimensionado para garantir o atendimento da demanda em condições hidrológicas críticas, conferindo-lhe uma capacidade de produção de energia adicional quando a hidrologia é mais favorável, permitindo, a custo nulo, um aproveitamento desta energia adicional sem

a necessidade de despacho térmico. Assim, o papel das térmicas na matriz energética brasileira é o de proporcionar uma espécie de “seguro” para a ocorrência de hidrologias adversas, operando em complementação térmica, de forma a permitir a operação ótima do sistema no suprimento confiável da carga prevista, em períodos de baixas afluições, ou ainda como complementação da potência em horários de ponta, aumentando a capacidade de suprimento de energia garantida do sistema.

Do ponto de vista econômico, a operação é otimizada no sistema hidrotérmico em questão quando o despacho da termelétrica é realizado apenas na situação em que o custo econômico futuro correspondente ao uso de água para atender o mercado supera o custo variável da geração termelétrica. Esse custo de oportunidade da geração hidrelétrica<sup>2</sup> é conhecido como “Valor da Água” e acaba se refletindo no Custo Marginal de Operação do Sistema que, por sua vez, aplicados valores de teto e piso, dá origem ao PLD definido anteriormente. Em sistemas hidrotérmicos, deve-se considerar também o fator de capacidade de uma usina, o qual expressa o nível de acionamento ou despacho médio no período de análise, sendo sua determinação uma das mais importantes características operativas a ser inferida para a avaliação de qualquer projeto termelétrico. Este parâmetro sofre influência do fator de capacidade mínimo obrigatório (vinculado ao tipo de contrato de fornecimento de combustível e/ou a restrições técnicas operativas da usina), do modo de operação da planta no sistema interligado, da natureza do sistema de geração, da tecnologia adotada e do preço do combustível. Dado que a solução ótima para o problema de programação de um sistema hidrotérmico depende do estado de armazenamento do reservatório, sua operação pode ser resumida da seguinte forma:

- i. Dado o armazenamento do reservatório no início do mês e a vazão afluyente do mês anterior, obter o correspondente preço “Spot” do sistema;
- ii. Despachar na base todas as unidades térmicas operando com custos de geração menores que o preço “Spot” do sistema;
- iii. Complementar o atendimento da carga com as usinas hidrelétricas.

### **3.2. Analogia para as Usinas Eólicas**

Supõe-se agora um sistema com uma parcela representativa de plantas eólicas. Estas não possuem reservatório de armazenamento e regularização, como no caso das hidráulicas que não são a fio d’água, possuindo um custo de manutenção baixo (que pode ser desprezado para efeito prático de comparação, e o será nas simulações feitas nesse estudo) e nenhum custo de combustível. Pode se dizer, portanto, que tais usinas seriam tratadas como térmicas com custo de operação nulo. Assim sendo, a operação antes proposta ficaria como segue:

- i. Dado o armazenamento do reservatório no início do mês e a vazão afluyente do mês anterior, obter o correspondente preço “Spot” do sistema;
- ii. Despachar na base todas as unidades eólicas, respeitando sua disponibilidade média mensal, que é variável ao longo do ano e depende da região onde estão implantadas;
- iii. Despachar na base todas as unidades térmicas operando com custos de geração menores que o preço “Spot” do sistema;
- iv. Complementar o atendimento da carga com as usinas hidrelétricas.

Conforme se justificará posteriormente, esse procedimento é bastante impreciso na prática e conduz a resultados extremamente otimistas, pois modela cada planta eólica pelo seu perfil médio de geração (para cada mês calendário a produção acaba sendo sempre a mesma), desconsiderando as incertezas intrínsecas da geração eólica, que se rebatem em gerações bastante distintas da média em vários períodos de tempo, para cada planta, havendo ainda variações que de certa forma se compensam entre uma planta e outra (caracterizando certa complementaridade, que necessita ser investigada criteriosamente).

---

<sup>2</sup> Que depende da tendência hidrológica e do estado de armazenamento do sistema, é aferido verificando as conseqüências da utilização de água no presente, comparando com o impacto futuro em despacho de geração termelétrica mais cara e/ou a necessidade de racionamento ao mercado.

## 4. Modelo

### 4.1. Roteiro de desenvolvimento

O modelo econômico-financeiro desenvolvido neste projeto utiliza os dados de saída do NEWAVE para realizar a projeção de preços e de geração do SIN. As usinas do portfólio seguem as regras usuais de comercialização, na medida em que o conjunto de usinas componentes deve cumprir os contratos bilaterais firmados, comprando energia no mercado de curto prazo quando a energia alocada total resulta abaixo do montante mensal contratado e vendendo energia quando a energia alocada se situa acima deste montante. Ao definir um percentual ótimo de sua Garantia Física para alocação em contratos, ponderando as projeções de preços e de geração das usinas do portfólio e do sistema (quando aplicável o MRE ou algum mecanismo de racional semelhante), naturalmente uma receita ótima é encontrada. Assim, o modelo desenvolvido estima a receita e o risco de uma ou mais Usinas, bem como analisa o comportamento de um portfólio (ex: Eólica + PCH) sujeitas às regras de precificação e geração de energia. Ao analisar o comportamento do portfólio e implicitamente o grau de complementaridade entre as fontes, é possível determinar o valor do “hedge” quando a Garantia Física do conjunto é comercializada ao invés de uma comercialização individualizada por tipo de fonte. A Figura 1 apresenta um Esquema Geral do Modelo de Simulação desenvolvido.

