

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

**ENERGIA FÓSSIL E ENERGIA LIMPA: UM ESTUDO A
PARTIR DA TEORIA DE OPÇÕES REAIS**

Guilherme Jardimetti Araujo

Orientador: Prof. Dr. Fernando Antônio Slaibe Postali

São Paulo

2021

FICHA CATALOGRÁFICA

Jardinetti Araujo, Guilherme

Energia Fóssil e Energia Limpa: Um estudo a partir da Teoria de Opções Reais – São Paulo, 2021.

28 p.

Área de concentração: Economia Financeira

Orientador: Prof. Dr. Fernando Antônio Slaibe Postali

Monografia (Bacharelado) – Universidade de São Paulo, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Departamento de Economia.

1. Valor Presente Líquido; 2. Teoria de Opções Reais; 3. Fontes Renováveis;
4. Combustíveis Fósseis

Resumo

O presente trabalho propõe-se a estudar a viabilidade de usinas de fontes renováveis como usinas eólicas e solares, e de combustíveis fósseis como gás natural e carvão. O estudo se baseará na teoria de Opções Reais (TOR), que modelará a incerteza presente nos preços e custos relacionados à operação das usinas envolvidas, isto é, o custo de manutenção e operação junto ao custo do combustível quando aplicável. Para todas as usinas consideradas, as razões críticas calculadas pela TOR em função da razão investimento-custo foram inferiores às calculadas por VPL. Para simulações envolvendo taxas de juros real e desvio padrão do preço da energia elétrica, a situação se inverte e as razões críticas de OR passam a ser maiores que as de VPL à medida que os parâmetros aumentam, dado que o efeito da variação da incerteza é mais bem captado pela metodologia de Opções Reais. Extensões como a inclusão de custos ambientais e externalidades, melhor definição das estruturas de custos de operação e da dinâmica dos custos de investimento de acordo com a escala de cada usina são sugeridas a fim de aprimorar a análise por ambas as metodologias.

Palavras-chave: Valor Presente Líquido; Teoria de Opções Reais; Fontes Renováveis; Combustíveis Fósseis

Códigos JEL: G11; Q41; Q42

Abstract

The present work proposes to study the feasibility of power plant projects using renewable sources such as wind and solar power plants, and fossil fuels such as natural gas and coal. The study will be based on the Real Options Analysis (ROA), which will model the uncertainty present in prices and costs related to the operation of the plants involved, that is, the maintenance and operation cost together with the fuel cost when applicable. For all plants considered, the critical ratios calculated by ROA as a function of the investment-cost ratio were lower than those calculated by NPV. For simulations involving real interest rates and standard deviation of electricity price, the situation is reversed as critical ratios calculated by ROA become greater than the NPV ones as the parameters increase, given that the effect of uncertainty is better captured by the Real Options methodology. Extensions such as the inclusion of environmental costs and externalities, better definition of operating cost structures and the dynamics of investment costs according to the scale of each plant are suggested in order to improve the analysis by both methodologies.

Keywords: Net Present Value; Real Options Theory; Renewable sources; Fossil fuels

JEL codes: G11; Q41; Q42

Sumário

Capítulo 01 - Introdução	5
Capítulo 02 - Revisão de Literatura	8
Capítulo 03 - Metodologia e Dados	11
Metodologia	11
Dados e Premissas	16
Capítulo 04 - Resultados e Discussão	20
Comparação das razões críticas x^c de VPL e OR	20
Simulação do comportamento de x variando r	22
Simulação do comportamento de x variando σ_P	23
Capítulo 05 - Conclusões e Extensões	25
Referências Bibliográficas	27

Capítulo 01 - Introdução

A preocupação da comunidade mundial com a mudança climática tem se mostrado cada vez mais evidente por meio de fóruns multilaterais e conferências climáticas. Na última conferência dessa natureza, a COP-26, foram estabelecidas metas de redução de emissão de gases do efeito estufa (GEEs), sendo o principal deles o gás carbônico.

