

Lana Viviane Linhares da Costa Silva

**Teoria de Carteiras e a Alocação de Parques  
Eólicos *Offshore***

**Natal-RN**

**2014**



Lana Viviane Linhares da Costa Silva

## **Teoria de Carteiras e a Alocação de Parques Eólicos *Offshore***

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Administração.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Centro de Ciências Sociais Aplicadas  
Programa de Pós-Graduação em Administração

Orientador: Prof. Dr. Vinício de Souza e Almeida

Natal-RN  
2014

Catálogo da Publicação na Fonte.  
UFRN / Biblioteca Setorial do CCSA

Silva, Lana Viviane Linhares da Costa.

Teoria de carteiras e a alocação de parques eólicos offshore/ Lana Viviane Linhares da Costa Silva. - Natal, RN, 2014.

60f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Vinicio de Souza e Almeida.

Dissertação (Mestrado em Administração) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Ciências Sociais Aplicadas. Departamento de Ciências Administrativas. Programa de Pós-graduação em Administração.

1. Energia eólica - Offshore - Dissertação. 2. Parque eólico - Offshore - Dissertação. 3. Teoria de carteiras - Dissertação. Alocação - Parque eólico - Dissertação. I. Almeida, Vinicio de Souza e. II. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. IV. Título.

RN/BS/CCSA

CDU 621.548-047.72

Lana Viviane Linhares da Costa Silva

## **Teoria de Carteiras e a Alocação de Parques Eólicos *Offshore***

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Administração.

---

**Prof. Dr. Vinicio de Souza e Almeida**

Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Orientador

---

**Prof. Dr. Anderson Luiz Rezende Mól**

Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Examinador Interno

---

**Prof. Dr. Felipe Medonça Pimenta**

Univerdade Federal de Santa Catarina  
Examinador Externo

Natal-RN  
2014



# Agradecimentos

Inicialmente, agradeço a Deus por ter me capacitado a realizar este trabalho e por ter me ajudado a superar todos os obstáculos que surgiram durante o decorrer do curso.

Aos meus pais, Antônio Linhares e Marlene Costa, que sempre acreditaram no meu potencial, investindo na minha formação pessoal e profissional, desde os primeiros anos de vida. Ao meu irmão, Bruno Linhares, pelo companheirismo em todos os momentos, principalmente nos mais difíceis.

Ao meu orientador, prof. doutor Vinício de Souza e Almeida, por guiar de forma comprometida, rigorosa e paciente minha formação na pós-graduação, conduzindo-me sempre com seriedade desde o período de disciplinas até a finalização deste trabalho.

Aos professores do curso de pós-graduação em Administração, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, que contribuíram e participaram de toda a minha formação acadêmica e profissional. Especialmente aos professores Anderson Luiz Rezende Mól, Luciano Sampaio e Felipe Mendonça Pimenta pelas preciosas e enriquecedoras contribuições para esta pesquisa.

Aos meus amigos da UFRN e IFRN, que durante esses dois anos compartilharam comigo várias experiências, que ficarão para sempre em minha memória. Dentre esses amigos, gostaria de agradecer em especial a Ramiro Aldatz, Otto Araujo, Giovani Nobrega, Everton Ranielly e Kayo Gonçalves pelo apoio fornecido no manuseio das ferramentas computacionais imprescindíveis à execução deste estudo.

Agradeço também a Lindalva Melchuna por ser uma pessoa tão especial na minha vida. Além delas, às minhas grandes amigas Claudia Lidiane, Stefany Dionísio e Bruna Miyuki, que mesmo distantes geograficamente se fizeram presentes com uma amizade verdadeira e companheira. Graças as palavras doces e incentivadoras proferidas foi descomplicado prosseguir com os objetivos traçados, sem desprezar os princípios e valores de vida aprendidos e construídos.

Enfim, agradeço a todos que direta ou indiretamente me ajudaram durante esses dois anos de estudo e na realização deste trabalho de conclusão de curso.





# Resumo

O consumo de energia no planeta é atualmente baseado no uso de combustíveis fósseis. Eles são responsáveis por efeitos negativos sobre o meio-ambiente. As energias renováveis propõem soluções para esse cenário, mas devem encarar questões relacionadas à capacidade de fornecimento de energia. A energia eólica *offshore* desponta como uma alternativa promissora. A velocidade e estabilidade dos ventos são maiores sobre oceanos, mas a variabilidade dos mesmos pode provocar flutuações inconvenientes à geração de energia elétrica. Para diminuir isso, uma combinação de parques eólicos distribuídos geograficamente foi proposta. Quanto maior a distância entre eles, menor a correlação entre a velocidade dos ventos, aumentando a probabilidade de que produzam conjuntamente um sistema de energia mais estável, com menos flutuações da produção de energia. O uso eficiente da capacidade de produção dos parques eólicos, entretanto, depende da distribuição deles em ambientes marítimos. O objetivo desta pesquisa foi analisar a alocação ótima de parques eólicos *offshore* na costa leste dos EUA, através da Moderna Teoria de Carteiras. A Moderna Teoria de Carteiras foi empregada de modo que o processo de construção das carteiras de energia eólica *offshore* contemplasse a particularidade da intermitência dos ventos, através dos cálculos de retorno e risco da produção dos parques eólicos. A pesquisa foi desenvolvida com 25.934 observações de energia, produzidas por 11 parques eólicos *offshore* hipotéticos, a partir da instalação simulada de 01 turbina oceânica com capacidade máxima de 5 MW. Os dados apresentam resolução de tempo horária e cobrem o período entre 01 de janeiro de 1998 até 31 de dezembro de 2002. Por meio do software Matlab®, foram calculadas seis carteiras de mínima variância, cada qual para um período de tempo distinto. Diante da desigualdade da variabilidade dos ventos no tempo, estabeleceu-se quatro estratégias de rebalanceamento para avaliar o desempenho das carteiras calculadas, o que possibilitou identificar a mais benéfica à estabilidade da produção de energia eólica *offshore*. Os resultados apontaram que a produção de energia eólica dos anos de 1998, 1999, 2000 e 2001 deve ser ponderada pelos pesos das carteiras calculadas nos mesmos períodos, respectivamente. Os dados de energia de 2002 devem utilizar os pesos oriundos da carteira calculada no período de tempo anterior. Por fim, a produção de energia eólica do período entre 1998-2002 deve ser igualmente ponderada por 1/11. Conclui-se assim que as carteiras encontradas conseguiram demonstrar níveis de variabilidade reduzidos quando comparados aos da produção individual dos parques eólicos *offshore* hipotéticos.

**Palavras-chaves:** Energia Eólica *Offshore*. Alocação Ótima. Energias Renováveis.



# Abstract

The consumption of energy on the planet is currently based on fossil fuels. They are responsible for adverse effects on the environment. Renewables propose solutions for this scenario, but must face issues related to the capacity of the power supply. Wind energy offshore emerging as a promising alternative. The speed and stability are greater winds over oceans, but the variability of these may cause inconvenience to the generation of electric power fluctuations. To reduce this, a combination of wind farms geographically distributed was proposed. The greater the distance between them, the lower the correlation between the wind velocity, increasing the likelihood that together achieve more stable power system with less fluctuations in power generation. The efficient use of production capacity of the wind park however, depends on their distribution in marine environments. The objective of this research was to analyze the optimal allocation of wind farms offshore on the east coast of the U.S. by Modern Portfolio Theory. The Modern Portfolio Theory was used so that the process of building portfolios of wind energy offshore contemplate the particularity of intermittency of wind, through calculations of return and risk of the production of wind farms. The research was conducted with 25.934 observations of energy produced by wind farms 11 hypothetical offshore, from the installation of 01 simulated ocean turbine with a capacity of 5 MW. The data show hourly time resolution and covers the period between January 1, 1998 until December 31, 2002. Through the Matlab® software, six were calculated minimum variance portfolios, each for a period of time distinct. Given the inequality of the variability of wind over time, set up four strategies rebalancing to evaluate the performance of the related portfolios, which enabled us to identify the most beneficial to the stability of the wind energy production offshore. The results showed that the production of wind energy for 1998, 1999, 2000 and 2001 should be considered by the portfolio weights calculated for the same periods, respectively. Energy data for 2002 should use the weights derived from the portfolio calculated in the previous time period. Finally, the production of wind energy in the period 1998-2002 should also be weighted by 1/11. It follows therefore that the portfolios found failed to show reduced levels of variability when compared to the individual production of wind farms hypothetical offshore.

**Keywords:** Offshore Wind Power. Optimal Allocation. Renewable Energy.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Região da costa leste dos EUA (Fonte: KEMPTON <i>et al.</i> , 2010) . . . . .	26
Figura 2 – Curva da fronteira eficiente de 1998. (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	33
Figura 3 – Curva da fronteira eficiente de 1999. (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	34
Figura 4 – Curva da fronteira eficiente de 2000. (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	34
Figura 5 – Curva da fronteira eficiente de 2001. (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	35
Figura 6 – Curva da fronteira eficiente de 2002. (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	35
Figura 7 – Curva da fronteira eficiente de 1998-2000. (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	36
Figura 8 – Carteira 1998 (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	41
Figura 9 – Carteira 1999 (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	41
Figura 10 – Carteira 2000 (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	41
Figura 11 – Carteira 2001 (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	42
Figura 12 – Carteira 2002 (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	42
Figura 13 – Carteira 1998-2002 (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	42



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Relação das carteiras geradas. (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	27
Tabela 2 – Síntese das estratégias de rebalanceamento. (Fonte: Autoria própria, 2013) .	30
Tabela 3 – Estatística descritiva para os dados entre 1998-2002 e período completo. (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	32
Tabela 4 – Carteiras ótimas para os anos de 1998 a 2002 e período completo. (Fonte: Autoria própria, 2013) . . . . .	37
Tabela 5 – Desempenho das carteiras rebalanceadas. (Fonte: Autoria própria, 2013) . .	39
Tabela 6 – Relação das melhores estratégias por carteira. . . . .	43
Tabela 7 – Comparação das carteiras rebalanceadas. . . . .	44





# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
1.1	Contextualização e problema de pesquisa	17
1.2	Objetivos	19
1.2.1	Objetivo Geral	19
1.2.2	Objetivos Específicos	19
1.3	Justificativa	20
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA</b>	<b>22</b>
2.1	A Moderna Teoria de Carteiras na alocação de parques eólicos	22
<b>3</b>	<b>PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS</b>	<b>25</b>
3.1	Coleta de dados	25
3.2	Análise de dados	26
3.2.1	Desempenho das carteiras	27
<b>4</b>	<b>ANÁLISE DOS RESULTADOS</b>	<b>31</b>
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>47</b>
	<b>Referências</b>	<b>49</b>
<b>A</b>	<b>APÊNDICE</b>	<b>53</b>
<b>A.1</b>	<b>Histogramas</b>	<b>53</b>
A.1.1	Carteira 1998	53
A.1.2	Carteira 1999	53
A.1.3	Carteira 2000	54
A.1.4	Carteira 2001	55
A.1.5	Carteira 2002	56
A.1.6	Carteira 1998-2002	56
<b>A.2</b>	<b>Boxplots</b>	<b>57</b>
A.2.1	Carteira 1998	57
A.2.2	Carteira 1999	57
A.2.3	Carteira 2000	58
A.2.4	Carteira 2001	59
A.2.5	Carteira 2002	60
A.2.6	Carteira 1998-2002	60



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contextualização e problema de pesquisa

Desde os primórdios da industrialização existe uma demanda crescente de energia para geração de bens. Isso ocorre às custas do uso intenso de combustíveis fósseis convencionais, como o carvão, petróleo e gás natural. Além de serem esgotáveis, tais combustíveis são responsáveis por efeitos nocivos sobre o meio-ambiente. Esse cenário impulsiona o uso de fontes de energia renováveis como a solução mais viável para os problemas vigentes. Elas devem, portanto, desempenhar um importante papel tanto no atendimento da demanda de energia requerida, quanto na redução da degradação ambiental do planeta (LEUNG; YANG, 2012).

Nos últimos anos, a energia eólica tem se destacado como uma das fontes de energia mais limpas, visto que é dependente de um recurso renovável e inesgotável, o vento (SAIDUR *et al.*, 2011). Ademais, a tecnologia empregada em suas instalações é considerada consolidada, assim como os procedimentos de implantação e operação (HANSEN, 2005). Sua produção atual está concentrada na modalidade *onshore*, a mesma utilizada há mais de 2000 anos. Em contrapartida, a modalidade *offshore* é recente e desponta como uma alternativa que visa sanar as consequências restritivas da saturação dos parques eólicos *onshore* (KALDELLIS; KAPSALI, 2013; BRETON; MOE, 2009; REN21, 2013; GWEC, 2012; BILGILI; YASAR; SIMSEK, 2011).

Com uma extensa disponibilidade espacial nos oceanos para instalação de parques eólicos, maior densidade de energia e estabilidade dos ventos, e menores impactos ambientais sobre regiões povoadas, a produção de energia eólica *offshore* vem sendo incorporada paulatinamente em planos energéticos de governos no mundo. Mais de 90% da energia eólica *offshore* produzida no globo é produzida na Europa, enquanto que o restante, na China. Os EUA exibem excelentes recursos eólicos *offshore*, assim como diversos projetos de implantação em andamento, porém ainda não apresentam parque instalado (GWEC, 2013; HONG; MÖLLER, 2011).

Na tentativa de reconfigurar sua matriz energética com base em questões relacionadas às incertezas de abastecimento, preocupações ambientais e variação nos preços, os EUA desenvolveram alguns planos para ampliar o emprego de fontes de energia renováveis, especialmente a energia eólica. Um deles surgiu em 2008 mediante a divulgação do relatório "20% Wind Energy by 2030", no qual se difundiu a meta de 20% para o crescimento da geração de energia eólica *onshore* e *offshore* na região, com prazo máximo determinado até o ano de 2030 (DOE, 2013; AWEA, 2008).

Em 2010, o governo norte-americano publicou um documento delimitando estratégias em prol da expansão e consolidação da indústria eólica *offshore*, sob a justificativa de que seus recursos são superiores aos da energia eólica *onshore*, no que se refere à abundância, consis-

tência e estabilidade dos ventos. Os recursos potenciais *offshore* sinalizam quase quatro vezes a capacidade de produção oriunda da combinação de todas as fontes de energia elétrica dos EUA. Baseando-se nisso, o propósito estipulado foi de alcançar, até o ano de 2020, a quantia de 10 GW de capacidade de energia instalada, enquanto que para 2030 a meta foi elevada para 54 GW (DOE, 2011).