Em linhas gerais, o fluxo das etapas no modelo segue a seguinte rotina: a Geração da Usina (ou energia alocada, quando aplicável) é medida e comparada ao Montante Contratado para determinar as sobras ou déficits que serão contabilizados no Mercado de Curto Prazo (MCP). Com a Contabilização é possível determinar o Custo de Geração e do Mercado de Curto Prazo. Determinando-se o Custo e tendo a Receita proveniente do Montante Contratado, tem-se a Receita Total, por mês ( $m$ ), cenário eólico ( $c$ ) e série hidrológica ( $s$ ). Essa rotina é repetida variando o percentual de contratação até encontrar aquele que maximiza a receita, respeitando-se determinado critério de risco, seja analisando uma Usina ou um conjunto delas (portfólio).

O preço e a sazonalização do contrato são pré-estabelecidos como inputs para o modelo. Toda rotina é limitada ao valor total da Potência Instalada, novamente, para o conjunto ou individualmente. A seguir cada etapa do modelo é apresentada em maior detalhe. As gerações da Usina Eólica e da PCH (foco deste estudo) são determinadas através das equações abaixo:

$$\text{Geração Eólica} \Rightarrow Ger_{m,c} = FC_{m,c} \times Pot_{efetiva} \quad (1)$$

$$\text{Geração PCH (sem MRE)} \Rightarrow Ger_{m,s} = Ger_{m,s} \quad (2)$$

$$\text{Geração PCH (com MRE)} \Rightarrow Ger_{m,s} = Fator\_MRE_{m,s} \times GF \quad (3)$$

A Geração ( $Ger$ ) da Usina Eólica, para cada mês, de cada cenário, nada mais é do que o produto do Fator de Capacidade ( $FC$ ) do respectivo mês pela Potência Efetiva da planta. A Potência Efetiva da planta é a sua Potência Instalada descontando-se o fator de capacidade máximo da planta ( $FC_{máximo}$ ) e os fatores de indisponibilidade - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada da planta ( $TEIF$ ) e Indisponibilidade Programada da planta ( $IP$ ), conforme equação abaixo:

$$Pot_{efetiva} = Pot_{instalada} \times FC_{Máximo} \times TEIF \times IP \quad (4)$$

Para a Geração da PCH, se esta estiver participando do MRE, a geração será obtida pelo produto da Garantia Física ( $GF$ ) pelo fator MRE. Se não participar do MRE, a Geração será considerada como a obtida pela própria afluência das vazões, limitada pela potência instalada. Em ambos os casos a geração da PCH é determinada para cada mês ( $m$ ) e série hidrológica ( $s$ ). O fator MRE é definido pela divisão da parcela correspondente a Soma da Geração das Usinas participantes do MRE ( $Gera\_MRE$ ) pela parcela da Soma da Garantia Física das usinas do MRE ( $GF\_MRE$ ), para cada mês e série, conforme equação (5) :

$$FatorMRE_{m,s} = Gera\_MRE_{m,s} / GF\_MRE_m \quad (5)$$

O Montante Contratado mensal ( $MCont_m$ ) corresponde a uma parcela da GF (percentual) alocada num determinado contrato ( $Cont_m$ ), conforme definido na equação (6) a seguir.

$$MCont_m = \%Cont_m \times GF \quad (6)$$

Nessa etapa considera-se a opção por dois tipos de contratos: um do tipo flat (constante ao longo do ano) e outro do tipo “gangorra” (com alocação proporcional ao período úmido e seco). A etapa de Contabilização no MCP ( $Contab_{m,c,s}$ ) se verifica a diferença entre o que foi celebrado em contratos com a geração (ou energia alocada) da usina. A Contabilização é realizada para cada mês e cenário eólico ou série hidrológica, conforme equação (7) a seguir:

$$Contab_{m,c,s} = MCont_m - Ger_{m,c,s} \quad (7)$$

Se o valor Contabilizado for negativo ( $Contab_{m,c,s} < 0$ ) então significa que a Usina pode vender o excedente de energia gerada no MCP e aferir ganho extra de receita em relação ao do contrato. Em contrário ( $Contab_{m,c,s} > 0$ ), a Usina deverá comprar energia no MCP, para cobrir o montante contratado. Ao contabilizar o saldo entre contratado e gerado, a etapa seguinte envolve a análise do Custo de Geração e no MCP. O Custo de Geração para hidrelétricas e para eólicas pode ser considerado como nulo, pois ambas não precisam comprar combustíveis para despachar. Assim, trabalhou-se com o Custo no MCP, conforme a equação (8) a seguir:

$$CustoMCP_{m,c,s} = Contab_{m,c,s} \times PLD_{m,c} \quad (8)$$

Por convenção, resultados negativos para Custo no MCP indicam que houve Receita proveniente da venda do excedente no MCP, enquanto que resultados positivos indicam custo/despesas.

$$\begin{array}{ll} \text{Se } CustoMCP_{m,c,s} < 0 & \text{Receita no MCP} \\ \text{Se } CustoMCP_{m,c,s} > 0 & \text{Custo no MCP} \end{array}$$

A Receita do Contrato mensal ( $RecCont_m$ ) simplesmente é determinada pelo produto entre o Montante Contratado ( $MCont_m$ ) e o Preço de Venda de Contrato ( $P_{contrato}$ ), equação (9):

$$RecCont_m = MCont_m \times P_{contrato} \quad (9)$$

Dessa forma, ao final de todo o processo, chega-se a determinação da Receita Total, apresentada na equação (10). Observa-se que na ocorrência de um Custo no MCP negativo (indicando Receita), essa parcela será adicionada ao da Receita de Contrato, obtendo-se um ganho na Receita Total.

$$RecTot_{m,c,s} = RecCont_m - CustoMCP_{m,c,s} \quad (10)$$

A última etapa é a determinação da Receita Média mensal e o Risco. A Receita média é calculada conforme a equação (11) e corresponde à média de todas as receitas simuladas para cada mês, cenário eólico e série hidrológica.