O gás carbônico é emitido a partir da combustão de combustíveis fósseis. No Brasil, cerca de 13,1% da produção de energia elétrica foi proveniente de fontes não renováveis de energia, principalmente combustíveis fósseis, enquanto por volta de 14,7% da capacidade instalada utiliza estas fontes para produção de energia elétrica totalizando aproximadamente 25 GW¹. Para fins de comparação, a capacidade instalada ligada a usinas eólicas e solares é equivalente a 20,4 GW, sem contar micro e minigeração.

O Brasil tem cerca de 65% da produção de energia elétrica proveniente de usinas hidrelétricas². Estas estão sujeitas aos regimes de chuvas das regiões nas quais estão localizadas. É importante, no entanto, diferenciar essas usinas em duas categorias: as usinas “fio d’água” e as usinas com barragem. As usinas “fio d’água” não possuem uma forma de armazenar a água e assim estão sujeitas diretamente ao fluxo dos rios nos quais estão localizadas, portanto um período de estiagem atinge diretamente usinas deste tipo, que normalmente são de pequeno porte. Isso faz com que a diminuição na produção dessas usinas não seja claramente observada no panorama nacional. As usinas com barragem, por outro lado, não são afetadas por curtos períodos de pouca chuva, pois são capazes de utilizar a água armazenada para continuar com a produção de energia elétrica relativamente estável. No entanto, em momento mais prolongados de volumes menores de chuva como é o caso do primeiro semestre de 2021, as usinas com barragem como Itaipu, Belo Monte e Tucuruí perdem poder de geração e elas juntas sendo responsáveis por cerca de 20%³ de toda energia elétrica produzida no país. De modo que é preciso alguma forma de repor essa energia necessária, porém não há a capacidade de atender a demanda a partir de fontes renováveis.

Portanto, na atual situação usinas termelétricas entram em ação para suprir essa de-

¹*Balanço Energético Nacional - BEN 2021*; as fontes consideradas foram: gás natural; derivados de petróleo e carvão e seus derivados.

²*Ibid.*

³*Ibid.*

manda que em situações normais é atendida pelas hidrelétricas. Excetuando-se a questão ambiental citada inicialmente, existe a questão econômica, que se caracteriza pelos custos de investimento, de operação e manutenção, de combustíveis, entre outros. A principal diferença nesse âmbito é que, ao utilizar as termelétricas, é preciso incluir o preço dos combustíveis na conta dos custos de geração, que acabam sendo repassados aos consumidores por meio de regimes de tarifa conhecidos como bandeiras tarifárias. Isso anteriormente não era uma questão relevante uma vez que o custo da água não era contabilizado, embora as hidrelétricas tenham um alto custo de investimento inicial. Seguindo essa linha de raciocínio, uma estratégia de investimento a se considerar seria a de investir em projetos de usinas com a característica de não utilizar insumos na geração de energia, sendo as usinas eólicas e usinas solares as opções mais interessantes nesse sentido.

Além do ponto de vista ambiental, existe também o ponto de vista econômico como motivação para esse estudo. As usinas hidrelétricas correspondem a 62,5% da capacidade instalada⁴. Não considerando os possíveis impactos ambientais da construção desse tipo de usina, existe um problema ligado a essa fonte de energia: períodos anormais de baixa pluviosidade. Essa situação impõe aos consumidores a utilização de energia elétrica proveniente de usinas termelétricas, mais cara que a energia de outras fontes como a hidráulica, a eólica e a solar, resultando na cobrança de bandeiras tarifárias como observado no passado e em 2021. De modo que sendo viável investir em formas mais baratas de produção de energia elétrica, essa seria uma alternativa para reduzir o risco de abastecimento e a necessidade de cobranças de tarifas extras.

