

**FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO, CONTABILIDADE E ATUÁRIA DA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

GABRIEL SALES DE OLIVEIRA

**USO DA TERRA PARA PRODUÇÃO DE COMMODITIES AGRÍCOLAS E ENERGIA
RENOVÁVEL: UMA ANÁLISE DOS TRADE-OFFS ENVOLVIDOS NA ESCOLHA
DOS DETENTORES DO FATOR NO BRASIL USANDO UMA ABORDAGEM DE
OPÇÕES REAIS**

SÃO PAULO, SP

2022

Gabriel Sales de Oliveira

**USO DA TERRA PARA PRODUÇÃO DE COMMODITIES AGRÍCOLAS E ENERGIA
RENOVÁVEL: UMA ANÁLISE DOS TRADE-OFFS ENVOLVIDOS NA ESCOLHA
DOS DETENTORES DO FATOR NO BRASIL USANDO UMA ABORDAGEM DE
OPÇÕES REAIS**

Trabalho de conclusão de curso para obtenção do
título de bacharel em Ciências Econômicas
apresentado à Faculdade de Economia,
Administração, Contabilidade e Atuária da
Universidade de São Paulo

Orientador: Professor Doutor Danilo Camargo
Igliori

SÃO PAULO, SP

2022

DEDICATÓRIA

Gostaria de dedicar este trabalho a todos os meus amigos, que me suportaram, ajudaram e providenciaram os melhores anos da minha vida durante a graduação

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos os meus amigos que me suportaram nessa que foi a melhor jornada que já embarquei em toda a minha vida. Agradeço aos professores e a todo o corpo da FEA-USP e da Universidade de São Paulo. Sentirei saudades, mas não se livrarão de mim tão fácil.

Um obrigado especial a quem mantém o Red Bull à oito reais sendo vendido na vivência FEA-USP.

SUMÁRIO

Introdução	10
Revisão da literatura	18
Dados	21
Modelo.....	24
Fluxo de caixa da planta de geração fotovoltaica	26
Fluxo de caixa da fazenda produtora de cana-de-açúcar	29
Resultados	32
Análise de sensibilidade	38
Conclusão	45
Bibliografia.....	47
APÊNDICE A – CÓDIGO PYTHON	49

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição da irradiação solar média anual recebida pela superfície terrestre	10
Figura 2 - Limites da aplicação das metodologias de VPL e Opções Reais	16
Figura 3 - Exemplo de árvore de decisão de uma opção real	17
Figura 4 – Preços simulados de energia elétrica (PLD)	33
Figura 5 – Preços simulados do etanol	33
Figura 6 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica	34
Figura 7 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina sucroalcooleira	36
Figura 8 – Distribuição dos valores da opção real	37
Figura 9 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com aumento de 50% nos preços de eletricidade)	39
Figura 10 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com aumento de 100% nos preços de eletricidade)	40
Figura 11 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com redução de 25% nos custos de CAPEX)	41
Figura 12 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com redução de 50% nos custos de CAPEX)	42
Figura 13 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com redução de 80% nos custos de CAPEX)	43
Figura 14 – Distribuição do valor da opção – Usina fotovoltaica (cenário com redução de 80% nos custos de CAPEX)	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Estatísticas descritivas da base de dados dos Preços de Liquidação das Diferenças	23
Tabela 2 - Estatísticas descritivas da base de dados dos preços do etanol anidro e etanol hidratado	24
Tabela 3 - Premissas operacionais e financeiras do projeto de geração fotovoltaica.....	27
Tabela 4 - Cálculo do fluxo de caixa do projeto de geração solar.....	28
Tabela 5 - Premissas operacionais e financeiras da usina de cana-de-açúcar	29
Tabela 6 - Cálculo do fluxo de caixa da usina sucroalcooleira	30
Tabela 7 – Parâmetros de estimação do custo de equity e custo de equity de cada projeto estimado pelo CAPM	31
Tabela 8 – Parâmetros estimados do modelo de reversão à média Ornstein-Uhlenbeck	33
Tabela 9 – Estatísticas descritivas dos valores presentes dos projetos da usina fotovoltaica, usina sucroalcooleira e valor da opção.....	38

Resumo

O presente estudo modela a decisão enfrentada por um detentor de terra que produz cana-de-açúcar para transformação em etanol que possui a opção de converter a fazenda em usina de geração fotovoltaica e comercializar a energia gerada no mercado livre de energia a preços vigentes como uma opção real. Foram realizadas 1000 simulações das séries de preços de eletricidade e de etanol, com o cálculo do fluxo de caixa a valor presente de ambos os projetos em cada cenário. Verificou-se que em 100% dos casos a opção de aguardar é exercida e o investimento na usina de geração fotovoltaica não é realizado. Notou-se que a opção por realizar o investimento é altamente sensível aos custos de investimento, o que sugere que projetos de energia renovável ainda não possuem alta viabilidade em cenários de atuação em mercados competitivos e ainda dependem de subsídios que reduzam o custo de implantação do projeto, restando espaço para políticas públicas que atuem no sentido de promover projetos dessa categoria.

Abstract

The presente study models the decision faced by a landowner whose land produces sugar cane for transformation in ethanol that faces the decision to convert the farm into a photovoltaic generation plant and sell the produced power in the electricity free market at the spot prices as a real option. 1000 sets of simulations were ran to produce price series for electricity and ethanol, computing the resulting net present value of the cash flows of both projects in each scenario. In 100% of the scenarios the waiting option is exercised and the investment in the solar power plant is not conducted. It is worth mentioning that the option to invest is highly sensitive to investment costs, which suggests that renewable energy projects are not viable in scenarios where markets are competitive and still require subsidies that reduce the cost of implementation of the projects, leaving room for public policies that promote investments of this category

Palavras-chave: Finanças; Energia; Opções reais; Uso da terra; Energia solar; Biocombustíveis; Fontes de energia renovável; Avaliação de projetos

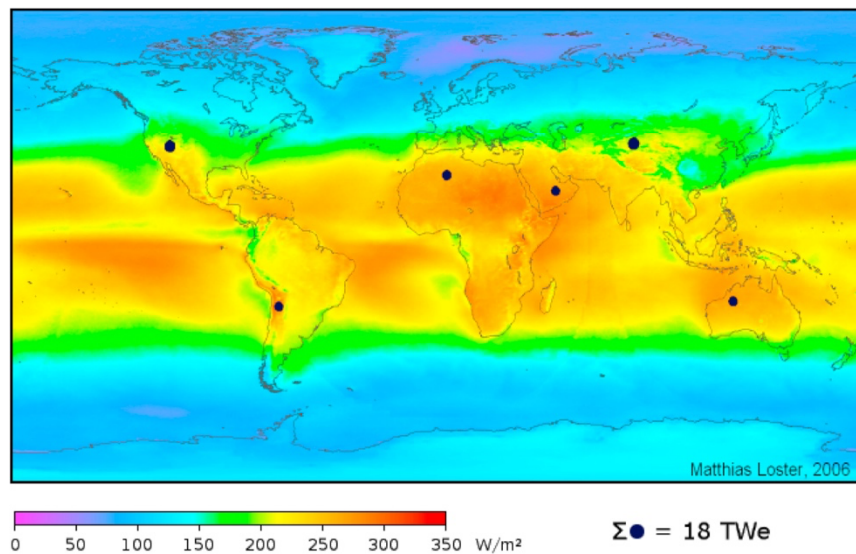
Classificação JEL: Q14; Q15; Q20; Q24; Q42

1. Introdução

Recentemente o tema de transição energética tem ganhado bastante espaço nas discussões acadêmicas, de negócios e de políticas públicas motivadas especialmente pela intensificação dos efeitos das mudanças climáticas e pelo firmamento de acordos de cooperação internacional como o Acordo de Paris, assinado na COP21, que estabelece o compromisso de manter o aumento da temperatura global abaixo de 2°C, com esforços para atingir a meta de manter esse incremento abaixo de 1,5°C. O esforço empreendido pelas economias para mitigar os impactos das mudanças climáticas e atingir as metas acordadas com menor emissão de gases estufa passa por maior eficiência energética, métodos de captura e armazenamento de carbono e necessariamente pela mudança da matriz energética que deve depender menos de combustíveis fósseis finitos e mais de fontes de energia renovável (VAN VUUREN et al., 2018). De acordo com BARUCH-MORDO et al. (2019), analisando uma seleção de 109 países que submeteram metas de redução de emissões em consonância com as metas do Acordo de Paris, a instalação de equipamentos de geração renovável em terras disponíveis tem potencial técnico de gerar 168,589 TWh de energia, dos quais 11,616 TWh são oriundos de fazendas eólicas e 156,973 de fontes solares (sendo 61,340 TWh advindos de energia solar concentrada, 92,512 de geração fotovoltaica e 3,121 TWh de instalações de painéis solares em telhados), quantidade de energia mais do que suficiente para suprir a demanda projetada de 103,716 TWh em 2050.

Dentre as fontes de energia consideradas renováveis apenas três possuem capacidade suficiente de geração de calor suficiente para produção de energia elétrica: biomassa, geotermal e solar. Dentre as três, a energia solar é a que possui maior potencial para geração globalmente, visto que fontes geotermiais não estão distribuídas uniformemente geograficamente e o suprimento de biomassa não está presente naturalmente (KABIR et al., 2018). Em média, cerca de de 342 W/m² são recebidos pela atmosfera terrestre dos quais cerca de 30% são refletidos de volta para a atmosfera ou espalhados, restando 70%, ou 239 W/m² disponíveis para captura (KABIR et al., 2018). A figura 1 mostra a distribuição da irradiação solar média anual na superfície terrestre

Figura 1 - Distribuição da irradiação solar média anual recebida pela superfície terrestre



Fonte: (KABIR et al., 2018)

Os pontos marcados em preto são áreas que poderiam fornecer mais do que a demanda primária total por energia do mundo todo assumindo uma taxa de eficiência de conversão de 8% (KABIR et al., 2018). Dentre as fontes de energia renovável, a geração solar é a com maior densidade de potência. Para efeitos de comparação, combustíveis fósseis são capazes de fornecer 200-11.000 W_e/m² (energia calorífica por metro quadrado) (CAPELLÁN-PÉREZ; DE CASTRO; ARTO, 2017), enquanto plantas de geração solar possuem densidade de potência de 2-10 W_e/m², 0,5-2 W_e/m² para fazendas de energia eólica (MACKAY, 2013), ~0,1 W_e/m² para biomassa (DE CASTRO et al., 2014) e grandes plantas hidroelétricas 0,5-7 W_e/m² (CAPELLÁN-PÉREZ; DE CASTRO; ARTO, 2017).

Essa diferença significativa entre os potenciais de extração de energia por área implica em maior uso de terra para produção da mesma quantidade de energia em um cenário de substituição e *phase-out* de combustíveis fósseis para um com geração de energia fornecida por fontes renováveis. Em especial, diferentemente de fazendas eólicas, que podem ser localizadas em áreas costeiras ou em conjunto com outras atividades, como agricultura, a instalação de painéis solares, de maneira geral, não permite usos alternativos da terra, tipicamente monopolizando o recurso (CAPELLÁN-PÉREZ; DE CASTRO; ARTO, 2017), além de exigirem uma parcela grande de terra para sua instalação e consumirem uma grande quantidade de água para refrigeração e

limpeza dos painéis e superfícies reflexivas (TSOUTSOS; FRANTZESKAKI; GEKAS, 2005). Em adição à área física para instalação dos equipamentos, em um cenário de adoção de 100% de energia provida por produção solar, é necessário levar em consideração a disponibilidade de capacidade redundante substancial, além de armazenamento da energia, para compensar a intermitência e variabilidade sazonal da insolação. Um segundo fator a ser considerado é o potencial adicional de requerimento de terras, estimado em cinco a dez vezes maior que os valores base encontrados na literatura, uma vez que consideram condições ideais (CAPELLÁN-PÉREZ; DE CASTRO; ARTO, 2017).

Em relação à distribuição geográfica das emissões e consumo de energia, boa parte da demanda está localizada nos centros urbanos, enquanto parte relevante do suprimento de energias renováveis está localizada no interior, em terras rurais, visto que é um espaço mais adequado e privilegiado para produção desse tipo de energia (POGGI; FIRMINO; AMADO, 2018). No entanto, a localização de plantas dedicadas à produção nessas terras afastadas de centros urbanos e de característica rural traz uma série de considerações relacionadas à presença disruptiva desse tipo de estrutura, uma vez que o uso intensivo de terra traz competição com a produção de comida, a conservação de biomas e preservação de paisagens (POGGI; FIRMINO; AMADO, 2018). De fato, o desenvolvimento de estruturas para produção de energia renovável via geração fotovoltaica compete com toda atividade de agricultura, incluindo a de produção de biocombustíveis, uma vez que a cultura não consegue coabitar com a instalação de painéis de nenhuma maneira prática, especialmente em áreas sem disponibilidade de terras degradadas ou improdutivas, criando uma fronteira de possibilidades de produção em que o aumento da produção de uma unidade de energia elétrica resulta necessariamente na diminuição da produção de biocombustíveis e vice-versa (CALVERT; MABEE, 2015).