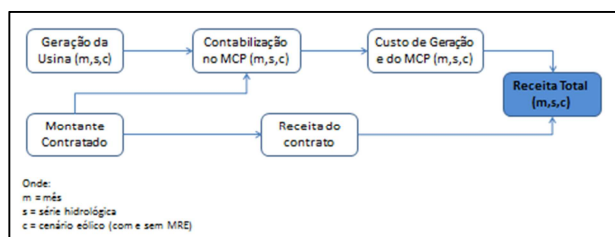
$$RecMed = \frac{\sum_{m=1}^M \sum_{c=1}^C \sum_{s=1}^S RecTot_{m,c,s}}{M * C * S} \quad (11)$$

A métrica de risco utilizada neste estudo foi a “Conditional Value-at-Risk” (CVaR), determinada a partir do “Value-at-Risk” (VaR). O VaR representa a maior perda que uma empresa poderá ter considerando uma determinada probabilidade de exceder este valor, ou seja, uma empresa que tem um VaR (5%) = R\$1.000,00 tem 5% de probabilidade de ter valores abaixo de R\$1.000,00.

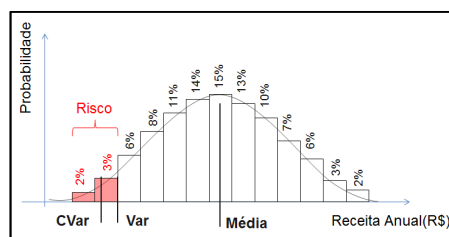
Para a determinação do risco na Receita, utilizou-se o conceito de que o CVaR representa a média dos 5% dos piores casos da receitas estimadas nas simulações, isto é, o CVAR representa a média dos cenários abaixo do VaR (5%). Assim, determina-se o percentil correspondente aos 5% dos menores valores das receitas estimadas e calcula-se o valor médio desse conjunto como o valor do CVaR. A Figura 2 abaixo ilustra o conceito do VaR e do CVaR para um caso genérico. O investidor deseja maximizar a expectativa de Receita de seu portfólio, representada pela receita média, bem como reduzir sua exposição ao risco, que é obtida pela maximização do CVaR, fato que, de forma implícita, rebate numa maior concentração de receitas em torno da média.

## 5. Simulações e Resultados

Dentre as possibilidades de análises que o modelo permite executar, para este estudo as análises objetos foram divididas em 3 simulações: (i) a análise do impacto da modelagem dos ventos na estimativa de desempenho de uma Usina Eólica, (ii) a simulação de uma usina eólica num hipotético MRE-Eólico e (iii) a análise de portfólio num investimento hidro e eólico.



**Figura 1: Esquema Geral - Modelo de Simulação Econômico-Financeiro.**



**Figura 2: Receita Média, VaR e CVaR de um portfólio**

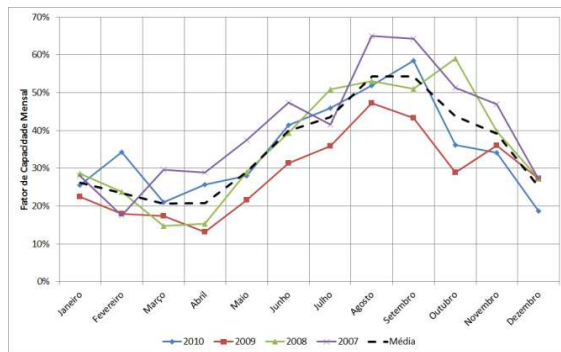
### 5.1. Efeitos da Modelagem dos ventos: Médio x Histórico x Probabilístico

Lembrando que, conforme enfatizado antes, a modelagem da geração das plantas através de um Fator de Capacidade médio histórico constante ao longo do tempo, conduz a resultados otimistas e irreais, surge a motivação para a primeira série de investigações. Destarte, a primeira simulação realizada teve como principal objetivo estudar o impacto da modelagem dos ventos no desempenho de uma usina eólica quando os fatores de capacidade (FCs) mensais são obtidos através de uma análise média, uma análise histórica e por uma análise probabilística. Os FCs médios foram calculados a partir da média mensal do histórico dos ventos da região de Petrolina / PE. Dessa forma, para um horizonte de 4 anos de dados (2007, 2008, 2009 e 2010) foi obtida 1 série de FCs médios.

