



Metodologia e Ferramental de Apoio à Decisão Empresarial para formação de Portfólio de Fontes Renováveis

D. S. Ramos*

*Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

E. Guarnier*

L. A. S. Camargo*

**CESP – Companhia Energética de São Paulo

S. Ishida**

RESUMO - *No novo contexto institucional do Setor Elétrico, torna-se decisiva uma adequada alocação dos riscos inerentes a cada tecnologia de geração disponível na matriz energética. As opções tecnológicas podem compor um portfólio de plantas geradoras com sinergia energética, em função da diversidade sazonal de seu potencial de produção. Nessa perspectiva, este trabalho objetivou em apresentar uma metodologia com sistema computacional associado, suportado por modelo de otimização, baseado na utilização de algoritmos genéticos, que permite valorar os riscos e o retorno de portfólios de novos projetos de geração a serem implementados, com ênfase em fontes renováveis eólica; pequenas centrais hidrelétricas e cogeração a biomassa, sob a ótica empresarial, viabilizando definir a melhor alocação de investimentos, a partir de um orçamento especificado. Estudos de caso envolvendo as citadas fontes ilustram a aplicação do ferramental e o seu potencial de suporte para análises e tomada de decisão.*

PALAVRAS-CHAVE

Energia Renovável; Energia Eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas; Cogeração a Biomassa; Análise de Portfólio; Análise de Investimentos; Riscos de Mercado; Comercialização de Energia.

1. INTRODUÇÃO

Diante do atual contexto institucional brasileiro criou-se a necessidade de estudar e analisar as melhores opções de produção e comercialização de energia, no âmbito da geração e cogeração, considerando inclusive a complementação energética entre plantas geradoras e seus rebatimentos econômicos e financeiros, derivados da exposição aos riscos inerentes à atividade de comercialização. A presença da energia eólica na matriz energética brasileira tem crescido abruptamente nos últimos anos, particularmente por efeito dos Leilões de contratação de Energia Nova para o Mercado Regulado e de Energia de Reserva, para todo o Sistema. Não obstante, a energia eólica ainda se depara com alguns obstáculos para a comercialização, principalmente no Mercado Livre, pois neste caso o risco inerente à atividade de comercialização é assumido integralmente pelo investidor, enquanto que no mercado regulado importante parcela do risco é assumida pelas Distribuidoras, que depois podem repassar as consequências financeiras aos Consumidores. Um fator desencorajador aos geradores eólicos na negociação no mercado livre é a combinação de incertezas sobre a sua geração, que são intermitentes por natureza, bem como a dificuldade de obtenção de mecanismos de proteção (“*hedge*”) para gerenciar adequadamente essas incertezas [2,5,6]. A geração de energia proveniente da biomassa de bagaço de cana também apresenta uma instabilidade quanto à receita advinda da geração. A geração desta fonte é bastante previsível, entretanto se concentra no período de safra (Maio a Novembro), deixando o gerador exposto ao mercado de curto prazo nos meses em que não existe geração, caso subsistam contratos bilaterais nesse período. A geração de energia proveniente de usinas hidráulicas também sofre com a imprevisibilidade e variação nas vazões. Para esta fonte, por sua vez, já existe o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que divide os riscos de geração reduzida entre todas as usinas hidráulicas do sistema, captando as diferenças de sazonalidade das vazões entre as bacias hidrográficas, bem como neutralizando o impacto financeiro associado ao risco hidrológico



**Décimo Quinto Encontro Regional
Ibero-americano do CIGRÉ
Foz do Iguaçu-PR, Brasil
19 a 23 de maio de 2013**



proveniente do despacho centralizado que caracteriza a sistemática operacional do Sistema Interligado Brasileiro.

