ipea Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Título do capítulo	ESTABELECIMENTO DE POLÍTICAS DE MITIGAÇÃO DE RISCO PARA NOVOS INVESTIMENTOS EM HIDRELÉTRICAS NO BRASIL UTILIZANDO MODELOS DE AVALIAÇÃO DE PRÊMIOS DE RISCO
Autores (as)	Leonardo Lima Gomes
DOI	-

Título do livro	**Desafios da Nação: artigos de apoio**
Organizadores (as)	João Alberto De Negri Bruno César Araújo Ricardo Bacelette
Volume	2
Série	-
Cidade	Brasília
Editora	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea)
Ano	2018
Edição	-
ISBN	978-85-7811-322-3
DOI	-

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **Ipea** 2018

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos). Acesse: https://www.ipea.gov.br/portal/coluna-5/central-de-conteudo/busca-publicacoes

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

CAPÍTULO 28

ESTABELECIMENTO DE POLÍTICAS DE MITIGAÇÃO DE RISCO PARA NOVOS INVESTIMENTOS EM HIDRELÉTRICAS NO BRASIL UTILIZANDO MODELOS DE AVALIAÇÃO DE PRÊMIOS DE RISCO

Leonardo Lima Gomes[1]

1 INTRODUÇÃO

Qualquer país que deseje ter um crescimento sustentável do seu produto interno deve manter sua infraestrutura funcionando com qualidade e ter investimentos nela feitos de forma eficiente, propiciando maior consumo devido à redução de preços decorrentes de menores custos de produção e logística, e melhores saldos na balança de transações de bens e serviços. O Brasil, contudo, tem apresentado deficiências quanto à sua infraestrutura: o risco de racionamento de energia elétrica esteve alto entre 2013 e 2015, os aeroportos têm operado acima de uma taxa de uso confortável, há longas esperas para carga e descarga de mercadorias e os indicadores de saneamento básico são alarmantes.

Há, assim, um senso comum de que o país deve urgentemente procurar atrair mais capital para a infraestrutura, quer seja na forma de *equity*, dívida, ou seguro. Com menos financiamento a taxas subsidiadas, diversos projetos de infraestrutura só passarão a ter viabilidade via modelos de concessão patrocinada ou com acesso a financiamentos privados complementares a taxas ainda módicas. Para que isso ocorra, torna-se necessária a atração de capital de forma consistente através de um arcabouço regulatório adequado, crível e previsível, além de um reconhecimento correto dos riscos em que os agentes poderão incorrer.

Por sua vez, especificidades setoriais devem ser consideradas. O setor elétrico brasileiro (SEB), por exemplo, apresentou grandes perdas financeiras sofridas pelas usinas hidrelétricas (UHEs) brasileiras entre março de 2014 e julho de 2017. A fonte primária do problema foi uma grave seca ocorrida neste período, que resultou na substituição de boa parte da geração hídrica por outras fontes de energia, ao mesmo tempo que ocorreu uma elevação expressiva dos Preços de Liquidação das Diferenças (PLDs), também chamados neste trabalho de preços *spot*.

1. Pesquisador na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura (Diset) do Ipea.

Nesse contexto, este estudo desenvolve uma proposta de política para atração de investimentos privados em UHEs no Brasil considerando garantias governamentais ou de agentes setoriais para mitigar o risco hidrológico desses projetos, planejando ainda evidenciar os resultados da política através da modelagem de prêmios de risco.

Adicionalmente, o trabalho apresenta um método original para calcular os prêmios de risco a partir de funções-utilidade do tipo valor condicional em risco (CVaR), confrontando os resultados por ele obtidos com outros alcançados com técnicas tradicionais.

O texto está dividido da seguinte forma: a próxima seção apresenta o risco hidrológico e sua origem; a seção 3 descreve os principais métodos para cálculo dos prêmios de riscos; na seção 4, está descrita a modelagem; a seção 5 apresenta os resultados e análises; e a seção 6 conclui o trabalho.

2 SEB E O RISCO HIDROLÓGICO

O SEB é predominantemente hídrico, contudo, tem tido cada vez mais participação de outras fontes, como térmicas, eólicas e biomassa.

A partir de 1997, com o projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Reseb), as UHEs passaram a participar de um sistema de "condomínio" denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), cujo objetivo é garantir uma quantidade mínima de energia para cada UHE participante, denominada garantia física, calculada para cada empreendimento como sendo a contribuição de geração da UHE para o sistema dado um nível de confiabilidade de 5%.

No âmbito do MRE, a garantia física de uma hidrelétrica pode ser revisada conjunturalmente para baixo quando a geração total hídrica é menor que o somatório das garantias. Esse efeito, conhecido como risco hidrológico, pode ocorrer em períodos de escassez de chuvas, e provoca perdas financeiras para as hidrelétricas, uma vez que estas se veem obrigadas a cobrir o seu *deficit* comprando energia no mercado de curto prazo a altos PLDs a fim de honrar seus contratos. O risco hidrológico também pode ser medido pelo fator de redução da garantia física conhecido como *generation scaling factor* (GSF), fruto da divisão entre o total da geração hídrica e o total da garantia física.

A partir de 2014, contudo, o risco hidrológico passou de algo gerenciável para patamares incontroláveis, dadas as mudanças ocorridas na operação do sistema com a crise hídrica verificada nesse período, que reduziu as restrições de vazão mínima dos rios e, consequentemente, a geração das hidrelétricas, e também devido à maior participação de outras fontes no despacho do sistema. Além disso, o problema foi agravado pela redução do consumo devido à crise econômica e pelo

incremento diferenciado de garantia física que algumas hidrelétricas estruturantes (por exemplo, UHEs Santo Antônio e Jirau) têm durante a rampa de entrada em operação comercial.

Como a geração hídrica total ficou muito reduzida devido aos fatores mencionados anteriormente, o MRE não conseguiu minimamente atingir 95% da garantia física total, risco esse aceitável pelo gerador. Dessa forma, os geradores perderam muita garantia física e ficaram expostos a altos níveis de preços de curto prazo.

