



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

CB/GPL/01

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - 7**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**APLICAÇÃO DA TEORIA DE PORTFÓLIO DE MARKOWITZ PARA OTIMIZAÇÃO DA CARTEIRA DE  
INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO EÓLICA E PCHS NO BRASIL**

**Ana Paula Oening(\*)  
INSTITUTOS LACTEC**

**Débora Cintia Marcilio  
INSTITUTOS LACTEC**

**Daniel Henrique Marco Detzel  
INSTITUTOS LACTEC**

**Lucio de Medeiros  
INSTITUTOS LACTEC**

**Franklin Kelly Miguel  
COPEL**

**André Rocco Mansur  
COPEL**

**RESUMO**

Este estudo tem como objetivo aplicar a teoria de portfólios de Markowitz para a definição da quantidade de energia a ser contratada por pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e geradores eólicos distribuídos pelo Brasil, visando obter uma carteira otimizada de empreendimentos com a mínima volatilidade de geração. Os resultados obtidos demonstram que a carteira formada pela composição conjunta entre as usinas eólicas e PCHs tem desempenho superior, ou seja, aumento da expectativa de geração ou redução do risco se comparada com as carteiras obtidas para cada tipo de fonte individualmente.

**PALAVRAS-CHAVE**

Teoria do Portfólio, Modelo de Markowitz, Otimização de Carteira, Geração Eólica, PCHs.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

No Brasil, a participação da capacidade instalada de energia eólica na matriz de eletricidade atualmente em operação é de 7,0% (1). No entanto, a expectativa é que cada vez mais aumente a participação dessa fonte na matriz energética, tendo em vista a disponibilidade *onshore* estimada em 300 GW e *offshore* estimada em 399 GW. Segundo dados divulgados pela ANEEL (1), a potência outorgada de usinas provenientes de fonte eólica representa 39% dos empreendimentos em construção e 27% dos com construção não iniciada.

Grande parte da matriz de geração elétrica brasileira ainda tem base em hidrelétricas (aproximadamente 65% (1)). Sabe-se que essa fonte é dependente das vazões afluentes, as quais possuem alta variabilidade temporal. Nesse sentido, reservatórios são empreendimentos que auxiliam na regularização das séries. Contudo, questões ambientais têm restringido a construção de usinas com grandes reservatórios e as mudanças institucionais e regulamentares têm estimulado o aumento dos aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte (PCHs) e baixo impacto ambiental, buscando também atender demandas mais próximas aos centros de carga. Atualmente, 27 (PCHs) estão em construção e 123 estão outorgadas no país (1).

A dependência do vento para gerar energia elétrica e a limitação de armazenamento da energia em reservatórios têm resultado em vários estudos para mitigar a volatilidade da geração de energia, alguns dos quais baseados na teoria de portfólio de Markowitz (MPV). Tendo em vista a importância dessas fontes de geração e como forma de avaliar a diversificação da carteira de projetos, o objetivo deste trabalho é aplicar a MPV na determinação da carteira ótima de projetos de geração eólica e PCHs no Brasil. Para tal, cada ponto de estudo (possível planta eólica ou

(\*) Rodovia BR-116, km 98, nº 8.813 – Jardim das Américas – C.P. 19.067 – CEP 81.531-980 Curitiba, PR – Brasil  
Tel: (+55 41) 3361-6312 – Fax: (+55 41) 3361-6768 – Email: ana.oening@lactec.org.br

PCH) é considerado como sendo um ativo do mercado de ações, no qual a geração mensal de energia representa o retorno deste ativo no mercado. Assim, é possível obter uma fronteira eficiente (risco *versus* retorno) para cada ponto de geração analisado.

O trabalho está dividido em cinco seções. Na seção 2 é apresentada uma breve revisão teórica sobre a MPV, seguida de sua à geração de energia. A seção 3 apresenta as bases de dados utilizadas no estudo e a forma de cálculo da energia gerada para as plantas eólicas e PCHs. Na seção 4 são apresentados os resultados da aplicação da MPV para os dados obtidos. Por fim, a seção 5 apresentada as conclusões do trabalho, seguidas pelas referências consultadas.

## 2.0 - TEORIA DE PORTFÓLIOS DE MARKOWITZ

A teoria de seleção de portfólios foi desenvolvida por Markowitz (2) para aplicação em títulos financeiros. Markowitz analisou os riscos e retornos dos ativos, considerando o desvio padrão como representante do risco e o valor esperado como *proxy* do retorno. Para tal, utilizou medidas de risco assumindo que os investidores apresentavam um comportamento compatível com o conceito de simetria de risco e considerou que os retornos seguiam uma distribuição normal. Os investidores foram modelados por uma função de utilidade quadrática. Markowitz, em contraposição ao pensamento dominante à época, ressaltou em seu estudo a importância da diversificação. A partir de dados estatísticos individuais dos ativos (retorno esperado, desvio padrão e correlação), estabeleceu uma carteira ótima de ativos que, dado um determinado risco (desvio padrão), maximiza o retorno esperado, ou o dado o retorno esperado, minimiza o risco da carteira.