Por fim, este trabalho tem como objetivo avaliar as opções de investimento em formas de geração de energia elétrica tanto de combustíveis fósseis como de fontes renováveis, porém desconsiderando usinas hidrelétricas. Nominalmente, avaliamos a implantação de usinas eólicas onshore, usinas solares fotovoltaicas, usinas termelétricas movidas a gás natural e usinas termelétricas movidas a carvão. A análise é realizada a partir da teoria da Opções Reais

A seguir, no capítulo 2 é feita uma breve revisão de literatura abordando os principais artigos e estudos sobre a metodologia de Opções Reais, passando também por artigos que aplicam a metodologia em outras áreas além do setor elétrico. Depois, no capítulo 3 é

⁴Ibid.

apresentada a metodologia, junto ao desenvolvimento do modelo. Nesse mesmo capítulo é explicado o processo de definição e estimação dos parâmetros que são utilizados no trabalho. No capítulo 4, os resultados são apresentados seguidos por simulações a partir da variação de parâmetros como a taxa real de juros da economia e o desvio-padrão do preço da energia elétrica. Por fim, no capítulo 5, concluímos considerando os resultados obtidos e levantamos possíveis limitações e extensões deste trabalho.

Capítulo 02 - Revisão de Literatura

A teoria de Opções Reais (OR) é uma forma de avaliar projetos de investimento, assim como a avaliação feita através da métrica de Valor Presente Líquido. A metodologia de Opções Reais, diferentemente do VPL, permite introduzir outros fatores na avaliação da viabilidade ou não de um investimento por exemplo a inclusão de fatores de incerteza sobre os preços envolvidos no projeto como o preço do insumo ou do produto.

Um dos principais trabalhos na área é considerado um dos primeiros a desenvolver a metodologia por trás do modelo é Tourinho (1979), que a utiliza para avaliar a exploração de reservas de petróleo. Tourinho (2013) revista o trabalho revisando e discutindo questões acerca do modelo proposto em Tourinho (1979).

Dixit e Pindyck (1994) formaliza o modelo de Opções Reais e aborda diversas extensões do modelo, além de apresentar possíveis aplicações utilizando essa metodologia, mostrando que adicionar incerteza e outras flexibilidades ao processo de avaliação de investimentos pode ser algo amplamente proveitoso aos agentes econômicos de diversos setores. É um dos principais livros de referência sobre avaliação de investimentos.

Uma aplicação da metodologia é vista em Postali (2009), que analisa a exploração de reservas de petróleo considerando reservas desenvolvidas e não desenvolvidas a partir do preço do petróleo e dos custos de exploração da reserva, nestes inclui-se encargos, tributação e royalties. A partir dessa análise, são obtidas razões críticas preço-custo sob as quais uma reserva deve ou não ser explorada e se uma reserva já desenvolvida deve ser abandonada.

No intuito de apresentar a metodologia de maneira mais direta e enxuta, comparando ainda com o método de VPL, Knudsen e Scandizzo (2011) apresenta Opções Reais junto às diversas flexibilidades e extensões que o modelo permite, fazendo paralelos com as opções financeiras e quando aplicar cada extensão de acordo com as flexibilidades a serem avaliadas no projeto.

A teoria de Opções Reais, por ser basicamente uma forma de avaliar investimentos, pode ser utilizada em diversos setores econômicos e não somente em investimentos do setor elétrico. Paddock, Siegel e Smith (1988) discute o valor da concessão de exploração offshore de petróleo, abordando também na avaliação a importância da inclusão de um

modelo de equilíbrio para o mercado do ativo subjacente, no caso o mercado de petróleo. São comparados os resultados alcançados através de OR e VPL, apontando o OR como mais adequado para a avaliação de investimentos naquele contexto e a necessidade também de avaliar as ações de política governamental na tomada de decisão.

Morck, E. Schwartz e Stangeland (1989) utiliza a teoria de Opções Reais no contexto da exploração de recursos florestais, com foco em quando iniciar a exploração e quando parar a exploração de forma temporária ou total. Para isso, são consideradas as taxas de desenvolvimento dos recursos florestais, os estoques existentes e os preços dos produtos florestais obtidos durante a exploração. Com isso, o valor dos recursos florestais é modelado em função dos preços e estoques estocásticos e para uma estratégia de produção ótima que incorpora a possibilidade de parada temporária da exploração.

Um exemplo de trabalho no setor de mineração é Colwell, Henker e Ho (2002), que utiliza o método para avaliar investimentos em minas de ouro na Austrália, ainda que enfrente dificuldades na obtenção dos dados levando a resultados bastante sensíveis aos parâmetros, mas com valores médios e medianos consistentes.