A fim de atingir os objetivos projetados, o Departamento de Energia dos EUA vem concentrando esforços no planejamento e desenvolvimento de parques eólicos *offshore* nas regiões da costa dos oceanos Pacífico e Atlântico, do Golfo do México e dos Grandes Lagos. Atualmente são financiadas sete iniciativas pelo departamento, cada qual com demonstrações eólicas de 12 a 30 GW de eletricidade para a rede de energia da região mais próxima, bem como uma capacidade de geração potencial total entre 36-82 MW para os próximos anos (RENEWABLE ENERGY WORLD, 2013).

O plano de desenvolvimento da região do oceano Atlântico dos EUA encontra-se encaminhado, sobretudo na costa leste, onde há a condução de seis projetos de parques eólicos *offshore* que estão legalmente aptos a serem implantados. Cada projeto detém um arranjo de 80-150 turbinas com capacidade entre 280-425 MW. Juntos apresentam uma capacidade de produção de 1700 MW, o que denota o usufruto de 0,1% do recurso de vento total do local. Além desses projetos, estão localizadas diversas estações meteorológicas marítimas no transcorrer de 2500 km de extensão da costa, as quais são bastante úteis para simulação da produção de energia eólica *offshore* (KEMPTON *et al.*, 2010).

Mesmo que a energia eólica *offshore* evidencie inúmeras vantagens sobre a energia eólica *onshore* no que diz respeito aos níveis de estabilidade da produção, a variabilidade dos ventos ainda pode ocasionar flutuações indesejáveis à capacidade de abastecimento energético. Para mitigar as implicações desse problema, indica-se uma combinação de parques eólicos que estejam dispersos geograficamente. À medida que os parques encontram-se afastados um do outro, a correlação entre a velocidade dos ventos tende a reduzir, o que aumenta a probabilidade de que gerem simultaneamente um regime de energia mais estável. A combinação dos parques eólicos se comporta de forma semelhante a um único parque que consegue gerar um retorno de energia superior ao desempenho individual deles (ARCHER; JACOBSON, 2007; KAHN, 1979).

Os modelos convencionais utilizados na elaboração de planos de energia eólica são considerados incapazes de ponderar a natureza intermitente dos ventos, implicando negativamente na capacidade de fornecimento de energia baseada nas necessidades mensuradas (NEUHOFF *et al.*, 2006; SMITH *et al.*, 2004). Posto isso, a Moderna Teoria de Carteiras revela-se como uma estrutura apropriada para atenuar a lacuna existente, dado que viabiliza o cálculo de carteiras ótimas de energia eólica *onshore* ou *offshore* com vistas a obter retornos máximos de produção, a partir da mínima interferência da variabilidade dos ventos (ROQUES; HIROUX; SAGUAN, 2010).

Em sua abordagem conceitual, a Moderna Teoria de Carteiras sustenta que uma com-

binacão eficiente de ativos financeiros com gênero diversificado pode proporcionar resultados condizentes com as preferências de retorno e risco de um indivíduo investidor (MARKOWITZ, 1952). Similarmente à proposta original, porém saindo de uma perspectiva de uso em ativos financeiros para ativos reais, a teoria busca otimizar a produção de energia eólica *offshore* por meio da combinação de parques eólicos que se encontram alocados dispersamente no oceano. Assim sendo, é possível estabelecer o uso eficiente da capacidade de produção de cada parque eólico presente na carteira e, dessa maneira, atingir o patamar da variabilidade mínima por unidade de energia produzida (DRAKE; HUBACECK, 2007).

Ainda sob a ótica financeira, a volatilidade de títulos e ações se altera com constância nos mercados, fazendo com que o modelo estimador de retornos esperados perca eficiência por não conceber a totalidade das variações decorrentes no tempo (FAMA; FRENCH, 1989). Isso também se traduz no processo de construção de carteiras ótimas de energia eólica *offshore*, pois para calculá-las é preciso utilizar dados retroativos de energia. Isto é, os pesos resultantes de uma carteira ótima provêm de dados de energia produzidos em um recorte de tempo no passado; portanto, ao serem aplicados com dados de energia futuros, os retornos esperados não conseguem contemplar a variabilidade dos ventos da situação específica mais recente, visto que a intermitência dos ventos é desigual em ambos os momentos.

Diante da fragilidade abordada, este trabalho articula o rebalanceamento das carteiras de energia eólica *offshore* através dos períodos de tempo estipulados. Trata-se da definição do intervalo de tempo que se deve refazer o cálculo dos retornos esperados, a partir do emprego de diferentes agrupamentos de pesos, provenientes das carteiras ótimas calculadas. Os retornos estimados para um mesmo período de tempo são comparados, possibilitando eleger a carteira com a relação entre retorno e risco mais benéfica à estabilidade da produção de energia eólica *offshore*.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo Geral

Analisar a alocação ótima de parques eólicos *offshore* através da Moderna Teoria de Carteiras.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Descrever as medidas de retorno e risco da produção de energia eólica *offshore*;
- Apontar as carteiras de mínima variância para alocação dos parques eólicos *offshore*;
- Definir o rebalanceamento das carteiras de mínima variância;
- Comparar o desempenho das carteiras de mínima variância rebalanceadas.

### 1.3 Justificativa

Há muito tempo os combustíveis fósseis convencionais têm sido uma fonte de energia fundamental para suprir as necessidades do crescimento econômico mundial. Eles também levantam inúmeras questões com relação aos efeitos adversos causados ao meio-ambiente. Por este motivo, o desenvolvimento de fontes renováveis de energia vem tomando força nos dias atuais. Dentre os recursos renováveis conhecidos, a energia eólica desponta estrategicamente como uma técnica madura, com perspectivas comerciais promissoras, e capacidade de gerar eletricidade em larga escala (LEUNG; YANG, 2012; ABUDUREYIMU; HAYASHI; NAGASAKA, 2012).

A energia eólica *offshore* é uma fonte de energia renovável ainda pouco utilizada no globo. Ela oferece tanto benefícios econômicos quanto proporciona a redução expressiva de poluentes nocivos. Seus custos são inferiores aos das outras novas tecnologias de energia renovável existentes, porém é maior do que os custos da energia eólica *onshore* e tecnologias mais convencionais (LEVITT *et al.*, 2011). Em alguns países, especialmente no Reino Unido, existe prioridade na produção em larga escala de energia eólica *offshore*, por isso foi elaborado um plano de expansão de sua capacidade, como parte integrante de uma abordagem mais ampla para aumentar o abastecimento energético através de energias limpas (LEVITT *et al.*, 2011).

Ainda que seja uma alternativa dispendiosa com relação à energia eólica *onshore*, há um crescente interesse na construção de parques eólicos *offshore*, em função de suas características de produção serem vistas como superiores. Os ventos oriundos de oceanos são mais fortes e estáveis, de modo que proporciona uma maior produtividade de energia com o uso de menos turbinas eólicas. As áreas disponíveis para sua implantação são extensas e potencialmente produtivas, portanto grandes parques eólicos *offshore* podem ser construídos. Independentemente do porte das turbinas eólicas utilizadas, elas são localizadas em ambientes distantes da costa e da convivência humana, reduzindo problemas de impacto visual e sonoro. Além disso, sua produção em grande escala encontra-se próxima dos grandes centros de demanda, evitando custos com longas linhas de transmissão de energia (LEUNG; YANG, 2012; BILGILI; YASAR; SIMSEK, 2011).

Enquanto as características positivas da energia eólica *offshore* estão cada vez mais visíveis, a energia eólica *onshore* vem demonstrando sinais de saturação no decorrer do tempo, como é o caso da escassez de espaço territorial para instalação de novos parques e descontentamentos com os impactos sonoros e visuais, provenientes das turbinas instaladas nas proximidades de cidades povoadas (MARKARD; PETERSON, 2009). Esse cenário gera e fortalece a visão de que a energia eólica *offshore* é uma estratégica fonte de energia renovável que se propaga pelo planeta (LEVITT *et al.*, 2011).

Para atender com eficiência as demandas de energia, a geração de energia eólica *offshore* precisa ser otimizada, de modo que a aleatoriedade característica dos ventos não provoque variações descontínuas na produção resultante. Ao contrário dos modelos convencionais de

planejamento energético, que abordam fracamente a influência peculiar dos ventos na produção (NEUHOFF *et al.*, 2006), a Moderna Teoria de Carteiras viabiliza uma estrutura que facilita o intercâmbio entre uma produção de energia maximizada e uma variabilidade dos ventos minimizada, a partir da dispersão geográfica dos parques eólicos (ROQUES; NEWBERY; NUTTALL, 2008; HUMPHREYS; MACCLAIN, 1998).

Dessa maneira, seu emprego no planejamento da produção de energia eólica *onshore* ou *offshore* é uma alternativa eficiente para auxiliar na tomada de decisões relacionadas à alocação espacial de parques eólicos nos oceanos. Por consequência, seu reconhecimento se faz importante para reduzir as oscilações na produção de energia eólica *offshore*, bem como para satisfazer as necessidades de abastecimento energético requeridas (ARNESANO; CARLUCCI; LAFORGIA, 2012).

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

### 2.1 A Moderna Teoria de Carteiras na alocação de parques eólicos

Uma das alternativas tratadas na literatura para superar o problema da variabilidade dos recursos eólicos na produção de energia é o enfoque nos melhores sítios para instalação dos parques, locais que devem apresentar os maiores níveis de velocidade de vento. Como uma segunda indicação, não menos importante, é a dispersão geográfica dos parques eólicos que pode desencadear uma eficiente combinação de *outputs* (ROQUES; HIROUX; SAGUAN, 2010).

Quanto maior for a distância entre os parques eólicos, maior é a chance dos padrões climáticos de cada localidade serem diferenciados e, por conseguinte, desigualdades na velocidade dos ventos serem esperadas. Uma produção de energia eólica mais estável pode ser alcançada, porém é necessário que a produção dos parques eólicos seja concebida de maneira combinada, não individualizada. A energia derivada dos parques eólicos deve ser negativamente correlacionada para que uma combinação ótima das distintas capacidades de produção dos parques seja encontrada. Assim sendo, a variabilidade individual da energia produzida por cada um deles é parcialmente anulada, contribuindo para a maximização do retorno energético agregado (CASSOLA *et al.*, 2008; KEMPTON *et al.*, 2010; HUANG; LU; MCELROY, 2014; ARCHER; JACOBSON, 2007; KAHN, 1979; HOLTINNEN, 2005; CARALIS *et al.*, 2008).

Correlações positivas não contribuem para a redução da variabilidade da energia eólica, uma vez que as variações de produção dos parques são semelhantes. Com esse cenário, a oportunidade de existir uma combinação ótima que compense as diferenças na geração de energia é inibida. Havendo uma variação positiva na velocidade dos ventos, a produção de energia seria beneficiada e, conseqüentemente, não precisaria de mecanismos para otimizá-la. Por outro lado, havendo uma variação negativa, a distribuição de energia eólica seria prejudicada e sua otimização não seria praticável em função da semelhança da velocidade dos ventos (KAHN, 1979; ARCHER; JACOBSON, 2007; SIMONSEN; STEVENS, 2004; CZISCH; ERNST, 2001).

Isso faz supor que contextos climáticos similares indiciam proximidade geográfica dos parques eólicos e, além disso, fortalece o pressuposto de que a dispersão geográfica deles é condição fundamental para que fortes ventos abasteçam os mais enfraquecidos durante o processo de geração de energia eólica (ROQUES; HIROUX; SAGUAN, 2010; KAHN, 1979; MILLIGAN; PORTER, 2005; ARCHER; JACOBSON, 2007; SIMONSEN; STEVENS, 2004; CZISCH; ERNST, 2001; HUANG; LU; MCELROY, 2014).

O emprego da Moderna Teoria de Carteiras no planejamento da produção de energia eólica fornece uma estrutura que facilita o intercâmbio entre uma produção maximizada e uma



variabilidade minimizada. Ela qualifica de maneira relevante os benefícios que a dispersão geográfica pode provocar, quando defende em sua abordagem conceitual que a diversificação de ativos nos investimentos contribui para que o risco de se alcançar maiores retornos seja reduzido, já que os valores dos ativos da carteira podem alterar-se em direções opostas (ROQUES; NEWBERRY; NUTTALL, 2008; HUMPHREYS; MACCLAIN, 1998; ARNESANO; CARLUCCI; LAFORGIA, 2012; MARKOWITZ, 1952).

Trata-se de uma teoria que pertence originalmente ao campo de estudos das finanças, por isso seu enfoque natural é direcionado a aplicação em ativos financeiros (MARKOWITZ, 1952). Mesmo com essa configuração, ela pode ser empregada em outros campos de pesquisa e, além do mais, lidar com ativos reais, como é o caso da energia eólica (BAZILIAN; ROQUES, 2008).

O processo de investimento por meio de carteiras transcorre por algumas etapas primordiais, a começar pelas estimativas de retorno esperado (média) e de risco (variância ou desvio-padrão) dos ativos individuais; depois gera-se a matriz de correlação dos ativos, de modo a destacar as correlações negativas; em seguida, a ponderação das restrições vinculadas às escolhas de investimento em carteiras, caso existam; após o processamento dos *inputs*, a curva da fronteira eficiente é gerada, comportando um conjunto de carteiras ótimas que apresentam diversos padrões de retorno, cada qual com um nível de risco mínimo considerado; e por fim, a fase de escolha da carteira ótima que será investida. Tal decisão é tomada com base nas preferências individuais de utilidade e aversão ao risco do investidor (BAZILIAN; ROQUES, 2008; BRINSON; HOOD; BEEBOWER, 1986; FABOZZI; GUPTA; MARKOWITZ, 2002; MARKOWITZ, 1952).

A Moderna Teoria de Carteiras vem sendo utilizada com frequência em pesquisas vinculadas à fonte de energia eólica, seja *onshore* ou *offshore*, por fornecer uma estrutura analítica que contribui consideravelmente no processo de otimização da produção através da dispersão geográfica de parques eólicos (DEMEO *et al.*, 2005).

