

## 9 Conclusões

Como discutido ao longo da dissertação, o atual modelo do setor elétrico brasileiro estimula a entrada de novos empreendimentos de geração através de leilões de energia, na modalidade de menor tarifa, onde são oferecidos contratos de longo prazo que permitem viabilizar a estrutura de *project finance* e reduzir os custos de financiamentos corporativos, além de mitigar as incertezas de mercado (preço da energia no mercado *spot*), reduzindo o *hedge*, ou sobre-preço de risco, requerido pelos investidores.

Foram apresentadas as duas modalidades de contratos de longo prazo utilizadas atualmente (quantidade e disponibilidade), suas principais características, riscos, penalidades e formas de contratação.

Foi observado que os leilões de contratos de quantidade (contratação a termo) e de disponibilidade (contratação de opção) são desenhados para priorizar os empreendimentos mais competitivos, a fim de garantir a modicidade tarifária. Destarte, o investidor pode escolher suas alternativas de investimento e, para cada alternativa escolhida, deve oferecer um limite de preço para que o seu projeto seja competitivo (de forma a ganhar a licitação), mas que ao mesmo tempo seja suficiente para remunerar seu investimento, custos de operação e, sobretudo, protegê-lo contra todos os riscos inerentes ao projeto.

Nesse contexto, as duas principais contribuições do presente trabalho foram: (i) a proposição de uma metodologia para precificação de riscos e comparação da competitividade de diferentes tecnologias e (ii) o teste de três modelos de seleção de carteiras aplicados à seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica. Todas as análises foram realizadas com base nas distribuições de retorno (ex-ante) dos projetos, obtidas através da simulação operativa dos empreendimentos, onde a cada iteração foram sorteados valores das distribuições de probabilidade dos fatores de risco.

A metodologia proposta para precificação de riscos utiliza o critério do VaR para determinar o sobre-preço requerido pelo investidor avesso a risco em relação

a um preço de referência, associado ao investidor neutro a risco. Alternativamente, cada fator de risco pode ser precificado simplesmente pela diferença entre a TIR média e a TIR-VaR (com um determinado nível de confiança  $\alpha$ , associado ao nível de aversão a risco) da distribuição de retornos.

O exemplo apresentado no Capítulo 8 mostrou que os fatores de risco mais significativos para os novos projetos em geração de energia são as incertezas associadas aos custos de investimento e aos prazos de conclusão do projeto, quando o investidor deve celebrar contratos de curto prazo para garantir o lastro do CCEAR. No caso das hidrelétricas, o risco hidrológico, apesar de parcialmente mitigado pela contratatação ótima da garantia física, também se mostra um componente crítico no retorno dos projetos.

Como foi visto, a análise individual dos projetos pode ser feita através da construção do conjunto eficiente das alternativas de investimento, considerando um determinado critério de eficiência. Foram apresentados em detalhes dois critérios de eficiência: Dominância Estocástica de Primeira Ordem (DEP) e Dominância Estocástica de Segunda Ordem (DES). Os critérios de eficiência permitiram determinar, no exemplo do Capítulo 8, os projetos eficientes, excluindo as opções ineficientes.

A análise de seleção de carteiras teve como objetivo estudar o melhor modelo para o perfil de retornos dos projetos de geração de energia elétrica, que apresentam assimetria e elevada curtose (caldas pesadas). Foram estudados os modelos Média Variância (MV), Minimax (MM) e *Conditional Value at Risk* (CVaR). Em cada um dos modelos foi adicionada a restrição (relaxada) de TIR-VaR. A solução foi obtida por um processo iterativo de convergência da TIR-VaR (detalhado no Apêndice B).

Os resultados do exemplo indicaram que o modelo MV, apesar de sua popularidade, não é o mais indicado para a seleção de projetos de geração de energia. A visão “míope” do modelo (minimização da variância) penaliza o *upside risk* (calda da direita), que deveria permanecer na carteira para capturar os retornos elevados nos cenários favoráveis. De fato, o modelo MV é indicado somente para distribuições simétricas. Por outro lado, os modelos MM e CVaR, por controlarem somente a calda esquerda dos retornos, apresentaram um nível de *downside risk* similar ao do modelo MV, sem penalizar os retornos positivos. Dessa forma, apresentaram um desempenho superior, com destaque para o

modelo CVaR (maior retorno e menor *downtail risk* em comparação ao modelo MM). Além disso, o modelo CVaR apresenta maior robustez abaixo do percentil- $p$  especificado, na medida em que procura maximizar o retorno médio abaixo da TIR-VaR.

Como proposta para trabalhos futuros, sugere-se a modelagem dos fatores de risco por outras distribuições de probabilidade e por processos estocásticos, em substituição à modelagem por probabilidades especificadas pelo analista. Dessa forma, pode-se reduzir a subjetividade da análise. A dificuldade dessa implementação está na falta de dados das incertezas modeladas. Cabe observar, entretanto, que cada investidor tem uma visão ou uma realidade diferente em relação a cada fator de risco intrínseco ao seu investimento.

Outra proposta está relacionada aos modelos de seleção de carteiras. Poder-se-ia substituir a restrição de VaR pelo controle do CVaR como critério de convergência. Como observado por diversos autores [1][47][48], o critério do VaR, apesar de sua popularidade, não se comporta de forma desejável na adição de riscos e é não convexo. Por exemplo, o VaR associado a uma combinação de dois ativos pode ser muito maior que a soma dos VaR's desses dois ativos. A não convexidade implica em ótimos locais, que dificultam o cálculo da carteira ótima e até mesmo a determinação do VaR de um *mix* particular de ativos.