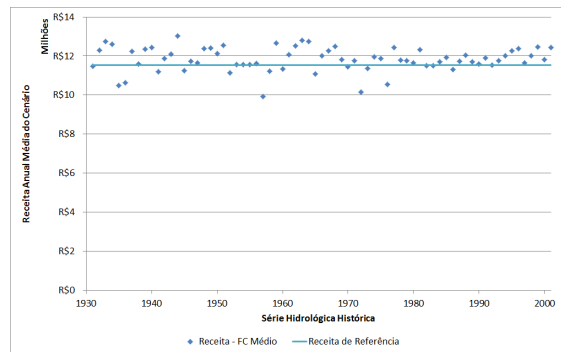
A simulação histórica, por sua vez, foi realizada considerando cada um dos 4 anos de FCs como um cenário eólico. Os FCs probabilísticos de cada mês e série foram gerados realizando a simulação de Monte Carlo em torno das probabilidades de FC's, onde a probabilidade segue uma distribuição normal com média igual a média dos FCs históricos e o desvio padrão proporcional ao valor médio. A Figura 3 mostra a diferença os FCs médios e históricos. As simulações com FCs médios e históricos foram realizadas com as séries hidrológicas históricas, para aumentar a sensibilidade quanto aos resultados auferidos, e a simulação probabilística foi realizada com as séries sintéticas, pois a simulação de Monte Carlo necessita de grande número de cenários para ter representatividade estatística. Inserindo os valores de FCs médios e históricos no modelo, para simulação de uma Usina Eólica padrão de 30MW de Potência Instalada pode-se verificar as diferenças de desempenho em relação à receita e exposição ao risco, quando adotado cada um dos métodos. Observa-se que pelos resultados apresentados nas figuras 4 e 5 há uma pequena possibilidade de receitas baixas quando estimadas a partir de FCs Médios e já pelo método por séries históricas fica evidente a grande variabilidade das receitas e o aumento de possibilidade de exposição à riscos de baixas receitas.

Ao se plotar o gráfico pelos dois métodos em função do percentual contratado (vide Figura 6), verifica-se que a receita média auferida em ambos os casos é a mesma, pois foram obtidas a partir de um mesmo FC médio. Porém, para uma porcentagem alta de contratação (ex: 80% contratado) e pelo método histórico há uma alta exposição ao risco de incidência de valores baixos de receita (CVaR menor que R\$10 milhões). A Receita de Referência apresentada nos gráficos é aquela que a planta iria obter se vendesse toda a sua Garantia Física ao preço de contrato, sem nenhuma transação no mercado de curto prazo, sendo utilizada nos estudos apenas como comparativo, por não ser realista. Os resultados dos estudos mostram que a simulação da usina eólica pelos fatores médios pode mascarar os riscos ao qual um investidor está exposto, sinalizando um ponto ótimo de investimentos que não está aderente à realidade da fonte e no qual o cálculo econômico-financeiro da geração eólica utilizando apenas os valores médios de fator de capacidade subdimensiona o seu critério de risco. Neste caso, a consideração da variabilidade do vento, e consequentemente do risco de geração sazonal, torna a análise mais realista e captura as situações de baixa receita ao qual o investidor pode estar exposto.

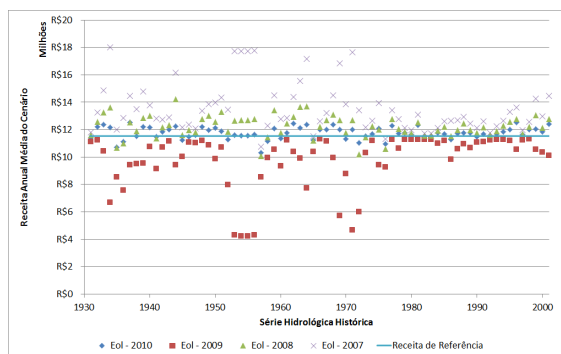
A simulação das usinas eólicas com as séries históricas de ENA (Energia Natural Afluenta) e PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) e com a série de Velocidade de Ventos fazem uma boa representação das receitas e riscos aos quais os investidores estão expostos, mas contêm a restrição do número de cenários analisados, particularmente no caso eólico.



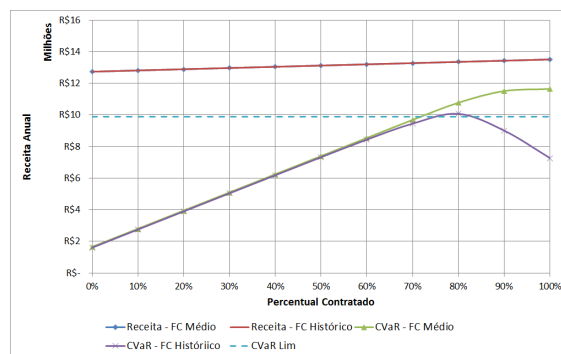
**Figura 3: Fatores de Capacidade Médios e Históricos.**



**Figura 4: Receita estimada a partir de FCs Médios de uma Usina Eólica.**



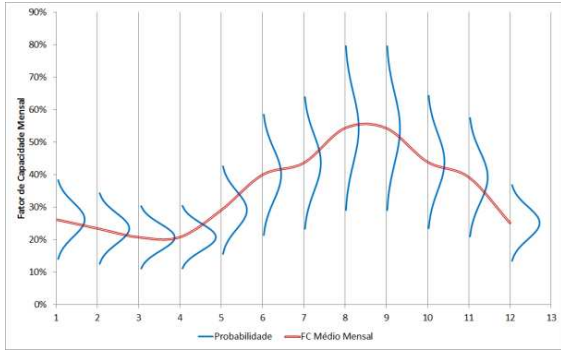
**Figura 5: Receita estimada a partir de FCs Históricos de uma Usina Eólica.**