Roques, Hiroux e Saguan (2010) demonstraram uma abordagem de otimização das carteiras de energia eólica entre os países da Áustria, Dinamarca, França, Alemanha e Espanha para o ano de 2020, a partir do uso da Moderna Teoria de Carteiras. A pesquisa faz uso de dados históricos de produção de energia eólica *onshore* e buscou captar os benefícios da diversificação geográfica dos parques eólicos para a redução da variabilidade das saídas, levando em consideração condicionantes associados ao potencial de recurso eólico nacional e às restrições de transmissão de energia entre os países.

Milligan e Factor (2000), Hansen (2005), e Chupp, Hickey e Loomis (2012) aproveitaram a fase de preocupação ambiental nos EUA para se aprofundarem no planejamento da energia eólica em alguns estados específicos. Em todos eles a otimização objetivou maximizar a confiabilidade da geração de energia, bem como reduzir a variância durante as horas de pico, utilizando sempre como elo norteador a correlação negativa entre a produção gerada pelos parques eólicos. Milligan e Factor (2000) almejavam encontrar carteiras ótimas para doze

parques eólicos *onshore* em Iowa; Hansen (2005) analisou a geração de energia por meio da dispersão geográfica de três parques eólicos *onshore* no estado da Carolina do Norte; enquanto que Chupp, Hickey e Loomis (2012), pesquisaram a relação de retorno e risco em 79 parques eólicos *onshore* em *Illinois*.

Drake e Hubacek (2007) propuseram medir a redução da variabilidade de energia eólica por meio da dispersão geográfica de quatro parques eólicos no Reino Unido. Os autores utilizam uma base de dados de velocidade dos ventos para simular dois cenários distintos. Um deles envolve apenas um local para alocação de 2,7 GW de capacidade de energia, enquanto o segundo cenário promove a alocação da mesma quantidade de energia entre os quatro locais mencionados.

De modo similar aos estudos citados, Rombauts, Delarue e D'Haeseleer (2011) buscaram alocar parques eólicos em diferentes locais para minimizar a variabilidade das alterações de energia eólica por hora. Três modelos foram desenvolvidos, a partir das restrições na transmissão de energia entre as fronteiras consideradas. Assim sendo, eles concluíram que manter as restrições de capacidade disponíveis para os fluxos de energia eólica é uma medida eficaz para limitar variações horárias de energia eólica.

## 3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

### 3.1 Coleta de dados

A base de dados coletada é constituída de observações meteorológicas reais as quais possibilitam caracterizar a produção de energia elétrica proveniente de parques eólicos *offshore* hipotéticos. Sua escolha se justifica pela disponibilidade de acesso às restritas e escassas informações de produção de energia eólica *offshore* no mundo.

Por critérios como distribuição espacial e maior frequência de dados dados válidos simultâneos de velocidade do vento, foram selecionadas 11 estações meteorológicas, situadas num setor de 2500 km da costa leste dos EUA (Figura 1). Através de anemômetros, o registro da velocidade dos ventos foi obtido pelo *National Data Buoy Center*, o que possibilitou mensurar a produção de energia posteriormente. De acordo com a figura, as estações 1, 2, 5, 6, 7, 9 e 10 comportam plataformas fixas e seus anemômetros estão localizados acima de 40 metros do nível do mar, já as demais estações comportam bóias, que estão situadas a 5 metros acima do nível do mar (KEMPTON *et al.*, 2010).

O enfoque na região dos EUA provém da proximidade a centros urbanos de maior consumo de carbono. Além disso, por representar uma unidade nacional, a implantação de planos energéticos de forma mais coordenada no futuro próximo torna-se viável. Para as estações meteorológicas selecionadas convencionou-se a instalação hipotética de uma turbina oceânica Re-power 5M instalada a 30 metros de profundidade. Cada qual é fabricada pela empresa REpower Systems AG, apresenta 03 pás e detém capacidade máxima de 5 MW.

A estrutura de um parque eólico *offshore* acomoda minimamente 100 turbinas oceânicas, distanciando-se do arranjo disposto na simulação. Todavia, isso não promove implicações negativas para o estudo, pois o uso de uma única turbina é o suficiente para demonstrar a influência da intermitência dos ventos na produção de energia oriunda das 11 estações meteorológicas (KEMPTON *et al.*, 2010; KAHN, 1979).

A quantidade mínima de vento para que a turbina inicie a produção de energia é de 3,5 metros/segundo, enquanto que a geração de eletricidade máxima (capacidade nominal) decorre de velocidades acima de 13 metros/segundo. Quando os ventos ultrapassam a marca de 30 metros/segundo, automaticamente a turbina é desligada para efeito de segurança.

Kempton *et al.* (2010) afirma que da amostra original foram excluídas as lacunas que duraram 04 horas ou mais e as lacunas menores foram interpoladas linearmente, o que provocou a inclusão de 59% das horas na base de dados final. Ou seja, restaram 25.934 observações com dados válidos de energia produzida oriunda das estações meteorológicas. As observações apresentam resolução temporal de hora em hora, cobrindo o período entre 01 de janeiro de 1998 até 31 de dezembro de 2002.

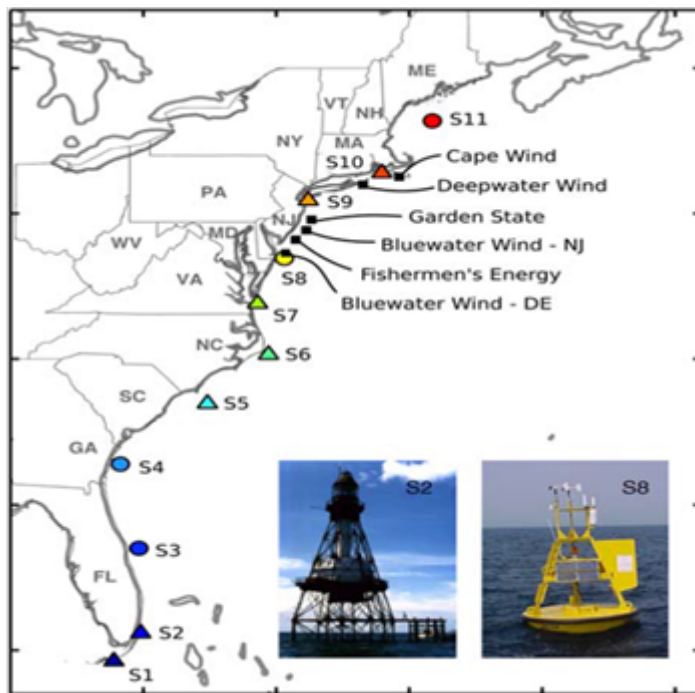


Figura 1 – Região da costa leste dos EUA (Fonte: KEMPTON *et al.*, 2010)

### 3.2 Análise de dados

Com o propósito de tratar os dados de maneira a alcançar os objetivos traçados, esta pesquisa se utiliza das observações de produção de energia eólica *offshore*, provenientes da pesquisa de Kempton *et al.*(2010), para calcular carteiras ótimas embasadas pelos conceitos de retorno e risco de Markowitz (1952).

A Moderna Teoria de Carteiras desponta como uma estrutura que viabiliza o cálculo de carteiras ótimas de energia eólica *offshore*, com vistas a obter retornos máximos de produção, com mínima variabilidade dos ventos (ROQUES; HIROUX; SAGUAN, 2010). Sua aplicação nesta pesquisa se justifica fundamentalmente pela capacidade de considerar a natureza intermitente dos ventos no processo de otimização da produção de energia eólica, diferentemente dos modelos convencionais existentes que, ao elaborarem planos energéticos, desconsideram na abordagem essa influente particularidade (NEUHOFF *et al.*, 2006).

Para calcular uma carteira eficiente com séries temporais de produção de energia eólica *offshore*, três medidas já conhecidas são fundamentais, a saber: o retorno esperado (média), o risco (desvio-padrão), e os coeficientes de correlação. O retorno esperado significa a média de produção de energia eólica *offshore* em cada estação meteorológica; o risco está atrelado ao desvio-padrão das médias calculadas anteriormente; e por fim, os coeficientes de correlação, que são capazes de indicar se a flutuação dos ventos nas estações escolhidas afeta restritiva ou favorecidamente uma produção de energia agregada mais estável. Com esses *inputs* torna-se possível gerar a curva da fronteira eficiente, a qual prescreve não somente uma única combi-

nação ótima de ativos, mas uma gama de escolhas eficientes que variam no que se refere aos retornos e riscos resultantes (ROQUES; HIROUX; SAGUAN, 2010).

Manifestar correlação positiva significa afirmar que determinado par de estações exibe níveis de produção de energia semelhantes, enquanto que a correlação negativa expõe uma relação dessemelhante (ROQUES; HIROUX; SAGUAN, 2010). Como há uma forte convergência para que a intermitência dos ventos dentre as estações seja suavizada e, conseqüentemente, produza uma maior quantidade de energia nivelada no decorrer do tempo, o propósito é que os coeficientes de correlação entre a produção eólica dos parques sejam zero ou negativos, gerando retornos máximos com os menores níveis de variabilidade (KEMPTON *et al.*, 2010).

O processamento dos *inputs* aconteceu com o auxílio do *software* Matlab® e com isso foi encontrada para cada ano da base de dados uma carteira de mínima variância atrelada, assim como para o período completo também, conforme sintetiza a tabela abaixo:

Tabela 1 – Relação das carteiras geradas. (Fonte: Autoria própria, 2013)

Período	Carteiras
1998	C98
1999	C99
2000	C00
2001	C01
2002	C02
1998-2002	C98-02

As carteiras com menor variância sinalizam uma combinação ótima da capacidade de produção dos 11 parques eólicos hipotéticos, a partir das ponderações atribuídas a cada um deles. Isso configura que a capacidade de produção dos parques eólicos não é tomada em sua plenitude, pois numa atuação combinada em carteiras, as contribuições individuais são definidas em conformidade com o objetivo fim de reduzir a variabilidade e aumentar o retorno de energia do conjunto dos parques eólicos.

### 3.2.1 Desempenho das carteiras

Após construir as carteiras é preciso verificar e estabelecer análises sobre o desempenho das mesmas. Para isso é necessário que o retorno da carteira e seu desvio-padrão sejam mensurados. Em consonância com as diretrizes da Moderna Teoria de Carteiras, o retorno esperado das carteiras montadas é calculado pela equação 3.1 (ELTON *et al.*, 2004):

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^N X_i E(r_i) \quad (3.1)$$

O retorno esperado da carteira p é um somatório de produtos entre o retorno esperado do ativo i com sua ponderação correspondente X, sendo esta última auferida por intermédio

da construção das carteiras. Em seguida, o risco da carteira é definido pela fórmula do desvio-padrão, descrita pela equação 3.2 (ELTON *et al.*, 2004):

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^N X_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1, i \neq j}^N X_i X_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j} \quad (3.2)$$

Torna-se válido ressaltar que as ponderações resultantes de uma carteira ótima provêm de dados de energia produzidos em um recorte de tempo no passado, portanto, ao serem aplicadas com dados de energia futuros, os retornos esperados e desvios-padrão não conseguem refletir integralmente a variabilidade dos ventos da situação mais recente, visto que a intermitência dos ventos é desigual em ambos os momentos.

Com essa fragilidade exposta, a próxima etapa consiste na execução do rebalanceamento das carteiras de energia eólica *offshore*. Isto é, trata-se da definição do intervalo de tempo para refazer o cálculo de retorno esperado e risco, a partir do emprego de diferentes agrupamentos de pesos, provenientes das 06 carteiras de variabilidade mínima calculadas. Os retornos esperados e riscos estimados para um mesmo período de tempo são comparados, possibilitando selecionar a carteira mais benéfica à estabilidade da produção de energia eólica *offshore*.

Com o propósito de facilitar a alocação das capacidades de produção de energia eólica *offshore* de forma mais segura no futuro, em conformidade com as características de variabilidade dos ventos de determinado período de tempo, faz-se necessário o tracejo de algumas estratégias para nortear o processo de análise dos dados, são elas:

- 1ª Estratégia: Os pesos oriundos das carteiras de mínima variância em cada período de tempo deverão ser aplicados nos dados diários de produção de energia eólica *offshore* do mesmo período referente.
- 2ª Estratégia: Os pesos oriundos das carteiras de mínima variância dos anos de 1998, 1999, 2000 e 2001 deverão ser aplicados nos dados diários de produção de energia eólica *offshore* dos seus respectivos períodos posteriores.
- 3ª Estratégia: Os pesos oriundos da carteira de mínima variância do ano de 1998 deverão ser aplicados nos dados diários de produção de energia eólica *offshore* dos anos 1999, 2000, 2001 e 2002.
- 4ª Estratégia: Os dados diários de produção de energia eólica em todos os períodos de tempo pré-definidos deverão ser igualmente ponderados por 1/11, o que equivale à média aritmética dos dados distribuídos entre as 11 estações meteorológicas incluídas.

A tabela 2 exhibe de forma simplificada as estratégias de rebalanceamento utilizadas nesta pesquisa. A primeira coluna representa os pesos das carteiras montadas e a linha horizontal de anos, que está agrupada por estratégias, remete-se aos dados de produção de energia eólica do período sinalizado. Por exemplo, para a 3ª estratégia estabelecida a tabela expõe que os

---

pesos utilizados na carteira de 1998 são empregados com os dados de produção de energia dos anos de 1999, 2000, 2001 e 2002.

O retorno e o risco das carteiras rebalanceadas pelas estratégias descritas são computados por meio das equações de retorno esperado e desvio-padrão expostos no início desta subseção.

Tabela 2 – Síntese das estratégias de rebalanceamento. (Fonte: Autoria própria, 2013)

Pesos	1ª Estratégia						2ª Estratégia						3ª Estratégia						4ª Estratégia					
	1998	1999	2000	2001	2002	98-02	1998	1999	2000	2001	2002	98-02	1998	1999	2000	2001	2002	98-02	1998	1999	2000	2001	2002	98-02
C98	X							X						X	X	X	X							
C99		X							X															
C00			X							X														
C01				X							X													
C02					X																			
C98-02 1/11						X													X	X	X	X	X	X



## 4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo apresenta as interpretações e análises do desempenho das carteiras ótimas sem restrições estimadas para os períodos de 1998, 1999, 2000, 2001, 2002 e 1998-2002, a partir dos dados de produção de energia eólica *offshore* em MW/h.