No Brasil, a principal cultura de biocombustíveis é a de cana-de-açúcar, sendo o país o maior produtor mundial do commodity com mais de 38% do volume de produção global, cerca de 757 milhões de toneladas em 2020, e mais de 36%, em torno de 10 milhões de hectares em 2020, de toda a área plantada localizada no Brasil (FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS, 2020). Dentre os estados

produtores da cultura da cana-de-açúcar, São Paulo destaca-se como o estado com maior produção no país com mais de 54% do valor total concentrado na unidade da federação (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2021). O estado ainda possui alto potencial de geração de energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos, estimada em mais de 12 TWh, por conta alta irradiação solar recebida pelo território, comparável com algumas regiões do nordeste brasileiro (GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO - SECRETARIA DE ENERGIA SUBSECRETARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2013). Por conta da intersecção entre o potencial de geração fotovoltaico do estado e sua posição como maior produtor de cana-de-açúcar no país, dedicando parte importante de suas terras para a cultura, é interessante analisar a interação entre os dois tipos de fontes renováveis no estado da federação, uma vez que em um cenário de mudança de matriz energética em que haverá pressão pelo aumento pelo incremento da parcela de energia oriunda desse tipo de fonte concomitantemente com uma eletrificação do *grid* e do aumento da demanda por este tipo de energia, dadas as tendências pela digitalização e adoção de novas tecnologias. Como painéis solares e monocultura concorrem pelo mesmo insumo escasso e não reproduzível, a terra, é possível que ambas as fontes sejam competidoras entre si, assim um produtor de cana-de-açúcar detentor de terra pode enfrentar a decisão entre continuar a produzir cana-de-açúcar tomando os preços de mercado e vendendo a safra convertida em etanol ou converter a área em uma fazenda solar e vender a energia elétrica no mercado livre de energia brasileiro (ACL – Ambiente de Contratação Livre) a preços determinados pelos contratos de energia negociados na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), principal ambiente de negociação de energia elétrica no país. A segunda opção, de conversão, exige a incursão de um investimento inicial e da conversão da terra para receber os painéis solares e toda a infraestrutura necessária para geração de energia, o que a torna incompatível com a produção simultânea da cana-de-açúcar, visto que os painéis exercem sombra e bloqueiam a radiação solar. Assim, o detentor da terra enfrentará um trade-off entre manter a terra produzindo cana-de-açúcar e biocombustíveis e receber todos os benefícios econômicos futuros da venda desses produtos ou abrir mão dessa produção para gerar energia elétrica, incorrer em um investimento e receber benefícios econômicos da venda de energia no lugar. O objetivo

deste trabalho é de estimar a magnitude deste trade-off enfrentado por produtores de cana-de-açúcar localizados no estado de São Paulo, dada a posição privilegiada do estado para receber ambas as formas de geração de energia renovável visto que sua geografia permite o desenvolvimento em larga escala de ambos os produtos.

Para conduzir este tipo de análise e estimar o trade-off enfrentado pelo detentor da terra, alguns métodos podem ser empregados. Um dos métodos mais práticos e comumente utilizados para avaliação de projetos em agricultura e outros usos da terra é o do Fluxo de Caixa Descontado (ou DCF, *Discounted Cash Flow*, na sigla em inglês) (REGAN et al., 2015). O princípio em que o método do Fluxo de Caixa Descontado é baseado é basal em finanças e determina que uma unidade monetária possui mais valor hoje do que em algum ponto do futuro por conta da inflação e as incertezas associadas ao crescimento econômico e os riscos incorridos ao longo do tempo. Na análise de Fluxo de Caixa Descontado, as rendas futuras são descontadas e expressas em valores presentes (L. LEIBOWITZ et al., 2013). A soma desses fluxos de caixa periódicos é o que a literatura chama de Valor Presente Líquido e é uma medida da lucratividade de um investimento. Embora existam diversas métricas desenvolvidas para avaliar a viabilidade econômica de um projeto baseadas na análise de Fluxo de Caixa Descontado como Taxa Interna de Retorno (IRR, ou *Internal Rate of Return* em inglês), Razão Benefício-Custo (*Benefit-Cost Ratios* ou *B-C Ratios*, no original) e períodos de *Payback*, em sua forma mais simples basta que a soma dos fluxos de caixa descontados a uma taxa de retorno alvo por toda a vida do projeto seja positiva (BAKER KENT; ENGLISH, 2011). Uma das maiores vantagens desse tipo de metodologia é sua simplicidade de implementação e discussão, critério de avaliação claro e consistente, consideração do valor do dinheiro no tempo, além de permitir a comparação entre múltiplos projetos com diferentes estruturas de custos e receitas ao longo de suas vidas úteis (REGAN et al., 2015).

No entanto, uma das desvantagens de métodos de Fluxo de Caixa Descontado e do Valor Presente Líquido, por consequência, é que considera oportunidades de investimento como ocasiões em que a opção de investir está disponível *agora* ou *nunca*. Adicionalmente, métodos de Valor Presente Líquido assumem implicitamente premissas sobre os fluxos de caixa futuros além de uma administração passiva que completa um

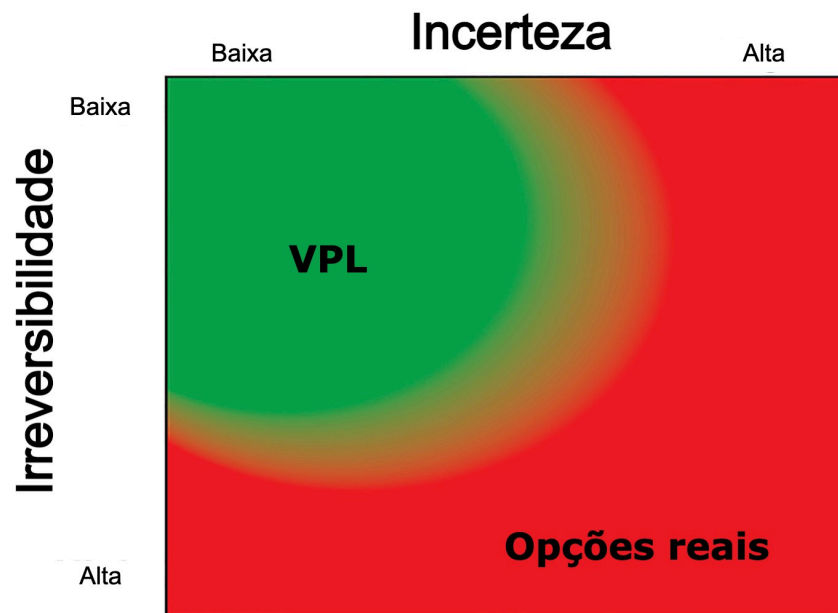
projeto sem nenhuma contingência. Na realidade, o perfil de risco de um projeto pode mudar ao longo do tempo, tornando-se mais ou menos arriscado, afetando também os fluxos de caixa que podem diferir substancialmente das projeções iniciais. Outra desvantagem notória desse tipo de metodologia é como lida com a irreversibilidade dos investimentos, dado que muitas vezes os equipamentos e infraestrutura comprados para um projeto não podem ser recuperados (ao menos sem uma penalidade substancial no valor de revenda desses ativos, frequentemente abaixo do valor de compra) (PINDYCK, 1991). Por fim, firmas e investidores possuem a opção de aguardar para investir em um projeto aguardando novas informações e condições de mercado. Embora existam situações em que é imperativo que um investimento seja iniciado imediatamente, peremptoriamente por conta da concorrência, por exemplo, a opção de postergar a decisão de investimento existe, mas não é refletida adequadamente em metodologias de Valor Presente Líquido (PINDYCK, 1991).

Investimentos com característica de irreversibilidade são análogos a opções financeiras. Opções financeiras são instrumentos que conferem ao detentor o direito, mas não a obrigação, de ao pagar determinado valor, chamado de preço de exercício, durante um período não especificado receber em troca um ativo que possui algum valor. O ativo pode ser vendido a outro investidor, uma vez que o detentor não pode recuperar o valor de exercício ou a opção uma vez exercida (PINDYCK, 1991). De forma similar, uma firma ou investidor possui a opção de gastar unidades monetárias agora ou no futuro, equivalente ao preço de exercício, em troca de um ativo de algum valor (o projeto). Novamente, o ativo pode ser vendido a um comprador, mas o investimento é irreversível, e, assim como uma opção, se o valor do ativo sobre o *payoff* líquido obtido pelo investidor aumenta, ou, reciprocamente, se o valor do ativo cai e o *payoff* líquido torna-se negativo a firma ou investidor não precisa conduzir o investimento, característica que dá valor a essa opção (PINDYCK, 1991).

Na literatura, a metodologia avaliação de projetos que usa a abordagem de opções para avaliar as decisões de capital das firmas é chamada de Opções Reais e utiliza a similaridade do processo de decisão das empresas com o de exercício de uma opção e os métodos de precificação desse tipo de derivativo para criar métricas de avaliação de decisão de investimento. Esse tipo de análise, que envolve considerar as decisões de

capital como uma série de opções que se desenvolvem ao longo do tempo, uma vez que os responsáveis pelo investimento recebem novas informações e alteram sua estratégia à medida em que as condições de mercado se alteram e incertezas sobre os fluxos de caixa se resolvem. O exercício da opção implica em incorrer no custo de oportunidade (o *trade-off*) de investir em um projeto alternativo (REGAN et al., 2015). A figura 2 mostra sob quais condições de incerteza e irreversibilidade cada metodologia, Valor Presente Líquido (VPL) ou Opções Reais é mais adequada.

Figura 2 - Limites da aplicação das metodologias de VPL e Opções Reais

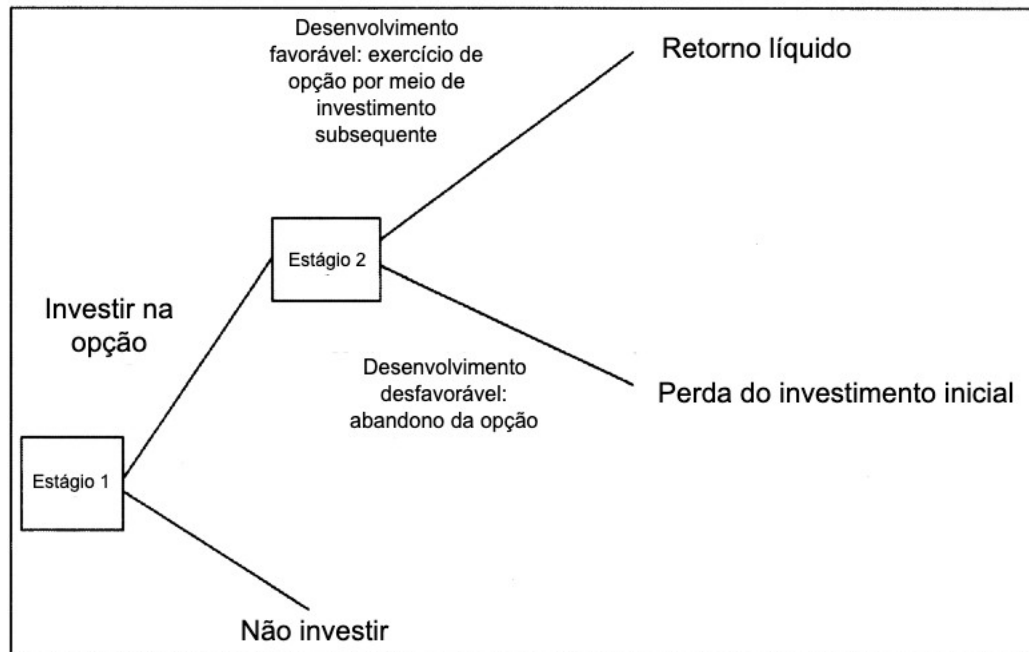


Fonte: Adaptado de (REGAN et al., 2015)

Por considerar a decisão de investimento como uma série de opções que podem ser exercidas em diversos momentos do tempo, os valores dessas opções também devem ser considerados no custo do investimento, visto que o exercício de uma opção em dado momento efetivamente elimina a opção de exercício uma vez que a característica básica do projeto é de irreversibilidade. Assim, a regra do Valor Presente Líquido precisa ser modificada e não só o valor do projeto precisa ser positivo, como o valor do custo de oportunidade das opções perdidas precisa ser levado em consideração na regra de tomada de decisão (DIXIT; PINDYCK, 1998). A figura 3 mostra a estrutura

básica de uma opção real formatada como uma série de opções que podem ser exercidas ao longo do tempo.

Figura 3 - Exemplo de árvore de decisão de uma opção real



Fonte: Adaptado de (ADNER; LEVINTHAL, 2004)

A metodologia de Opções Reais pode ser utilizada para analisar investimentos em terra uma vez que o método pode incorporar múltiplas fontes de risco como preços, produtividade da colheita, custos e taxas de juros relevantes usando distribuição de probabilidades ou processos estocásticos, de modo que é possível analisar se existem incentivos presentes para induzir mudança no uso da terra de produção agrícola para uma produção alternativa e estabelecer as vantagens comparativas de diversos territórios dadas as distintas características biofísicas dos perfis de produção e estruturas de custos (REGAN et al., 2015).

2. Revisão da literatura

SCARCIOFFOLO, PEROBELLI e CHIMELI (2018), analisaram o cenário de um investidor com a opção de instalar turbinas de geração de energia elétrica na região norte do estado americano de Ohio. Nos cenários preparado pelos autores o investimento pode tomar duas formas distintas: de uma investimento tradicional em energia eólica, em que o investidor aluga a terra de fazendeiros de milho, uma vez que essa é a cultura agrícola dominante na região e comercializa a apenas a energia elétrica produzida; no segundo cenário o investidor compra as terras dos fazendeiros e mantém ambas as produções ocorrendo simultaneamente, com diminuição do risco incorrido através da diversificação das receitas com comercialização de energia elétrica no mercado de varejo e da produção agrícola. Ambos os cenários são modelados com opções de espera embutidas ao longo do tempo, com a decisão de instalação das turbinas sendo determinada pelo nível de preço de eletricidade ao longo do tempo, o que configura também o maior fator de incerteza para determinação do investimento. Por conta das alta volatilidade dos preços de eletricidade, os autores modelam os preços de eletricidade como um processo de reversão à média com saltos. Os preços de grãos de milho foram modelados como processo de reversão à média simples. O conjunto de opções europeias à disposição do investidor (só podem ser exercidas na data de exercício) foi resolvido pelo método de simulação de Monte Carlo. Em 100% dos casos, em ambos os cenários, a opção de aguardar e postergar o investimento das turbinas eólicas é exercida, o que sugere que a viabilidade desse tipo de investimento ainda depende de suporte de políticas públicas para que aconteça. O resultado permanece mesmo no segundo cenário em que a terra é comprada e a produção de grãos de milho é comercializada em conjunto com a de eletricidade. Os autores, no entanto, sinalizam que o resultado deve ser interpretado com cuidado, uma vez que muitos dos projetos de energia eólica são iniciados com contratos de compra e venda de energia elétrica firmados, informação que é privada (visto que não utiliza os preços do mercado de varejo de energia) e, portanto, as receitas estimadas não são precisas para estimar a viabilidade de um projeto tradicional de energia eólica, mas sim de um projeto que operasse em um mercado competitivo. Os autores também encontram que o Valor Presente Líquido é mais sensível à mudanças proporcionais nos

custos de capital do que nos preços da eletricidade, o que pode informar políticas públicas futuras sobre o tema.