Bar-Lev e Katz (3) foram os pioneiros em aplicar a teoria portfólio em ativos de energia. Eles analisaram a aquisição de combustíveis fósseis na indústria de energia elétrica os EUA, com o objetivo de determinar em que medida as concessionárias de serviço público de energia elétrica vinham adquirindo combustíveis primários de forma eficiente. Para tal, foram construídas fronteiras eficientes de aquisição de combustível para diferentes regiões e comparadas com o desempenho real das concessionárias de serviço público regionais. Os autores descobriram que, embora a compra de combustíveis das concessionárias de serviço público era diversificada, suas carteiras eram caracterizadas por altos riscos e altos retornos.

Drake e Hubacek (4) estudaram dois cenários para a instalação de 2,75 GW de capacidade instalada eólica, equivalente a 1,75% da demanda de eletricidade do Reino Unido para o ano 2005. O cenário 1 consistia de uma única fazenda eólica enquanto que o cenário 2 distribuía o recurso energético em quatro fazendas eólicas offshore, localizadas em quatro diferentes regiões. Os autores compararam o resultado da volatilidade e da geração esperada, considerando que toda a geração eólica está concentrada em uma única fazenda com o caso em que os parques eólicos estão dispersos em quatro fazendas, apresentando as vantagens numéricas do segundo caso.

Roques *et al.* (5), partindo de dados históricos da energia gerada por usinas eólicas localizadas na Áustria, Dinamarca, França, Alemanha e Espanha, aplicaram a teoria de MVP e obtiveram o portfólio ótimo, demonstrando que a projeção da expansão eólica existente para 2020 está fora da curva de eficiência encontrada, com um fator de capacidade 6% inferior.

Chupp *et al.* (6) aplicaram a teoria de MVP para definir o portfólio eólico no Estado de Illinois (EUA). Os autores destacam a necessidade que os dados para esse tipo de estudo devem: (i) ser provenientes de medidores instalados em torres específicas para a estimativa de geração eólica, (ii) ter histórico superior a três anos, (iii) ter alta frequência de amostragem, (iv) medidos em altura superior a 80 metros. Foram selecionados 79 sítios eólicos e os autores encontram três curvas de fronteira eficiente: (i) cenário sem restrição, (ii) cenário com restrição de potência instalada e (iii) cenário com restrição de horário de pico.

Há diversos trabalhos publicados demonstrando que o aumento da distância entre os parques eólicos faz diminuir a correlação da velocidade do vento (e da geração eólica) entre eles e, conseqüentemente diminuir a volatilidade da geração eólica total. Sinden (7) analisou o histórico de 66 estações de medição meteorológicas espelhadas por todo o Reino Unido. O autor encontrou a função da correlação entre pares de parques eólicos com a distância entre os parques. A partir da combinação de 2080 pares de parques eólicos, foram obtidos os pontos da função (distância e correlação dos parques). O autor demonstrou que o fator de correlação entre os parques eólicos do Reino Unido diminui aproximadamente 0,1 para distâncias entre eles, superiores a 100 km.

Miguel *et al.* (8) utilizaram a teoria de MVP para avaliar se a carteira de usinas eólicas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) estava sobre a fronteira eficiente. Para tal, os autores somaram a energia gerada das usinas eólicas dentro do mesmo Estado e normalizaram pela potência instalada, obtendo o histórico do fator de capacidade para usinas eólicas equivalentes por Estado. A base de dados utilizada pelos autores foi de 3 anos, com amostragem mensal. Esse foi o primeiro trabalho que aplicou a teoria de MVP no segmento eólico brasileiro.

A complementaridade da geração eólica também foi estudada por Ramos *et al.* (9) que propuseram um mecanismo de compartilhamento de risco entre os agentes de geração eólica, semelhante ao que existe para os geradores

hidroelétricos (Mecanismo de Realocação da Energia). Os autores utilizaram o *Conditional value at Risk* (CvaR) como medida de risco para avaliar o nível de contratação considerando a usina individual e um conjunto de usinas eólicas.

Ramos *et al.* (10) avaliaram a complementaridade da fonte eólica e da hidrelétrica. Os autores propuseram um modelo para analisar a complementaridade hídrica-eólica e o efeito do portfólio sobre os lucros financeiros e exposições ao risco. O modelo tem como objetivo encontrar a carteira ótima e a quantidade de alocação de volume de energia em contratos. O CVaR foi utilizado como medida de risco e os resultados mostram um forte benefício para alguns produtores de energia eólica quando associado com os produtores hídricos.

Em (11) foi realizada uma análise espacial-temporal sobre a complementariedade de fontes eólicas e fotovoltaicas em três regiões do Brasil. Para o estudo foram usados dados de vento, radiação solar e temperatura. Com a consideração do custo de implementação das fontes, foi possível realizar uma análise técnico-econômica além da análise financeira e de risco no mercado de curto prazo através da implementação de algoritmo baseado na metodologia desenvolvida por Ramos *et al.* (9).

Gunn (12) discute a proporção de energia que deve ser comercializada nas diferentes regras contratuais de energia elétrica. A partir disso, usa a teoria de MVP e simula quatro cenários, nos quais os três primeiros tratam das fontes eólicas, biomassa e PCH individualmente, e no quarto trata das quatro fontes em conjunto. Através dos dados foi constatado que para todas as usinas os portfólios de menor risco foram firmados com metade da energia alocada em contratos feitos através de leilões públicos e a outra metade no mercado livre. Porém os resultados obtidos dependem do preço da energia no mercado de curto prazo para se ter uma boa estimativa.