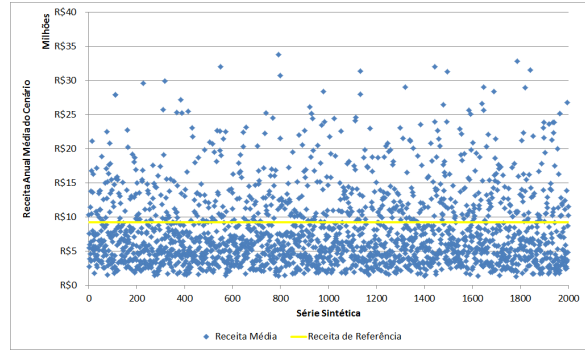
**Figura 6: Receita e Exposição ao Risco - Cenário Médio x Histórico.**

Para ampliar a análise, é possível trabalhar com as séries sintéticas de ENA e de PLD, mas para tanto deveria ser determinada a geração eólica, ou o fator de capacidade, para cada mês e série sintética no horizonte de estudo, requerendo um conjunto de dados de séries de vento, para cada site em análise, compatível com os episódios hidrológicos do histórico. Isto permitiria extrapolar as matrizes de correlação necessárias para permitir gerar séries sintéticas de ENA's e de vento simultaneamente. Como este tipo de informação ainda está sendo trabalhado e certamente permitirá enriquecer a representatividade de estudos futuros, neste estudo inicial, de caráter meramente exploratório, foram adotadas como premissas que os fatores capacidades são independentes entre os meses e independentes com as séries de ENA's. Desta forma foi possível determinar os FC's de cada mês e série apenas realizando a simulação de Monte Carlo em torno das probabilidades de FC's mensais, conforme apresentado na Figura 7.

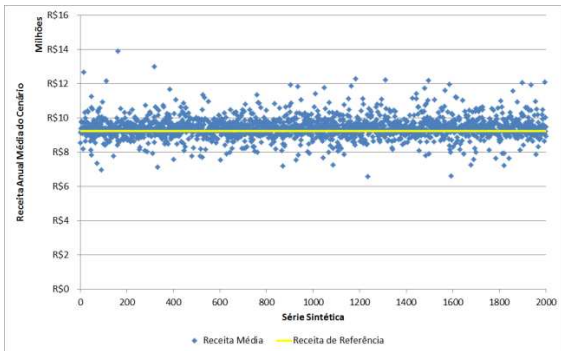
As figuras 8 e 9, que se seguem, apresentam, respectivamente, os resultados das simulações de uma Usina Eólica para o caso descontratado (0% contratado) e o caso de 100% contrato, para cada série hidrológica sintética. Novamente pode ser notado que a eólica com 100% de sua Garantia Física alocada em contratos possui receitas mais bem comportadas em torno da Receita de Referência, enquanto que a eólica com 0% de contratação possui receitas extremas, sendo que na maior parte dos cenários se encontra próxima do zero, por ter passado praticamente a totalidade do ano vendendo sua energia no MCP ao valor do PLD mínimo, muito mais baixo que o preço de contrato. A Figura 10 a seguir apresenta o risco (CVar) das receitas quando se varia o desvio padrão das distribuições dos Fatores de Capacidade Mensais. Os desvios padrões apresentados no gráfico são valores percentuais do FC médio, assim um desvio padrão de 10% para um mês de FC igual a 50%, será de  $10\% * 50\% = 5\%$ . O valor do risco da eólica (CVar) para baixos percentuais de contratação é praticamente o mesmo para todos os desvio padrões, mas quando o percentual contratado aumenta fica nítido que as eólicas que apresentam maior variabilidade de ventos (maiores desvios padrões) têm valores mais baixos de CVar, ou seja, maior risco de receitas baixas, ocasionado pela dificuldade em cumprir seu nível contratual. Os resultados auferidos nestas simulações demonstram a importância da análise estatística de séries de ventos e a necessidade de se estruturar e manter uma série mais longa de medições de vento.



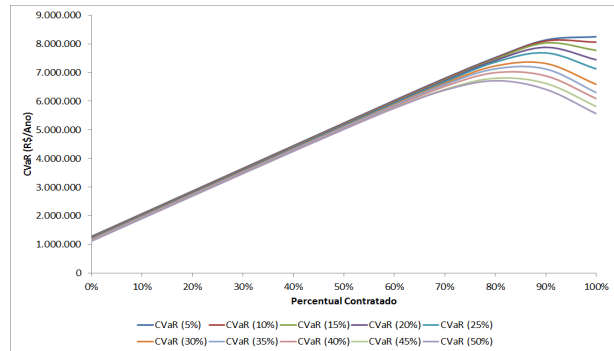
**Figura 7: Simulação Probabilística para determinação de Fatores de Capacidade Mensais.**