Além dos aspectos da sazonalidade comuns às três fontes e as incertezas na geração (eólica, hidráulica), há de se analisar a relação entre a sazonalidade de geração e o preço spot. Devido a característica do sistema, de complementação termelétrica, onde a redução da geração de energia hidrelétrica resulta em aumento da geração termelétrica, e a metodologia de formação do preço da energia no mercado de curto prazo, onde o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa a termelétrica de maior custo a ser despachada por ordem de mérito, é utilizado para valorar a energia liquidada neste mercado, historicamente as usinas hidráulicas tendem a gerar mais em períodos onde o preço spot está baixo (período úmido, com alta geração hidrelétrica), enquanto as usinas eólicas (Nordeste Brasileiro) nos períodos onde o preço spot está mais alto (período seco, com baixa geração hidrelétrica); o mesmo ocorre para as usinas à biomassa quando estão gerando. Para uma discussão mais detalhada dessas relações ver [5,6,9]. Igualmente, cumpre ressaltar que a relação entre geração hidrelétrica elevada no período úmido associada a baixos valores de PLD não é sempre visualizada na prática, como pôde ser observado nos primeiros meses de 2008 onde o PLD atingiu valores acima de 550 R\$/MWh.

As lacunas para salvaguardar os investidores dos riscos inerentes e o crescente aporte de investimentos em fontes alternativas, como em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), Parques Eólicos e Usinas Termelétricas de Cogeração à Biomassa, incentiva os grandes geradores e comercializadores a analisarem o efeito da complementaridade entre a sazonalidade de geração dessas fontes, em vista a definirem suas estratégias de investimento e comercialização, de tal forma a capturarem esse efeito (quando existente) e auferirem ganhos adicionais de receita, do que se comercializarem separadamente a energia gerada individualmente por ativo real [5, 6, 11]. Ademais, ao considerar os ativos em um mesmo portfólio, a sazonalidade de geração pode resultar em "hedge" natural para a comercialização da Garantia Física de cada um deles e, dessa forma, funcionar como um mecanismo de mitigação de risco. Esse conceito fundamenta-se na teoria do portfolio para diversificação de risco [4, 7].

2. OBJETIVO

Este trabalho visa apresentar, em linhas gerais, uma metodologia com sistema computacional associado, suportado por modelo de otimização, baseado em algoritmos genéticos, constituindo um ferramental de amplo espectro de aplicação, que permite valorar os riscos e o retorno de portfólios para novos projetos de geração a serem implementados, com ênfase em fontes renováveis eólica, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração a biomassa, sob a ótica empresarial, viabilizando definir a melhor alocação de investimentos, a partir de um orçamento especificado, em projetos renováveis de produção sazonal complementar. Análises de casos envolvendo tais fontes ilustram a aplicação do ferramental com foco na análise de investimento e o seu potencial de suporte para tomada de decisão. Outras possibilidades de aplicações, por exemplo, a determinação do nível ótimo de contratação de cada fonte em separado ou combinadas, não foram diretamente objetos de análise deste artigo, mas podem ser encontradas em [6,11]. O ferramental possui uma estrutura "user friendly" e foi criada na plataforma do MS-Excel, com a otimização em algoritmos genéticos.

3. FERRAMENTAL DE APOIO À DECISÃO

O ferramental deste trabalho utiliza os dados de saída do modelo de formação de preços oficial do setor elétrico brasileiro - NEWAVE - para realizar a projeção de preços e de geração do SIN. As usinas do portfólio seguem as regras usuais de comercialização, na medida em que o conjunto de usinas componentes deve cumprir os contratos bilaterais firmados, comprando energia no mercado de

curto prazo quando a energia gerada e alocada (hidrelétricas no MRE) total resulta abaixo do montante mensal contratado e vendendo energia quando a energia gerada e alocada se situa acima deste montante. Ao definir um percentual ótimo de sua Garantia Física para alocação em contratos, ponderando as projeções de preços e de geração das usinas do portfólio e do sistema (quando aplicável o MRE ou algum mecanismo de racional semelhante), naturalmente uma receita ótima é encontrada.