Pereira (13) fez uma análise de investimento de um conjunto de projetos de geração de energia renovável através da teoria de MVP e fluxo de caixa. A rentabilidade é mensurada pela taxa interna de retorno (TIR) e a minimização do risco foi considerada pelo CVaR. Assim, o trabalho sugere uma metodologia para consolidar a estratégia de investimento de uma empresa em um portfólio de matrizes energéticas com restrições de investimentos da empresa.

Soares (14) aborda um estudo sobre a melhor maneira de se alocar o investimento e selecionar a carteira eficiente dentro de um conjunto de projetos de geração, evidenciando quais seriam os mais rentáveis do ponto de vista do investidor. A metodologia segue três etapas: cálculo da distribuição de probabilidade dos retornos dos projetos; construção do conjunto eficiente das alternativas de investimento; e seleção da carteira de projetos. A teoria de portfólio foi abordada por três modelos diferentes: média-variância, minimax e CVaR. Com o objetivo de desenvolver uma metodologia que faça a avaliação econômico-financeira de novos empreendimentos de geração de energia, precificação de riscos e seleção de carteiras de projetos, foi escolhido o critério CVaR.

Maués (15) avalia o binômio risco-retorno do estudo de matriz energética feito pela EPE para 2030, publicado no ano de 2006. Após a comparação dos dados se constatou que a matriz não está otimizada para risco-retorno em 2030. Porém, com o aumento da inserção de matrizes eólicas e resíduos da plantação de cana de açúcar o risco é reduzido significativamente, bem como o custo médio por quilowatt hora. Isto também é constatado quando se modifica os dados de entrada para determinação da fronteira eficiente mostrando que as participações destas duas fontes de energia resultam em portfólios robustos com grande aversão ao risco.

Boro (16) pesquisou o comportamento energético entre fontes renováveis não convencionais, cujo objetivo central foi a identificação dos ganhos advindos da complementariedade existente entre os diferentes processos de geração. O resultado é a indicação para o investidor de uma carteira composta por diferentes fontes que lhe traga mais competitividade por meio da diminuição do risco. Boro e Ramos (17) discutiram o comportamento da complementariedade entre as fontes energéticas, eólica e hidráulica, utilizando simulação envolvendo a sazonalidade na produção energética e otimização do CVaR. Entre os resultados alcançados os autores citam a sinergia entre as fontes. A análise de sensibilidade ao risco indicou que os ganhos com a mitigação dessa variável foram mais importantes do que a perda de receita e que o comprometimento total da garantia física não significa uma blindagem à perda de receita.

### 3.0 - ÁREA DE ESTUDO E DADOS CONSIDERADOS

#### 3.1 Área de estudo e dados considerados

A área de estudo selecionada para este trabalho tem abrangência nacional, a fim de obter representatividade de diferentes regiões brasileiras nas análises apresentadas. Os dados eólicos adquiridos são provenientes de um modelo climatológico, o que permitiu a livre escolha de coordenadas geográficas dentro da área de estudo. Assim, a seleção dos dados não foi limitada pela disponibilidade de estações meteorológicas.

Para a definição das coordenadas das plantas eólicas, fez-se uma análise gráfica cruzada utilizando o mapa de potencial eólico brasileiro (18) (p. 95-96) e as principais linhas de transmissão existentes, estas últimas fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e disponibilizadas pela ANEEL através da plataforma SIGEL (19). Como resultado, foram obtidos dados de 22 coordenadas.

A Figura 1 exibe a distribuição espacial das séries coletadas, tanto para os pontos eólicos como para as PCHs. Nota-se que há uma concentração de pontos na região litorânea do Nordeste e também na porção sul do Brasil, em concordância com o potencial eólico brasileiro.



FIGURA 1 – Distribuição espacial das PCHs selecionadas juntamente com as coordenadas dos dados de vento

Para todas as coordenadas, as séries foram fornecidas em escala horária no período entre às 01:00 de 01/01/1994 e 24:00 de 31/12/2014, totalizando 21 anos de dados. Os arquivos contêm séries de velocidade de médias vento e densidades do ar para altitudes entre 50 e 150 m, variando em escala de 10 m. Entretanto, na execução das análises foram empregadas somente séries para alturas de 120 m, condizentes com o alcance dos aerogeradores atuais. Ressalta-se que as séries históricas de velocidades de vento consideradas nesse trabalho foram provenientes do modelo climatológico WRF (20), com subsequente reanálise via sistema CFSR (21). A resolução espacial considerada foi de 3 km.

Diferentemente dos dados de vento, o levantamento inicial das informações de PCHs seguiu o plano de obras para os próximos anos. Isso porque a determinação das séries de geração de energia dessas usinas depende de diversos fatores físicos, o principal deles sendo a altura de queda líquida. Dessa maneira, pode-se aproveitar o inventário de usinas planejadas para a obtenção dos dados necessários.

A seleção das PCHs foi feita a partir do relatório de fiscalização fornecido pela ANEEL (22). Esse documento traz uma listagem das usinas outorgadas e/ou em fase de implantação, classificadas de acordo com a viabilidade de cada empreendimento. No documento consultado, datado de julho de 2015, as PCHs com viabilidade alta ou média possuem data prevista para entrada em operação que se estende até o ano de 2021. Por outro lado, as usinas com viabilidade baixa não possuem nenhuma previsão do tipo, o que leva a crer que a regularização de suas situações pode se estender para além desse horizonte. Por esse motivo, optou-se por eliminar da análise as usinas com viabilidade baixa.