A literatura também discorre sobre os incentivos presentes para mudar o destino do uso da terra de uma cultura agrícola para produção de energias renováveis. REGAN et al. (2015) elaborou um estudo em que analisa a decisão enfrentada por um fazendeiro de trigo localizado no sul da Austrália que enfrenta a decisão de continuar a produzir trigo ou converter a terra para produção de uma árvore que pode ser usada como biomassa para produção de eletricidade. O estudo assume que uma vez que a decisão de conversão é tomada, o detentor da terra deve continuar a produzir a cultura usada como biomassa pelo tempo de vida útil da plantação e, após esse tempo, pode reverter a terra para plantação de trigo ou continuar a produzir a cultura destinada à produção de eletricidade. O modelo considera um horizonte de tempo infinito para a opção de cultivos que o fazendeiro tem à disposição. Os autores comparam os resultados obtidos ao modelarem a decisão de conversão e investimento em cultura de biomassa por meio da metodologia de Valor Presente Líquido simples e por meio de análise de Opções Reais. O nível de preço de comercialização de ambos os produtos é a única fonte de incerteza nos projetos e difere significativamente em qual ponto a opção de investir passa a ser atrativa. No cenário avaliado pela metodologia de Valor Presente Líquido, o nível de receita a ser obtida de biomassa por hectare é de aproximadamente AU\$ 420, enquanto por análise de Opções Reais o nível obtido foi de AU\$ 500 quando os preços de biomassa e da produção de trigo seguem processos estocásticos, valor substancialmente mais alto do que do cenário avaliado pela regra do VPL. Os resultados sugerem que avaliações realizadas exclusivamente por Valor Presente Líquido podem subestimar custos, especialmente quando o nível de incerteza é alto e alcançar estimativas irrealistas de mudança no uso da terra, com implicações para políticas públicas que buscam aumentar reflorestamento para captura de carbono.

Outros autores buscam expandir os métodos de solução de Opções Reais de maneira a condicionar a opção de exercício a algum outro fator. LOCATELLI, MANCINI e LOTTI (2020) apresentam a ideia de limiar de exercício, em que o exercício da opção é uma função do valor de alguma outra variável (chamadas pelos autores de variáveis de estado) como, por exemplo, o preço médio da eletricidade em um período anterior, e que

seguem, de maneira geral, um processo estocástico. Assim a decisão de exercício é determinada quando o valor de uma ou mais dessas variáveis de estado ultrapassa um valor base, ou valor limiar. A maior diferença desse tipo de método em relação à métodos de solução tradicional de Opções Reais é a do tipo de distribuição criado entre os cenários, com vários pontos de decisão em que os VPLs são iguais a zero (porque as variáveis de estado não atingiram os valores base) e poucas iterações em que o VPL é positivo. Assim um cenário em que as variáveis de estado inexistem ou possuem valores baixos são mais próximos de uma resolução por Valor Presente Líquido, em que a decisão de investir quase sempre é tomada. Os autores desenvolvem um método que otimiza a determinação dos limiares das variáveis de estado, visto que essas determinam a decisão de exercício em última instância, por meio de simulações de Monte Carlo e a definição de um intervalo da variável de estado alvo de modo que a opção de exercício seja exercida 100% do tempo para o limite inferior e outro em que a opção de exercício seja tomada em zero ou próximo de zero do tempo. Assim existe um valor para a variável dentro desse intervalo que maximiza o VPL do projeto e deve ser tomado como valor alvo para a variável de estado. Os autores mostram que o método pode ser expandido para múltiplas variáveis com relativa facilidade através do emprego de métodos computacionais modernos.

Apesar de necessário para atingimento dos objetivos de redução global das emissões de gases estufa, investimentos em energias renováveis ainda possuem altos custos embora seus benefícios ainda não sejam propriamente entendidos, o que faz com que projetos dessa categoria sejam avaliados como menos custo efetivos do que tecnologias tradicionais e efetivamente abandonados, especialmente no Brasil. NOUICER (2015) realiza a análise de um projeto de energia eólica no Brasil utilizando a abordagem de opções reais compostas em múltiplos estágios e o *framework* regulatório brasileiro, considerando as particularidades de investimento em energias renováveis feitas no país, incluindo os custos médios de investimento em energia eólica no Brasil, os valores de preços locais e as especificações típicas de projetos, incluindo custo de capital, nível de impostos, descontos em tarifas e especificações de leilões de energia elétrica no país. O autor considera dois cenários, um otimista e outro pessimista com múltiplas variáveis sensibilizadas, incluindo parcela do investimento adquirida do BNDES (Banco Nacional

de Desenvolvimento), o que afeta o custo de capital do projeto, taxa de câmbio, que afeta o custo do investimento e taxa de carga da usina, que afeta o volume total produzido de eletricidade. O estudo, então, compara as computações obtidas pelo método do Valor Presente Líquido aos resultados obtidos quando incorporadas as opções de flexibilidade possibilitada pelo método de Opções Reais. O primeiro método retornou VPLs negativos em todos os cenários, sugerindo que o investimento não deve ocorrer. No entanto, quando existe flexibilidade de aguardar antes de comprometer-se com o investimento, permitido pelo emprego de Opções Reais, o autor encontrou valores positivos de VPL, o que sugere que os investimentos devem ser empreendidos. Os resultados ajudam a entender a relutância em investimento de certos projetos de energia renovável no Brasil e podem auxiliar o regulador do sistema elétrica a mudar o quadro regulatório ou especificações dos leilões (inclusive preços) de modo a atrair investidores para projetos de energia renovável no país.

3. Dados

Neste trabalho é realizada a estimativa do valor de uma opção real cujo resultado é derivado da instalação e conversão hipotética de uma fazenda de cultivo de cana-de-açúcar cuja produção é destinada exclusivamente para a produção de etanol (não há a opção de comercialização de sacas de açúcar). Para a modelagem dos fluxos de caixa provenientes de ambas as atividades e cômputo do valor da opção é necessário estimar as receitas provenientes da realização de ambas as atividades. Desta forma, por meio da simulação dos preços de comercialização de ambos os commodities é possível simular as potenciais receitas que ambos os projetos podem auferir. Assim é necessário criar uma série de preços sintética para eletricidade e etanol.

Para simulação das receitas advindas do projeto de geração fotovoltaica, a série de preços considerada foi do Preço de Liquidação das Diferenças (ou PLD), o preço de referência negociado em contratos de derivativos de energia elétrica no Ambiente de Comercialização Livre no Brasil. O Ambiente de Comercialização Livre é um mercado onde os contratantes de energia elétrica negociam diretamente contratos de fornecimento de energia com as geradoras de energia elétrica ou com comercializadoras, com parâmetros como preço, prazo de entrega e volume definidos diretamente em

negociação. Podem participar do Ambiente de Comercialização Livre os chamados consumidores livres e consumidores especiais. consumidores livres são aqueles que possuem demanda mínima de 1,5MW e podem optar pela escolha do seu fornecedor de energia livremente. Consumidores especiais é uma classe de consumidores que possuem demanda entre 0,5MW e 1,5MW e possuem o direito de comprar energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes de energia renovável e incentivadas, como energia produzida de fontes solares, eólicas e biomassa. A contrapartida é o Ambiente de Contratação Regulado, onde estão os chamados consumidores cativos que comprem sua energia das distribuidoras que atendem regionalmente na unidade de consumo, sem possibilidade de negociação dos parâmetros, que são regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O mercado regulado é o maior dos mercados, com cerca de 63% de todo o volume de energia elétrica negociado (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE), 2022). O preço de referência de negociação no ACL é o PLD, calculado e disponibilizado online diariamente pela CCEE. O PLD é calculado como toda a energia elétrica produzida, mas não contratada pelo mercado. Para cálculo do preço são utilizados modelos computacionais chamados Newave, Decomp e Dessem que determinam a melhor precificação da energia elétrica para dado momento e é utilizado como base para negociação dos contratos de energia de curto prazo. A CCEE disponibiliza a base de dados com o PLD nas periodicidades horária, semanal e mensal para os submercados do Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Para cálculo da série de preços simulada, a base de dados selecionada foi o PLD semanal especificamente para o submercado do Sudeste/Centro-Oeste, visto que esse é o submercado relevante, uma vez que a fazenda hipotética estaria localizada no Estado de São Paulo e venderia sua energia elétrica diretamente no ACL ao preço *spot*, isto é, um projeto que venderia energia ao preço competitivo de mercado sem o firmamento de contratos de fornecimento de longo prazo. O período considerado foi da semana terminando em 30/11/2001 até a semana terminando em 28/10/2022. A tabela 1 abaixo mostra as estatísticas sumário da base de dados utilizada na simulação:

Tabela 1 - Estatísticas descritivas da base de dados dos Preços de Liquidação das Diferenças

Estatística	SE/CO	S	NE	N
Número de observações	1097	1097	1097	1097
Média	163,17	158,31	163,84	143,93
Desvio padrão	185,96	184,72	186,26	175,10
Min	4,00	4,00	4,00	4,00
25%	27,96	26,32	19,50	18,59
50%	93,90	88,21	93,55	71,35
75%	220,16	210,25	231,12	192,06
Max	822,83	822,83	822,83	822,83

Fonte: elaborado pelo autor com base em CCEE, 2022

É possível notar que a base de dados apresenta desvio padrão relativamente altos e valores de pico que diferem da média em desvios padrão maiores do que dois. Isto é explicado pelas características físicas da eletricidade, uma vez que não é possível criar estoques da energia já produzida, o que faz que em momentos em que existe um descasamento entre oferta e demanda de energia o preço pode tornar-se bastante volátil o que causa choques nos preços no curtíssimo prazo.

Para modelagem dos preços de etanol, a base de dados utilizada foi a série de preços disponibilizada pelo Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada da Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiróz/Esalq-USP (CEPEA). O CEPEA disponibiliza séries de preços ao produtor do etanol hidratado e anidro em frequência diária, semanal, mensal e anual para diversos estados brasileiros, incluindo São Paulo. A base de dados utilizada foi a série de preços do etanol hidratado e anidro para o Estado de São Paulo iniciando na semana do dia 29/11/2002 até 18/11/2022. Para que os preços modelados estejam em maior consonância com aqueles que formariam a receita de um produtor médio, a base de dados foi modificada para que a série relevante seja uma média ponderada dos preços do etanol anidro e do etanol hidratado com peso de 70% para o primeiro e 30% para o último como sugerido por BASTIAN-PINTO, BRANDÃO e HAHN (2009). A tabela 2 abaixo mostra as estatísticas descritivas das séries de preço utilizadas:

Tabela 2 - Estatísticas descritivas da base de dados dos preços do etanol anidro e etanol hidratado

Estatística	Etanol anidro	Etanol hidratado	Média ponderada
Número de observações	1043	1043	1043
Média	1,48	1,31	1,43
Desvio padrão	0,78	0,68	0,75
Min	0,37	0,31	0,36
25%	0,88	0,77	0,85
50%	1,32	1,17	1,27
75%	1,83	1,63	1,78
Max	4,53	3,89	4,34

Fonte: elaborado pelo autor com base em CEPEA, 2022

Em comparação à série de preços do PLD, o comportamento dos preços do etanol segue um padrão que exhibe menos choques, o que afeta as receitas na medida em que o projeto de venda de etanol exhibe receitas mais estáveis.

4. Modelo

Para simulação das séries de preços relevantes que formam as receitas de cada projeto a opção foi pela escolha de modelos que seguem um processo estocástico de reversão à média, uma vez que preços de commodities tendem a seguir esse padrão (BASTIAN-PINTO; BRANDÃO; HAHN, 2009). Processos de reversão à média são um tipo de processo de Markov cujo sinal e grau de mudança são dependentes do nível atual da variável e reverterem à um valor de longo prazo que usualmente é assumido como a média de longo prazo da variável. O modelo mais simples de reversão à média é o processo chamado de Ornstein-Uhlenbeck que utiliza com único fator para descrição do movimento em torno da média. Esse tipo de processo possui a seguinte forma:

$$dY_t = \eta(\bar{Y} - Y_t)dt + \sigma dz_t \quad (1)$$

Para preços de commodities, Y_t é considerado como o log do preço, η é o coeficiente de reversão à média, que mede a velocidade de convergência do processo, σ é a volatilidade do processo e dz é um processo de Weiner. É conveniente que Y_t assuma a forma do log do preço uma vez que é típica que exista a suposição de que a distribuição de preços de commodities siga a distribuição lognormal, o que permite que os preços não assumam valores negativos além de permitir que a modelagem possa ser baseada no comportamento estocásticos dos retornos (BASTIAN-PINTO; BRANDÃO; HAHN, 2009). A equação diferencial estocástica (1) possui uma solução de Markov única e forte (MALLER; MÜLLER; SZIMAYER, 2009) que pode ser definida da seguinte forma:

$$Y_t = \bar{Y}(1 - e^{-\eta t}) + Y_0 e^{-\eta t} + \sigma e^{-\eta t} \int_0^t e^{\eta s} dz_s \quad (2)$$

A equação diferencial estocástica (1) representada na forma (2) possui a vantagem de permitir discretização via diferença de resultados, assim é possível aproximar a equação (2), que aceita os parâmetros de tempo contínuo para uma versão discreta que aceita os incrementos de tempo discretamente. O trabalho utiliza a equação proposta por BASTIAN-PINTO, BRANDÃO e HAHN (2009) para que seja possível estimar os parâmetros do modelo através dos dados de preço de etanol e energia elétrica:

$$Y_t = \exp \{ \ln[Y_{t-1}] e^{-\eta \Delta t} + \left[\ln(\bar{Y}) - \frac{\sigma^2}{2\eta} \right] (1 - e^{-\eta \Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta \Delta t}}{\eta}} N(0, 1) \} \quad (3)$$

Desta forma é possível fazer a estimação consistente dos parâmetros do seguinte modelo por meio do método de mínimos quadrados ordinários (SCARCIOFFOLO; PEROBELLI; CHIMELI, 2018):

$$\ln(Y_t/Y_{t-1}) = (1 - e^{-\eta \Delta t})(\ln(\bar{Y}) - \frac{\sigma^2}{2\eta}) + (e^{-\eta \Delta t} - 1)b - 1 \ln Y_{t-1} \quad (4)$$

Os parâmetros de coeficiente de reversão à média, volatilidade e média de longo prazo são dados pelas equações (5), (6) e (7), respectivamente, descritas abaixo:

$$\eta = -\ln(b)/\Delta t \quad (5)$$

$$\sigma = \sigma_{\varepsilon} \sqrt{\frac{2 \ln(b)}{(b^2 - 1) \Delta t}} \quad (6)$$

$$\bar{Y} = \exp \left[\left(a + \frac{\sigma_{\varepsilon}^2}{(1 + b)} \right) \right] / (1 - b) \quad (7)$$

Uma vez estimados os parâmetros e computadas as simulações de preços por meio de simulação de Monte Carlo implementada computacionalmente na linguagem de programação Python é necessário calcular os fluxos de caixa de cada projeto. Como os projetos possuem características distintas entre si, uma vez que é assumido que a usina de produção sucroalcooleira já está operante e precisaria ser convertido em uma planta de geração fotovoltaica, os modelos de fluxo de caixa também devem ser distintos entre si.