**Figura 8: Receita da Eólica para percentual de 0% contratado.**



**Figura 9: Receita da Eólica para percentual de 100% contratado.**



**Figura 10: Risco da eólica variando-se o percentual contratado para diferentes desvios padrões.**

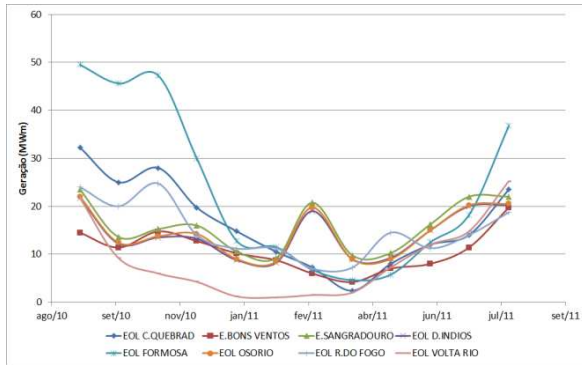
## 5.2. Efeito da Participação de uma usina Eólica num hipotético MRE-Eólico

A segunda simulação realizada, a partir do ferramental desenvolvido, teve como objetivo estudar o efeito resultante na mitigação de risco das usinas eólicas, particularmente quando contratando no Mercado Livre, se fosse implementado um mecanismo análogo ao MRE das hidrelétricas, apenas para as plantas eólicas, isto é, um hipotético MRE-Eólico. O MRE age no sentido de diminuir a variabilidade da geração das usinas ocasionada pelas condições climáticas, que são imprevisíveis por natureza. Desta forma a energia mensal alocada das usinas será a sua parcela, ou sua quota, da Geração Total do sistema. A quota de cada usina é determinada pela relação entre a sua Garantia Física e a Garantia Física Total do MRE. Similarmente ao mecanismo hidrelétrico, a usina terá energia alocada maior que a sua GF quando a geração de todas as usinas do MRE for acima da soma das GFs de todas estas usinas. A equação (12) abaixo define a Energia Alocada da Usina Eólica.

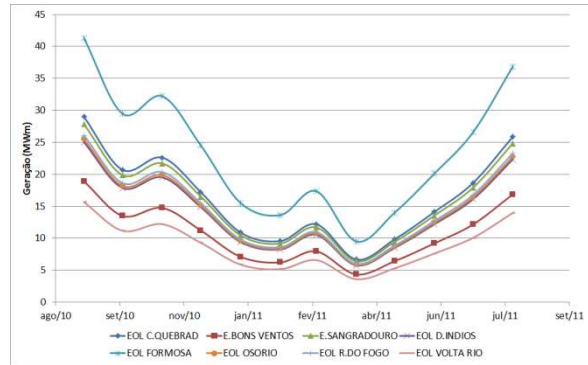
$$EnerAlocada_{Usina} = GF_{Usina} * Geração_{MRE} / GF_{MRE} \quad (12)$$

As Figuras Figura 11 e Figura 12 ilustram respectivamente, os resultados das simulações da Energia Alocada em 8 parques eólicos nacionais para o caso das usinas não participando do MRE-Eólico e com a participação no MRE, sendo que os dados básicos para a simulação foram obtidos do site do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico – para parques reais e períodos de geração efetiva. Os resultados indicam que ao participar do MRE cada usina recebe a sua parte da geração total das usinas eólicas, ou seja, quando o sistema tem sobras de geração, as usinas tem mais energia alocada e quando o sistema gera menos, a usina tem menos energia alocada. Sendo assim, o gráfico acima evidencia a energia alocada proporcionalmente à garantia física de cada parque e fica evidenciado que esse mecanismo gera um *hedge* contra o risco de geração. Ao analisar as simulações sob a ótica de minimização de exposição ao risco, percebe-se através da comparação dos resultados apresentados na Figura 13 e na Figura 14, de que ao participar do MRE-Eólico, em todos os casos ocorreu um aumento no valor do CVaR, o que indica que a participação desse mecanismo proporciona uma minimização do risco.





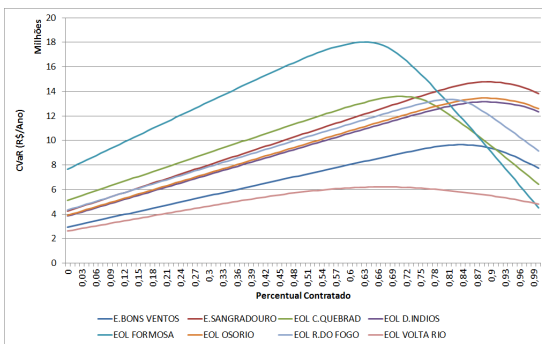
**Figura 11: Energia alocada dos Parques Eólicos sem MRE-Eólico.**



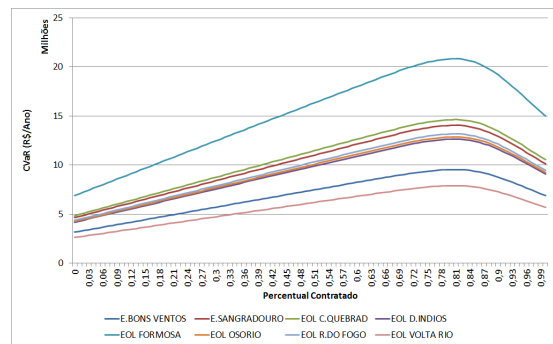
**Figura 12: Energia alocada dos Parques Eólicos com MRE-Eólico.**

Além disso, percebe-se que o percentual de contratação ótimo, com vistas à minimização do risco do portfólio, é encontrado em diferentes pontos para cada eólica quando não é considerado o MRE.