Os custos financeiros gerados por esta crise hídrica chegaram a níveis tão severos que as hidrelétricas solicitaram e ganharam liminares na justiça para suspender o pagamento de suas contas devedoras à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), interrompendo, assim, o processo de contabilização e liquidação de todo o mercado brasileiro, tanto no ambiente de contratação regulada (ACR) como no livre (ACL).

O Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) buscaram uma solução para o problema através de diferentes alternativas entre o ACR e o ACL. Para as hidrelétricas do ACR, foi oferecida como solução uma espécie de seguro que, apesar de criticada por diversos agentes, culminou em acordo entre as partes. O seguro foi dado indiretamente pelo consumidor, utilizando-se a conta das bandeiras tarifárias como seguradora. Para as UHEs do ACL, foi oferecida a venda de um lote da conta de energia de reserva, a um nível de preço que os agentes recusaram. Até o momento este acordo não foi realizado e as liminares permanecem ativas, travando a liquidação de contratos no setor.

Com todo esse imbróglio, as perdas financeiras relativas ao risco hidrológico estão estimadas em mais de R$ 40 bilhões desde 2014 até o presente. Assim, esse contexto apresenta um grande apelo para o estudo e desenvolvimento de novas soluções contratuais ou políticas que possam contribuir de forma coerente para a mitigação do risco hidrológico, propiciando a atração de mais investimentos para as UHEs sem prejuízo do consumidor ou do poder concedente.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

Este trabalho analisa uma proposta de política de mitigação de risco para novas hidrelétricas pela qual o poder concedente cria um mecanismo de garantia em relação ao risco hidrológico similar a um seguro. Para avaliar o efeito da política, foi realizada uma modelagem do prêmio de risco que o investidor percebe como incremento de valor, analisando-se assim o efeito de atração de investimento pelo mecanismo de *hedge*.

O prêmio de risco foi calculado a partir de funções-utilidade dos investidores. Existem diversas funções-utilidade clássicas que representam adequadamente

a aversão ao risco dos agentes. No entanto, essas funções clássicas não são de fácil parametrização, tendo assim baixa aplicabilidade.

Há, todavia, funções-utilidade mais atuais que são compostas por métricas de risco do tipo CVaR e se apresentam com as mesmas propriedades das funções clássicas, porém com uma forma mais prática de acesso às preferências do tomador de decisão.

Portanto, neste trabalho se optou pela utilização de funções tipo CVaR com parametrização por matrizes paritárias de preferência relativa de risco. Por meio da aplicação dessas funções, são calculados prêmios de risco exigidos pelos investidores, propiciando a análise de níveis mais adequados de garantia, bem como a criação de instrumentos de proteção para os investidores sem onerar a União.

A mensuração de prêmios de risco passa pela escolha de funções de preferência ou de medidas de desempenho para a relação risco-retorno, aplicando-as a simulações de valor ou fluxos de caixa. Este referencial apresenta, assim, as principais referências em relação ao desenvolvimento teórico que possibilita o cálculo e análises de sensibilidade de prêmios de risco. Por fim, são trazidas algumas referências que mostram aplicações de cálculos similares em projetos de infraestrutura no Brasil.

Apresenta-se, a seguir, uma revisão da literatura de funções-utilidade e prêmios de risco.

3.1 Funções-utilidade clássicas

Um caminho clássico desenvolvido na literatura que permitiu que a condição da não normalidade dos retornos fosse atendida foi a representação das preferências do investidor dentro do modelo de utilidade esperada desenvolvido por Neumann e Morgenstern (1944). A teoria da utilidade esperada foi, durante muito tempo, a base principal da moderna teoria financeira. Uma função-utilidade de Neumann-Morgenstern é definida, com base na riqueza do investidor:

$$U(W), \tag{1}$$

onde: $U(.)$ é alguma função específica e W é o nível de riqueza do investidor.

A conhecida teoria de carteiras de Markowitz e a utilização da função de utilidade de média variância pode ser justificada pela aproximação de uma função de utilidade de Neumann e Morgenstern por uma função de média variância, conforme demonstrado, por exemplo, por Samuelson (1970), e Levy e Markowitz (1979). Além disso, a utilização da função-utilidade de média variância pode ser justificada quando os retornos são normais ou a função-utilidade do investidor é quadrática. A função de média variância é definida da seguinte maneira:

$$E[U(W)] = E[W] - \frac{1}{2}\gamma Var[W], \tag{2}$$

onde: *E[U(W)]* é a riqueza esperada, *Var[W]* é a variância da riqueza e γ é o coeficiente de aversão ao risco do investidor. Como demonstrado em Zakamouline e Koekebakker (2009), a função-utilidade de média variância leva à famosa medida de *performance* conhecida como índice de Sharpe:

$$IS = \frac{\mu - r}{\sigma}\ , \tag{3}$$

onde: μ e σ são, respectivamente, o retorno esperado e o desvio-padrão dos retornos dos ativos selecionados, e *r* é a taxa livre de risco. O índice de Sharpe é popular, porque além de ser de fácil implementação, as preferências do investidor são anuladas no cálculo da medida de desempenho.

Entretanto, trabalhos como o de Koekebakker e Zakamouline (2007) demonstram que a função-utilidade do investidor não deve ser ignorada, sugerindo aproximar uma função-utilidade geral usando os primeiros três momentos das distribuições dos retornos, ou seja, a média, a variância e a assimetria.

Dessa forma, a análise de média variância de Markowitz foi questionada devido ao fato de muitos investidores não associarem o risco ao desvio-padrão dos retornos, mas, sim, à possibilidade de perdas. Em vista disto, até Markowitz (1959) reconheceu que o desvio-padrão não era uma medida adequada de risco. O autor também propôs usar a semivariância como uma medida alternativa de risco.