Fez-se também uma filtragem das 147 PCHs listadas no relatório coletado, eliminando usinas muito próximas e cujas as informações físicas (queda líquida, séries históricas de vazão, etc.) não estivessem disponíveis. Ao final, considerando a disponibilidade de dados, chegou-se a um conjunto de 15 PCHs. As informações das PCHs selecionadas foram coletadas no Centro de Documentação da ANEEL, através de sua Biblioteca Virtual. Foram levantados os documentos (Despachos) de aprovação dos projetos básicos de cada usina, os quais contêm as informações necessárias para a estimativa da série de energia gerada.

Dentre as usinas selecionadas, a PCH Bela Vista possui a maior potência instalada (29 MW), enquanto que a PCH Couro do Cervo possui a menor (1,46 MW). Há predominância de PCHs de significativa capacidade instalada; nove das 15 usinas possuem capacidade superior a 10 MW. Com relação às séries históricas, diversas usinas possuem um excelente comprimento, algumas delas com dados disponíveis a partir da década de 1930. O destaque é para a PCH Mata Velha, com histórico variando entre 01/1931 e 12/2011, totalizando 80 anos de dados. Lembra-se que todos os registros estão em escala mensal.

Há de se enfatizar que a presença de dados como rendimento do conjunto turbina/gerador, taxas de indisponibilidade, perdas hidráulicas, níveis de água e altura de queda bruta contribuem para uma maior precisão

nas estimativas das séries de energia gerada. O que se observa (Figura 1) é uma predominância de PCHs na região Centro-Sul do país, com apenas uma usina prevista para a região Nordeste. De certo modo, essa distribuição contrasta com o potencial eólico brasileiro.

### 3.2 Determinação das séries de energia gerada – Eólicas

As séries de energia gerada das eólicas foram calculadas com base nas velocidades de vento originalmente adquiridas. A conversão é feita utilizando a conhecida relação cúbica entre energia e velocidade de vento:

$$\frac{E}{t} = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p \quad (1)$$

onde  $\rho$  é a densidade do ar ( $\text{kg/m}^3$ ),  $A$  é a área do rotor do aerogerador ( $\text{m}^2$ ),  $v$  é a velocidade do vento ( $\text{m/s}$ ),  $c_p$  é o coeficiente de potência, ou rendimento do equipamento, e  $t$  é o intervalo de tempo considerado. Como está se trabalhando com séries horárias,  $t = 1$  hora e a energia  $E$  é expressa diretamente em MWh.

Os diversos fabricantes de aerogeradores fornecem curvas de potência que já consideram o coeficiente de potência. Todavia, essas curvas possuem algumas limitações teóricas para uso direto, pois o coeficiente de potência  $c_p$  não é constante e varia com a velocidade. Além disso, a densidade do ar também é variável, sendo influenciada pela pressão e temperatura. Assim, nesse trabalho uma curva de rendimento foi calculada utilizando como base a curva padrão do aerogerador considerado (potência de 2500 kW e diâmetro de rotor de 115,7 m. Dados coletados de (23)). Primeiramente, aplicou-se a equação (1) ignorando a parcela  $c_p$ ; na sequência, dividiu-se os resultados pelas potências teóricas da curva do aerogerador. O que se obtém é, justamente, a curva de rendimento empregada na determinação das séries de energia horária gerada.

### 3.3 Determinação das séries históricas de energia gerada - PCHs

De acordo com Pereira (24), a conversão da energia potencial da água nos reservatórios das usinas em energia elétrica pode ser representada pela equação (2).

$$E = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q_T \cdot H_L \cdot \Delta t \quad (2)$$

Onde  $\eta$  é o rendimento do conjunto turbina/gerador;  $\rho$  é a massa específica da água ( $1000 \text{ kg/m}^3$ );  $g$  é a constante de aceleração gravitacional ( $9,81 \text{ m/s}^2$ );  $Q_T$  é a vazão turbinada pela usina (em  $\text{m}^3/\text{s}$ );  $H_L$  é a altura de queda líquida (em m), e  $\Delta t$  é o intervalo de tempo considerado (em h).

A altura de queda líquida se refere à diferença entre os níveis do reservatório e do canal de fuga, descontada das perdas de carga hidráulicas. Nessa configuração, a energia  $E$  é expressa em kWh. Ressalta-se que a escala temporal das séries de vazão das PCHs é mensal. Vale lembrar que a grande maioria das PCHs (incluindo todas as consideradas nesse trabalho) contam com reservatórios reduzidos e sem capacidade de regularização, ou seja, operam a fio d'água. Essa é uma informação importante para o cálculo da energia gerada pela usina, pois o processo dispensa a simulação da variação do volume armazenado pelo reservatório. Estando ele sempre em seu volume máximo, a altura de queda líquida permanece constante e a única variável passa a ser a vazão turbinada  $Q_T$ . Nesse sentido, é fácil entender que quando a vazão afluyente é menor do que a capacidade de turbinamento da PCH, esta gerará a energia correspondente ao volume de água recebido. Por outro lado, quando a vazão afluyente é maior do que o engolimento das turbinas, haverá vertimento.