5. Fluxo de caixa da planta de geração fotovoltaica

Para cálculo do fluxo de caixa operacional da planta de geração fotovoltaica foram algumas premissas de capacidade operacional do projeto foram assumidas. A tabela 3 resume os principais pressupostos utilizados para as características operacionais e financeiras do projeto:

Tabela 3 - Premissas operacionais e financeiras do projeto de geração fotovoltaica

Premissa	Valor
Capacidade instalada (em MW)	5
Capacidade dos painéis solares (em MWp)	500
Área utilizada pela unidade de painel solar (em m ²)	5
Eficiência dos painéis solares (em %)	20
Custo do investimento – CAPEX (por 1 MW, em R\$ milhões)	4
Vida útil dos equipamentos (book life, em anos)	20
Custo operacional (anual, em R\$ mil)	150
Alíquota do imposto de renda (em %)	34
D/E ratio (em %)	71
Custo médio da dívida (em %)	8
Prazo da dívida (incluindo amortização, em anos)	5
Tempo de construção do projeto (em meses)	18

Fonte: elaborado pelo autor, 2022

A escolha por capacidade instalada de 5MW deve-se ao fato de que usinas solares com até 5MW instalados de potência podem ser classificados como projetos de geração distribuída e tipicamente são os projetos mais comuns dessa modalidade e, qualificar-se-iam melhor para instalação em uma propriedade rural que se qualificam para instalação em áreas rurais de tamanho típico. As especificações da capacidade dos painéis solares, eficiência, custo do investimento e custo operacional e tempo de construção foram obtidas a partir de publicações especializadas da indústria de geração fotovoltaica, com os valores assumidos seguindo as características médias de um empreendimento deste tipo¹². A alíquota de imposto de renda foi assumida como a mesma de uma empresa que se enquadra no lucro real. Os prazos e custos da dívida foram assumidos como os custos médios de dívida de companhias de energia do setor, geradoras de energia elétrica,

¹ Como montar uma fazenda solar?. Canal Solar, São Paulo, 31 de jan. de 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/como-montar-uma-fazenda-de-energia-solar/>> . Acesso em: 28 de nov. de 2022

² Quanta energia produz um painel solar?. Portal Solar, Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/uma-placa-solar-gera-quanto-de-energia>>. Acesso em: 20 de nov. de 2022

listadas na B3 e participantes do índice IEEX (Índice de energia elétrica da B3). Por fim o D/E ratio foi obtido a partir da base de dados online publicada pela New York University³.

Definidos os parâmetros do projeto, é possível calcular as receitas e custos da usina e definir o fluxo de caixa em cada período. Para as receitas, basta multiplicar o preço do período pela quantidade produzida (determinada pela capacidade instalada e produtividade efetiva da usina) em frequência mensal com a subtração dos custos operacionais, depreciação e amortização, despesas financeiras e imposto de renda. Como proposto por (SCARCIOFFOLO; PEROBELLI; CHIMELI, 2018), para determinação do fluxo de caixa livre é necessário adicionar novamente a depreciação e amortização, visto que é uma despesa sem efeito no caixa da companhia. A depreciação e amortização foi assumida como linear, bastando dividir o CAPEX pela vida útil dos ativos. Por fim, subtrai-se a amortização da dívida para obter o fluxo de caixa livre do projeto para os detentores de *equity* (VERNIMMEN et al., [s.d.]). Para cálculo do fluxo de caixa operacional o seguinte procedimento foi utilizado e é descrito na tabela 4 a seguir:

Tabela 4 - Cálculo do fluxo de caixa do projeto de geração solar

Fluxo de caixa livre da usina solar
Receita com venda de eletricidade
(-) Custos operacionais
(=) EBITDA
(-) Depreciação e amortização
(-) Despesas financeiras
(=) EBT
(-) Imposto de renda
(+) Depreciação e amortização
(-) Amortização da dívida
(=) Fluxo de caixa livre
Fonte: elaborado pelo autor, 2022

³ Betas by Sector (US). NYU, Aswath Damodaran, New York, 31 de jan. de 2022. Disponível em: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html>. Acesso em 28 de nov. de 2022

6. Fluxo de caixa da fazenda produtora de cana-de-açúcar

A determinação dos parâmetros da usina produtora de cana-de-açúcar foi, em parte definida pelos parâmetros operacionais da usina fotovoltaica, visto que há correlação entre as duas operações no que tange à área total ocupada por ambos os projetos. A tabela 5 abaixo resume os principais parâmetros operacionais e financeiros da fazenda produtora de cana-de-açúcar:

Tabela 5 - Premissas operacionais e financeiras da usina de cana-de-açúcar

Premissa	Valor
Área total ocupada (em hectares)	5
Produtividade da terra (produção de cana-de-açúcar, em ton/ha)	71
Capacidade de produção de etanol (em litros/ton)	80
Custos operacionais (em R\$/ton)	83
Alíquota do imposto de renda (em %)	34
D/E ratio (em %)	34
Custo médio da dívida (em %)	10

Fonte: elaborado pelos autores, 2022

A área total ocupada é uma função da capacidade instalada definida no projeto de geração fotovoltaica. Para instalação de 5MW de potência e considerando área ocupada por painel de 5m² para painéis com potência nominal de 500W, basta dividir a potência instalada pela potência nominal de cada painel e multiplicar pela área ocupada por painel e por 1000000 para conversão de W em MW. Assim a área total ocupada é de 50000m² ou 5 hectares. Dessa forma, assume-se que a fazenda possui a área obtida por esse procedimento e pode ser convertida em eventualmente para o projeto de geração solar com a potência instalada desejada.

A produtividade da terra foi obtida através das estimativas publicadas no relatório de previsão da safra 2022/2023 elaborado pela Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) (COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO - CONAB, 2022) sendo 72 toneladas por hectare a produtividade esperada para o Estado de São Paulo. A capacidade de produção de etanol foi replicada do trabalho de (BASTIAN-PINTO;

BRANDÃO; HAHN, 2009) que estimam a produtividade média da tonelada de cana-de-açúcar em 80 litros. Por último, a estimativa dos custos operacionais por tonelada foi obtida através da Série Histórica de Custos de Produção da Cana-de-açúcar disponível online. O valor de R\$ 83 por tonelada é baseado nas estimativas de 2022 de agricultores da cidade de Penápolis em SP e considera custos variáveis e fixos da lavoura e administrativos.

Para o caso da usina de moagem de cana-de-açúcar, o cálculo do fluxo de caixa é similar ao da usina solar, mas com algumas diferenças importantes por conta da usina, por construção do modelo, já estar em operação, assim investimentos e dívida são assumidos como nulos (visto que o último só seria contraído como fonte de financiamento para novos investimentos). As receitas são estimadas de forma similar, com a multiplicação dos preços ponderados (70% etanol anidro e 30% etanol hidratado) do etanol pela capacidade de produção seguida pela subtração de um imposto de venda, custos operacionais e imposto de renda. Assume-se que não existem mais ativos elegíveis para serem depreciados contabilmente. A tabela 6 ilustra o cálculo do fluxo de caixa livre para a usina sucroalcooleira:

Tabela 6 - Cálculo do fluxo de caixa da usina sucroalcooleira

Fluxo de caixa livre da usina sucroalcooleira
Receita com venda de etanol
(-) impostos diretos sobre a venda de etanol
(=) Receita líquida
(-) Custos operacionais
(=) EBITDA
(=) EBT
(-) Imposto de renda
(=) Fluxo de caixa livre

Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Os fluxos de caixa são obtidos após a simulação de preços e subtração de custos e despesas são trazidos a valor presente por meio do desconto dos fluxos de caixa

através de uma taxa adequada para obtenção do valor do *equity* de cada projeto. A tabela 7, disposta abaixo, representa os principais parâmetros utilizados para formulação do custo de equity de cada projeto, além do custo de equity para cada firma por meio do modelo CAPM:

Tabela 7 – Parâmetros de estimação do custo de equity e custo de equity de cada projeto estimado pelo CAPM

Parâmetro	Usina fotovoltaica	Usina sucroalcooleira
Taxa livre de risco (em %)	6,22	6,22
Prêmio de risco de mercado (em %)	7,21	7,21
Beta	0,57	1,15
Custo de equity (Ke) (em %)	10,32	14,51

Fonte: elaborado pelo autor, 2022

A taxa livre de risco foi obtida através da Série Histórica de Preços da NTN-B publicada pelo Tesouro Nacional (TESOURO DIRETO, 2022). A taxa de 6,22% foi selecionada como o último valor de negociação de compra da NTN-B com vencimento em 15/08/2032. O prêmio de risco de mercado foi obtido através da publicação de estimativas de prêmio de risco por país publicada pela New York University⁴. O beta do projeto de energia elétrica foi estimado a partir da média ponderada pelo *market cap* dos betas de 6 empresas do setor de energia que são listadas na B3, fazem parte do índice IEEX (Índice de Energia Elétrica da B3) e possuem ativos de geração de energia. As seis empresas selecionadas foram CPFL Energia, EDP Energias do Brasil, Eneva, Engie Brasil, Equatorial Energia e Neoenergia. De maneira similar o beta da empresa de produção de etanol foi obtido a partir da ponderação por *market cap* dos betas de 3 empresas do setor sucroalcooleiro. As empresas selecionadas são listadas na B3, participantes do índice IAGRO-FFS da B3 e com negócios em produção de cana-de-açúcar. As empresas escolhidas foram São Martinho, Cosan e BrasilAgro.

⁴ Country Default Spreads and Risk Premiums. NYU, Aswath Damodaran, New York, 31 de jan. de 2022. Disponível em: < https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html >. Acesso em: 28 de nov. de 2022

Por meio da aplicação do modelo CAPM foram obtidos os custos de *equity* (K_e), cuja equação de determinação do custo de equity segue a seguinte especificação:

$$K_e = R_f + (R_m - R_f)\beta \quad (8)$$

K_e é o custo de *equity* e a taxa de desconto apropriada dos fluxos de caixa livres para os detentores do *equity* do projeto. R_f é a taxa livre de risco, representada pela remuneração de um título de longo prazo do governo, R_m é o prêmio de risco de mercado, ou o prêmio exigido pelos investidores para deterem *equity* e incorrerem no risco associado a esse tipo de instrumento e β é um fator que representa a medida de risco sistemático de determinado instrumento ou portfólio além do risco de mercado (VERNIMMEN et al., 2022). Usando os parâmetros descritos na tabela 7 foi possível estimar os K_e de ambos os projetos e essas taxas foram utilizadas para descontar os fluxos de caixa livre da usina solar e fazenda produtora de etanol em todas as simulações.

Após a obtenção dos modelos de preços, fluxos de caixa e taxas de desconto é possível computar o valor da opção real que um detentor de terra possui quando enfrenta a decisão de abandonar os fluxos de caixa da produção de etanol para obter os fluxos de caixa oriundos da venda de energia elétrica produzida por uma usina solar a ser instalada no terreno onde previamente operava a fazenda produtora de cana-de-açúcar. É possível computar o valor dessa opção real por meio da simulação da incerteza dos fluxos de caixa do projeto por meio de simulação de Monte Carlo. Este trabalho baseia-se na abordagem descrita por SCARCIOFFOLO, PEROBELLI e CHIMELI (2018), com o desconto dos fluxos de caixa e simulação dos valores presentes e obtenção do valor da opção real por meio da comparação do fluxo de caixa sem a opção de investir presente e com a opção de investimento, com a diferença formando o valor da opção (SMITH, 2005). No caso do presente modelo, a diferença tomada pela diferença do fluxo de caixa da fazenda produtora de etanol e da usina fotovoltaica.