A tabela 3 relata a performance individual das estações meteorológicas durante os mesmos períodos de tempo que as carteiras ótimas foram montadas. A começar por 1998, a estação P09 apresentou o maior retorno de energia (1,941 MW), enquanto que P01 exibiu o menor nível de variabilidade por hora (1,394). No ano seguinte, a estação P06 demonstrou a maior produção de energia (2,356 MW) e P01 manteve o menor desvio-padrão (1,566). Em 2000, a estação P11 revelou a maior produção de energia (2,445 MW) e a estação P01 sustentou o menor desvio-padrão (1,445). Enquanto que em 2001 a média máxima de produção de energia alcançou 2,283 MW na estação P06, o desvio-padrão mínimo esteve presente na estação P04 com 1,642. Em 2002 o maior retorno de energia foi da estação P06 com 2,814 MW e o menor desvio-padrão foi representado pelo ponto P02 com 1,534. No período entre 1998-2002, a maior média de produção de energia por hora esteve na estação P06 (2,285 MW) e o menor nível de desvio-padrão situou-se no ponto P01 (1,542).

Tabela 3 – Estatística descritiva para os dados entre 1998-2002 e período completo. (Fonte: Autoria própria, 2013)

Estações	1998		1999		2000		2001		2002		1998-2002	
	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP
P01	1,129	1,394	1,412	1,566	1,289	1,445	1,630	1,690	1,720	1,604	1,395	1,542
P02	1,357	1,509	1,606	1,646	1,399	1,510	1,686	1,709	1,605	1,534	1,511	1,586
P03	1,268	1,460	1,904	1,723	1,816	1,681	1,733	1,735	1,944	1,668	1,704	1,669
P04	1,503	1,622	1,658	1,702	1,655	1,718	1,447	1,642	1,724	1,758	1,587	1,686
P05	1,542	1,752	2,105	1,923	2,176	1,881	2,010	1,857	2,311	1,915	1,998	1,878
P06	1,837	1,839	2,356	1,917	2,392	1,898	2,283	1,889	2,814	1,889	2,285	1,907
P07	1,410	1,564	2,022	1,798	2,078	1,890	1,873	1,781	2,234	1,856	1,889	1,797
P08	1,609	1,704	2,032	1,887	2,135	1,949	1,873	1,792	2,135	1,886	1,940	1,855
P09	1,941	1,777	2,117	1,871	2,140	1,914	1,922	1,796	2,263	1,859	2,061	1,848
P10	1,931	1,802	2,184	1,881	2,274	1,893	2,064	1,801	2,261	1,818	2,133	1,847
P11	1,822	1,886	2,218	2,005	2,445	1,998	1,823	1,879	2,271	1,893	2,112	1,956

Ainda sobre a tabela 3, os menores retornos de energia eólica *offshore* verificados em cada período de tempo demonstraram também os menores níveis de variabilidade por hora, contudo, essa característica não esteve presente de forma igualitária entre os maiores níveis de retorno, restando apenas para os anos de 2000 e 2001 os maiores desvios-padrão.

Uma vez que o retorno e a variabilidade da produção de cada estação meteorológica encontram-se mensurados, as fronteiras de eficiência para cada período de tempo em análise foram calculadas. Por se tratar de uma curva que comporta um conjunto de carteiras ótimas, qualquer ponto localizado ao longo dela representa uma combinação de capacidade de produção das estações meteorológicas relacionadas, tão logo as carteiras de mínima variância e de máximo retorno se fazem presentes. As figuras seguintes exibem seis curvas de fronteira eficiente com a identificação das estações meteorológicas.

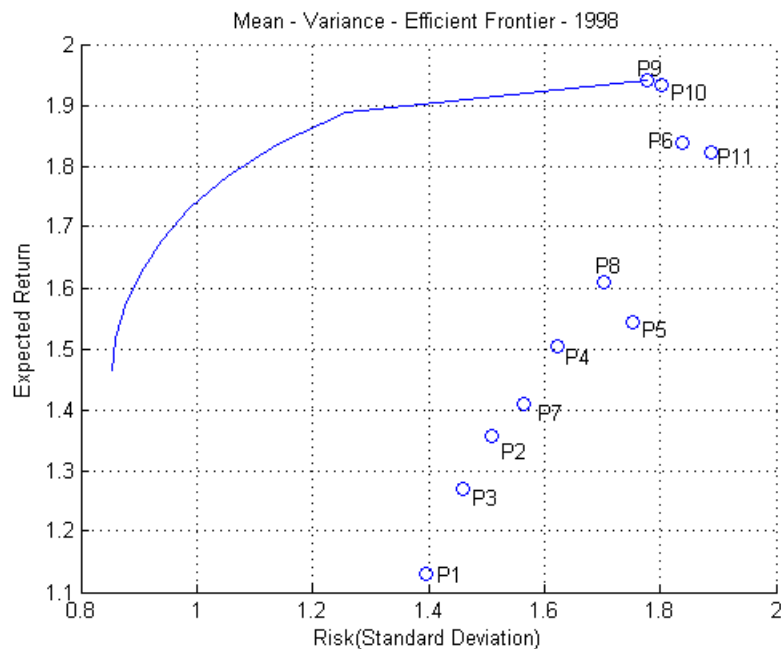


Figura 2 – Curva da fronteira eficiente de 1998. (Fonte: Autoria própria, 2013)

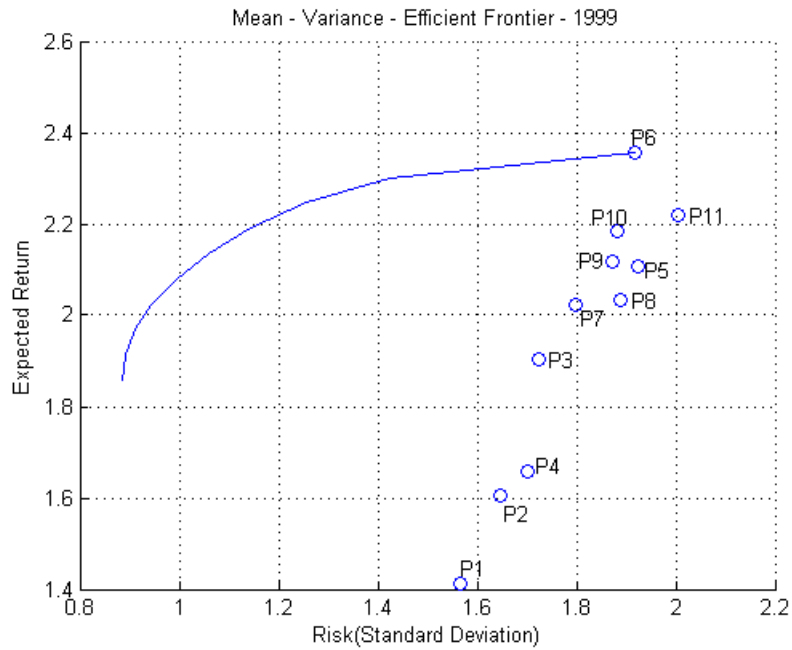


Figura 3 – Curva da fronteira eficiente de 1999. (Fonte: Autoria própria, 2013)

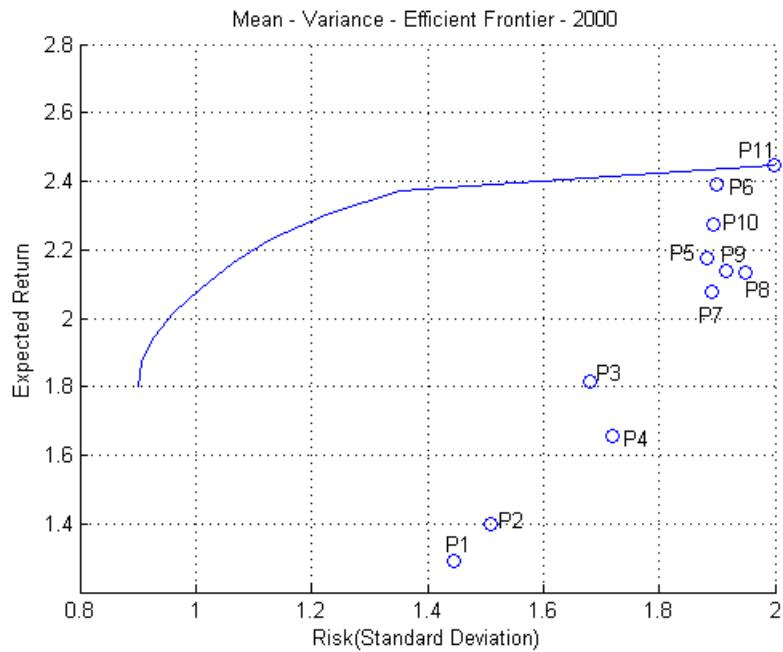


Figura 4 – Curva da fronteira eficiente de 2000. (Fonte: Autoria própria, 2013)

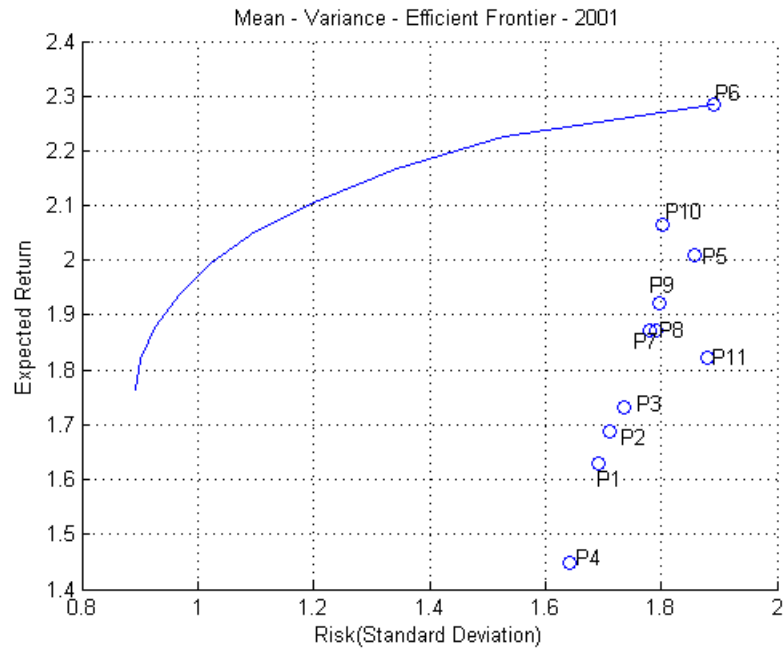


Figura 5 – Curva da fronteira eficiente de 2001. (Fonte: Autoria própria, 2013)

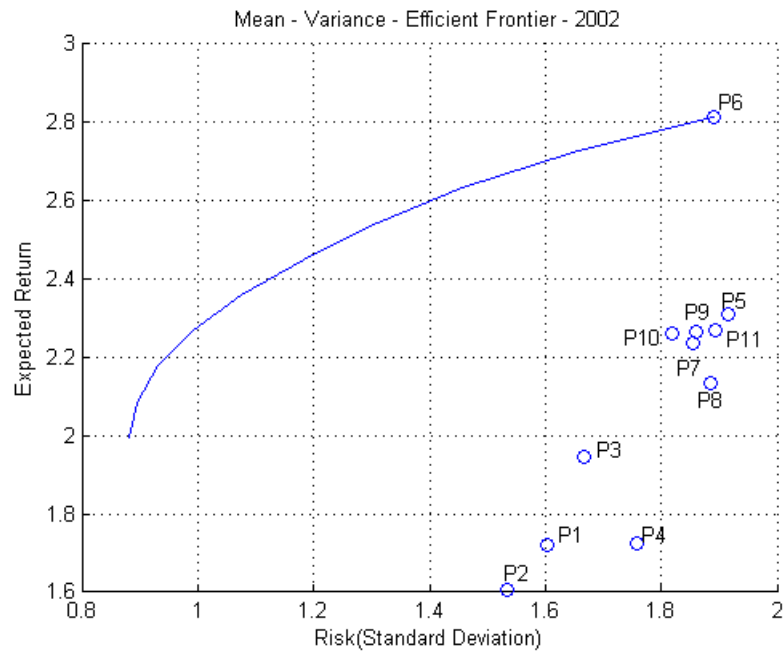


Figura 6 – Curva da fronteira eficiente de 2002. (Fonte: Autoria própria, 2013)

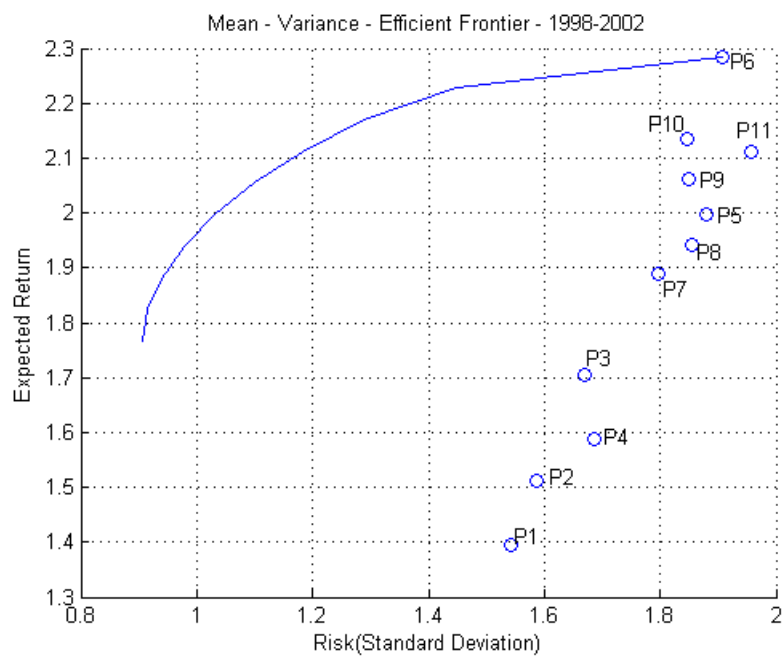


Figura 7 – Curva da fronteira eficiente de 1998-2000. (Fonte: Autoria própria, 2013)

A tabela 4 descreve os pesos de cada estação meteorológica nas carteiras de mínima variância encontradas. Para os períodos de 1998, 1999, 2000, 2002 e 1998-2002, a estação P08 foi a única que não contribuiu na formação das carteiras, excetuando o ano de 2001 que apresentou a baixa participação de 1%. Isso demonstra que das seis carteiras de mínima variância calculadas, cinco delas não sugerem a alocação de parques eólicos *offshore* na estação meteorológica P08, visto que não apresenta relevante contribuição na geração de energia eólica *offshore* agregada. A única carteira que a considera desfruta de uma pequena parcela de sua capacidade total de produção de energia.