## 4.0 - APLICAÇÃO DA TEORIA DE PORTFÓLIOS DE MARKOWITZ

O cálculo da fronteira eficiente foi realizado primeiramente para as usinas eólicas e PCHs separadamente e na sequência em conjunto. Em todos os casos, calcularam-se 10 carteiras que compõe a fronteira eficiente. As séries de energia gerada para as usinas eólicas foram geradas a partir das séries de ventos das 22 coordenadas adquiridas e considerando um parque fictício com 10 aerogeradores com 2,5 MW de capacidade, totalizando uma potência instalada de 25 MW. Para a obtenção das fronteiras eficientes conjuntas foram consideradas as séries históricas de energia gerada mensal para PCHs e eólicas com datas coincidentes de 1994 a 2002.

A fronteira eficiente considerando apenas a série histórica de energia gerada das PCHs está apresentada na Figura 2, na qual a linha representa os 10 portfólios ótimos obtidos e os losangos representam os resultados de risco *versus* retorno de cada ativo (planta eólica) individualmente. O resultado obtido mostra que a composição entre diversas opções apresenta melhor resultado (risco *versus* retorno) do que o resultado individual das plantas. Como pode ser visualizado, o ponto que apresenta o maior par risco *versus* retorno é o referente à usina de Bela Vista, que compõe integralmente a carteira 10. A Figura 3 ilustra a composição de cada uma das carteiras que compõem a fronteira eficiente. Das 15 plantas disponíveis, 12 compoem a solução ótima, sendo que algumas com participação muito pequena.

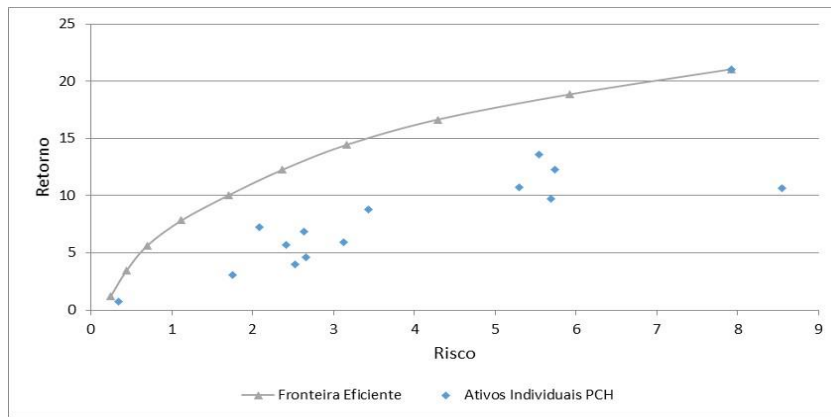


FIGURA 2 – Fronteira Eficiente para as Usinas PCHs

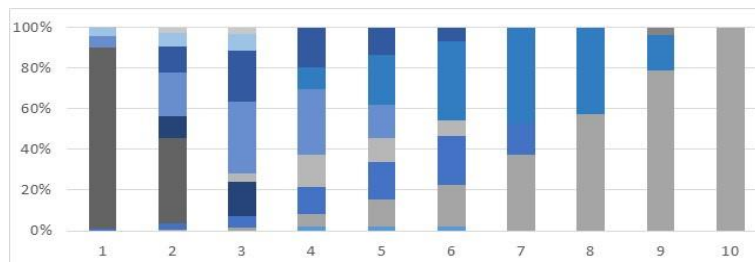


FIGURA 3 – Composição das Carteiras da Fronteira Eficiente para as Usinas PCHs

A fronteira eficiente calculada para a série histórica da energia gerada considerando somente as usinas eólicas é apresentada na Figura 4. Para esse caso, é possível verificar que várias pontos individuais apresentam desempenho de risco *versus* retorno bem abaixo da curva. Como pode ser visualizado, o ponto que apresenta o maior par risco *versus* retorno é o referente à usina que compõe integralmente a carteira 10. A composição das carteiras ótimas é ilustrada na Figura 5; das 22 plantas eólicas consideradas somente nove fazem parte da solução ótima obtida, com destaque para três pontos específicos que apresentam participações significativas em várias carteiras.