7. Resultados

Por meio de uma regressão de mínimos quadrados ordinários foi possível obter os parâmetros necessários para a simulação do processo Ornstein-Uhlenbeck que assume-se ambos os preços dos commodities seguem. A tabela 8 abaixo descreve as estimativas

dos parâmetros do modelo obtidas pela regressão para as séries de preço de energia elétrica e etanol:

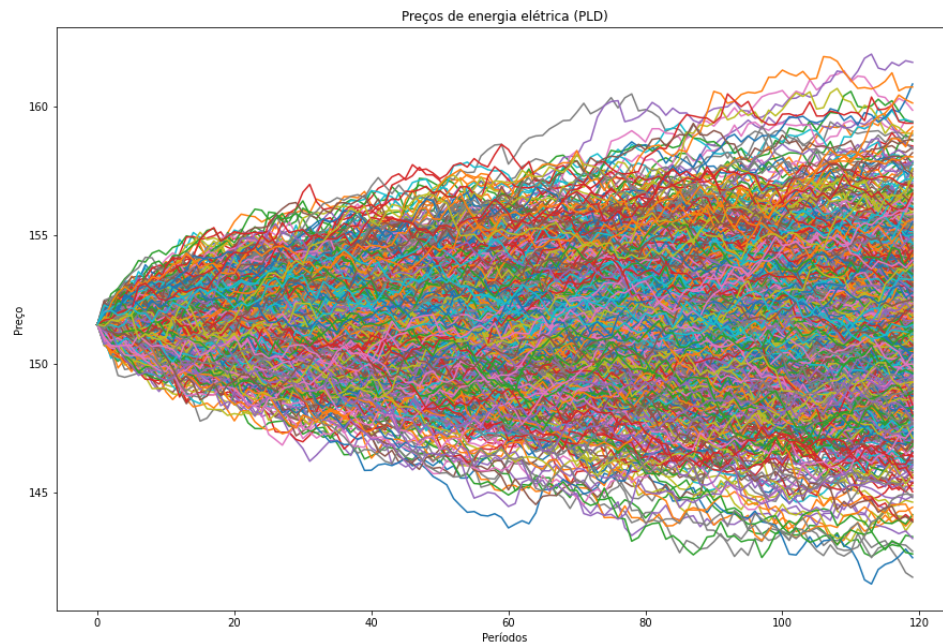
Tabela 8 – Parâmetros estimados do modelo de reversão à média Ornstein-Uhlenbeck

Estatística	PLD	Etanol
η	0,000139	0,001034
σ	0,288177	0,036581
$\bar{Y}$	151,537360	2,766145

Fonte: elaborado pelo autor, 2022

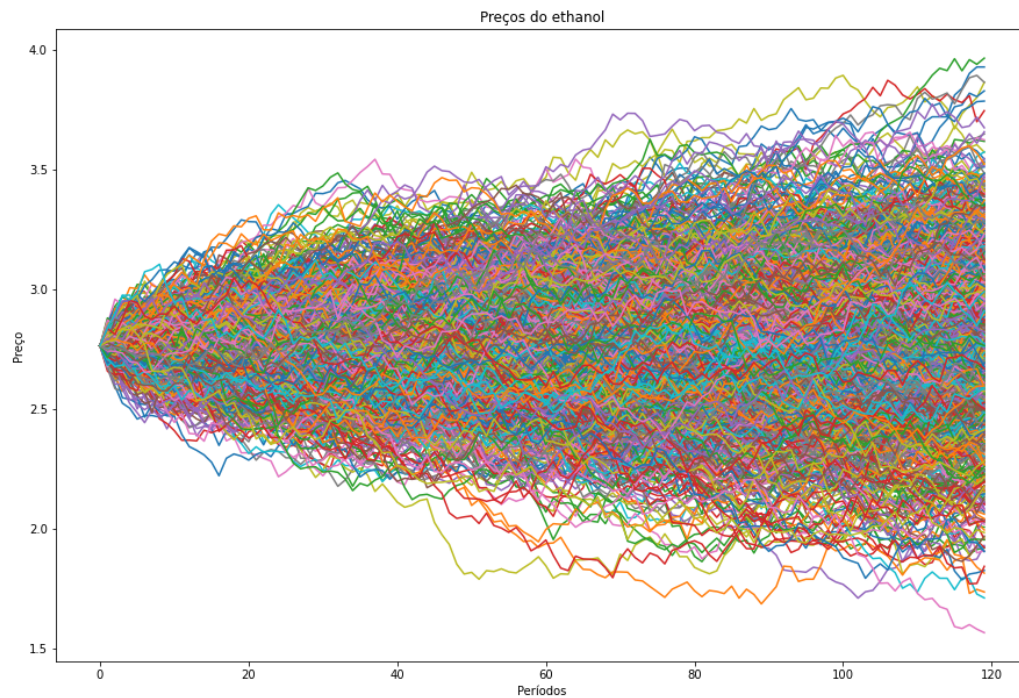
Uma vez estimados os parâmetros do processo, para obtenção dos valores de preços dos commodities foram feitas 1000 simulações mensais dos preços de eletricidade (PLD) e do etanol para um período de 10 anos, totalizando 120 meses. As figuras 4 e 5 abaixo ilustram o resultado das simulações de preços de eletricidade e etanol:

Figura 4 – Preços simulados de energia elétrica (PLD)



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

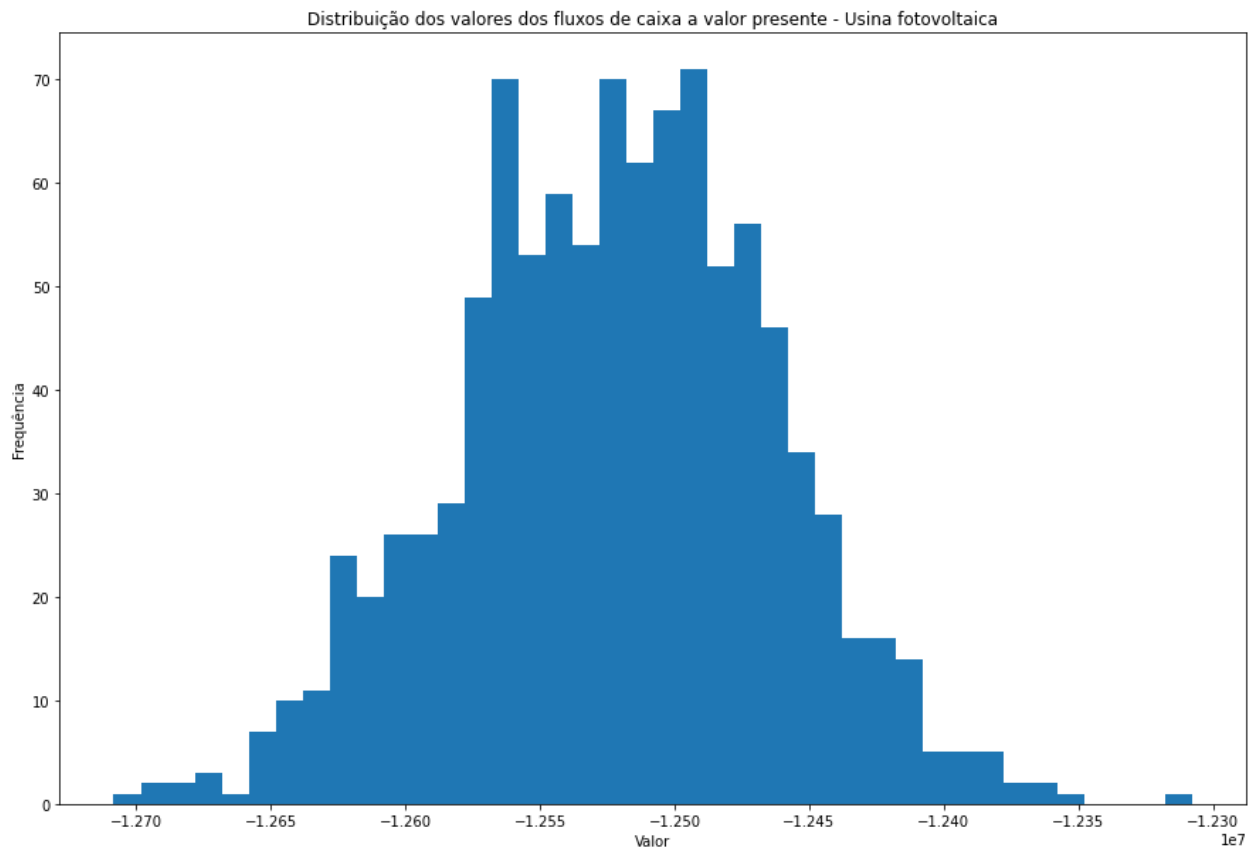
Figura 5 – Preços simulados do etanol



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

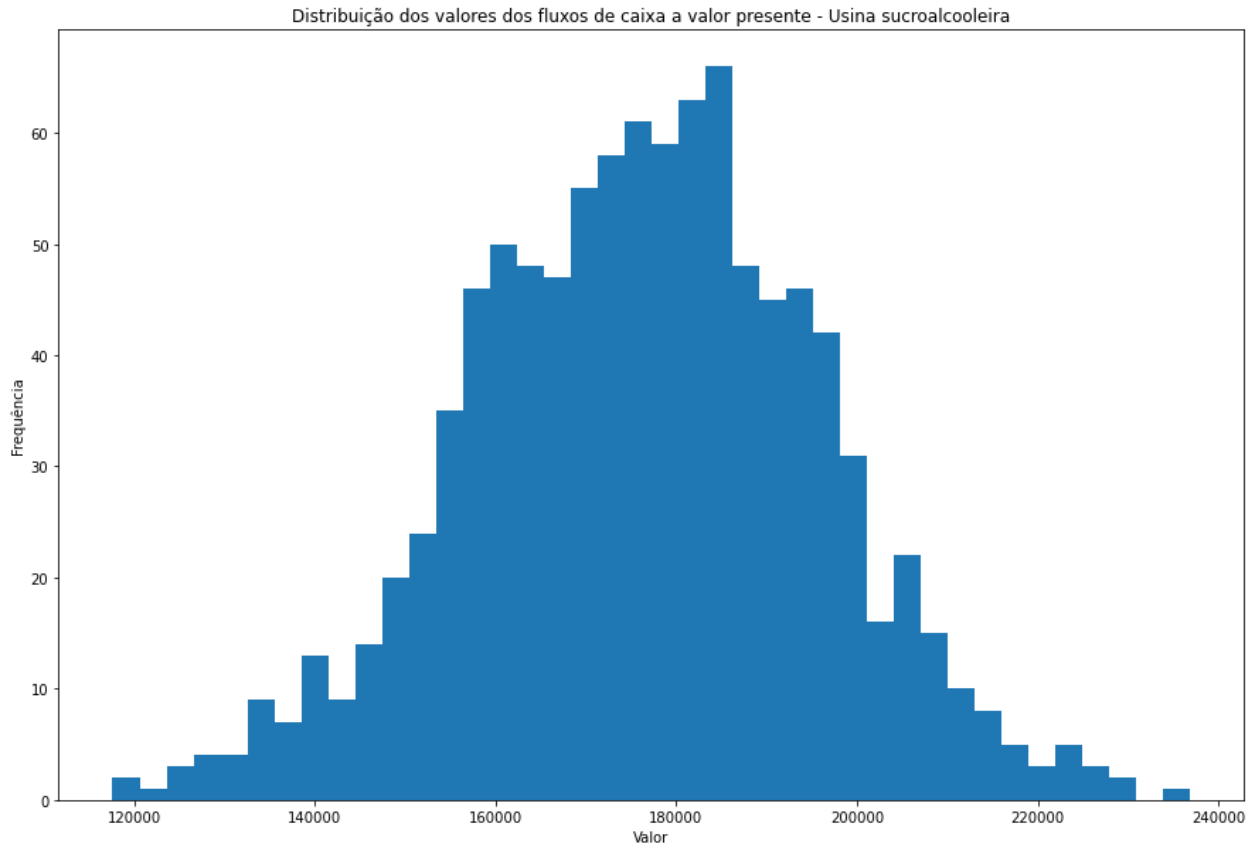
Após a simulação dos preços de ambos os commodities é possível estimar os valores dos fluxos de caixa anualizado a valor presente de cada um dos projetos e obter sua distribuição que pode ser visualizada nas figuras 6 e 7 abaixo:

Figura 6 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Figura 7 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina sucroalcooleira

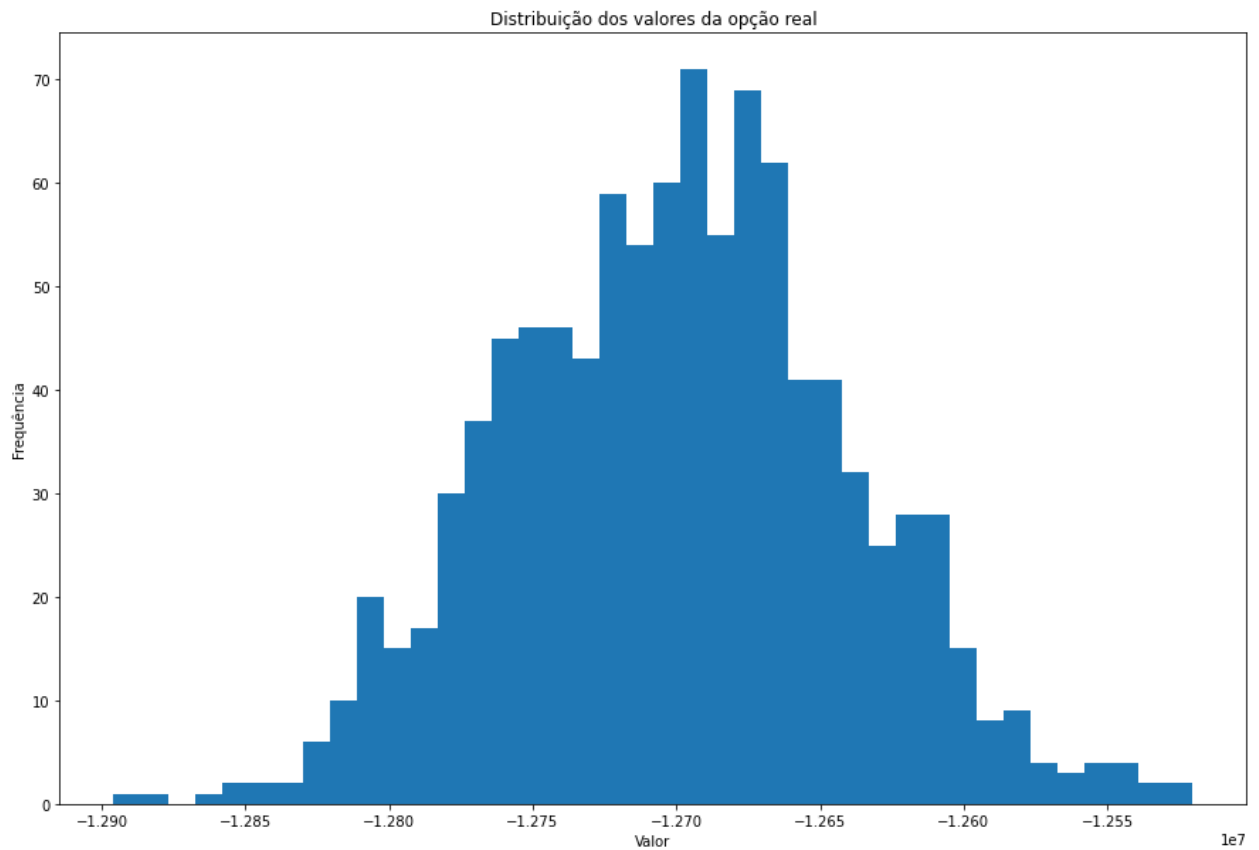


Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Como é possível observar pelas distribuições encontradas os fluxos de caixa do projeto de geração fotovoltaica são predominantemente negativos, enquanto os fluxos de caixa da usina são sempre positivos. Essa diferença significativa entre os resultados de ambos os projetos possui impacto importante para o valor da opção, uma vez que os fluxos de caixa negativos serão detrimenais para a decisão de exercício da opção, visto que o valor da opção é a diferença entre os dois processos simulados, dado que a opção é entre o abandono de um fluxo de caixa em favor do outro em métodos de resolução de opções reais com simulações de Monte Carlo (SMITH, 2005). É possível observar esse fenômeno na figura 8 abaixo, que mostra a distribuição do valor da opção e sua frequência na simulação:

Figura 8 – Distribuição dos valores da opção real

Fonte: elaborado pelo autor, 2022



A tabela 10 descreve as estatísticas sumário das simulações dos fluxos de caixa dos projetos de geração fotovoltaica, da usina sucroalcooleira e do valor da opção:

Tabela 9 – Estatísticas descritivas dos valores presentes dos projetos da usina fotovoltaica, usina sucroalcooleira e valor da opção

Estatística	Usina fotovoltaica	Usina sucroalcooleira	Valor da opção
Número de observações	1000	1000	1000
Média	-1252061	177068	-1.269768
Desvio padrão	57823	20245	61264
Min	-1270927	116855	-1290491
25%	-1256264	162837	-1273867
50%	-1252148	176833	-1269828
75%	-1247982	190630	-1265473
Max	- 1233326	239377	-1250571

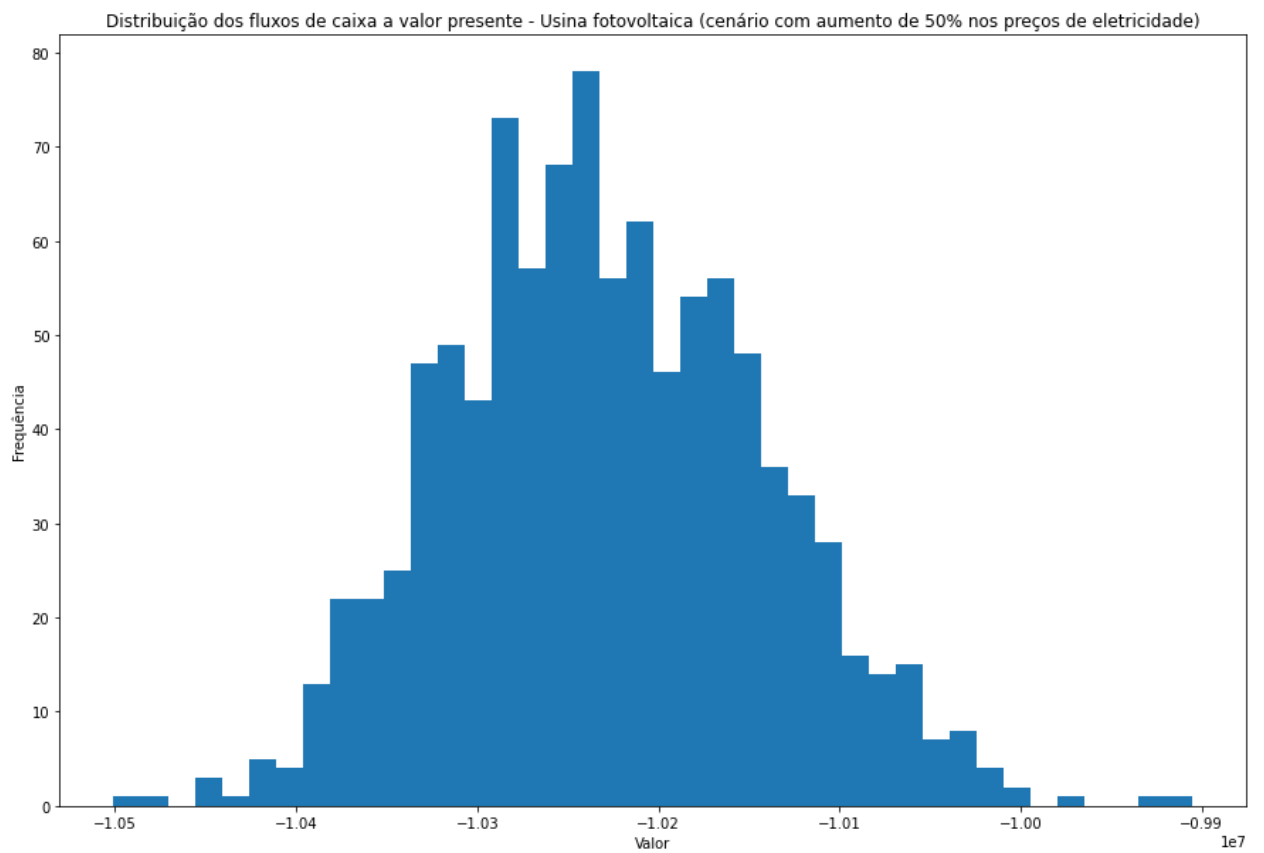
Fonte: elaborado pelo autor, 2022

De fato, o valor da opção nunca é maior do que zero, o que implica que a opção de esperar é exercida 100% do tempo. Esse resultado é compatível com o encontrado em estudos similares, como em (SCARCIOFFOLO; PEROBELLI; CHIMELI, 2018), que descreve um fenômeno semelhante em que os investimentos em energia renovável não são conduzidos em cenários de operação em mercados com preços competitivos.

8. Análise de sensibilidade

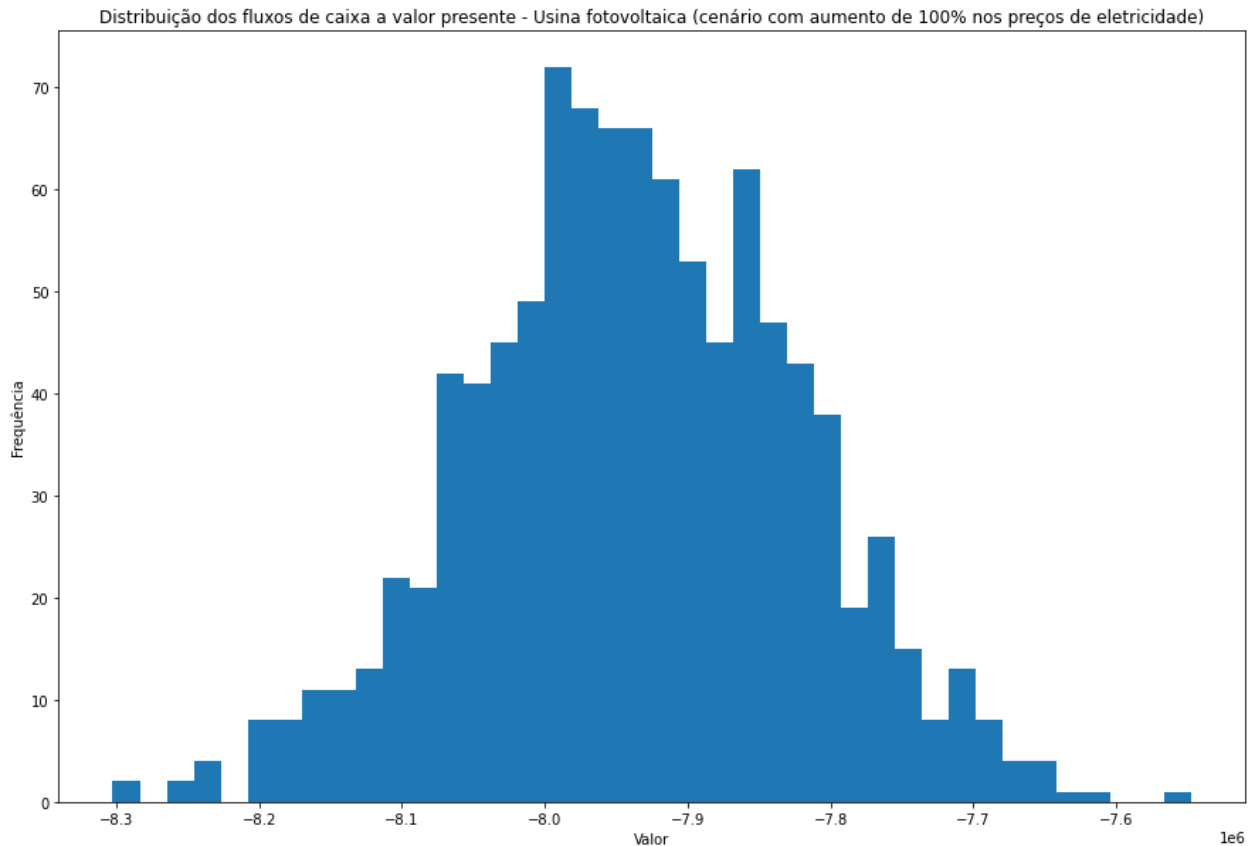
Seguindo a proposição de SCARCIOFFOLO, PEROBELLI e CHIMELI (2018) é possível sensibilizar os fluxos de caixa dos projetos para diferentes níveis de preços encontrados no mercado, assim como os custos, inclusive CAPEX. As figuras 9 e 10 mostram a distribuição do valor presente do fluxo de caixa do projeto da usina de geração fotovoltaica quando os níveis de preço de eletricidade são incrementados em 50% e 100%, respectivamente:

Figura 9 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com aumento de 50% nos preços de eletricidade)



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Figura 10 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com aumento de 100% nos preços de eletricidade)

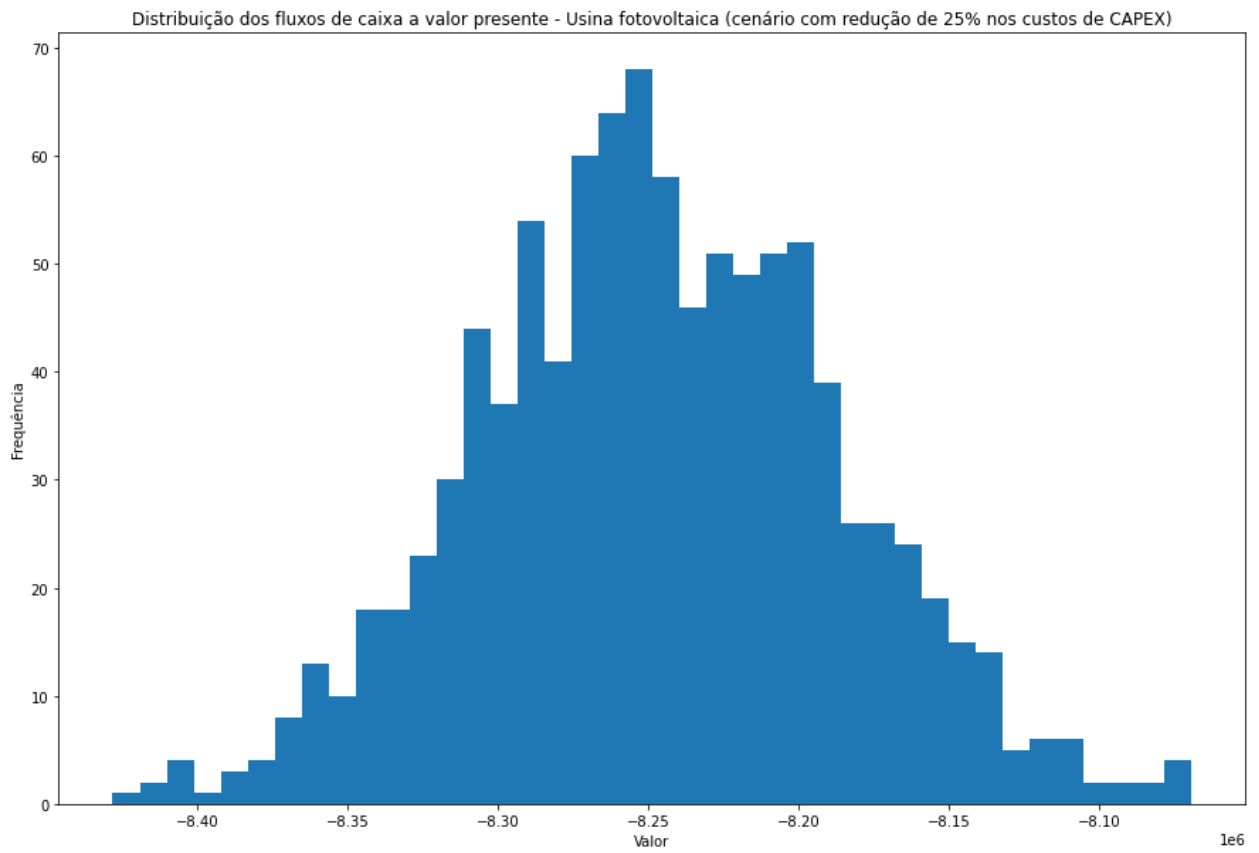


Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Apesar do aumento no valor dos fluxos de caixa, mesmo um incremento de 100% no nível dos preços de energia não é suficiente para que os valores presentes líquidos do investimento sejam levados para território positivo, o que ainda acarreta em não investimento e opção de esperar sendo exercida em 100% dos casos.