Tabela 4 – Carteiras ótimas para os anos de 1998 a 2002 e período completo. (Fonte: Autoria própria, 2013)

<b>Estações</b>	<b>C98</b>	<b>C99</b>	<b>C00</b>	<b>C01</b>	<b>C02</b>	<b>C98-02</b>
P01	12%	3%	12%	9%	14%	9%
P02	11%	17%	7%	14%	15%	14%
P03	2%	10%	15%	8%	4%	8%
P04	18%	13%	10%	12%	7%	13%
P05	5%	6%	7%	5%	4%	5%
P06	11%	14%	14%	16%	18%	14%
P07	6%	7%	2%	10%	8%	6%
P08	0%	0%	0%	1%	0%	0%
P09	17%	10%	11%	8%	11%	12%
P10	10%	11%	8%	13%	9%	10%
P11	7%	9%	15%	7%	10%	9%

Conhecidas as ponderações das carteiras de mínima variância nos períodos estipulados, a etapa seguinte visa analisar o desempenho das carteiras que, por sua vez, deriva fundamentalmente das estratégias de rebalanceamento delineadas. A tabela 5 apresenta de forma sintética seus principais resultados.

Com as observações de energia eólica de 1998 foram aplicadas as estratégias 1 e 4. A performance dos dados com a 1ª estratégia foi melhor, pois exibiu o maior retorno (1,595 MW), bem como o menor desvio-padrão (0,888). Com os dados de 1999, 2000, 2001 e 2002, as quatro estratégias definidas foram empregadas. Em termos comparativos, a 1ª estratégia traduziu os desempenhos mais positivos para os anos de 1999, 2000 e 2001, enquanto que para o de 2002, a 2ª estratégia despontou ser a mais favorável. Por último, as observações do período completo entre 1998-2002 utilizou as mesmas estratégias do período de 1998, contudo não foram obtidas interpretações semelhantes porque, desta vez, foi a 4ª estratégia que proporcionou o maior retorno (1,875 MW).

A variabilidade na produção de energia por meio das carteiras de mínima variância rebalanceadas alcançou efetivamente patamares menores quando comparada a variabilidade das estações meteorológicas individualmente. Com relação aos retornos das carteiras, foram to-

dos maximizados, em conformidade com as limitações refletidas pela variabilidade reduzida. Alguns retornos esperados das carteiras rebalanceadas foram menores que a quantia de energia eólica gerada em algumas estações meteorológicas específicas, porém sua variabilidade foi consideravelmente minimizada.

De forma geral, nenhum desempenho individual das estações conseguiu reduzir tanto a variabilidade da produção de energia quanto a combinação ótima delas através das carteiras. Isso legitima a defesa de que a dispersão geográfica dos parques eólicos contribui para a redução da variabilidade na produção de energia eólica ao se trabalhar com as carteiras ótimas propostas por Markowitz (1952).



Tabela 5 – Desempenho das carteiras rebalanceadas. (Fonte: Autoria própria, 2013)

Rebalanceamento	1998		1999		2000		2001		2002		1998-2002	
	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP	M (MW/h)	DP
1ª Estratégia	1,595	0,888	1,971	0,913	2,004	0,956	1,917	0,945	2,138	0,913	1,864	0,929
2ª Estratégia	-	-	1,903	0,903	1,969	0,952	1,867	0,947	2,187	0,947	-	-
3ª Estratégia	-	-	1,903	0,903	1,902	0,940	1,801	0,909	2,061	0,910	-	-
4ª Estratégia	1,578	0,904	1,966	0,934	1,982	0,980	1,850	0,928	2,117	0,942	1,875	0,956

Haja vista que a explicação anterior tenha se baseado pelas medidas de retorno e risco calculadas, entende-se que a 1ª estratégia se destacou como a mais relevante dentre as carteiras e em seguida a 2ª e 4ª estratégias. A 2ª estratégia objetiva trabalhar os pesos oriundos das carteiras geradas com dados de produção de seu respectivo período posterior, enquanto que a 4ª estratégia pondera igualmente todos os dados de energia eólica *offshore* pela fração 1/11, seja para qual for o período de tempo.

Nas figuras 8, 9, 10, 11, 12 e 13 são apresentados sequencialmente os gráficos de linha para as carteiras rebalanceadas. Neles é possível identificar a distribuição do fator de capacidade de cada carteira rebalanceada ao longo da quantidade de horas acumuladas de observação. Escolheu-se o mês de abril de cada ano para simplificar o processo de compreensão e análise dos gráficos, já que ele detém poucas lacunas de produção de energia no decorrer das horas.

A fim de nortear a compreensão dos gráficos a seguir, o fator de capacidade é uma medida padrão adimensional de análise da produção de energia eólica e seu cálculo provém da divisão matemática entre o retorno de energia eólica produzida e a capacidade nominal da turbina eólica instalada (KEMPTON *et al.*, 2010). É preciso salientar que a turbina oceânica utilizada hipoteticamente nas estações meteorológicas para a produção de energia eólica *offshore* apresenta uma capacidade nominal de 5 MW, valor considerado no cálculo do fator de capacidade das carteiras.

Apesar dos dados de energia eólica de 1999 serem trabalhados com todas as quatro estratégias de rebalanceamento, a figura 9 relata apenas três delas, pois a 2ª e 3ª estratégias apresentam desempenhos idênticos no que se refere ao retorno e variabilidade obtidos. Além dos gráficos de linha expostos abaixo, foram disponibilizados no Apêndice A1, os histogramas e no A2, os boxplots dos períodos completos das carteiras rebalanceadas.

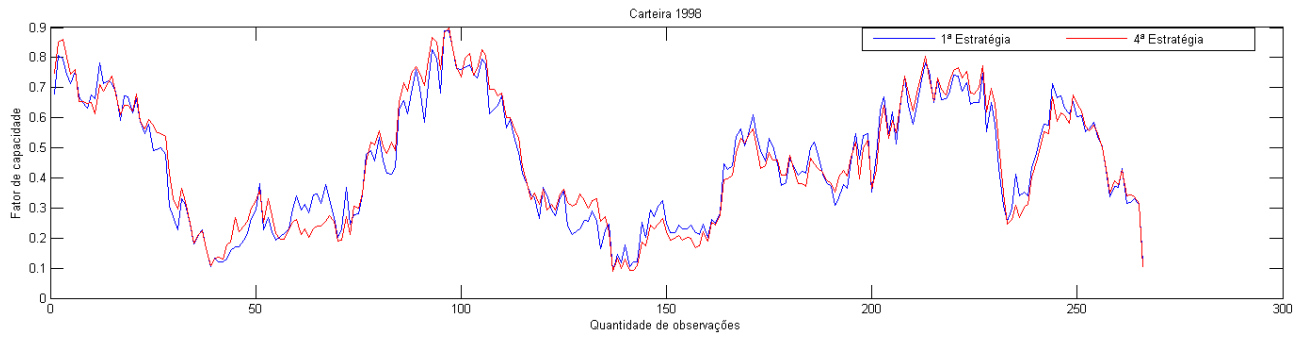


Figura 8 – Carteira 1998 (Fonte: Autoria própria, 2013)

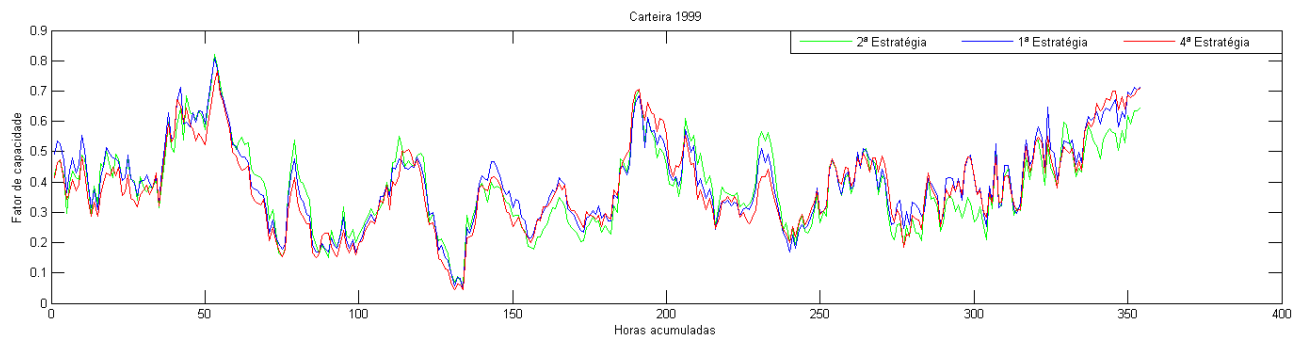


Figura 9 – Carteira 1999 (Fonte: Autoria própria, 2013)

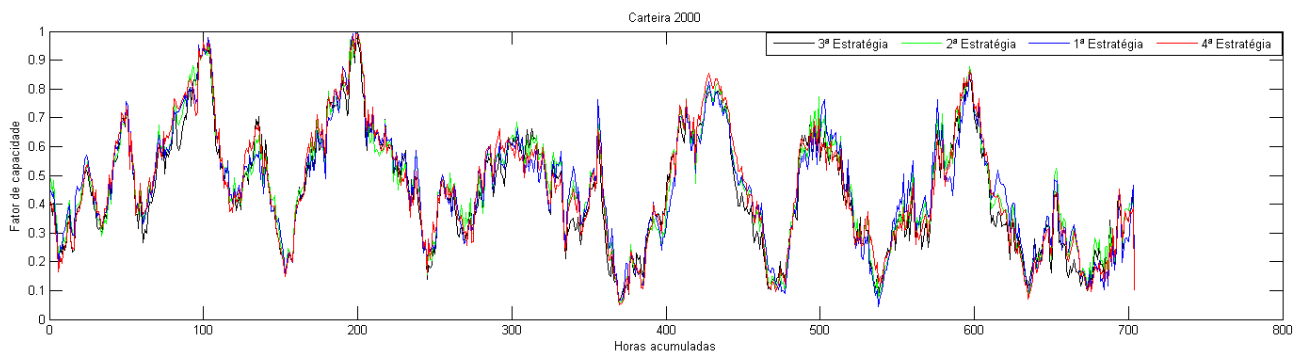


Figura 10 – Carteira 2000 (Fonte: Autoria própria, 2013)

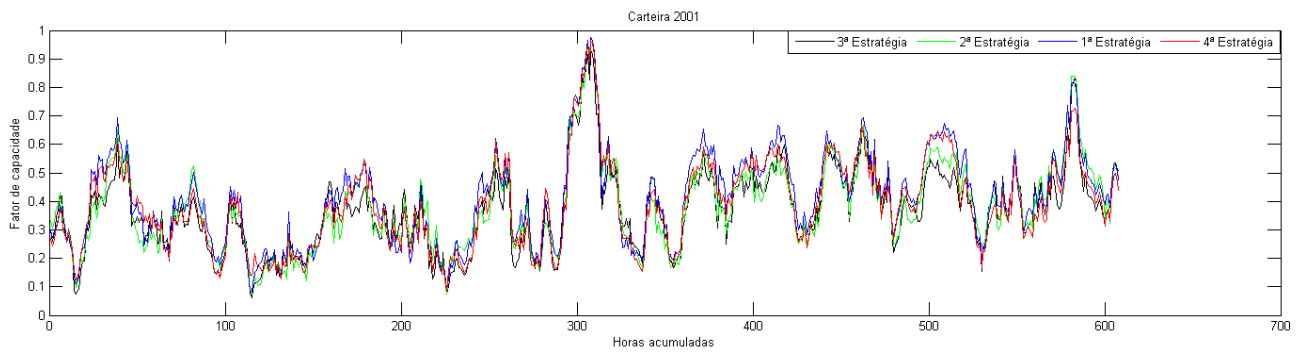


Figura 11 – Carteira 2001 (Fonte: Autoria própria, 2013)

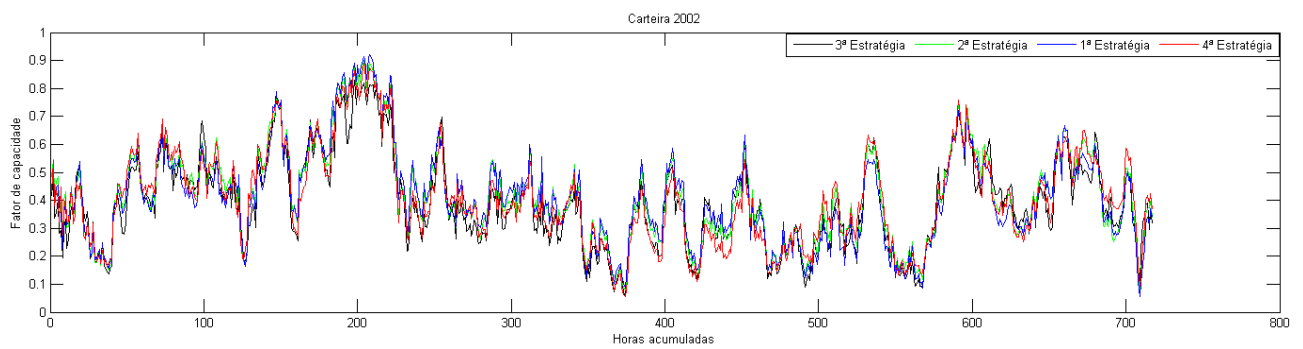


Figura 12 – Carteira 2002 (Fonte: Autoria própria, 2013)

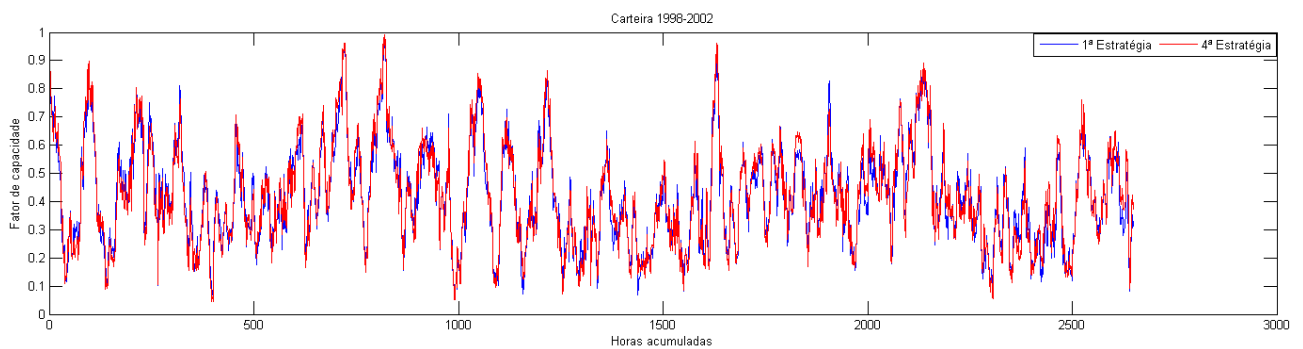


Figura 13 – Carteira 1998-2002 (Fonte: Autoria própria, 2013)

Com as medidas de retorno e risco calculadas para as carteiras rebalanceadas, foi possível identificar a estratégia que mais se destaca na incumbência de alcançar retornos maximizados, a partir dos menores níveis de variabilidade. Apesar dos gráficos de linha utilizarem o parâmetro de fator de capacidade, e não de retornos esperados, é válido inferir conclusões semelhantes às da tabela 5, pois ele representa uma medida de eficiência de geração de energia eólica. Com a interpretação visual dos gráficos de linha, nota-se certa dificuldade para definir a carteira mais relevante, já que a grande maioria das oscilações refletidas pelo eixo do fator de capacidade durante as horas acumuladas de produção são bastante próximas ou são compensadas posteriormente, dentre todas as estratégias empregadas por carteira.