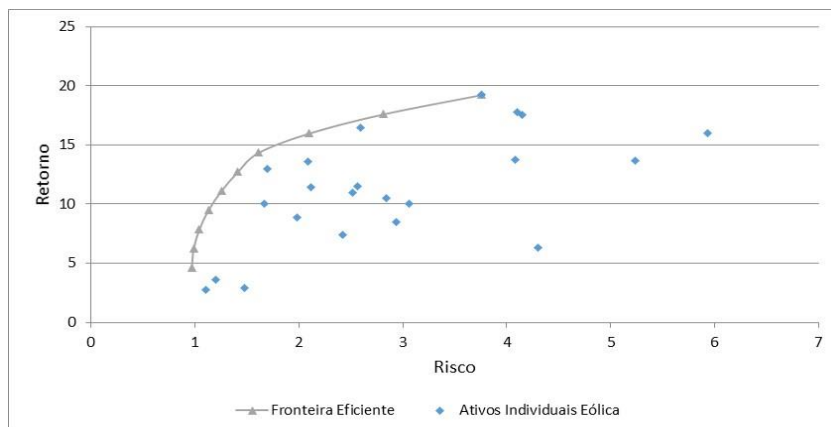


FIGURA 4 – Fronteira Eficiente para as Usinas Eólicas

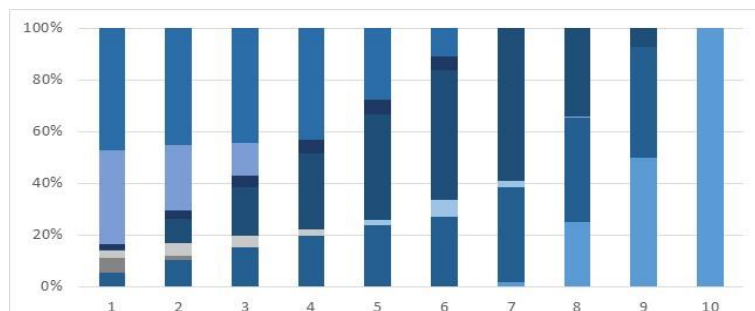


FIGURA 5 – Composição das Carteiras da Fronteira Eficiente para as Usinas Eólicas

A fronteira eficiente considerando os dados das PCHs e das usinas eólicas está na Figura 6. Na cor laranja estão representadas as usinas eólicas individualizadas e na cor azul estão representadas as PCHs. As curvas na cor laranja e azul representam a fronteira eficiente para as usinas eólicas e para as PCHs obtidas separadamente. As carteiras otimizadas sobre a fronteira eficiente com o portfólio de PCHs e usinas eólicas (curva preta) possuem uma expectativa de geração maior que as demais carteiras da fronteira eficiente obtidas com o mesmo tipo de fonte (curva azul ou curva laranja), para um mesmo risco, corroborando com a teoria de complementaridade entre as fontes.

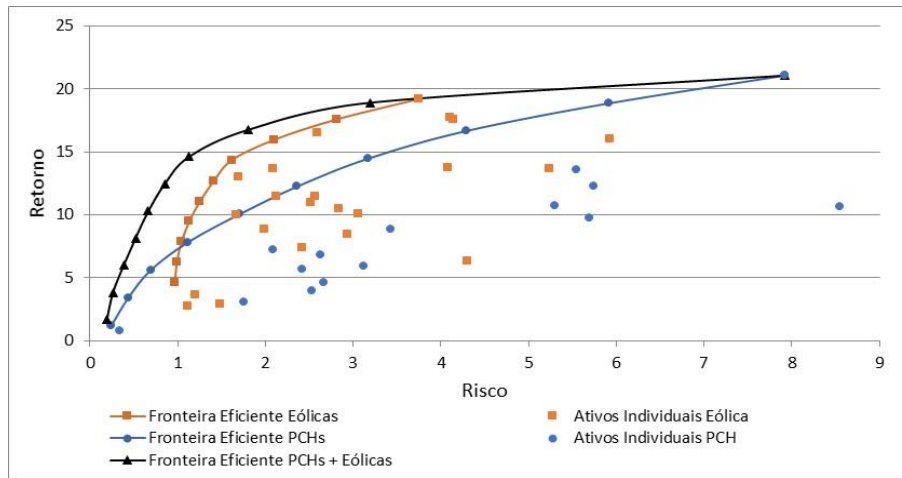


FIGURA 6 – Fronteira Eficiente para as Usinas PCHs e Eólicas

A Figura 7 ilustra as composições das carteiras que compoem o portfólio ótimo de geração considerando tanto as plantas eólicas quanto as PCHs. Nesse caso, das 32 opções 24 foram consideradas na solução ótima. O destaque nos percentuais de participação são as usinas Parnaíba (eólica) e Couro do Cervo (PCH), que apresentam as maiores proporções de participação nas carteiras ótimas.

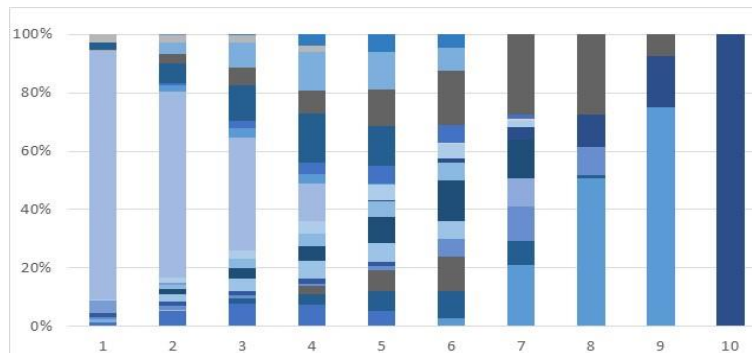


FIGURA 7 – Composição das Carteiras da Fronteira Eficiente para as Usinas PCHs e Eólicas

A Tabela 1 apresenta as 3 carteiras otimizadas de risco mínimo. Verifica-se que a carteira formada por PCHs e usinas eólicas possui o menor risco e a menor relação risco/retorno. Para as carteiras formadas apenas por usinas eólicas, os resultados obtidos possuem uma faixa de expectativa de geração entre 4,59 MWmédios (carteira de risco mínimo) a 19,22 MWmédios (carteira de maior retorno). No caso de carteiras formadas por PCHs, os resultados possuem uma faixa de geração entre 1,21 MWmédios (carteira de risco mínimo) a 21,07 MWmédios (carteira de maior retorno). As carteiras de portfólios de usinas eólicas e PCHs possuem uma fronteira eficiente variando de 1,68 MWmédios a 21,07 MWmédios. As carteiras de portfólios de usinas eólicas e PCHs também possuem risco menor do que as demais.