Assim, o Modelo de Receita desenvolvido estima a receita e o risco de uma ou mais Usinas, bem como analisa o comportamento de um portfólio (ex: combinação Eólica + PCH) sujeitas às regras de precificação e geração de energia. Ao analisar o comportamento do portfólio e implicitamente o grau de complementaridade entre as fontes, é possível determinar o valor do “hedge” quando a Garantia Física do conjunto é comercializada ao invés de uma comercialização individualizada por tipo de fonte. A complementação da análise com a inclusão da vertente de custos dos projetos é feita através do Modelo Eco-Fin, considerando parâmetros como a taxa de desconto do investidor e a vida útil, o cronograma de desembolso e o investimento unitário de cada tipo de fonte. A Figura 1 apresenta o Esquema Geral do Ferramental desenvolvido e a Figura 2 os parâmetros de entrada/saída do módulo de análise de investimento.

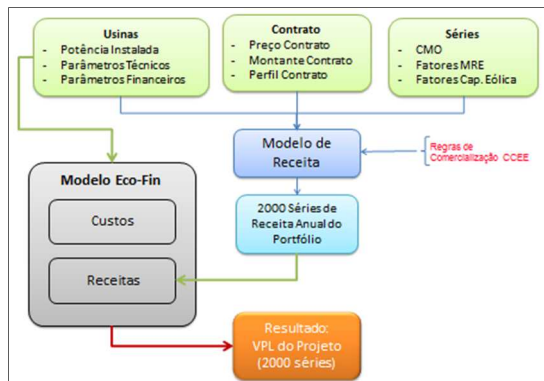


Figura 1: Visão Geral do Ferramental de Análise



Figura 2: Parâmetros de Entrada e Saída para Análise de Investimento

3.1. Modelo de Receita - Simulação de Receitas Anuais

Em linhas gerais, as etapas no modelo seguem a seguinte rotina: a Geração da Usina (ou energia alocada, quando aplicável) é medida e comparada ao Montante Contratado para determinar as sobras ou déficits que serão contabilizados no Mercado de Curto Prazo (MCP). Com a Contabilização, o valor do PLD (preço no mercado de curto prazo) e o Custo Variável Unitário (CVU) de cada fonte, é possível determinar o Custo de Geração e de exposição ao Mercado de Curto Prazo. Determinando-se o Custo e tendo a Receita proveniente do Montante Contratado, tem-se a Receita Total, por mês (*m*) e série hidrológica/eólica (*s*). Essa rotina é repetida variando o percentual de contratação até encontrar aquele que maximiza a receita, respeitando-se determinado critério de risco, seja analisando uma Usina ou um conjunto delas (portfólio).

A simulação da geração das plantas considera, entre outros, fatores como a participação ou não no MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) para o caso de uma PCH e as regras de despacho. No caso da Usina Eólica e da Usina de Cogeração a Biomassa são considerados valores de Fator de Capacidade (*FC*) mensais, fatores de indisponibilidade Forçada da planta (TEIF) e Indisponibilidade Programada (IP). Ainda, por opção do Usuário, os fatores de capacidade eólicos podem ser avaliados probabilisticamente através de simulação de Monte Carlo, utilizando os dados de média e desvio padrão encontrado no histórico diferenciado para cada mês. Desta forma, cada série hidrológica em

cada mês do horizonte terá sua respectiva série eólica, formando apenas um conjunto de séries hidrológica/eólica.