Um pouco após Markowitz (1959) sugerir sua medida de semivariância, a noção de uma medida de semivariância ajustada para baixo foi generalizada por Fishburn (1977) e Bawa (1978), que introduziram a noção de momento parcial inferior (MPI) como medida de risco. A definição de um MPI de ordem *n* em um determinado nível *tg* é:

$$MPI_n(x, tg) = \int_{-\infty}^{tg} (tg - x)^n dF(x), \tag{4}$$

onde: *x* é uma variável randômica qualquer e *F(x)* é a distribuição da probabilidade cumulativa de *x*. O nível *tg* pode ser interpretado como o retorno mínimo aceitável pelo investidor ou como um retorno (ponto) de referência, no qual o investidor se baseia para avaliar seus ganhos ou perdas (Zakamouline, 2010).

De uma maneira similar, pode-se definir um momento parcial superior (MPS) de ordem *n* a um nível *tg*:

$$MPS_n(x, tg) = \int_{tg}^{\infty} (x - tg)^n dF(x) \ , \tag{5}$$

Fishburn (1977) e Bawa (1978) propuseram o modelo de MPI médio para a seleção de carteiras. Esses autores provam que a utilização do MPI médio como modelo de escolha de ativos corresponde a uma função-utilidade específica do investidor. Definida sobre o retorno randômico *x* de um ativo, a função-utilidade é dada pela seguinte fórmula:

$$\text{U(X)} = \begin{cases} x & x \geq tg, \\ x - \gamma(tg - x)^n & x < tg \ , \end{cases} \tag{6}$$

onde: γ é uma medida de aversão ao risco do investidor, e *n* é a ordem do MPI. Se a taxa livre de risco (*rf*) é usada como ponto de referência, como é feito na maioria dos casos (Zakamouline, 2010), isto é, *tg*=*rf* e *n*=2, então a medida de desempenho pode ser caracterizada como o conhecido índice de Sortino (ISO), definido como:

$$ISO = \frac{E(x) - rf}{\sqrt{MPI_2(x, rf)}} \ , \tag{7}$$

onde: *E*(*x*) é o valor esperado de *x*. Essa medida difere do índice de Sharpe por penalizar apenas os desvios negativos em relação à rentabilidade mínima exigida.

São enumerados a seguir alguns exemplos de estudos recentes aplicados a projetos de infraestrutura no Brasil que utilizam de alguma forma o cálculo de prêmios de risco ou de equivalências quanto às preferências dos agentes.

1) Fernandes *et al.* (2016b) calculam prêmios de risco em contratos de seguro de parques eólicos brasileiros.
2) Luz (2016) desenvolveu uma nova função-utilidade composta por combinações lineares de métricas de risco CVaR, aplicando-a a cálculos de prêmios de risco no mercado brasileiro de energia elétrica.
3) Fernandes *et al.* (2016a) mensuram prêmios de risco numa realocação do risco hidrológico por *swaps* do tipo *fix to float*.
4) Pompermayer e Silva Filho (2016) apresentam um modelo de compartilhamento de risco de demanda para concessões rodoviárias onde parte

da receita do concessionário vem do pagamento fixo pela disponibilidade da via, caracterizando também um arranjo do tipo *swap fix to float*.

A próxima subseção apresenta especificamente a função-utilidade usada neste trabalho.

3.2 Função-utilidade tipo CVaR

A função-utilidade generalizada a ser utilizada neste trabalho baseia-se no desenvolvimento de Luz (2016), sendo apresentada pela equação a seguir.

$$\lambda_i \geq 0 \; e \; \sum_i \lambda_i = 1, i \in [0,N]; \alpha_i \subset]0{,}1[, i \in [1,N]; \; \alpha_{N+1} = 1 \; e \; \alpha_0 = 0$$

$$\alpha_i = 1 - F(VaR_{\alpha_i}) \,|_{F(x) = \int_{VaR_{\alpha_{N+1}}}^{VaR_{\alpha_i}} f(x)dx \; e \int_{VaR_{\alpha_{N+1}}}^{VaR_{\alpha_0}} f(x)dx = 1}^{F: \mathbb{R} \longrightarrow [0,1]}$$

$$U(x) = \begin{cases} \lambda_0 x + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i} + \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i}{(1-\alpha_i)} (x - VaR_{\alpha_i}) \; ; \; {\scriptstyle x \in]VaR_{\alpha_{n+1}}, VaR_{\alpha_n}], n \in [1,N] \subset \mathbb{N}^* \atop VaR_{\alpha_{N+1}} \to -\infty} \\ \lambda_0 x + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i} \; ; \; {\scriptstyle x \in]VaR_{\alpha_1}, VaR_{\alpha_0}[\atop VaR_{\alpha_0} \to +\infty} \end{cases} \tag{8}$$

Uma vez definida a função-utilidade, pode-se: *i)* verificar que U é contínua, definida sobre todo o espaço dos reais, o que garante sua integração no espaço de probabilidades da função de probabilidade acumulada $F(x)$; e, então, *ii)* permite o cálculo da utilidade esperada, conforme a equação (10), que é a generalização do funcional de preferência estendida do CVaR.

Trata-se de uma nova função de preferência desenvolvida, capaz de capturar diferentes níveis de aversão ao risco do gestor. O valor esperado da função-utilidade recai em uma combinação linear conforme evidenciado adiante:

$$E[U(X)] = \lambda_0 E[X] + \sum_{n=1}^{N} \lambda_n \, CVaR_{\alpha_n}; \;\; \lambda_i \geq 0 \; e \; \sum_i \lambda_i = 1, i \in [0,N] \tag{9}$$

Observa-se que, se N=1, então, tem-se:

$$N = 1 \Rightarrow E[U(X)] = \lambda_0 E[X] + \lambda_1 CVaR_{\alpha_1} = (1 - \lambda_1) E[X] + \lambda_1 CVaR_{\alpha_1} \tag{10}$$