A tabela 7 especifica o percentual de vezes que o retorno por hora de uma carteira, através de sua estratégia mais destacada, foi maior que o retorno proveniente das outras estratégias associadas, durante o mesmo período de tempo. A fim de fornecer o embasamento adequado para compreendê-la, é fundamental recordar a estratégia que mais favoreceu o desempenho de cada carteira, a saber:

Tabela 6 – Relação das melhores estratégias por carteira.

<b>Carteiras</b>	<b>Estratégia</b>
1998	1 <sup>a</sup>
1999	1 <sup>a</sup>
2000	1 <sup>a</sup>
2001	1 <sup>a</sup>
2002	2 <sup>a</sup>
1998-2002	4 <sup>a</sup>

Fonte: Autoria própria, 2013

Tabela 7 – Comparação das carteiras rebalanceadas.

Comparativo	C98	C99	C00	C01	C02	C98-02
	1ª Estratégia	1ª Estratégia	1ª Estratégia	1ª Estratégia	2ª Estratégia	4ª Estratégia
1ª Estratégia	0%	0%	0%	0%	60,06%	48,20%
2ª Estratégia	-	62,89%	59,16%	59,33%	0%	-
3ª Estratégia	-	62,89%	64,77%	72,18%	71,31%	-
4ª Estratégia	54,93%	53,76%	54,93%	67,72%	64,83%	0%

Fonte: Aatoria própria, 2013

Em todas as relações contidas na tabela, os percentuais foram superiores a margem de 50%, com exceção da carteira C98-02 que, ao selecionar a 4ª estratégia como a mais relevante, deteve 48,2% das horas envolvidas com retornos superiores aos gerados pela 1ª estratégia. Por outro lado, o percentual de retornos da 1ª estratégia que superam os da 4ª estratégia é 51,8%, isso faz crer que nesta carteira o desempenho das estratégias de rebalanceamento é relativamente equânime, atribuindo a pequena diferença às casas decimais. Com a tabela 7 é possível interpretar as seis carteiras de mínima variância da seguinte maneira:

- Carteira 1998:
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 4ª estratégia em 54,93% das horas incluídas.
- Carteira 1999:
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 2ª estratégia em 62,89% das horas incluídas;
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 3ª estratégia em 62,89% das horas incluídas;
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 4ª estratégia em 53,76% das horas incluídas.
- Carteira 2000:
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 2ª estratégia em 59,16% das horas incluídas;
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 3ª estratégia em 64,77% das horas incluídas;
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 4ª estratégia em 54,93% das horas incluídas.
- Carteira 2001:
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 2ª estratégia em 59,33% das horas incluídas;
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 3ª estratégia em 72,18% das horas incluídas;
  - A 1ª estratégia tem retornos superiores aos da 4ª estratégia em 67,72% das horas incluídas.
- Carteira 2002:
  - A 2ª estratégia tem retornos superiores aos da 1ª estratégia em 60,06% das horas incluídas;

- A 2ª estratégia tem retornos superiores aos da 3ª estratégia em 71,31% das horas incluídas;
  - A 2ª estratégia tem retornos superiores aos da 4ª estratégia em 64,83% das horas incluídas.
- Carteira 1998-2002:
    - A 4ª estratégia tem retornos superiores aos da 1ª estratégia em 48,20% das horas incluídas.

Para a comparação entre estratégias idênticas em cada carteira, atribuiu-se o percentual de 0%.



## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo analisar a alocação ótima de parques eólicos *offshore* entre onze estações meteorológicas presentes na costa leste do litoral norte-americano, por intermédio do emprego da Moderna Teoria de Carteiras. A variabilidade dos ventos é uma característica que interfere na produção de energia eólica, podendo acarretar flutuações desvantajosas no abastecimento energético. Sabendo disso, suas implicações devem ser mitigadas por meio da combinação eficiente das capacidades de produção de energia das respectivas estações meteorológicas. A ampla disposição geográfica delas, ao longo de 2500 km de oceano, permite um aumento da probabilidade de que uma combinação eficiente proporcione de forma simultânea energia eólica mais nivelada.

Em sua essência, a proposta é reduzir a variabilidade da energia eólica *offshore* produzida, por isso foram calculadas carteiras ótimas de mínima variância com base em dados de energia dos períodos de 1998, 1999, 2000, 2001, 2002 e 1998-2002. Quando se trata da avaliação delas, algumas estratégias de rebalanceamento foram criadas para que seu desempenho seja ponderado sob distintas perspectivas de variabilidade dos ventos ao longo do tempo. Esse procedimento torna-se útil para contornar o problema da perda de eficiência de uma carteira, que não consegue abordar a totalidade das variações de energia oriundas dos ventos no decorrer do tempo.

Com a montagem das carteiras, ficou evidente a contribuição parcial de todas as estações meteorológicas na combinação ótima resultante dos períodos estipulados, excetuando a estação meteorológica P08 nas carteiras de 1998, 1999, 2000, 2002 e 1998-2002. Isso aconteceu porque a correlação dos ventos entre a estação meteorológica P08 com as demais não favoreceu para a carteira alcançar os menores níveis de variabilidade da produção, de acordo com os retornos de energia eólica *offshore* produzidos. Mesmo que a carteira montada com os dados de energia eólica *offshore* do ano de 2001 contrarie a característica associada às outras, a contribuição da estação P08 é pequena, convergindo também para o argumento de que a correlação entre as estações é alta o suficiente para que sua parcela na produção agregada seja tão reduzida.

A análise realizada constata que os resultados das carteiras demonstraram níveis de variabilidade menores aos da produção individual simulada das estações meteorológicas, tal qual foi comprovado também nos trabalhos de Drake e Hubacek (2007), Roques, Hiroux e Saguan (2010), Chupp, Hickey e Loomis (2012), e Hansen (2005). Como já se sabe, a instabilidade dos ventos é imprevisível, portanto os pesos gerados por cada carteira ótima, durante os períodos verificados, representam o conjunto de características da variabilidade do vento em um momento específico. As quatro estratégias de rebalanceamento empregadas permitiram testar de variadas formas os dados de energia eólica *offshore* com os pesos das seis carteiras ótimas montadas, o que possibilitou comparar as diversas alternativas de alocação da capacidade de produção de

parques eólicos *offshore*.

Visto que as carteiras são todas de mínima variância, o enfoque nos retornos gerados foi primordial para o prosseguimento da análise. Os dados de energia eólica *offshore* dos anos de 1998, 1999, 2000 e 2001 teve a 1ª estratégia como a mais indicada para alocar a capacidade de produção das estações meteorológicas. Essa estratégia define que os pesos utilizados de cada carteira devem ser aplicados com dados de energia do período referente. Para as observações de 2002, a 2ª estratégia desponta ser adequada, enquanto que para as do período completo, a 4ª estratégia é mais eficiente. De fato, a variabilidade da produção de energia eólica foi reduzida através das carteiras ótimas montadas, contudo esse mecanismo não é uma garantia segura completamente, podendo ser alterada por outros motivos, como por exemplo, questões técnicas relacionadas à turbina.

Dentre as limitações do estudo, é interessante destacar as lacunas de quatro horas ou mais na produção de energia eólica *offshore* que foram excluídas da amostra. Isso provocou um efeito negativo para a análise comparativa dos dados de um mesmo período entre anos distintos. Uma outra lacuna existente remete-se à 1ª estratégia de rebalanceamento das carteiras, pois ela somente é aplicável com dados anuais pertencentes ao passado. Diferentemente das outras estratégias trabalhadas, a aplicabilidade dela com dados anuais presentes é impraticante, uma vez que eles não estão suficientemente completos para calcular os pesos da carteira daquele espaço de tempo definido. Por fim, as pesquisas que retratam a dispersão geográfica de parques eólicos na modalidade *offshore*, por meio da Moderna Teoria de Carteiras, em prol de um nivelamento na geração de energia produzida são escassos, dificultando a elaboração de análises mais robustas.

O presente estudo não pretende esgotar o assunto, por isso recomenda-se para futuras pesquisas a construção de carteiras com restrições, pautadas no alcance de objetivos mais exatos. Isto é, como os resultados da otimização têm importantes implicações para o direcionamento futuro dos recursos eólicos, busca-se atingir patamares de produção de energia que satisfaça as metas estabelecidas para o futuro do planeta. Essa conduta colabora, consequentemente, na implantação de políticas governamentais mais acuradas. Por fim, propõe-se uma aplicação deste estudo em unidades de análise presentes no Brasil, apesar de sua inexistência propriamente dita até o momento.

## Referências

- ABUDUREYIMU, A.; HAYASHI, Y.; NAGASAKA, K. Analyzing the Economy of Off-shore Wind Energy using GIS Technique. **APCBEE Procedia**, v. 1, p. 182-186, 2012.
- ARCHER, C. L.; JACOBSON, M. Z. Supplying baseload power and reducing transmission requirements by interconnecting wind farms. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 46, p. 1701-17, 2007.
- ARNESANO, M.; CARLUCCI, A. P.; LAFORGIA, D. Extension of portfolio theory application to energy planning problem? the Italian case. **Energy**, v. 39, p. 112-124, 2012.
- AWEA - American Wind Energy Association. **20% wind energy by 2030: increasing wind energy's contribution to U.S. electricity supply**. 2008. Disponível em: <http://www.awea.org>. Acesso em: 10 jun. 2013.
- BAZILIAN, M.; ROQUES, F. **Analytical methods for energy diversity and security: portfolio optimization in the energy sector: a tribute to the work of dr. Shimon Awerbuch**. 1. ed. Oxford: Elsevier Science, 2008. 364 p.
- BILGILI, M.; YASAR, A.; SIMSEK, E. Offshore wind power development in europeu and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 905-15, 2011.
- BRETON, S. P.; MOE, G. M. Status, plans and technologies for offshore wind turbines in Europe and north America. **Renewable Energy**, v. 34, p. 646-54, 2009.
- BRINSON, G. P.; HOOD, R.; BEEBOWER, G. L. Determinants of portfolio performance. **Financial Analysts Journal**, v. 42, n. 4, p. 39 - 44 , 1986.
- CARALIS, G.; PERIVOLARIS, Y.; RADOS, K.; ZERVOS, A. On the effects of spatial dispersion of wind power plants on the wind energy capacity credit in Greece. **Environmental Research Letters**, v. 3, n. 1, p. 3-15, 2008.
- CASSOLA, F.; BURLANDO, M.; ANTONELLI, M.; RATTO, C. Optimization of the regional spatial distribution of wind power plants to minimize the variability of wind energy input into power supply systems. **Energy Policy**, p. 3099 -3116, 2008.
- CHUPP, B. A.; HICKEY, E.; LOOMIS, D. G. Optimal wind portfolios in Illinois. **The Electricity Journal**, v. 25, n.1, p.46-56, 2012.
- CZISCH, G.; ERNST, B. **High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example**. 2001. Disponível em: <http://www.renewable-supergrid.com>. Acesso em: 15 de nov. 2013.

DEMEO, E. A.; GRANT, W.; MILLIGAN, M. R.; SCHUERGER, M. J. Wind plant integration. **IEEE Power Energy Mag.**, n. 3, p. 38-46, 2005.

DOE - U.S. Department of Energy. A national offshore wind strategy: creating an offshore wind energy industry in the united states. p. 2-42, fev. 2011. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov>>. Acesso em: 10 jun. 2013.

DOE - U.S. Department of Energy. Offshore wind technology. mar. 2013. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov>>. Acesso em: 10 jun. 2013.

DRAKE, B.; HUBACEK, K. What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms? A risk portfolio approach. **Energy Policy**, v. 35, p. 3999-4008, 2007.

ELTON, E. J.; GRUBER, M. J.; BROWN, S. J.; GOETZMANN, W. N. **Moderna teoria de carteiras e análise de investimentos**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2004. 602 p.

FABOZZI, F.; GUPTA, F.; MARKOWITZ, H. M.; The legacy of modern portfolio theory. **Journal of Investing**, p. 7-22, 2002.

FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. Business conditions and expected returns on stocks and bonds. **Journal of Financial Economics**, v. 25, n. 1, p. 23-49, 1989.

GWEC - Global Wind Energy Council. Global wind statistics 2012. Disponível em: <http://www.gwec.net>>. Acesso em: 01 jun. 2013.

GWEC - Global Wind Energy Council. Offshore wind. Disponível em: <http://www.gwec.net>>. Acesso em: 02 jun. 2013.