O preço e a sazonalização do contrato são pré-estabelecidos como inputs para o modelo. Toda rotina é limitada ao valor total da Potência Instalada, novamente, para o conjunto ou individualmente. O Montante Contratado mensal ($MCont_m$) corresponde a uma parcela da Garantia Física (GF) alocada em contrato ($\%Cont_m$), conforme definido na equação (1) a seguir.

$$MCont_m = \%Cont_m \times GF \quad (1)$$

Na etapa de Contabilização no MCP ($Contab_{m,s}$) se verifica a diferença entre o que foi celebrado em contratos com a geração (ou energia alocada) da usina. A Contabilização é realizada para cada mês e série hidrológica/eólica, conforme equação (2) a seguir:

$$Contab_{m,s} = MCont_m - Ger_{m,s} \quad (2)$$

Se o valor Contabilizado for negativo ($Contab_{m,s} < 0$) então significa que a Geradora pode vender o excedente de energia gerada no MCP e auferir ganho extra de receita em relação ao do contrato. Em contrário ($Contab_{m,s} > 0$), a Geradora deverá comprar energia no MCP, para cobrir o montante contratado. A etapa seguinte envolve a análise do Custo de Geração e de liquidação no MCP. O Custo de Geração para hidrelétricas e para eólicas pode ser considerado como nulo, pois ambas não precisam comprar combustíveis para despachar. Para a biomassa analisada, o CVU foi considerado como nulo, como se o combustível fosse resíduo de um processo produtivo da própria empresa e que isto não geraria custos extras de compra e operação. Assim, trabalhou-se com o Custo no MCP, conforme a equação (3) a seguir:

$$CustoMCP_{m,s} = Contab_{m,s} \times PLD_{m,c} \quad (3)$$

Por convenção, resultados negativos para Custo no MCP indicam Receita proveniente da venda do excedente no MCP, enquanto que resultados positivos indicam custo/despesas. A Receita do Contrato mensal ($RecCont_m$) é determinada pelo produto entre o Montante Contratado ($MCont_m$) e o Preço de Venda de Contrato ($P_{contrato}$), equação (4):

$$RecCont_m = MCont_m \times P_{contrato} \quad (4)$$

Dessa forma, ao final de todo o processo, chega-se a determinação da Receita Total, apresentada na equação (5). Observa-se que na ocorrência de um Custo no MCP negativo (indicando Receita), essa parcela será adicionada ao da Receita de Contrato, obtendo-se um ganho na Receita Total.

$$RecTot_{m,s} = RecCont_m - CustoMCP_{m,s} \quad (5)$$

3.2. Modelo Econômico-Financeiro

Conforme fluxograma apresentado na Figura 1, o modelo econômico-financeiro é alimentado pelas informações do módulo 'Usinas' e do módulo 'Receitas'. Além das informações advindas destes dois módulos, o modelo requer a inserção de outros parâmetros para subsidiar a análise completa, conforme apresentado na Figura 2. Os dados de entradas (inputs) são aqueles necessários para a determinação dos custos associados ao investimento em cada unidade e também para a definição do limite global de investimento disponível. Os dados de saídas (outputs) fornecem os resultados das análises, por exemplo, o Valor Presente Líquido do Projeto ou Portfolio e/ou composição ótima para investimento.

Para a representação do custo do investimento ao longo da vida útil de um empreendimento foi utilizada a metodologia do Custo Anual Equivalente (CAE), que pode ser expresso em função da taxa de juros (i), da vida útil do empreendimento (vu) e do investimento total com a incidência dos juros durante a construção associado ao cronograma de desembolso de capital (I_{JDC}) ou pelo produto entre I_{JDC} e o fator de recuperação de capital (FRC).

$$CAE = \frac{I_{JDC} * i * (1 + i)^{vu}}{((1 + i)^{vu} - 1)} \text{ ou } CAE = I_{JDC} * FRC \quad (6)$$