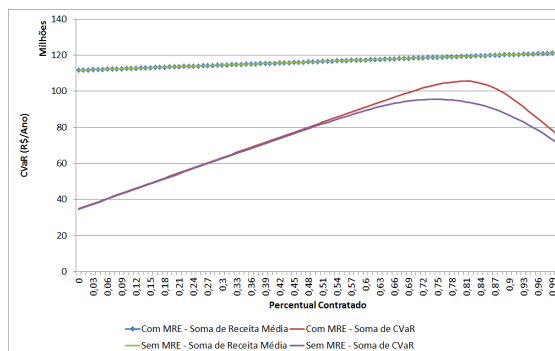
Já com a atuação do Mecanismo, as eólicas apresentam um mesmo ponto ótimo de contratação. A Figura 15 ilustra outra análise válida como comparação entre a Receita e o Risco global dos Parques Eólicos quando estes participam ou não do MRE-Eólico. Com a participação, o risco de receitas baixas do sistema eólico é reduzido, isto pode ser notado pelo aumento dos valores de CVaR. O MRE aplicado às usinas do sistema brasileiro resultou em um acréscimo médio de aproximadamente 4% da receita em risco. Estes resultados, apesar de promissores, ainda não representam a totalidade dos benefícios que um MRE-Eólico ocasionaria no sistema brasileiro. Para ter uma melhor precisão seria necessário uma série histórica de ventos mais ampla e com todos os parques eólicos existentes e que irão entrar em operação nos próximos anos, só assim seria possível medir os benefícios da sazonalidade entre as regiões e da variabilidade dos ventos durante os anos do histórico.



**Figura 13: Risco das Usinas Eólicas sem a participação no MRE-Eólico.**



**Figura 14: Risco das Usinas Eólicas com a participação no MRE-Eólico**



**Figura 15: Comparação entre a receita e o risco global dos parques eólicos com e sem o MRE.**

### 5.3. Efeito Portfólio Hidro-Eólico

A última simulação visou analisar o efeito da complementaridade entre duas fontes, quando estas são consideradas num mesmo portfólio e onde a correlação do desempenho produz (ou não) um benefício extra do que se analisadas individualmente. Essa análise baseia-se nos conceitos desenvolvidos por Markowitz em [1], de que numa carteira de ativos (portfólio) a relação entre a taxa do retorno esperado e o risco correspondente a esse retorno depende da correlação existente entre os comportamentos dos ativos da carteira. O efeito da correlação dos ativos no comportamento de uma carteira permite evidenciar graficamente que o comportamento dos valores esperados (risco e retorno) de uma carteira geralmente pode ser expresso por uma curva hiperbólica, onde, somente no caso de uma correlação unitária, o gráfico passa a ser representada por uma reta. Na Figura 16 a seguir é apresentado uma simulação da geração de uma PCH e uma Usina Eólica, onde fica evidenciada a correlação entre os períodos de baixa/alta geração das fontes. Quando a PCH está gerando em alta e Eólica está em baixa e vice-versa.

Para a simulação a seguir do efeito portfólio, considerou-se um limite para a potência instalada total do conjunto, a saber, no valor de 30 MW (Eólica + PCH). Por consequência, o Montante Contratado também ficou limitado à soma das Garantias Físicas proporcionais. Variando a participação de cada um desses dois ativos em termos de potência instalada e variando o percentual contratado da Garantia Física total da carteira, pode-se determinar o efeito portfólio (Figura 17).

Como pode ser observado, para uma análise isolada dos ativos, o ponto ótimo de contratação para a Eólica foi de 84%, enquanto para a PCH o ponto ótimo ficou em 59% contratado. Ao se avaliar os dois ativos em conjunto, o ponto ótimo ajustou-se para 80% contratado e com uma participação de 55% da Eólica e 45% da PCH. Os dados da Tabela I a seguir apresenta a Receita Total Anual obtida por unidade de Potência Instalada (R\$/MW), para diferentes níveis de risco (representados pelo CVaR) e para as fontes individualizadas ou no mesmo portfólio Hidro-Eólico. Verifica-se que para determinados níveis de risco, não existiria a possibilidade de se comercializar apenas uma fonte e para outros, mesmo com a possibilidade da comercialização individual, o portfólio ainda sai ganhando. Ao analisar um CVAR de R\$ 277.000,00 verifica-se um valor maior para o portfólio (R\$382.818,87) do que para cada fonte individualizada, indicando um incremento oriundo do efeito portfólio.

A simulação do efeito portfólio foi a que trouxe os resultados mais expressivos do estudo, na medida em que apresenta o gráfico de risco e retorno do portfólio formado pelas fontes eólica e hidráulica, ressaltando os pontos em que o portfólio é formado por apenas uma das duas fontes, os pontos em que as duas fontes estão presentes e os pontos da fronteira ótima de investimentos. Fica nítido pelos resultados o “*hedge*” que estas fontes têm entre si e os benefícios que os investidores encontram quando exploram a sinergia entre os dois tipos de planta.

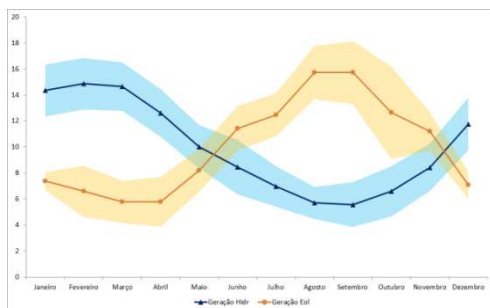


Figura 16: Simulação da Geração de uma PCH e uma Eólica.