O equivalente certo pode ser obtido a partir do seguinte desenvolvimento:

$$Eq = U^{-1}(E[U(X)]) = U^{-1}\left(\lambda_0 E[X] + \sum_{n=1}^{N} \lambda_n \, CVaR_{\alpha_n}\right)$$

$$Eq = \begin{cases} E[X] + \frac{1}{\lambda_0} \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, (CVaR_{\alpha_i} - VaR_{\alpha_i}); \\ E[U(X)] \in]\lambda_0 VaR_{\alpha_1} + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i}, \lambda_0 VaR_{\alpha_0} + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i}[\\ \frac{1}{(\lambda_0 + \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i}{(1-\alpha_i)})} [\lambda_0 E(X) + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, (CVaR_{\alpha_i} - VaR_{\alpha_i}) + \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i}{(1-\alpha_i)} VaR_{\alpha_i}] \; ; \\ \{ \; E[U(X)] \in]\lambda_0 VaR_{\alpha_{n+1}} + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i}, \lambda_0 VaR_{\alpha_n} + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i}[, n \in [1,N] \subset \mathbb{N}^* \end{cases} \tag{11}$$

Onde:

$$E[U(X)] = \lambda_0 E[X] + \sum_{n=1}^{N} \lambda_n \, CVaR_{\alpha_n}$$

O prêmio de risco, por sua vez, é a diferença entre o valor esperado e o equivalente certo, conforme a próxima equação:

$$Pr = \begin{cases} Pr = E[X] - Eq \\ -\frac{1}{\lambda_0}\sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, (CVaR_{\alpha_i} - VaR_{\alpha_i}); \\ E[U(X)] \in \,]\lambda_0 VaR_{\alpha_1} + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i}, \lambda_0 VaR_{\alpha_0} + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i}[\\ \frac{1}{(\lambda_0 + \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i}{(1-\alpha_i)})} [\sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i}{(1-\alpha_i)} (E(X) - VaR_{\alpha_i}) - \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, (CVaR_{\alpha_i} - VaR_{\alpha_i})]; \\ \{ \; E[U(X)] \in \,]\lambda_0 VaR_{\alpha_{n+1}} + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i}, \lambda_0 VaR_{\alpha_n} + \sum_{i=1}^{N} \lambda_i \, VaR_{\alpha_i}[, n \in [1, N] \subset \mathbb{N}^* \end{cases}$$

Onde:

$$E[U(X)] = \lambda_0 E[X] + \sum_{n=1}^{N} \lambda_n \, CVaR_{\alpha_n}. \quad (12)$$

4 MODELAGEM

O passo a passo resumido da modelagem é o seguinte: inicialmente, foi feita uma análise econômico-financeira determinística de uma UHE nova; em seguida, foram montados alguns cenários com risco hidrológico baseados em ocorrências passadas; depois, foi realizada uma simulação de Monte Carlo do risco hidrológico a partir do modelo Newave com base nos dados operativos de julho de 2017. Aplicando-se funções-utilidade, foi possível então obter prêmios de risco e discutir a política proposta de mitigação de risco e atração de capital.

4.1 Análise determinística

Foi considerado para estudo um projeto novo de uma hidrelétrica de pequeno porte com 110 MWmed de capacidade instalada e 70 MWmed de garantia física. Localizado na região Sudeste, o projeto conta com um contrato de venda de energia por trinta anos ao preço de R$ 150/MWh, tendo início de operação previsto para janeiro de 2018. O investimento realizado equivale a R$ 3.900/kW a valores de 2017 e o projeto possui financiamento correspondente a 70% do investimento com amortização em catorze anos pelo Sistema de Amortização Constante (SAC). O quadro 1 adiante apresenta as rubricas do modelo determinístico até a obtenção do fluxo de caixa livre do acionista.

QUADRO 1
Fluxo de caixa livre do acionista

Receita bruta
(-) PIS/Cofins Receita líquida (-) Custos operacionais (-) Despesas/encargos
Lajida
(-) Depreciação Lajir (-) Juros Lair (-) IR e CSSL
Lucro líquido
(+) Depreciação (-) Amortização (-) Investimento
Fluxo de caixa livre do acionista

Elaboração do autor.
Obs.: PIS/Cofins – Programa de Inserção Social/Contribuição para Financiamento da Seguridade Social; Lajida – lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização; Lajir – lucro antes de juros e imposto de renda; Lair – lucro antes de imposto de renda; IR – imposto de renda; CSSL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

A tabela 1, a seguir, apresenta as premissas utilizadas quanto a despesas, encargos, e operação e manutenção (O&M).

TABELA 1
Premissas de despesas, encargos e O&M

(-) Custos operacionais	
O&M e pessoal usina	5.675
(-) Despesas/encargos	
TUSDg (R$/kW mês)	5,69
Taxa de fiscalização	282
Compensação financeira	6,30
Taxa UBP	407
P&D e EE (%)	1
Taxa ONS (R$)	12
Taxa CCEE (R$)	57
Despesas gerais	4.078

Elaboração do autor.
Obs.: P&D – pesquisa e desenvolvimento; EE – eficiência energética; ONS – Operador Nacional do Sistema.

O projeto é tributado em regime de lucro real, aplicando-se alíquota do PIS/Cofins de 9,25% sobre a margem; Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) de 25%; e CSSL de 9% sobre o lucro líquido.

Adicionalmente, foi considerado que o investidor deseja obter 11% ao ano (a.a.) de rentabilidade real sobre seu investimento. Ou seja, o custo de capital próprio é 11% a.a., assumindo-se que o investidor tenha usado um modelo de estimação dessa taxa, como o *capital asset pricing model*.

4.2 Análise de cenários

Foram analisados dois cenários incluindo-se despesas e receitas com o MRE (risco hidrológico). No primeiro, considerou-se uma média histórica de GSFs e PLDs de 2008 a 2017, aplicando-se os valores médios para o horizonte de vida útil do projeto. A tabela 2 apresenta os dados utilizados.

TABELA 2
Dados históricos de PLD e GSF (2008-2017)

	Média	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017[1]
PLD (R$/MWh)	213	135	39	70	29	167	263	690	288	94	354
GSF (%) Ponderado	92,3	103	108	109	113	108	99	91	85	87	79

Fonte: CCEE.
Nota: [1] Valor esperado publicado pela CCEE em julho de 2017.