Nota-se que com essa abordagem, as despesas financeiras são uniformizadas ao longo da vida útil de cada projeto, em termos de valores mensais uniformes do CAE. A vantagem de tal método suporta-se no fato de que, na análise do fluxo de caixa, ao se truncar as séries ao final do horizonte de análise econômica (ex: decenal) se leva em conta implicitamente o valor residual, que será diferente para cada caso e permite prescindir da adoção de hipóteses fortes e discutíveis para a adequação entre vida útil e horizonte de tempo da projeção de receita, que neste estudo foi assumido de 10 anos. Uma vez definidos os fluxos de despesas e receitas, o fluxo de caixa do portfólio é gerado automaticamente e o modelo econômico-financeiro resulta na determinação do Valor Presente Líquido (VPL) para cada série hidrológica/eólica, totalizando 2000 séries de VPL. A última etapa é a determinação da Rentabilidade Média do portfólio e do Risco associado. A Rentabilidade Média corresponde à média de todas as receitas simuladas para cada mês e série hidrológica/eólica (s). A métrica de risco utilizada neste estudo foi a “Conditional Value-at-Risk” (CVaR), determinada a partir do “Value-at-Risk” (VaR) [1, 3], que mede a expectativa de resultados negativos com o cálculo da média dos X% piores casos. O investidor deseja maximizar a expectativa de Rentabilidade de seu portfólio, representada pelo VPL médio, bem como reduzir sua exposição ao risco, que é obtida pela maximização do CvaR do VPL, fato que, de forma implícita, rebate numa maior concentração de VPLs em torno da média.

A inclusão do processo de otimização, pela técnica de Algoritmos Genéticos (AG), condicionado aos efeitos de uma análise de investimento foi estruturada em linguagem VBA associado à plataforma MS Excel. A otimização visa encontrar o portfólio ótimo, considerando fontes eólicas, hidrelétricas e térmicas movidas à biomassa. Dessa forma, sua função objetiva é a maximização do VPL médio do portfólio, sujeito às restrições de Valor Máximo de investimento total (Orçamento) e aversão ao risco (CVaR) da receita anual e do VPL. O CVaR mínimo do VPL foi definido nas restrições da otimização com valor zero, desta forma o investidor terá para a média dos 5% piores cenários do modelo no mínimo a taxa de desconto definida para o investimento. As variáveis de decisão são o percentual contratado do portfólio e a potência instalada de cada uma das fontes.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Para exemplificação da aplicação do Ferramental quanto à Maximização da Rentabilidade do Portfólio considerando os efeitos de investimento em novos projetos de fontes renováveis (*greenfields*), foram gerados três casos com simulações através da otimização para diferentes níveis de risco e Custo Unitário das fontes. Para todos os estudos foram utilizados os fatores de capacidade, que aqui se referem às relações entre GF e Potência Instalada, de 45% para a eólica, 50% para a PCH e 53% para a Biomassa, os contratos firmados foram considerados “flat” e o preço dos contratos é de 120 R\$/MWh.

4.1. Caso 1: Mesmos Custos Unitários

A primeira análise realizada considerou um hipotético custo unitário de investimento igual para todas as fontes, de 4.000 R\$/kW instalado. A ideia central foi a de igualar o custo para verificar o comportamento do portfólio em função da receita, mesmo sabendo-se que na prática esse equilíbrio de

custo dificilmente acontece. Dessa forma, o investimento total foi definido em R\$120 milhões e a Potência Máxima de cada fonte em 30MW. A taxa interna de retorno da empresa, a vida útil e o cronograma de desembolso de cada tipo de fonte são apresentados na figura a seguir. Estes dados foram utilizados em todos os estudos de caso realizados.

Taxa de Desconto (%)		9,50%					
	Vida Útil (Anos)	Cronograma de Desembolso de Capital (%)					Total
		A-5	A-4	A-3	A-2	A-1	
Eólica	25	0,0 %	0,0 %	50,0 %	25,0 %	25,0 %	100,0 %
PCH	30	0,0 %	37,5 %	12,5 %	25,0 %	25,0 %	100,0 %
BIOMASSA	20	0,0 %	0,0 %	0,0 %	75,0 %	25,0 %	100,0 %

Figura 3: Informações de Investimento das Fontes

A Figura 4 apresenta o resultado da simulação através do gráfico do comportamento do VPL e da potência ótima para diferentes níveis de risco (CVaR). Como se pode observar na figura, para as premissas e os parâmetros utilizados na simulação, a Eólica não é viabilizada quando são considerados os mesmos Custos Unitários de Investimentos para todas as fontes, pois uma planta eólica tem um fator de capacidade médio menor do que as outras fontes, o que implica numa menor expectativa de receita. Entretanto, observa-se a captura do efeito “complementaridade” entre a PCH e a Biomassa, indicando que, para essa condição de análise e perfis de geração, um portfólio ótimo em contrato flat deveria ser composto por uma PCH e uma Biomassa.