HANSEN, L. M. Can wind be a firm resource? a north carolina case study. **Duke Environmental Law and Policy Forum**, v. 15, n. 2, p. 341-381, 2005.

HOLTINNEN, H. Hourly wind power variations in the Nordic countries. **Wind energy**, v. 8, n. 2, p. 173-95, 2005.

HONG, L.; MÖLLER, B. Offshore wind energy potential in China: Under technical, spatial and economic constraints. **Energy**, v. 36, p. 4482-91, 2011.

HUANG, J.; LU, XI; MCELROY, M. B. Meteorologically defined limits to reduction in the variability of outputs from a coupled wind farm system in the central US. **Renewable Energy**, v. 62, p. 331-340, 2014.

HUMPHREYS, H.; MCCLAIM, K. Reducing the impacts of energy price volatility through dynamic portfolio selection. **The Energy Journal**, v. 19, n.3, p. 107-131, 1998.

KAHN, E. The reliability of distributed wind generators. **Electric Power Systems Research**, v. 2, p. 1-14, 1979.

KALDELLIS, J. K.; KAPSALI, M. Shifting towards offshore wind energy? recent activity and future development. **Energy Policy**, v. 53, p. 136-148, 2013.

KEMPTON, W.; PIMENTA, F. M.; VERON, D. E.; COLLE, B. A. Electric power from offshore wind via synoptic-scale interconnection. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 107, n. 16, 2010.

LEUNG, D. Y. C.; YANG, Y. Wind energy development and its environmental impact: a review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 16, p. 1031-39, 2012.

LEVITT, A. C. *et al.* Pricing offshore wind power. **Energy Policy**, v.39, n.10, p. 6408-6421, 2011.

MARKARD, J.; PETERSON, R. The offshore trend: structural changes in the wind power sector. **Energy Policy**, v. 37, p. 3545-56, 2009.

MARKOWITZ, H. M. Portfolio selection. **Journal of Finance**, v. 7, n.1, p. 77-91, 1952.

MILLIGAN, M.; FACTOR, T. Optimizing the geographic distribution of wind plants in Iowa for maximum economic benefit and reliability. **Wind Engineering**, v. 24, n. 4, p. 271-90, 2000.

MILLIGAN, M.; PORTER, K. Determining the capacity value of wind: a survey of methods and implementation. **National Renewable Energy Laboratory**, p. 1-32, 2005.

NEUHOFF, K.; EHRENMAN A.; BUTLER, L.; CUST, J.; HOEXTER, H.; KEATS, K.; KRECZKO, A.; SINDEN, G. Space and time: wind in an investment planning model. CWPE Working Paper. n. 0620. 2006. Disponível em: <https://www.repository.cam.ac.uk>. Acesso em: 02 fev. 2014.

REN21 - Renewables Energy. Renewables 2013, global status report. Disponível em: <http://www.ren21.net>. Acesso em: 01 jul. 2013.

RENEWABLE ENERGY WORLD. Progress report: seven US offshore wind demonstration projects. abr. 2013. Disponível em: <http://www.renewableenergyworld.com>. Acesso em: 04 jul. 2013.

ROMBAUTS, Y.; DELARUE, E.; D'HAESELEER, W. Optimal portfolio-theory-based allocation of wind power: taking into account across-border transmission-capacity constraints. **Renewable Energy**, v. 36, p. 2374-2387, 2011.

ROQUES, F. A.; HIROUX, C.; SAGUAN, M. Optimal wind power deployment in Europe-A portfolio approach. **Energy Policy**, v. 38, p. 3245-3256, 2010.

ROQUES, F. A.; NEWBERY, D. M.; NUTTALL, W. J. Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a mean-variance portfolio theory approach. **Energy Economics**, v. 30, p. 1831-49, 2008.

SAIDUR, R.; RAHIM, N. A.; ISLAM, M. R.; SOLANGI, K. H. Environmental impact of wind energy. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 15, p. 2423-30, 2011.

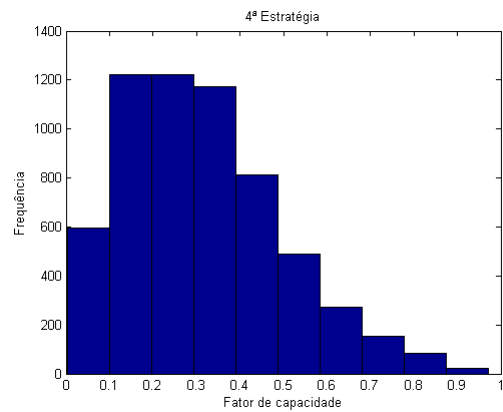
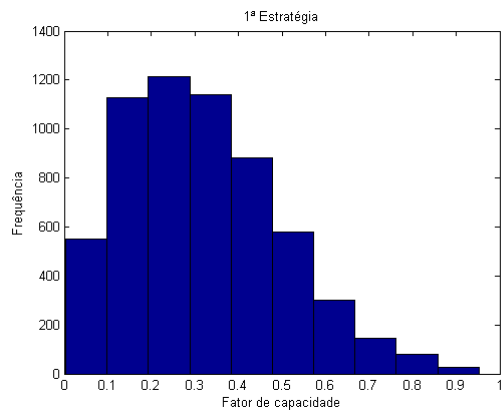
SIMONSEN, T. K.; STEVENS, R. G. Regional wind energy analysis for the central united states. Proc. Global Wind Power 2004. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu>. Acesso em: 15 nov 2013.

SMITH, J. C.; DEMEO, E. A.; PARSONS, B.; MILLIGAN, M. Wind power impacts on electric power system operating costs: summary and perspective on work to date. National Renewable Energy Laboratory. 2004. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35946.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2013.

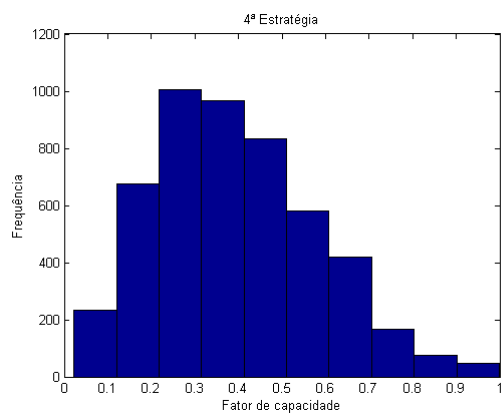
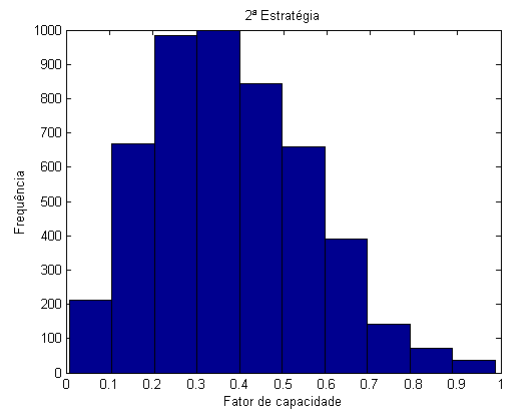
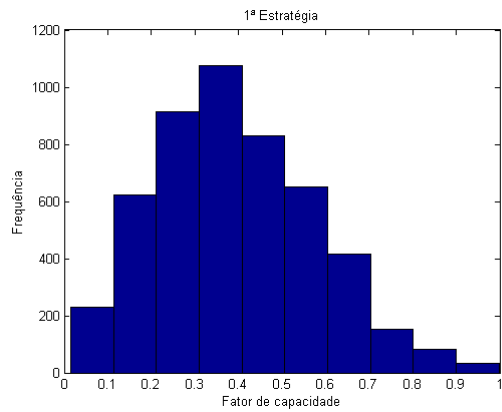
# A Apêndice

## A.1 Histogramas

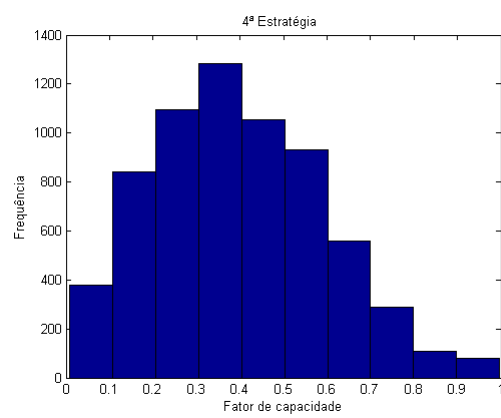
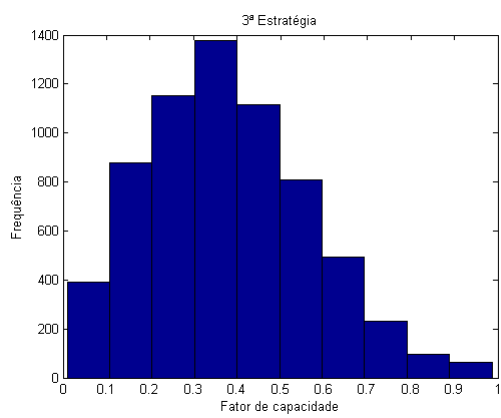
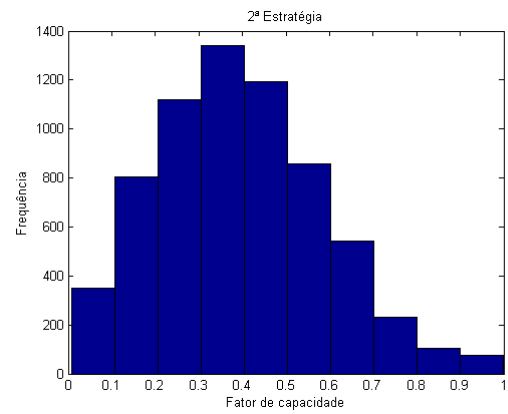
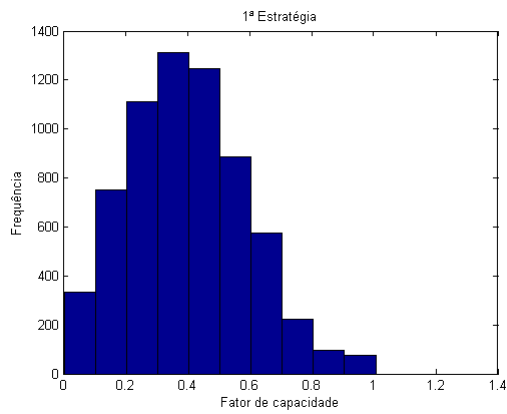
### A.1.1 Carteira 1998



### A.1.2 Carteira 1999

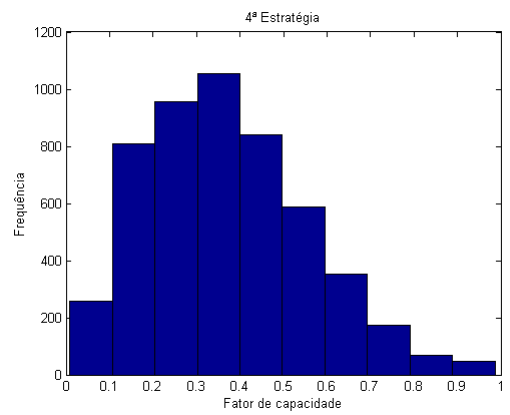
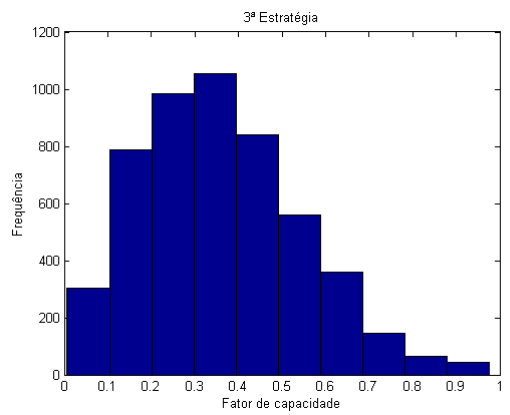
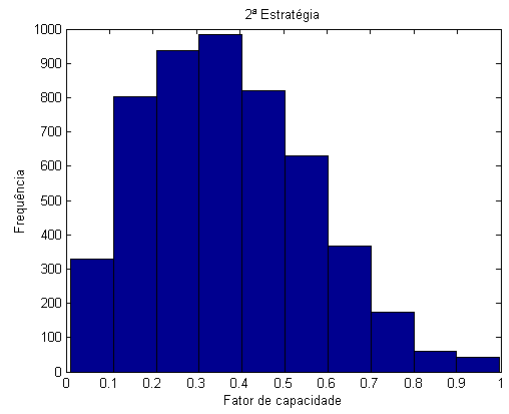
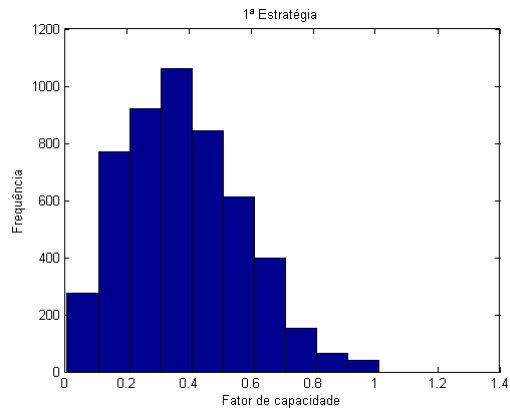