Para o segundo cenário, foi assumida uma repetição do ciclo de 2008 a 2017, sendo realizada uma transição suave entre os ciclos considerando idas e voltas, ou seja, de 2017 a 2008 seguido de 2008 a 2017. Apesar de serem usados os mesmos dados históricos, o cenário 2 apresenta maiores gastos com o MRE devido à assimetria dos PLDs porque, em momentos de GSFs baixos, os PLDs são assimetricamente bem mais altos.

4.3 Simulação de Monte Carlo

Foram simulados 2 mil cenários de PLDs e GSFs a partir do modelo Newave de otimização da operação hidroenergética, usando-se dados do programa mensal de operação (PMO)/ONS de julho de 2017. O horizonte de simulação do Newave é de cinco anos. Assim, essa simulação foi replicada para os anos seguintes até completar a vida útil do projeto. Descreve-se, a seguir, como o modelo funciona até a obtenção das simulações.

O Brasil adotou um esquema de decisão de operação centralizado, realizado por modelos acoplados de otimização, sendo um modelo de médio prazo acoplado a um de longo prazo, o Newave, cujo objetivo é minimizar o custo total de operação do sistema hidrotérmico ao longo de um horizonte de planejamento. Esses modelos utilizam o método de programação dinâmica dual estocástica descrita em Pereira

e Pinto (1991). A fim de conceituar melhor a formação e simulação de preço e da geração hídrica (GSF) no sistema hidrotérmico brasileiro, torna-se necessária uma abordagem sobre como é feita a operação sob uma ótica econômica. As subseções a seguir apresentam essa abordagem.

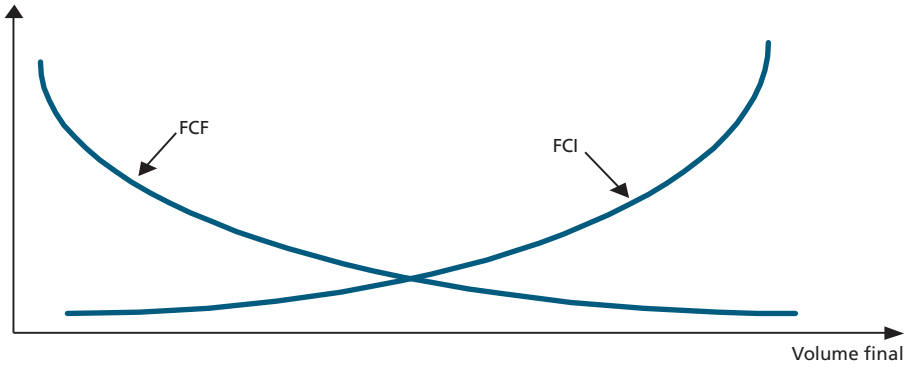
4.3.1 Operação do sistema hidrotérmico brasileiro

A característica mais evidente de um sistema com geração hidroelétrica é poder utilizar a energia "grátis" que está armazenada nos reservatórios para atender à demanda, evitando, desta maneira, gastos de combustível com as unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade de energia hídrica está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro.

Em outras palavras, ao se utilizar hoje as reservas de energia hídrica, com o objetivo de minimizar os custos térmicos, e ocorrer uma seca severa no futuro, pode haver um racionamento de custo elevado para a sociedade. Se, no entanto, as reservas de energia hídrica são preservadas, por meio de um uso mais intenso de geração térmica, e as afluências futuras são elevadas, pode ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representa um desperdício de energia e, consequentemente, um aumento no custo operativo.

O operador de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, conforme ilustrado no gráfico 1.

GRÁFICO 1
Custo imediato e futuro



Fonte: Maceira e Bezerra (1997).
Obs.: FCF – função de custo futuro; FCI – função de custo imediato.

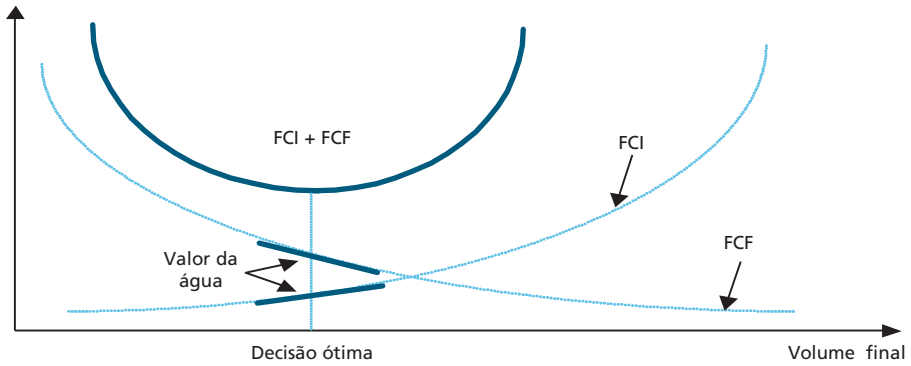
A FCI representa os custos de geração térmica no estágio *t*, ou seja, no estágio imediato, presente. Observa-se que o custo imediato aumenta à medida

que diminui a energia hídrica disponível, isto é, quanto menor for a decisão de geração hídrica, maior será a de geração térmica.

Por sua vez, a FCF está associada ao custo esperado de geração térmica e racionamento do final do estágio t (início de t+1) até o final do período de estudo. Essa função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hídrica disponível no futuro.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como é mostrado no gráfico 2, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento de água se igualam. A derivada de ambas as funções no ponto ótimo também é conhecida como valor da água, pois representa a taxa de custo em reais (ou valor) por volume de água deixado no reservatório para formar o volume final.

GRÁFICO 2
Uso ótimo da água



Fonte: Maceira e Bezerra (1997).

4.3.2 Cálculo do PLD

Será apresentado, mais detalhadamente, como é realizada a decisão de operação sob a ótica econômica, como é calculado o PLD e como é definido o despacho hídrico. O problema de decisão da operação hidrotérmica para o estágio t é formulado como:

$$Z_t = Min\left[c_j \times g_j + FCF\left(v_{t+1}\right)\right] \quad (13)$$

Sujeito às seguintes restrições operativas:

- balanço hídrico;

- limites de armazenamento de água e turbinamento;
- limites na geração térmica; e
- atendimento à demanda.