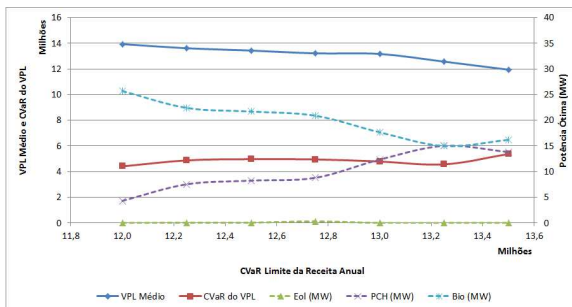


Figura 4: Otimização para mesmos Custos Unitários

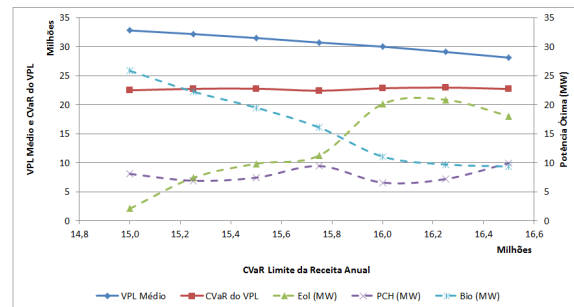


Figura 5: Otimização para diferentes Custos Unitários (i)

Ainda, nota-se que a complementaridade é mais acentuada quanto maior a restrição ao risco (maiores valores de CVaR Limite da Receita Anual), onde a participação da PCH no portfólio aumenta justamente para estabilizar a receita da biomassa e consequentemente do portfólio. Para níveis menos restritivos de risco, o portfólio ótimo é formado quase que na totalidade pela biomassa, que tem estabilidade de geração e maior fator de capacidade (maior receita média), mas que fica totalmente exposta no período úmido, onde tem geração nula. O retorno do portfólio (VPL Esperado) é reduzido para níveis mais restritos de risco, o que se mostra totalmente aderente a teoria financeira de formação de portfólio representado pelo par retorno x risco.

4.2. Caso 2: Diferentes Custos Unitários (i)

Nesta análise visou-se adotar diferentes Custos Unitários para cada tipo de fonte, semelhante às condições reais de mercado. Para tanto, os custos atribuídos para a Eólica e para a Biomassa foram adquiridos nos resultados do 12º leilão de energia nova, enquanto o da PCH foi obtido pela análise de mercado para plantas competitivas. A Figura 6 resume os dados de despesa financeira utilizados, a partir de uma taxa de desconto de 9,5% a.a. Os demais parâmetros permanecem os mesmos dos exemplos anteriores.

	Pot. Instalada (MW)	Investimento		Cronograma de Desembolso de Capital (R\$)					Invest c/JDC R\$	JDC %	CAE R\$	CAE Unitário R\$/MW
		Unitário (R\$/kW)	Total (R\$)	A-5	A-4	A-3	A-2	A-1				
Eólica	10,00	3.000,00	30.000.000	0	0	15.000.000	7.500.000	7.500.000	33.697.875	12%	3.570.806	357,061
PCH	10,00	3.500,00	35.000.000	0	13.125.000	4.375.000	8.750.000	8.750.000	40.809.222	17%	4.149.506	414,951
Biomassa	10,00	3.300,00	33.000.000	0	0	0	24.750.000	8.250.000	35.351.250	7%	4.011.543	401,154