Tabela 1 – Risco Mínimo e Geração Esperada

Portfólio	Risco Mínimo (MWmédios)	Geração Esperada (MWmédios)	Risco/Geração
PCHs	0,25	1,21	20%
Usinas Eólicas	0,97	4,59	21%
PCHs e Usinas Eólicas	0,19	1,69	11%

## 5.0 - CONCLUSÃO

Em razão do recente surgimento da indústria eólica no Brasil e do seu crescimento na matriz elétrica, a teoria de portfólio de Markowitz passou a ser importante para identificar portfólios otimizados que minimizam o risco de geração, para uma dada meta de energia gerada, ou maximizam a energia gerada para uma dada meta de risco de geração. Neste trabalho, a teoria de Markowitz foi aplicada para PCHs reais e usinas eólicas simuladas, obtendo-se resultados interessantes do ponto de vista de diversificação espacial e complementaridade das duas fontes. Foram realizados três estudos, um somente considerando PCHs, o segundo somente com as eólicas e o terceiro unindo os dois tipos de fontes. Os resultados otimizados mostraram que a consideração dos dois tipos de fonte simultaneamente trouxe ganhos significativos, pois foi possível encontrar pontos de risco versus retorno superiores aos obtidos de forma individual.

## 6.0 - AGRADECIMENTOS

Este trabalho faz parte dos resultados obtidos durante a execução do projeto de P&D ANEEL PD-6491-0335/2014 “Seleção Inteligente de Portfólios de Projetos Eólicos e de Pequenas Centrais Hidrelétricas”, financiado pela COPEL GeT e executado pelos Institutos LACTEC.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 23/03/2017.
- (2) MARKOWITZ, H. Portfolio Selection. *The Journal of Finance*, Chicago Blackwell Publishing for the American Finance Association, v. 7, n. 1. p. 77-91, mar. 1952. <http://www.jstor.org/stable/2975974>.
- (3) BAR-LEV, D.; KATZ, S. A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry. *Journal of Finance*, v.30, n.3, 1976.
- (4) DRAKE, B.; HUBACEK, K. What to Expect From a Greater Geographic Dispersion of Wind Farms? A Risk Portfolio Approach. *Energy Policy*, v.35, n. 8, p. 3999-4008. 2007.
- (5) ROQUES, F.; HIROUX, C.; SAGUAN, M. Optimal Wind Power Deployment in Europe—A Portfolio Approach. *Energy Policy*, v.38, n.7, jul. 2010.
- (6) CHUPP, B. A.; HICKEY, E.; LOOMIS, D. G. Optimal Wind Portfolios in Illinois. *The Electricity Journal*, v. 25, n. 1, ja./feb. 2012, p. 46-56. ISSN 1040-6190. 10.1016/j.tej.2012.01.002.
- (7) SINDEN, G. Characteristics of the UK Wind Resource: long-term Patterns and Relationship to Electricity Demand. *Energy Policy*, n. 35, p.112–127, 2007.
- (8) MIGUEL, F. K.; RAMOS, D. S.; SANTOS, R. N. Energia Eólica Offshore. *Anais Congresso Internacional de Bioenergia*, 7, São Paulo, 2012.
- (9) RAMOS, D. S.; GUARNIER, E.; WITZLER, L. T. Using the Seasonal Diversity Between Renewable Energy Sources to Mitigate the Effects of Wind Generation Uncertainties. *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, v.1, n.7, p.3-5, sept. 2012. doi: 10.1109/TDC-LA.2012.6319142.
- (10) RAMOS, D. S.; CAMARGO, L. A. S.; GUARNIER, E.; WITZLER, L. T. Minimizing Market Risk by Trading Hydro-Wind Portfolio: A Complementarity Approach. *European Energy Market (EEM), International Conference on the*, v.1, n.8, p.27-31, may, 2013. doi: 10.1109/EEM.2013.6607300.
- (11) ORTIZ, E. R. T. Sistemas Fotovoltaicos e Eólicos: Metodologia para Análise da Complementaridade Espacial-Temporal com Aplicação no Dimensionamento e Análise do Risco Financeiro. 178f. 2014. Tese (doutorado em Sistemas de Potência) - Universidade de São Paulo, São Paulo. 2014.
- (12) GUNN, L. K. Modelo de Portfólio para Comercialização de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos: Otimização Simultânea de Benefício e Risco. 112f. 2012. Tese (doutorado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade de Campinas, Campinas, SP. 2012.
- (13) PEREIRA, R. G. A. Análise de Investimento em Geração de Renovável a Partir da Teoria de Portfólio. 108f. 2014. Dissertação (mestrado em Engenharia Elétrica) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia Elétrica (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2014.
- (14) SOARES, L. B. Seleção de Projetos de Investimento em Geração de Energia Elétrica. 111f. 2008. Dissertação (mestrado em Engenharia Industrial) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2008.
- (15) MAUÉS, J. A. Comparação de Fontes Primárias para Geração de Energia Elétrica no Brasil Baseada em Conceito de Risco. 250 f. 2008. Tese (doutorado em Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2008.