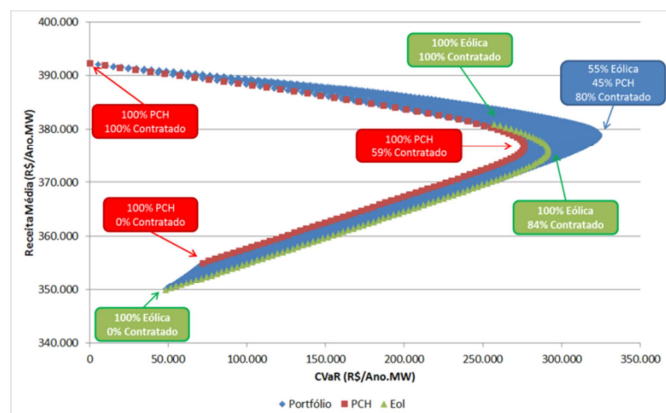


Figura 17: Efeito Portfólio Hidro-Eólico.

**Tabela I: Resultados ótimos para diferentes níveis de risco (CVaR).**

CVaR	Eólica	Hidráulica	Portfólio
277.000,00	379.137,64	376.917,82	382.818,87
284.000,00	378.208,37	NC	382.456,73
323.753,88	NC	NC	378.823,74

Onde NC = Não Constatam resultados para esta fonte para o determinado nível de risco.

## 6. Conclusões e Considerações Finais

Conforme exposto neste trabalho, a partir da utilização do ferramental de apoio à decisão empresarial apresentado e aproveitando-se de sua aplicabilidade para diversas análises foi possível, sob a luz da análise risco x retorno, realizar três estudos de casos, a recapitular, o efeito da modelagem do vento, o efeito de um hipotético MRE-Eólico e o efeito portfólio Hidro-Eólico. Os resultados auferidos apresentaram de maneira geral, a importância de se analisar o efeito conjunto das fontes e demonstraram que análises simplistas podem mascarar situações reais, que podem levar o tomador de decisão a incorrer em erros que comprometam o desempenho econômico-financeiro de sua carteira. Nos dois primeiros casos eólicos, de caráter exploratório, conclui-se que os resultados auferidos nestas simulações demonstraram a importância de uma análise estatística de séries de ventos e a necessidade de se estruturar e manter uma série mais longa de medições de vento, ao exporem diversas situações onde a depender da modelagem ou da existência, ou não, de um mecanismo de “hedge” (MRE-Eólico), as usinas eólicas podem ficar expostas a elevados riscos de baixa receita, insustentáveis financeiramente. Em avanço, no terceiro caso ficou evidenciado o ganho financeiro e de mitigação de risco quando o efeito da complementaridade hidro-eólico foi incorporado na análise, resultando em ganhos significativos de receitas e, principalmente, mitigando os riscos aos quais estariam expostas se estivessem dissociadas.

Por fim, conclui-se que o ferramental desenvolvido para fontes de geração sazonal apresenta uma grande contribuição para análises de mitigação de risco de mercado com maximização simultânea de receitas, complementaridade entre fontes e de efeito portfólio. Outros aprimoramentos ao ferramental estão em curso e contribuem para explorar todo o potencial de apoio à decisão, considerando a adequação para uma análise com diversas fontes (inclusão da Biomassa no portfólio), incorporação de investimento em novas fontes (custo do Mega Watt Instalado), sazonalização da Garantia Física e a determinação ótima de participação numa Sociedade de Propósito Específico (SPE).

## 7. Referências Bibliográficas

- [1] MARKOWITZ, H. M. 1952. “*Portfolio Selection*”. The Journal of Finance, Vol. 7, Ed. 2, p77-91. Março de 1952.
- [2] SECURATO, J. R. 1996. “*Decisões financeiras em condições de risco*”. 244p, p191-230, Editora Atlas S. A. São Paulo, 1996.
- [3] VANTON DIAS, N. 2008. “*Estratégias de Comercialização de Energia para um Portfólio de Usinas: Análise da Complementaridade Energética e Mecanismo de "Hedge"*”; Projeto de Final de Curso (Orientador Prof. Dr. Dorel Soares Ramos) - Escola Politécnica da USP 2008.
- [4] SUSTERAS, G. L., RAMOS, D. S., CHAVES, J. R. A., SUSTERAS, A. C. V. J.2011. “*Attracting Wind Generators to the Wholesale Market by Mitigating Individual Exposure to Intermittent Outputs: an Adaptation of the Brazilian Experience with Hydro Generation*” In: 8º International Conference on the European Energy Market, 2011, Zagreb. 8º International Conference on the European Energy Market, 2011.
- [5] STREET, A.; BARROSO, L. A.; FLACH, B.; PEREIRA, M. V. F.; GRANVILLE, S. 2009 “*Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets*” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, Nº 3, August 2009.
- [6] GARCÍA-GONZÁLEZ, J. 2008 “*Hedging strategies for wind renewable generation in electricity markets*” IEEE Power and Energy Society General Meeting 2008, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [7] STREET, A.; BARROSO, L. A.; CHABAR, R. M.; MENDES, A. T. S.; PEREIRA, M. V. F. 2008 “*Pricing Flexible Natural Gas Supply Contracts Under Uncertainty in Hydrothermal Markets*” IEEE Transactions on Power Systems, Aug. 2008, Vol. 23, no. 3, pp. 1009–1017.