Figura 6: Dados de Despesas financeiras para diferentes Custos Unitários (i)

Os resultados obtidos (Figura 5) mostraram que ao adotarmos diferentes valores unitários de investimento, os resultados divergiram daqueles encontrados quando considerado um mesmo custo unitário (R\$ 4.000/ kW instalado). Os efeitos de custo de investimento são capturados e impactam claramente nos resultados do VPL médio e a participação de todas as três fontes no portfólio. Para níveis mais restritos de risco (maiores CVaR limites), a PCH mantém sempre uma participação em torno de 8MW no portfólio, a Biomassa reduz para a região dos 10MW e a fonte eólica tem sua participação aumentada progressivamente até aproximadamente 17,5MW. Observa-se que, como efeito da entrada da Eólica no portfólio, esta “retira” da Biomassa parte de sua participação, mostrando-se a mais competitiva das fontes, o que está aderente com o mercado atual.

Ao viabilizar a Eólica e mantendo a participação das demais fontes, o VPL do portfólio teve seu desempenho variando de R\$ 33 milhões para R\$ 28 milhões, reduzindo-se na medida em que sejam mais restritos os riscos, o que de fato é um resultado esperado devido ao comportamento do VPL em função das restrições ao risco.

4.3. Caso 3: Diferentes Custos Unitários (ii)

Com vistas a analisar mais a fundo os efeitos do Custo unitário na formação do portfólio (maximizando sua rentabilidade), procurou-se adotar outro padrão de investimento. Os custos apresentados na Figura 7 foram retirados de bibliografia especializada e representam de forma mais precisa a realidade atual. A PCH atualmente possui um custo unitário de investimento mais elevado do que a Eólica, que por sua vez é maior que a Biomassa. A Taxa de desconto utilizada foi de 12% a.a. Ao se diferenciar mais os custos unitários de cada uma das fontes, aproximando mais aos valores de mercado atuais, observa-se pelos resultados da Figura 8, que a PCH não se viabiliza em nenhum nível de risco, devido ao seu alto custo de implantação. A Biomassa é a fonte mais vantajosa, tendo sua participação máxima no portfólio (30 MW). A eólica participa do portfólio na proporção para completar o investimento máximo, já que a potência instalada máxima da biomassa está limitada em 30 MW.

	Pot. Instalada (MW)	Investimento		Invest c/JDC R\$	JDC %	CAE R\$	CAE Unitário R\$/MW
		Unitário (R\$/kW)	Total (R\$)				
Eólica	10,00	4.000,00	40.000.000	46.288.000	16%	5.901.719	590,172
PCH	10,00	6.000,00	60.000.000	72.818.880	21%	9.040.002	904,000
Biomassa	10,00	3.000,00	30.000.000	32.700.000	9%	4.377.836	437,784

Figura 7: Despesas financeiras utilizadas na Otimização para diferentes Custos Unitários (ii)

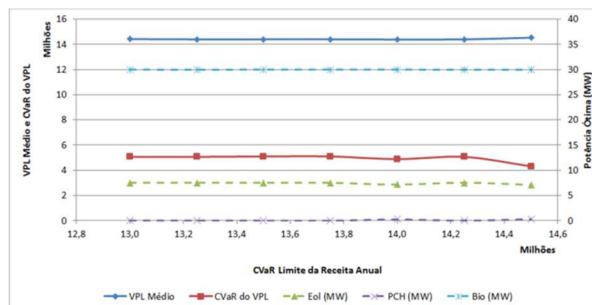


Figura 8: Otimização para diferentes Custos Unitários (ii)



5. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada uma visão geral de uma metodologia e ferramental associado que permite aos agentes subsídios para análises de gestão de risco, gestão de portfólio e suporte à tomada de decisão em investimentos em novas plantas.

Particular atenção foi dispensada à avaliação da possibilidade de hedge entre os diversos empreendimentos, que contemplam características de produção com regime sazonal complementar, estudando-se a melhor estratégia para a formação do portfólio de contratos, através da composição de volumes de contratação.