- (16) BORO, S. R. Análise da Complementaridade Entre Fontes Renováveis Não Convencionais Como Mecanismo De Proteção Para Mitigação De Riscos De Mercado. Dissertação (mestrado em Sistemas de Potência). 223f. 214. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo. 2014.
- (17) BORO, S. R.; RAMOS, D. S. Análise da Sensibilidade ao Risco em Um Portfólio Complementar Eólico-Hidráulico Através da Variação do CVAR Limite. Anais Brasil Windpower, Rio de Janeiro, 2014.
- (18) ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Potencial Eólico Brasileiro. Atlas de Energia Elétrica, 2. ed. Brasília: ANEEL, 2005.
- (19) ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico – SIGEL, 2015. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>. Acesso em: 23/03/2017.
- (20) SKAMAROCK, W. C.; KLEMP, J. B.; DUDHIA, J.; GILL, O. D.; BARKER, D. M.; DUDA, M. G.; HUANG, X-Y. WANG, W. POWERS, J. G. A., "Description of the Advanced Research WRF Version 3", NCAR Technical Note 475+STR, Boulder: National Center for Atmospheric Research, 2008.
- (21) SAHA, S. *et al.* The NCEP Climate Forecast System Reanalysis. Bulletin of the American Society, v. 91, p. 1015-1057.
- (22) ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Acompanhamento das Pequenas Centrais Hidrelétricas: expansão da oferta de geração de energia elétrica. Julho de 2015. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/PCH\\_Cronograma\\_Eventos\\_jul\\_2015.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/PCH_Cronograma_Eventos_jul_2015.pdf). Acesso em: 15/07/2015.
- (23) SUISSE ÉOLE. "Power Production". In: THE SWISS WIND POWER DATA WEBSITE, 2015. Disponível em: <http://www.wind-data.ch/tools/powercalc.php?lng=en>. Acesso em: 15/07/2015.
- (24) PEREIRA, G. M. Projeto de Usinas Hidrelétricas. São Paulo: Oficina de Textos. ISBN: 978-85-7975-162-2, 2015.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Ana Paula Oening nasceu em Enéas Marques, Paraná, em 1982. É bacharel em Matemática Industrial pela Universidade Federal do Paraná (2003), mestre em Métodos Numéricos com ênfase em otimização pelo Programa de Métodos Numéricos em Engenharia – PPGMNE/UFPR (2006) e doutora em Métodos Numéricos, com ênfase em previsão de carga, pela mesma instituição (2014). É Pesquisadora dos Institutos LACTEC desde 2007, atuando nas áreas de otimização, previsão de séries temporais, planejamento da operação e expansão, comercialização e leilões de energia.



Débora Cinta Marcilio nasceu em Japurá, Paraná, em 1974. Possui graduação em Matemática Industrial – UFPR (2003), mestrado em Métodos Numéricos em Engenharia – PPGMNE/UFPR (2006) e doutorado em Métodos Numéricos – PPGMNE/UFPR (2014). É pesquisadora do LACTEC, possui experiência na área de Matemática Aplicada com ênfase em Otimização, atuando principalmente em programação linear, programação não linear, alocação de geração distribuída, previsão de séries temporais, comercialização de energia e despacho hidrotérmico.



Daniel H. M. Detzel nasceu em Curitiba, Paraná, em 1983. Graduou-se em Engenharia Civil na UFPR (2005) e é mestre e doutor em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental pela mesma Instituição (2009 e 2015, respectivamente). Trabalha como pesquisador nos Institutos LACTEC desde abril de 2010 principalmente nas áreas de hidrologia estocástica, previsão de carga e mercado de energia elétrica. Atua também como professor do Departamento de Hidráulica e Saneamento na UFPR.



Engenheiro eletricista pela UFJF, possui mestrado em Teoria de Controle e Estatística e doutorado em Sistemas de Energia Elétrica, ambos pela PUC-Rio. Atualmente é Pesquisador Sênior dos Institutos Lactec, Coordenador e Professor de Planejamento Energético no curso de Mestrado profissional em Desenvolvimento de Tecnologia da mesma instituição. Possui mais de 20 anos de experiência nas áreas de modelagem estatística, previsão de carga e preço de energia, mercado de eletricidade e eficiência energética.

Franklin Kelly Miguel nasceu em Tubarão, Santa Catarina, em 1973. Engenheiro Eletricista, Mestre em Eletrônica de Potência pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Graduado em Direito pela Faculdade Dom Bosco, Advogado, respectivamente em, 1995, 1997, e 2008. Doutor pela Universidade de São Paulo (USP). Experiência profissional de mais de 15 anos em regulação, tarifa e comercialização de energia elétrica. Sócio da RDS Energias Renováveis. Fundador da Associação Sul Eólica. Diretor na Copel Comercialização.

André Mansur Rocco. Engenheiro Eletricista pela UFSC. Mestrando em Engenharia Elétrica (UFPR), na área de Sistemas de Potência. MBA do Setor Elétrico, pelo ISAE/FGV. Especialização em Administração pela UNIPAR. Experiência nas áreas de Comercialização de Energia Elétrica e Planejamento do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.