A função-objetivo é minimizar a soma de duas classes de custos enumeradas a seguir.

1) Custo operativo imediato – dado pelos custos térmicos $\{c_j \times g_{tj}\}$ no estágio t. Onde c_j é o custo variável da térmica j e g_{tj} é a geração da térmica j no estágio t. O racionamento é representado por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de interrupção.
2) Valor esperado do custo operativo futuro – dado pela função de custo futuro FCF(v_{t+1}). Também como discutido anteriormente, esta função depende dos volumes armazenados ao final do estágio, representados pelo vetor v_{t+1}.

O problema de otimização pode ser resolvido por um algoritmo de programação linear. Além da decisão operativa ótima, o esquema de programação linear calcula os multiplicadores simplex, ou preços-sombra, associados a cada restrição. Em particular, o PLD do sistema é praticamente o multiplicador simplex associado à restrição de atendimento à demanda, significando o custo de produção de 1 MWh adicional no ponto ótimo de minimização de custos (em R$/MWh).

4.3.3 Simulação dos PLDs e da geração hídrica

O modelo Newave possui dois módulos. No primeiro, é calculada a política ótima de operação ao longo do horizonte de planejamento, representando um "mapa de decisão" em função do que vier a ocorrer ou ser simulado em termos de afluências (chuvas) aos reservatórios. No segundo módulo, são feitas simulações do custo marginal de operação (que é praticamente o PLD publicado), ou seja, o quanto custa produzir 1 MWh adicional de energia no ponto ótimo, bem como de toda a operação do sistema à luz de simulações de chuvas.

Após a utilização do modelo Newave para calcular a política ótima de operação hidrotérmica ao longo de um período de planejamento, pode ser feita uma simulação com a qual se obtêm séries de custos marginais de operação e, consequentemente, séries de PLDs, geração hídrica e GSF. A simulação é realizada mediante a geração de séries sintéticas de afluências aos reservatórios, utilizando um modelo periódico autorregressivo, *PAR(p)*, de séries temporais. Maceira e Bezerra (1997) apresentam esta metodologia.

4.4 Aplicação das funções-utilidade

Uma vez simuladas as 2 mil séries, para cada série foi obtido um valor presente líquido (VPL) correspondente. A cada ano, a exposição ao risco hidrológico foi lançada como despesa, calculada a partir do produto entre o *deficit* gerado pela redução de garantia física e o PLD. Nas situações de *superavit* do MRE, foram consideradas receitas adicionais correspondentes à venda, monetizadas também ao PLD.

Dessa forma, foram obtidos 2 mil VPLs, ou seja, uma distribuição de VPLs capaz de evidenciar o risco hidrológico que o investidor corre. Utilizando-se funções--utilidade apresentadas na seção 3, foram calculados prêmios de risco, isto é, quanto o investidor está disposto a pagar para trocar a distribuição por um valor certo.

4.5 Política de mitigação de risco

Como política de mitigação de risco, foi assumido como premissa que o poder concedente tem a capacidade de organizar um mecanismo que receba prêmios de risco para conferir um seguro de risco hidrológico aos agentes hidrelétricos. Esse mecanismo, neutro ao risco, estaria lastreado por posições contrárias ao das UHEs como contratos com termelétricas já existentes. Por essa razão, é razoável pressupor neutralidade ao risco pelo lado do segurador, sendo o prêmio calculado pela média das perdas simuladas.

5 RESULTADOS

5.1 Modelo determinístico sem risco hidrológico

O fluxo de caixa livre do acionista está mostrado até o ano de 2027 na tabela a seguir.

TABELA 3
Fluxo de caixa livre do acionista (2018-2027)
(Em R$ 1 mil)

Item	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Receita bruta	91.980	91.980	91.980	91.980	91.980	91.980	91.980	91.980	91.980	91.980
(-) PIS/Cofins	7.813	7.813	7.813	7.813	7.813	7.813	7.813	7.813	7.813	7.813
Receita líquida	84.167	84.167	84.167	84.167	84.167	84.167	84.167	84.167	84.167	84.167
(-) Custos operacionais	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675
MRE										
O&M e pessoal usina	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675	5.675
(-) Despesas/encargos	17.052	17.052	17.052	17.052	17.052	17.052	17.052	17.052	17.052	17.052
TUSDg (R$/kW mês)	7.511	7.511	7.511	7.511	7.511	7.511	7.511	7.511	7.511	7.511
Taxa de fiscalização	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282
Compensação financeira	3.864	3.864	3.864	3.864	3.864	3.864	3.864	3.864	3.864	3.864
Taxa UBP	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407
P&D e EE	842	842	842	842	842	842	842	842	842	842

(Continua)

(Continuação)

Item	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Taxa ONS	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Taxa CCEE	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
Despesas gerais	4.078	4.078	4.078	4.078	4.078	4.078	4.078	4.078	4.078	4.078
Lajida	61.439	61.439	61.439	61.439	61.439	61.439	61.439	61.439	61.439	61.439
(-) Depreciação	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Lajir	55.439	55.439	55.439	55.439	55.439	55.439	55.439	55.439	55.439	55.439
(-) Juros	21.021	19.520	18.018	16.517	15.015	13.514	12.012	10.511	9.009	7.508
Lair	34.418	35.920	37.421	38.923	40.424	41.926	43.427	44.929	46.430	47.932
(-) IR	8.581	8.956	9.331	9.707	10.082	10.457	10.833	11.208	11.584	11.959
(-) CSSL	3.098	3.233	3.368	3.503	3.638	3.773	3.908	4.044	4.179	4.314
Lucro líquido	22.740	23.731	24.722	25.713	26.704	27.695	28.686	29.677	30.668	31.659
(+) Depreciação	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
(-) Amortização	21.450	21.450	21.450	21.450	21.450	21.450	21.450	21.450	21.450	21.450
(-) Investimento										
Fluxo de caixa livre eq.	7.290	8.281	9.272	10.263	11.254	12.245	13.236	14.227	15.218	16.209

Elaboração do autor.

O VPL encontrado para o investidor foi de R$ 28,8 milhões, indicando a viabilidade do investimento caso não houvesse risco hidrológico.