Avaliou-se o potencial de comercialização do lastro comercial de fontes de energia renováveis, por meio da exploração da sinergia proporcionada pela produção sazonal complementar, que permite estabelecer um "hedge" natural entre essas fontes, de tal forma que um operador poderá comercializar um percentual de garantia física ("placa") de um conjunto de empreendimentos superior à soma dos montantes que seria possível comercializarem individualmente, atendendo restrições relativas ao risco de exposição ao mercado de curto prazo. Em função dos efeitos da complementaridade e composição de portfólio, estudos de casos foram utilizados para ilustrar a aplicação da metodologia como ferramental para apoio à tomada de decisão em se investir em novos projetos.

Este trabalho é resultado parcial do projeto de P&D: "Metodologia e Ferramental de Apoio à Decisão Empresarial para Implantação de Empreendimentos de Geração Sazonal de Energia", desenvolvido para a CESP (Companhia Energética de São Paulo).

AGRADECIMENTOS

Os autores são gratos à CESP pelo financiamento e à equipe da Gerência de Comercialização pelos comentários no P&D. Estendemos agradecimentos ao GEPEA/USP pelo suporte acadêmico.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ALEXANDER, G. J.; BAPTISTA, A. M. 2004. "A Comparison of VaR and CVaR Constraints on Portfolio Selection with the Mean-Variance Model". *Management Science*, Vol. 50, No. 9, September 2004, pp. 1261–1273.
- [2] GARCÍA-GONZÁLEZ, J. 2008. "Hedging strategies for wind renewable generation in electricity markets". IEEE Power and Energy Society General Meeting 2008, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [3] JORION, P. 1997. *Value at Risk – The New Benchmark for Controlling Market Risk*. McGraw-Hill.
- [4] MARKOWITZ, H. M. 1952. "Portfolio Selection". *The Journal of Finance*, Vol. 7, Ed. 2, p77-91.
- [5] RALSTON, F.; GRANVILLE, S.; PEREIRA, M.; BARROSO, L.A.; VEIGA, A. 2010. "Risk Constrained Contracting Strategies of Renewable Portfolios". In: 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid.
- [6] RAMOS, D. S.; GUARNIER, E.; CAMARGO, L. A. S. 2012. "Incorporando os efeitos da complementaridade Hidro-Eólica na formação do Portfólio de Empresas Geradoras de Energia Elétrica". In: XII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING - SEPOPE, 2012, Rio de Janeiro.
- [7] SECURATO, J. R. 1996. "Decisões financeiras em condições de risco". 244p, p191-230, Ed. Atlas S. A. São Paulo.
- [8] STREET, A.; BARROSO, L.; CHABAR, R.; MENDES, A.; PEREIRA, M. 2008. "Pricing Flexible Natural Gas Supply Contracts Under Uncertainty in Hydrothermal Markets". *IEEE Transactions on Power Systems*, V23, n3, 1009–1017.
- [9] STREET, A.; BARROSO, L.A.; FLACH, B.; PEREIRA, M.V.F.; GRANVILLE, S. 2009. "Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets". *IEEE Transactions on Power Systems*, V. 24, N 3.
- [10] SUSTERAS, G. L., RAMOS, D. S., CHAVES, J. R. A., SUSTERAS, A. C. V. J. 2011. "Attracting Wind Generators to the Wholesale Market by Mitigating Individual Exposure to Intermittent Outputs: an Adaptation of the Brazilian Experience with Hydro Generation". In: 8th International Conference on the European Energy Market, Zagreb.
- [11] VANTON DIAS, N. 2008. "Estratégias de Comercialização de Energia para um Portfólio de Usinas: Análise da Complementaridade Energética e Mecanismo de "Hedge". Projeto de Final de Conclusão de Curso (Orientador Prof. Dr. Dorel Soares Ramos) - Escola Politécnica da USP.