## A.1.3 Carteira 2000

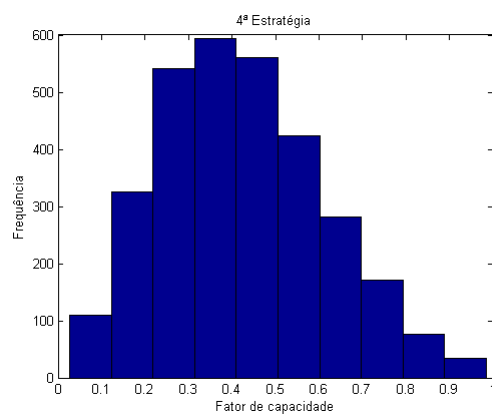
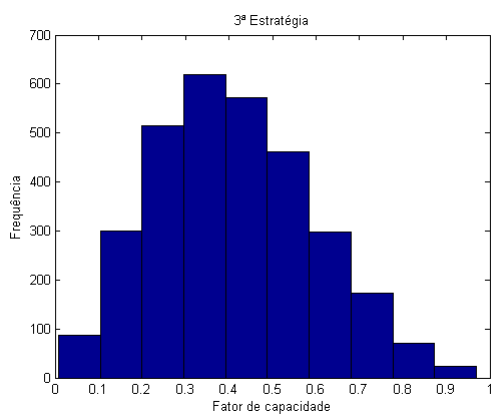
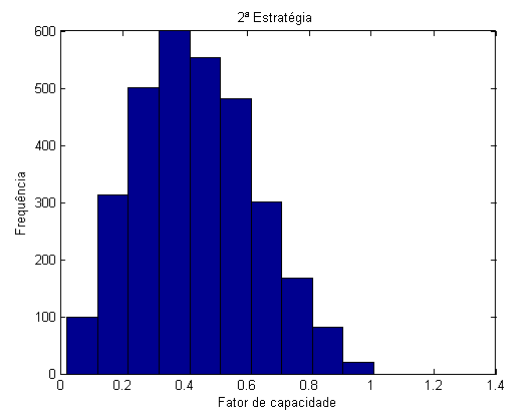
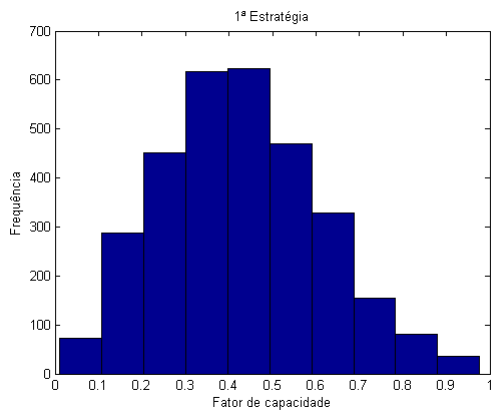




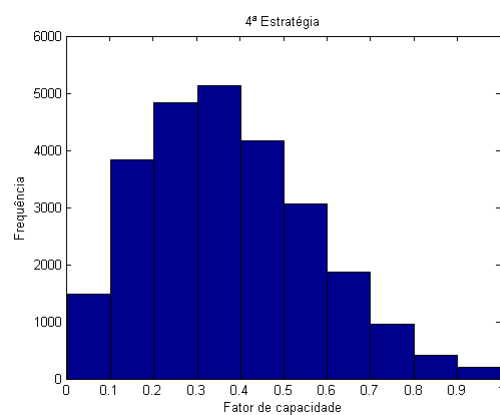
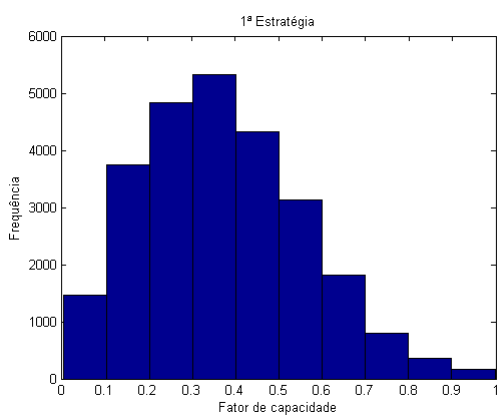
A.1.4 Carteira 2001



## A.1.5 Carteira 2002

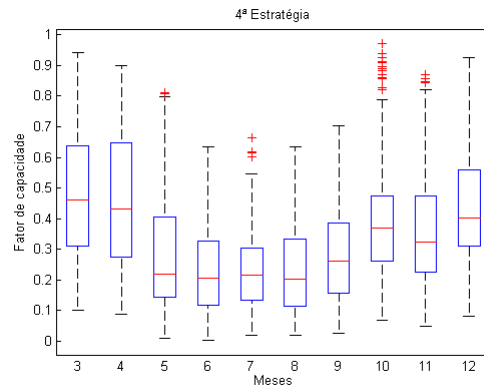
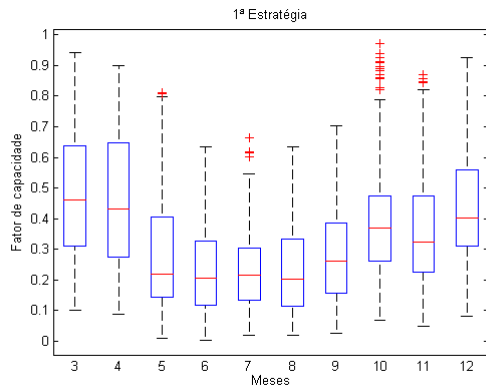


## A.1.6 Carteira 1998-2002

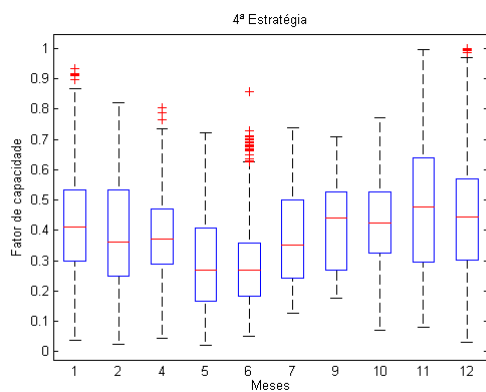
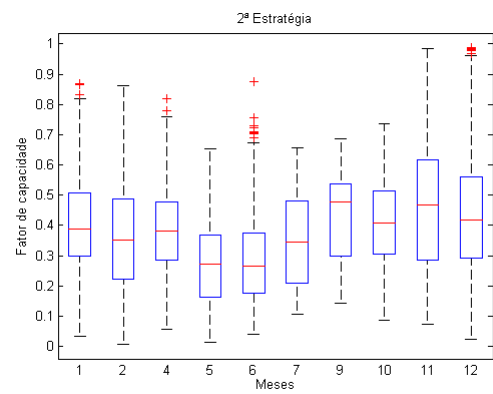
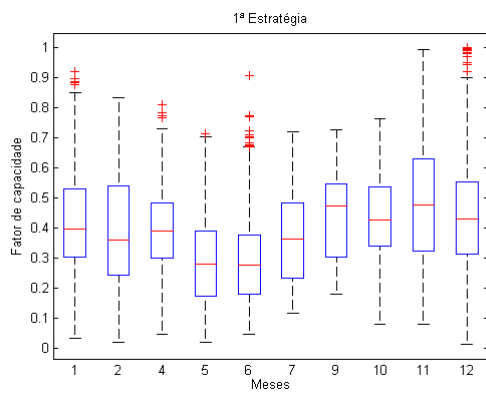


## A.2 Boxplots

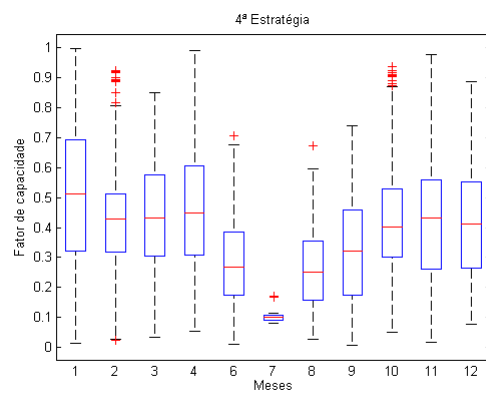
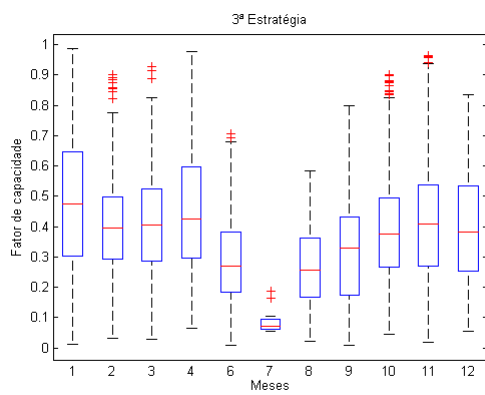
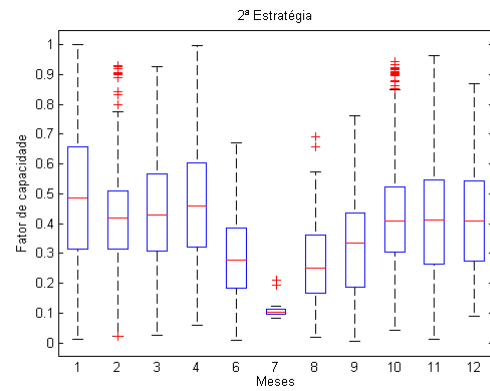
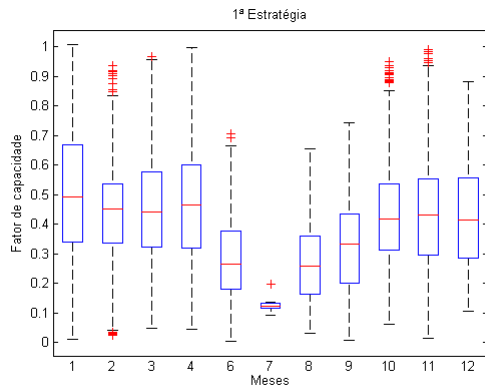
### A.2.1 Carteira 1998



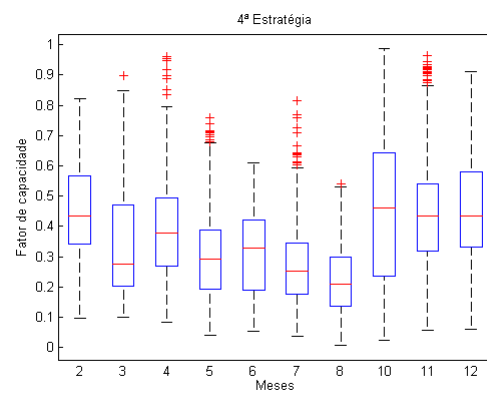
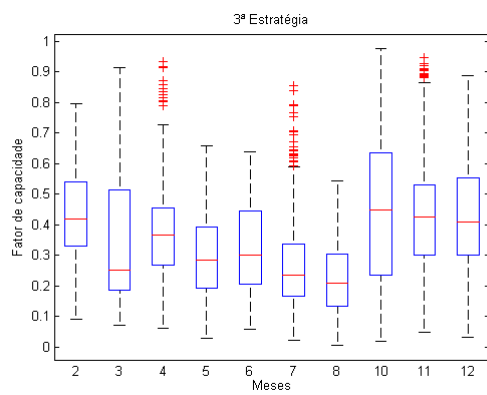
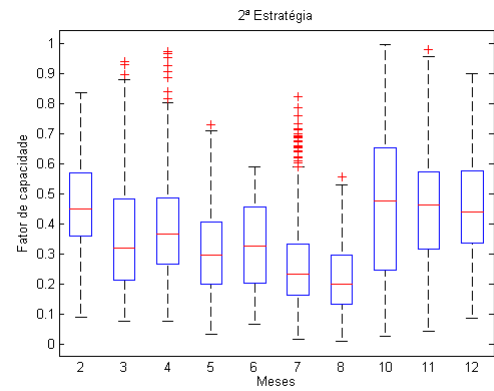
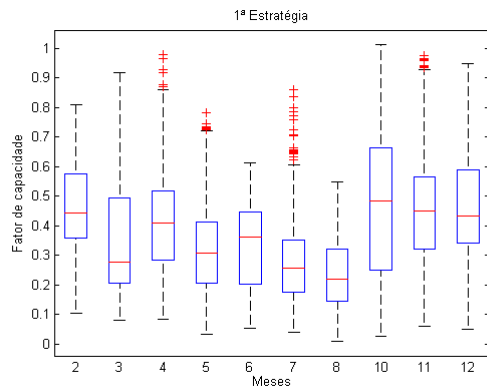
### A.2.2 Carteira 1999



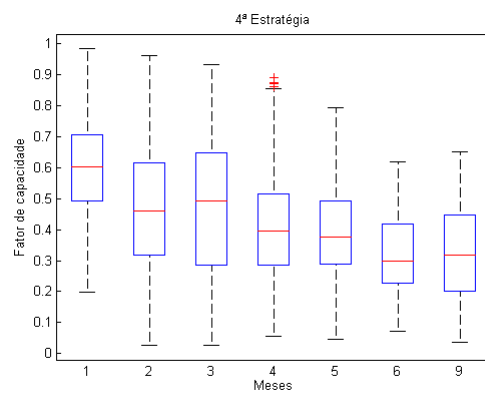
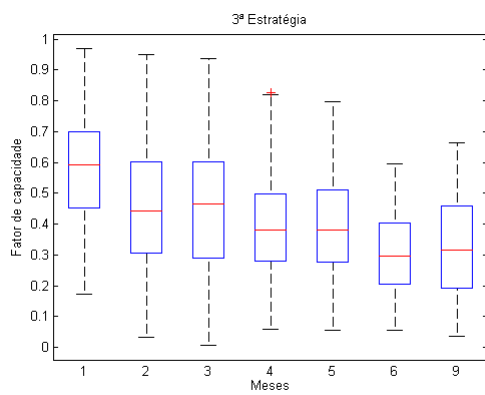
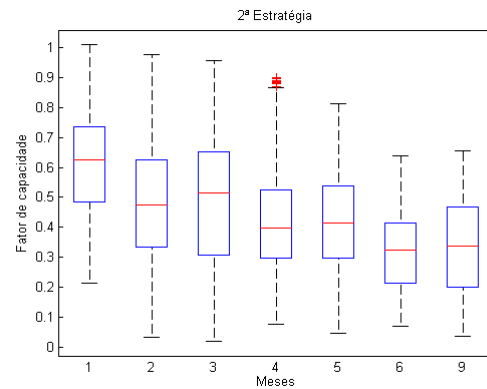
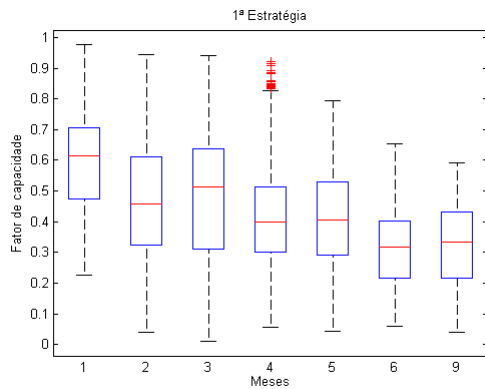
## A.2.3 Carteira 2000



## A.2.4 Carteira 2001



## A.2.5 Carteira 2002



## A.2.6 Carteira 1998-2002