5.2 Resultado com cenários de risco hidrológico

Já considerando o impacto do MRE pela média histórica, o VPL cai para R$ 8,3 milhões, ainda indicando a viabilidade do investimento. Entretanto, com o cenário em que se replica o histórico ano a ano, o VPL cai ainda mais para R$ -35,5 milhões, já mostrando que uma repetição dos últimos dez anos ao longo da vida útil do projeto o inviabilizaria.

5.3 Simulação do risco hidrológico

A tabela 4 apresenta a estatística descritiva da simulação de VPLs obtidos a partir da simulação de PLDs, geração da hidrelétrica e consequentemente simulação dos GSFs.

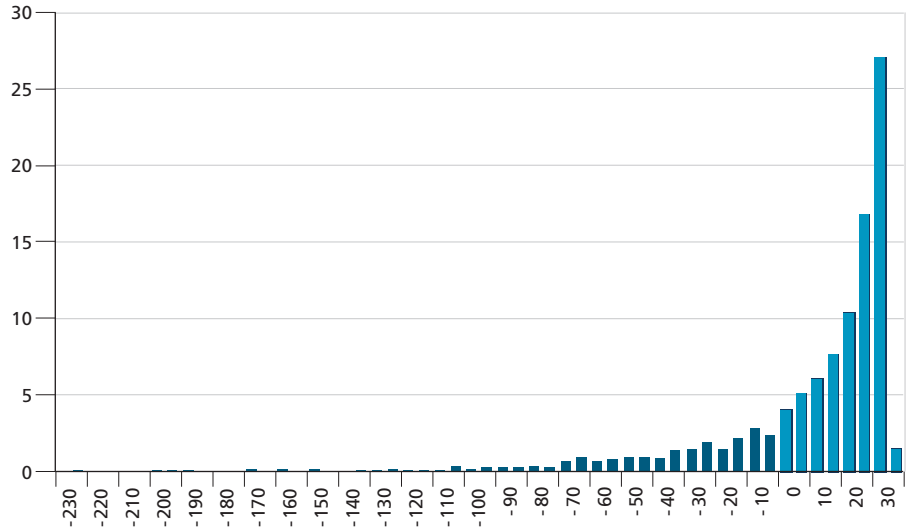
TABELA 4
Estatística descritiva da simulação de VPLs
(Em R$ milhões)

Média	6,3
Mediana	17,8
Desvio-padrão	30,5
Assimetria	-2,5
Mínimo	-225,6
Máximo	30,8

Elaboração do autor.

Observa-se que, caso o investidor fosse neutro ao risco, ele faria o projeto uma vez que a média foi de R$ 6,3 milhões. No entanto, analisando um pouco mais através do histograma que se segue, observa-se que há em torno de 25% de probabilidade do VPL ficar negativo, podendo atingir valores extremos dada a assimetria da distribuição. Dessa forma, o risco hidrológico pode afugentar o investidor com alguma aversão ao risco.

GRÁFICO 3
Histograma dos VPLs
(Em %)



Elaboração do autor.

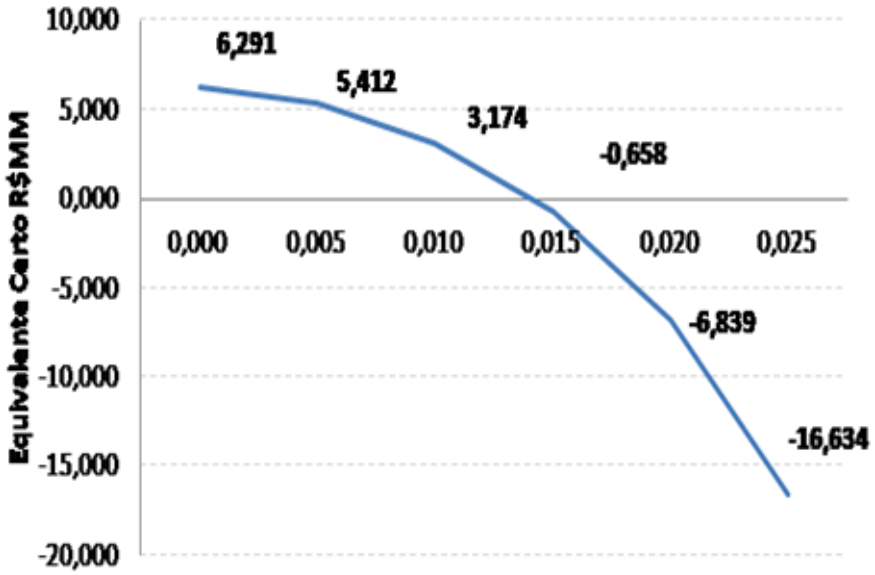
5.4 Obtenção dos prêmios de risco

No sentido de buscar evidências de como pode se comportar o investidor, foi utilizada primeiramente uma função-utilidade clássica do tipo:

$$U(VPL) = -e^{(-A.VPL)} + B.VPL. \quad (14)$$

Quanto maior o parâmetro *A*, maior é a aversão ao risco do tomador de decisão e, quanto maior é o parâmetro *B*, menor é a aversão ao risco. O valor de *B* foi fixado em 0,01, variando-se os valores de *A* entre 0 e 0,025. O gráfico a seguir mostra os equivalentes certos obtidos. Observa-se que, para níveis menores de aversão ao risco, o investidor ainda faz o projeto, uma vez que o equivalente certo é positivo. Contudo, a partir de determinado patamar de aversão, o investidor não segue adiante com o investimento, pois o equivalente certo fica negativo.

GRÁFICO 4
Equivalente certo *versus* aversão ao risco



Elaboração do autor.
Obs.: Gráfico reproduzido em baixa resolução e cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

A dificuldade, no entanto, de usar esse tipo de função é sua parametrização, não se tornando, portanto, tão aplicável.

A modalidade de funções-utilidade do tipo CVaR melhora a aplicabilidade uma vez que torna mais fácil o entendimento e a percepção do tomador de decisão em relação à sua própria aversão ao risco. A parametrização pode ser realizada de forma direta e empírica ou com o auxílio de matrizes de comparação paritária, técnica essa desenvolvida neste trabalho.