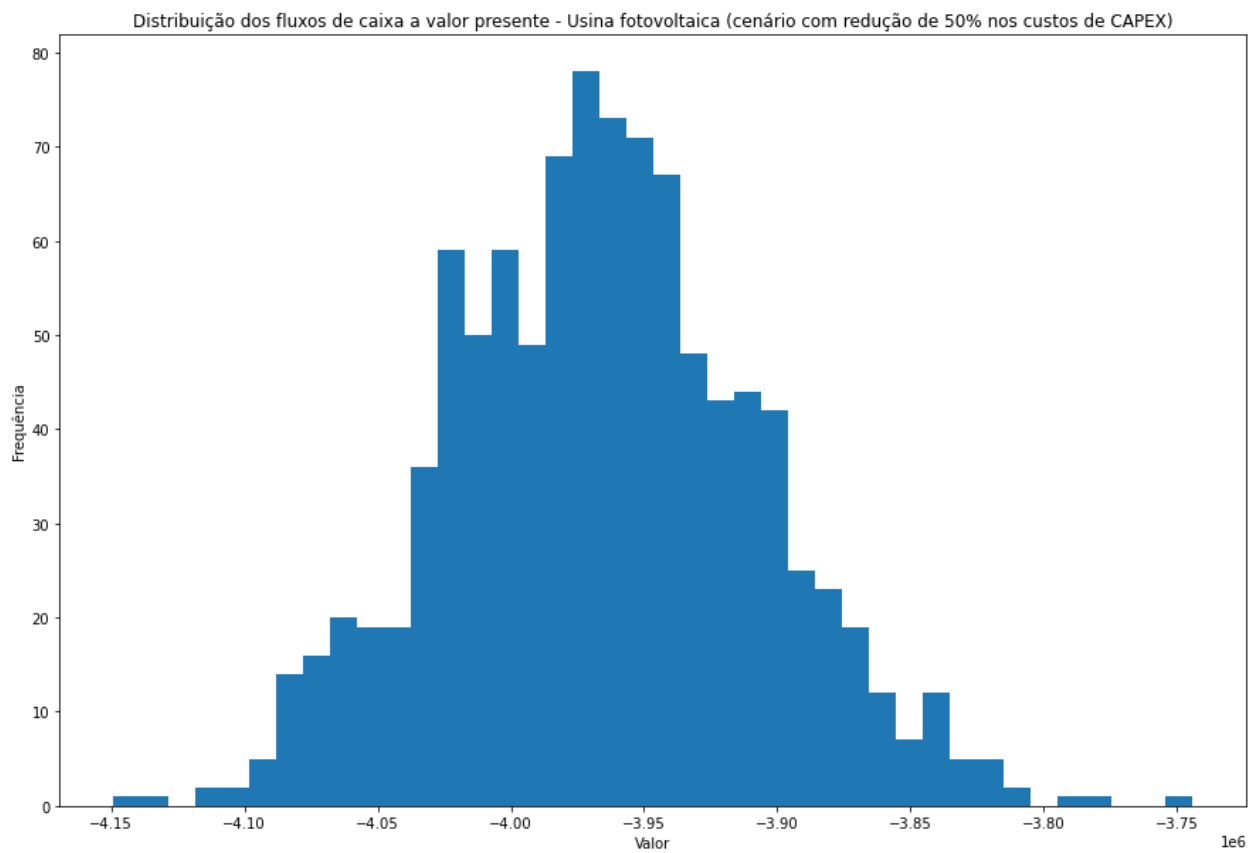
Uma segunda variável que pode ser sensibilizada é do custo do CAPEX, que, nos parâmetros originais do modelo encontra-se em R\$ 4 milhões por 1MW. Foram sensibilizados dois níveis de redução do CAPEX com desconto de 25%, 50% e 80%. As figuras 11 e 12 mostram os resultados dessa redução de custos e impacto na distribuição dos fluxos de caixa

Figura 11 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com redução de 25% nos custos de CAPEX)



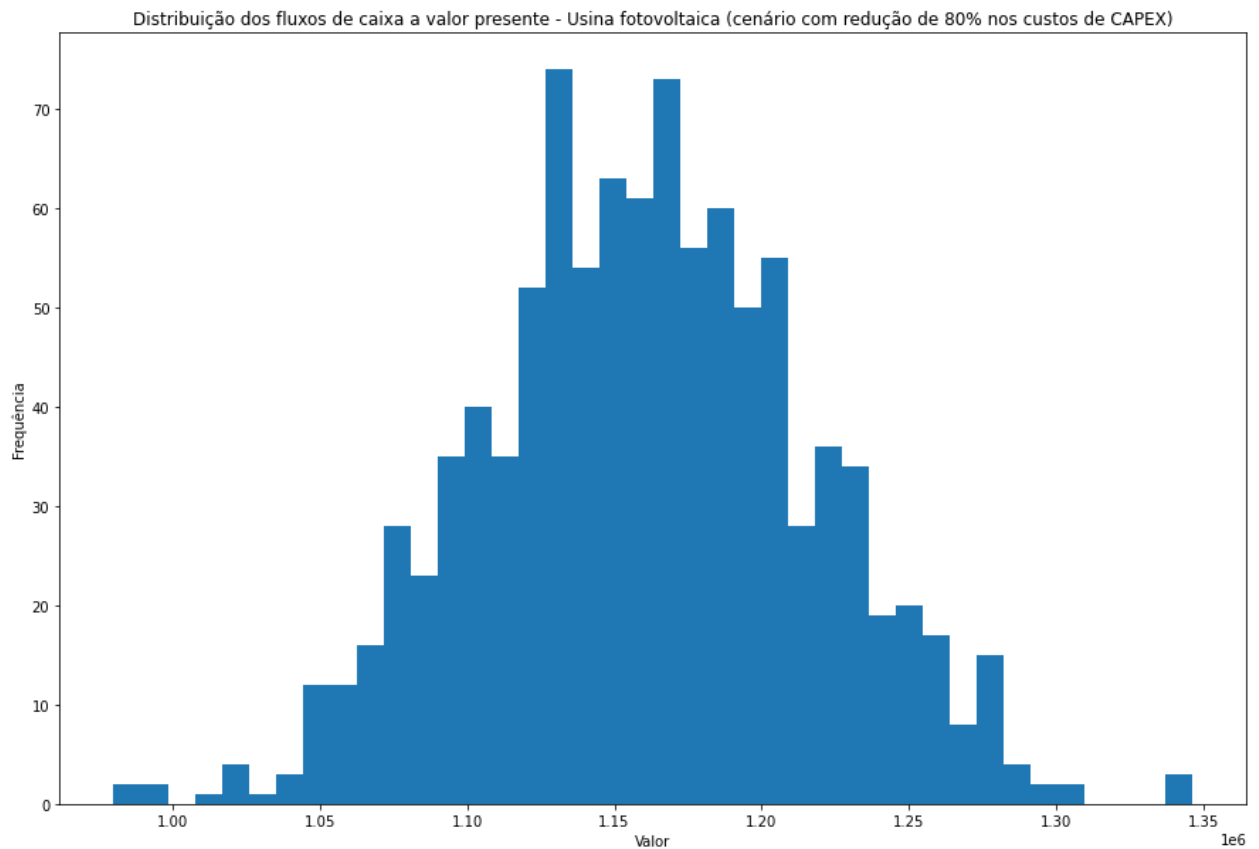
Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Figura 12 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com redução de 50% nos custos de CAPEX)



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

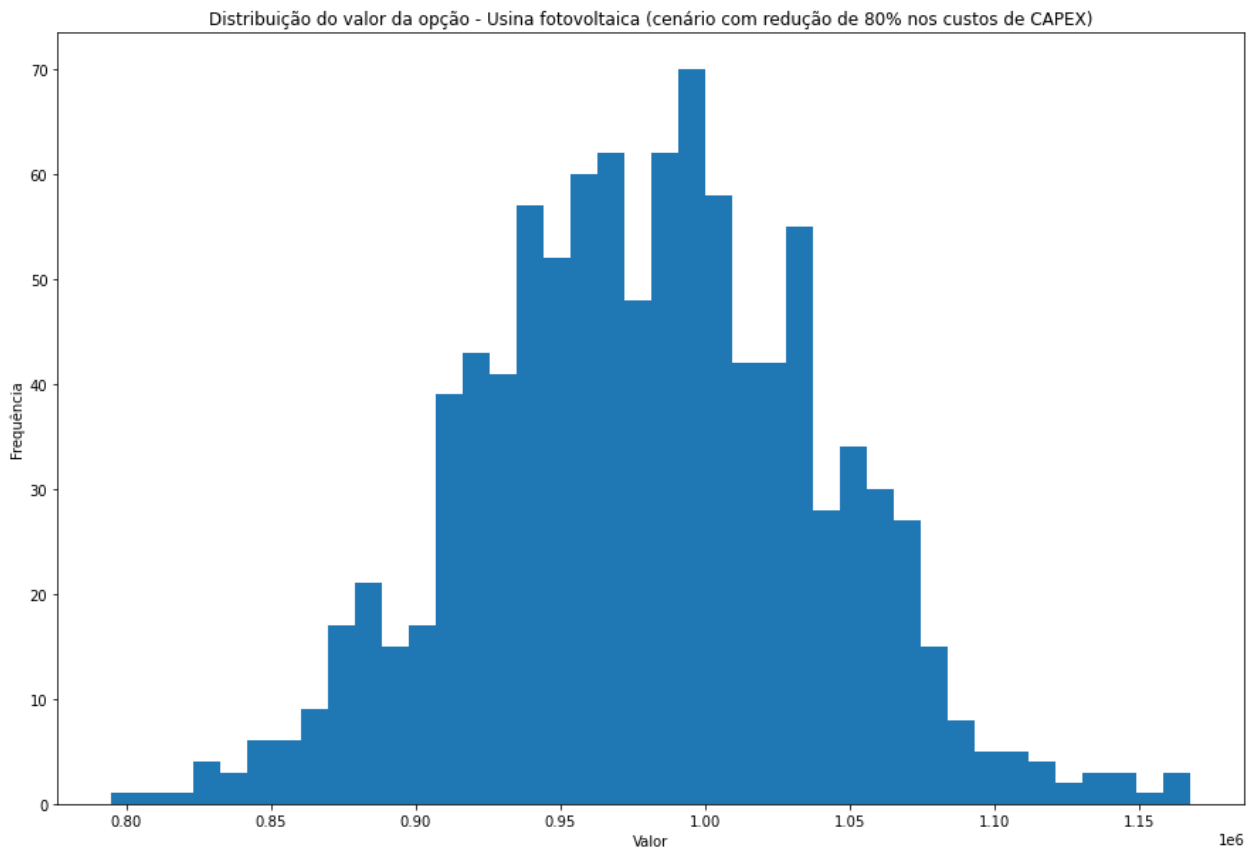
Figura 13 – Distribuição dos valores dos fluxos de caixa a valor presente – Usina fotovoltaica (cenário com redução de 80% nos custos de CAPEX)



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Nota-se que a redução nos custos de CAPEX possui impacto muito maior no valor dos fluxos de caixa do projeto de geração fotovoltaica do que os incrementos nos preços de eletricidade, mesmo aqueles de 100%, com o nível de redução de 80% capaz de trazer o valor presente líquido dos fluxos de caixa para níveis positivos. Em adição, essa redução também é capaz de trazer o valor da opção para o terreno dos valores positivos, o que sugere que o investimento seria realizado e haveria troca do uso da terra de destino de produção agrícola para produção de energia elétrica. A figura 14 ilustra a distribuição dos valores da opção com redução de 80% do CAPEX:

Figura 14 – Distribuição do valor da opção – Usina fotovoltaica (cenário com redução de 80% nos custos de CAPEX)



Fonte: elaborado pelo autor, 2022

Esse resultado sugere que a indução de instalação de capacidade de geração de energia elétrica em fontes renováveis ainda depende muito de subsídios e outros instrumentos que reduzam os custos de investimento necessários para a operacionalização de projetos do tipo. Os resultados também sugerem que é improvável que detentores de terra produtiva troquem o uso do fator em projetos de geração fotovoltaica que sejam concorrentes de produção agrícola, ao menos onde a produtividade da terra é alta, como é o caso do Estado de São Paulo.

É importante reforçar que os resultados obtidos pelo modelo devem ser encarados com cautela, visto que como visto em (SCARCIOFFOLO; PEROBELLI; CHIMELI, 2018) a modelagem das receitas não segue necessariamente o padrão observado em empreendimentos desse tipo, uma vez que as receitas de comercialização de energia elétrica podem ser garantidas na venda de contratos de fornecimento de longo prazo,

além de eventuais incentivos governamentais (descontos em tarifas, empréstimos a taxas de juros subsidiadas e descontos em impostos) não terem sido considerados no cálculo do investimento.

9. Conclusão

O estudo visou computar a opção real obtida por um proprietário de terra produtora de cana-de-açúcar para industrialização de etanol localizada no Estado de São Paulo que possui a possibilidade de converter a terra em uma usina de geração fotovoltaica, o que elimina a produção de etanol e garante receitas de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Comercialização Livre. Os fluxos de caixa de ambos os projetos são modelados, com os preços de eletricidade e etanol como a maior fonte de variação para cômputo dos fluxos de caixa de ambos os projetos. Os preços são modelados como processos de reversão à média seguindo o modelo de um fator de Ornstein-Uhlenbeck.

Os resultados simulados encontraram que em 100% dos casos a opção de aguardo é exercida e o proprietário de terra não converte a terra para o uso alternativo de produção de eletricidade, mantendo a terra produzindo cana-de-açúcar para transformação em etanol. Os resultados dos fluxos de caixa mostraram-se particularmente sensíveis aos custos de investimento. Foram sensibilizados os níveis de preço de eletricidade e custos de CAPEX. Mesmo com incrementos de 100% nos níveis de preço da eletricidade o investimento na usina de geração fotovoltaica ainda não torna-se viável. Por outro lado, uma redução de 80% nos custos de CAPEX é capaz de induzir a troca do uso do fator terra para produção de eletricidade, uma vez que a distribuição dos valores da opção real torna-se sempre positiva.

As conclusões das simulações deste estudo podem ajudar formuladores de políticas públicas a direcionarem esforços quando seus objetivos confluem com a de maior instalação da capacidade de energia renovável e energia elétrica na matriz energética, uma vez que os cálculos sugerem que esse tipo de investimento em cenários competitivos pode não vir a fruição sem incentivos e proteções. Por outro lado, parte das políticas públicas pode destinar-se a pesquisa e desenvolvimento do equipamento necessário para a operação desse tipo de usina de fonte renovável, dado que uma maior

eficiente na geração de energia e/ou o barateamento desse tipo de tecnologia teria impacto relevante na atratividade desse tipo de investimento.

10. Bibliografia

- ADNER, R.; LEVINTHAL, D. A. What Is Not a Real Option: Considering Boundaries for the Application of Real Options to Business Strategy. **The Academy of Management Review**, v. 29, n. 1, p. 74, 1 jan. 2004.
- BAKER KENT, H.; ENGLISH, P. **Capital Budgeting Valuation: Financial Analysis for Today's Investment Projects**. 1st. ed. [s.l.] John Wiley & Sons, 2011.
- BARUCH-MORDO, S. et al. From Paris to practice: sustainable implementation of renewable energy goals. **Environmental Research Letters**, v. 14, n. 2, p. 024013, 7 fev. 2019.
- BASTIAN-PINTO, C.; BRANDÃO, L.; HAHN, W. J. Flexibility as a source of value in the production of alternative fuels: The ethanol case. **Energy Economics**, v. 31, n. 3, p. 411–422, 1 maio 2009.
- CALVERT, K.; MABEE, W. More solar farms or more bioenergy crops? Mapping and assessing potential land-use conflicts among renewable energy technologies in eastern Ontario, Canada. **Applied Geography**, v. 56, p. 209–221, 1 jan. 2015.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **InfoMercado Mensal setembro de 2022**. [s.l.: s.n.].
- CAPELLÁN-PÉREZ, I.; DE CASTRO, C.; ARTO, I. Assessing vulnerabilities and limits in the transition to renewable energies: Land requirements under 100% solar energy scenarios. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 760–782, 1 set. 2017.
- COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO - CONAB. **Previsão da Safra de Cana-de-açúcar - Agosto de 2022**. São Paulo: [s.n.].
- DE CASTRO, C. et al. A top-down approach to assess physical and ecological limits of biofuels. **Energy**, v. 64, p. 506–512, 1 jan. 2014.
- DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. The Options Approach to Capital Investment. **The Economic Impact of Knowledge**, p. 325–340, 1 jan. 1998.
- FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS. **Sugar cane production**.
- GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO - SECRETARIA DE ENERGIA SUBSECRETARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Energia Solar Paulista - Levantamento do Potencial**. [s.l.: s.n.].
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Produção de Cana-de-açúcar**.
- KABIR, E. et al. Solar energy: Potential and future prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 894–900, 1 fev. 2018.
- L. LEIBOWITZ, M. et al. **Inside the Yield Book: The Classic That Created the Science of Bond Analysis**. 3rd. ed. [s.l.] Bloomberg Press, 2013.
- LOCATELLI, G.; MANCINI, M.; LOTTI, G. A simple-to-implement real options method for the energy sector. **Energy**, v. 197, p. 117226, 15 abr. 2020.
- MACKAY, D. J. C. Solar energy in the context of energy use, energy transportation and energy storage. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, v. 371, n. 1996, 13 ago. 2013.
- MALLER, R. A.; MÜLLER, G.; SZIMAYER, A. Ornstein–Uhlenbeck Processes and Extensions. **Handbook of Financial Time Series**, p. 421–437, 2009.

- NOUICER, A. Diffusion of new renewable power in Brazil: A Real Options Approach. **SSRN Electronic Journal**, 14 jul. 2015.
- PINDYCK, R. S. Irreversibility, uncertainty, and investment. **Journal of Economic Literature**, v. 29, n. 3, p. 1110–1148, 1991.
- POGGI, F.; FIRMINO, A.; AMADO, M. Planning renewable energy in rural areas: Impacts on occupation and land use. **Energy**, v. 155, p. 630–640, 15 jul. 2018.
- REGAN, C. M. et al. Real options analysis for land use management: Methods, application, and implications for policy. **Journal of Environmental Management**, v. 161, p. 144–152, 15 set. 2015.
- SCARCIOFFOLO, A. R.; PEROBELLI, F. F. C.; CHIMELI, A. B. Counterfactual comparisons of investment options for wind power and agricultural production in the United States: Lessons from Northern Ohio. **Energy Economics**, v. 74, p. 299–309, 1 ago. 2018.
- SMITH, J. E. Alternative Approaches for Solving Real-Options Problems. <https://doi.org/10.1287/deca.1050.0041>, v. 2, n. 2, p. 89–102, 1 jun. 2005.
- TESOURO DIRETO. **Série histórica de preços NTN-B 2022**. [s.l.: s.n.].
- TSOUTSOS, T.; FRANTZESKAKI, N.; GEKAS, V. Environmental impacts from the solar energy technologies. **Energy Policy**, v. 33, n. 3, p. 289–296, fev. 2005.
- VAN VUUREN, D. P. et al. Alternative pathways to the 1.5 °C target reduce the need for negative emission technologies. **Nature Climate Change 2018 8:5**, v. 8, n. 5, p. 391–397, 13 abr. 2018.
- VERNIMMEN, P. et al. Corporate Finance Theory and Practice. [s.d.].

APÊNDICE A – CÓDIGO PYTHON

```
#!/usr/bin/env python3
```

```
# -*- coding: utf-8 -*-
```

```
"""
```

```
Created on Wed Nov 23 18:15:46 2022
```

```
import pandas as pd
```

```
import matplotlib.pyplot as plt
```

```
import numpy as np
```

```
import xlrd
```

```
import seaborn as sns
```

```
from typing import Optional, Union
```

```
from sklearn.linear_model import LinearRegression
```

```
from dataclasses import dataclass
```

```
@dataclass
```

```
class OUPParams:
```

```
    alpha: float #mean reversion parameter
```

```
    gamma: float #asymptotic mean
```

```
    beta: float #Brownian motion scale (standard deviation)
```

```
PLD = pd.read_excel("/Users/gabrielsales/Desktop/Economia
```

```
USP/EAE0530/Historico_do_Preco_Medio_Semanal_-
```

```
_30_de_junho_de_2001_a_28_de_outubro_de_2022.xls")
```

```
PLD = PLD.loc[PLD["SEMANA"] >= 22]
```

```
workbook = xlrd.open_workbook_xls("/Users/gabrielsales/Desktop/Economia
```

```
USP/EAE0530/CEPEA_20221125112242.xls", ignore_workbook_corruption = True)
```

```
HydratedEthanol = pd.read_excel(workbook, skiprows=range(3))
```

```
workbook = xlrd.open_workbook_xls("/Users/gabrielsales/Desktop/Economia
```

```
USP/EAE0530/CEPEA_20221125112248.xls", ignore_workbook_corruption = True)
```

```
AnhydrousEthanol = pd.read_excel(workbook, skiprows=range(3))
```

```
Ethanol = pd.merge(HydratedEthanol, AnhydrousEthanol, on = "Data", how = "outer")
Weighted_Ethanol = np.zeros((len(Ethanol), 1))
```

```
for i in np.arange(0, len(Ethanol)):
    Weighted_Ethanol[i, :] = Ethanol.iloc[i, 1] * 0.3 + Ethanol.iloc[i, 3] * 0.7
```

```
Weighted_Ethanol = pd.DataFrame(Weighted_Ethanol)
Ethanol = Ethanol.assign(WeightedAvg = Weighted_Ethanol)
```

```
def get_dW(T: int, random_state: Optional[int] = None):
    np.random.seed(random_state)
    return np.random.normal(0, 1, T)
```

```
def get_W(T: int, random_state: Optional[int] = None):
    dW = get_dW(T, random_state)
    dW_cs = dW.cumsum()
    return np.insert(dW_cs, 0, 0)[:T]
```

```
def get_OU_process(T: int, OUPParams: OUPParams, X0: Optional[int] = None, random_state: Optional[int]
= None) -> np.ndarray:
    t = np.arange(T, dtype = np.float128)
    exp_alpha_t = np.exp(-OUPParams.alpha * t)
    dW = get_dW(T, random_state)
    integral_W = get_integral_W(t, dW, OUPParams)
    X0 = select_X0(X0, OUPParams)
    return (X0 * exp_alpha_t + OUPParams.gamma*(1-exp_alpha_t) + OUPParams.beta * exp_alpha_t *
integral_W)
```

```
def get_integral_W (t: np.ndarray, dW: np.ndarray, OUPParams):
    exp_alpha_s = np.exp(OUPParams.alpha * t)
    integral_W = np.cumsum(exp_alpha_s * dW)
    return np.insert(integral_W, 0, 0)[:T]
```

```
def select_X0(X0: Optional[float], OUPParams: OUPParams):
    if X0 is not None:
        return X0
    return OUPParams.gamma
```

```

def estimate_OU_params(Xt: np.ndarray):
    y = np.diff(np.log(Xt))
    try:
        X = Xt[:-1].values.reshape(-1, 1)
    except:
        X = Xt[:-1].reshape(-1, 1)
    reg = LinearRegression(fit_intercept = True)
    reg.fit(X, y)
    alpha = -reg.coef_[0]
    y_hat = reg.predict(X)
    beta = np.std(y - y_hat)
    gamma = reg.intercept_ / alpha
    return OUParams(alpha, gamma, beta)

```

#solar farm parameters

installed_capacity = 5 #in MW

occupied_area_per_panel = 5 #in m²

panel_yield = 500 #in W

total_area = 1000000 * installed_capacity / panel_yield * occupied_area_per_panel #in m²

solar_farm_yield = 0.2 #effective power production, typical panel efficiency

total_power_production = installed_capacity * solar_farm_yield * 365 * 24

solar_capex = 4 * (1 - 0.8) #per 1MW, in BRL millions

solar_book_life = 20 #useful life of solar assets

solar_opex = 0.150 #per year, in BRL thousands

solar_tax_rate = 0.34

solar_debt_ratio = 0.71 #gathered from NYU prof Damodaran's calculations (Power)

solar_debt_cost = 0.08

solar_debt_duration = 5 #in years

solar_construction_time = 18 #in months

#sugar cane farm parameters

sugar_cane_yield = 71 #ton per ha per year

ethanol_yield = 80 #liters per ton

ethanol_opex = 83 #per ton per year, in BRL

total_ethanol_production = total_area / 10000 * sugar_cane_yield * ethanol_yield #in liters

ethanol_tax_rate = 0.34

ethanol_debt_ratio = 0.36 #gathered from NYU prof Damodaran's calculations (Farming/Agriculture)

ethanol_debt_cost = 0.10

```

#discount factors
risk_free = 0.0622
market_risk_premium = 0.0721
ethanol_beta = 1.15 #estimated from an weighted average of listed sugar and ethanol companies listed at
B3
solar_beta = 0.57 #estimated from an weighted average of power generation companies listed at B3
ethanol_ke = risk_free + market_risk_premium * ethanol_beta
solar_ke = risk_free + market_risk_premium * solar_beta
solar_d_de = solar_debt_ratio / (1+ solar_debt_ratio) #D/(D + E)
ethanol_d_de = ethanol_debt_ratio / (1+ ethanol_debt_ratio) #D/(D + E)
ethanol_wacc = ethanol_ke * (1 - ethanol_d_de) + (1 - ethanol_tax_rate) * ethanol_d_de *
ethanol_debt_cost
solar_wacc = solar_ke * (1 - solar_d_de) + (1 - solar_tax_rate) * solar_d_de * solar_debt_cost

#simulation
T = 12 * 10 #time periods in months
n_sim = 1000 #number of simulations
power_prices = np.ones((T, n_sim))
ethanol_prices = np.ones((T, n_sim))

for n in np.arange(0, n_sim):
    OU_proc_solar = get_OU_process(T, estimate_OU_params(PLD["SUDESTE"]))
    power_prices[:, n] = power_prices[:, n] * OU_proc_solar
    OU_proc_ethanol = get_OU_process(T, estimate_OU_params(Ethanol["WeightedAvg"]))
    ethanol_prices[:, n] = ethanol_prices[:, n] * OU_proc_ethanol

solar_cash_flow = pd.DataFrame(np.ones((T, n_sim)))
ethanol_cash_flow = pd.DataFrame(np.ones((T, n_sim)))

for n in np.arange(0, n_sim):
    for i in np.arange(solar_construction_time, T):
        solar_cash_flow.iloc[i, n] = solar_cash_flow.iloc[i, n] * power_prices[i, n] * total_power_production /
12 #revenue calculation
        solar_cash_flow.iloc[i, n] = solar_cash_flow.iloc[i, n] - solar_opex * 1000 / 12

        solar_cash_flow.iloc[:, n] = solar_cash_flow.iloc[:, n] - installed_capacity * solar_capex * 1000000 /
solar_book_life / 12

```

```

for i in np.arange(0, solar_debt_duration * 12):
    solar_cash_flow.iloc[i, n] = solar_cash_flow.iloc[i, n] - installed_capacity * solar_capex * solar_d_de *
solar_debt_cost / solar_debt_duration / 12

solar_cash_flow.iloc[:, n] = solar_cash_flow.iloc[:, n] * (1 - solar_tax_rate)
solar_cash_flow.iloc[:, n] = solar_cash_flow.iloc[:, n] + installed_capacity * solar_capex * 1000000 /
solar_book_life / 12
solar_cash_flow.iloc[i, n] = solar_cash_flow.iloc[i, n] - installed_capacity * solar_capex * solar_d_de /
solar_debt_duration / 12

for i in np.arange(0, solar_construction_time):
    solar_cash_flow.iloc[i, n] = solar_cash_flow.iloc[i, n] - installed_capacity * solar_capex * 1000000 /
solar_construction_time

for n in np.arange(0, n_sim):
    ethanol_cash_flow.iloc[:, n] = ethanol_cash_flow.iloc[:, n] * ethanol_prices[:, n] *
total_ethanol_production / 12
    ethanol_cash_flow.iloc[:, n] = ethanol_cash_flow.iloc[:, n] * 0.96 #sales tax
    ethanol_cash_flow.iloc[:, n] = ethanol_cash_flow.iloc[:, n] - ethanol_opex * total_area / 10000 *
sugar_cane_yield / 12
    ethanol_cash_flow.iloc[:, n] = ethanol_cash_flow.iloc[:, n] * (1 - ethanol_tax_rate)

annual_solar_cf = pd.DataFrame()
annual_ethanol_cf = pd.DataFrame()

for i in np.arange(1, T / 12 + 1):
    for n in np.arange(0, n_sim):
        annual_solar_cf.loc[i, n] = sum(solar_cash_flow.loc[np.r_[(i - 1) * 12:i * 12], n])
        annual_ethanol_cf.loc[i, n] = sum(ethanol_cash_flow.loc[np.r_[(i - 1) * 12:i * 12], n])

solar_discount_vector = pd.DataFrame()
ethanol_discount_vector = pd.DataFrame()

for n in np.arange(0, n_sim):
    for i in np.arange(0, T / 12):

```

```
annual_solar_cf.iloc[int(i), n] = annual_solar_cf.iloc[int(i), n] * 1 / (1 + solar_ke) ** i
annual_ethanol_cf.iloc[int(i), n] = annual_ethanol_cf.iloc[int(i), n] * 1 / (1 + ethanol_ke) ** i

npv_solar = annual_solar_cf.sum(axis = 0)
npv_ethanol = annual_ethanol_cf.sum(axis = 0)

option_value = npv_solar - npv_ethanol

plt.figure(figsize = (15, 10))
plt.title("Distribuição do valor da opção - Usina fotovoltaica (cenário com redução de 80% nos custos de CAPEX)")
plt.xlabel("Valor")
plt.ylabel("Frequência")
plt.hist(option_value, bins = 40)

#plt.savefig("ethanol - sim")

plt.show()
```