Para exemplificar a parametrização, um investidor foi chamado a preencher uma matriz de comparação paritária, considerando dois níveis de CVaR, um extremo ($CVaR_{95}$) e outro moderado ($CVaR_{70}$). O preenchimento realizado está demonstrado na tabela 5.

TABELA 5
Matriz de comparações paritárias

	Risco extremo	Risco intermediário	Valor esperado
Risco extremo	1,00	1,00	2,00
Risco intermediário	1,00	1,00	1,50
Valor esperado	0,50	0,67	1,00

Elaboração do autor.

O investidor, observando o nível dos CVaRs, declarou que uma perda extrema tem peso relativo 2 em relação ao valor esperado e uma perda intermediária tem peso 1,5 em relação ao valor esperado. Adicionalmente, foi declarado que os pesos dados a um risco extremo e outro intermediário são iguais.

Normalizando a matriz e obtendo os pesos para cada nível de risco, foram atingidos os resultados a seguir.

TABELA 6
Pesos dos níveis de risco

	Risco extremo	Risco intermediário	Valor esperado	Peso critério
Risco extremo	0,400	0,375	0,444	0,406
Risco intermediário	0,400	0,375	0,333	0,369
Valor esperado	0,200	0,250	0,222	0,224

Elaboração do autor.

Ponderando os pesos pelas respectivas probabilidades, chega-se aos parâmetros da função-utilidade, conforme mostrado na tabela 7, a seguir.

TABELA 7
Pesos dos níveis de risco ponderados

Peso probabilístico (%)		Produto	Lambda (%)
5	3,7	0,01505487	5,72
30	22,2	0,082098765	31,20
100	74,1	0,165980796	63,08

Elaboração do autor.

Dessa forma, o valor esperado da utilidade, ou seja, a utilidade da loteria é a seguinte:

$$U(\text{VPL}) = 0{,}631.\ E(\text{VPL}) + 0{,}312.\text{CVaR}_{70} + 0{,}057.\ \text{CVaR}_{95}. \quad (15)$$

Aplicando a equação (12) para o equivalente certo, encontra-se o valor de R$ -13,2 milhões. Assim, um investidor com esse nível de aversão ao risco não faria o projeto.

Cabe ressaltar que é bastante possível que investidores tenham esse comportamento. Para caracterizar esse investidor, este será nomeado aqui como investidor-exemplo.

6 PROPOSTA DE POLÍTICA E CONCLUSÃO

Considerando os resultados apresentados anteriormente, o investidor-exemplo não faria o projeto a menos que ele pudesse fazer um seguro que ainda mantivesse o VPL positivo. Assumindo que o poder concedente seja neutro ao risco, e pensando

em um mecanismo onde o investidor paga um valor anual para ter cobertura do risco hidrológico, esse mesmo investidor pode ser atraído a realizar o investimento.

A perda média anual referente ao risco hidrológico calculada a partir da simulação foi de R$ 3,93 milhões. Assumindo que o investidor-exemplo faça um seguro pagando esse prêmio anual, sem onerar a União ou o consumidor na média, seu resultado passa a ser determinístico, apresentando VPL de R$ 8,3 milhões. Dessa forma, com o seguro, ele iria adiante com o investimento.

REFERÊNCIAS

BAWA, V. S. Safety-first, stochastic dominance, and optimal portfolio choice. **Journal of Financial & Quantitative Analysis**, v. 13, n. 2, p. 255-271, 1978.

FERNANDES, G. *et al*. A proposal of reformulation of hydropower sales contracts in the Brazilian electricity sector. *In*: INTERNATIONAL ASSOCIATION FOR ENERGY ECONOMICS INTERNATIONAL CONFERENCE, 39., 2016, Bergen, Norway. **Anais**… Bergen: IAEE, 2016a.

_____. Mitigating wind exposure with zero-cost collar insurance. **Renewable Energy**, v. 99, p. 336-346, 2016b.

FISHBURN, P. C. Mean-risk analysis with risk associated with Bellow-Target returns. **The American Economic Review**, v. 67, n. 2, p.116-126, 1977.

KOEKEBAKKER, S.; ZAKAMOULINE, V. **Accounting for skewness preferences in investment decisions**. Kristiansand: University of Agder, 2007. (Working Paper).

LEVY, H.; MARKOWITZ, H. M. Approximating expected utility by a function of mean and variance. **The American Economic Review**, v. 69, n. 3, p. 308-317, 1979.

LUZ, C. P. M. S. **Otimização comercial de um parque eólico no Brasil utilizando simulação de Monte Carlo com variáveis climáticas exógenas e uma nova função de preferência**. 2016. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Administração de Empresas, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2016.

MACEIRA, M. E. P.; BEZERRA, C. V. Stochastic stream flow model for hydroelectric systems. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS, 5., 1997, Vancouver. **Anais**... Vancouver: PMAPS, 1997.

MARKOWITZ, H. M. **Portfolio selection**: eficient diversification of investments. New York: John Wiley, 1959.

NEUMANN, J.; MORGENSTERN, O. **Theory of games and economic behavior**. Princeton: Princeton University Press, 1944.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. **Mathematical Programming**, v. 52, 1991.

POMPERMAYER, F. M.; SILVA FILHO, E. B. **Concessões no setor de infraestrutura**: propostas para um novo modelo de financiamento e compartilhamento de riscos. Brasília: Ipea, 2016. (Texto para Discussão, n. 2177).

SAMUELSON, P. A. The fundamental approximation theorem of portfolio analysis in terms of means, variances and higher moments. **The Review of Economic Studies**, n. 4, p. 537-542, 1970.

ZAKAMOULINE, V. **The choice of performance measure does influence the evaluation of hedge funds**. Kristiansand: University of Agder, 2010.

ZAKAMOULINE, V.; KOEKEBAKKER, S. A generalisation of the mean-variance analysis. **European Financial Management**, v. 15, n. 5, p. 934-970, 2009.