Para o setor de energia, Bonis e Azofra (2009) faz um estudo de caso de uma situação em que o VPL de um investimento no setor era negativo, mas sob a ótica da teoria das Opções Reais e determinadas condições o investimento era justificado, neste trabalho também fazem uma série de considerações sobre o mercado de energia brasileiro, dado que estudam a opção de a empresa expandir as operações no país. Laughton, Sagi e Samis (2000) tem um escopo mais geral e trata de formas de valoração de ativos e avaliação de projetos no contexto da indústria de energia. Fernandes, Cunha e Ferreira (2011) apresenta Opções Reais a partir das opções financeiras e cita aplicações do método em três tipos de projetos no setor de energia de fontes renováveis: geração de energia, avaliação de políticas ligadas ao mercado de energia e mudanças climáticas e programas de P&D. Martínez Ceseña, Mutale e Rivas-Dávalos (2013) faz uma apresentação e revisão da teoria de Opções Reais aplicadas ao contexto de avaliação de projetos de geração de energia elétrica com foco em projetos de energia renovável.

Considerando estudos de caso e projetos, temos Zhang, D. Zhou e P. Zhou (2014) avalia a geração de energia a partir de usinas solares fotovoltaicas na China, tendo o custo de geração de energia de fontes não renováveis, o custo do carvão, o custo de

geração de energia de fontes renováveis e subsídios como fatores de incerteza no modelo. O trabalho mostra que a teoria de opções reais é melhor que a análise por VPL para incorporar incertezas. Lin e Wesseh (2013) analisa os possíveis efeitos resultantes de políticas de incentivo ao investimento em usinas de fontes renováveis na China e sugere o quão maior as compensações deveriam ser maiores para resultar no incentivo máximo ao investimento com o menor custo ao governo. Scarcioffolo, Perobelli e Chimeli (2018) compara dois cenários possíveis para investimento no norte de Ohio, EUA, um em que o investidor aluga a terra para implantação de turbinas eólicas e outro em que o investidor compra a terra, implanta as turbinas e mantém uma produção agrícola na propriedade. Em todas as simulações e em ambos os cenários a opção de espera é sempre exercida, sugerindo a necessidade de políticas governamentais para incentivar a adoção de fontes de energia renovável. O artigo encontra também que o VPL dos investimentos é mais sensível a variações nos custos de investimento em relação aos preços da energia elétrica.

Por fim, Brennan e E. S. Schwartz (1985) discute os pontos onde o método de avaliação mais comum falha e apresenta a teoria de Opções Reais como possível saída para as fragilidades presentes no VPL, mostrando também possíveis extensões. E. Schwartz e Trigeorgis (2001) reúne os principais artigos ligados ao método de Opções Reais em si, seguidos por aplicações em diversas outras áreas além das comentadas até aqui, como exemplo podemos citar aplicações em P&D e investimentos em infraestrutura e uso da terra.

Capítulo 03 - Metodologia e Dados

Metodologia

O presente trabalho estuda a viabilidade de mudar o direcionamento de investimentos em usinas de energia elétrica movidas por combustíveis fósseis para usinas eólicas e solares. Para isso será utilizada a metodologia de Opções Reais. Ela é uma forma alternativa à avaliação de investimentos através do Valor Presente Líquido (VPL). A regra básica da análise por VPL é que se o valor presente líquido for positivo, o projeto deve ser colocado em prática e caso contrário, o projeto não deve ser realizado. No entanto, algumas fragilidades podem surgir a partir dessa abordagem, como não considerar possíveis dificuldades e contratempos que podem ocorrer durante o projeto como por exemplo uma alta variação nos preços dos insumos necessários para a realização do projeto ou mesmo do valor do produto que será produzido, considerando que o projeto seja um fábrica. Assim, nessa análise mais comum não existe espaço para considerar outros fatores que não o fluxo de pagamentos do projeto. Nesse contexto, a metodologia de Opções Reais é uma opção para incluir alguns fatores importantes envolvidos na decisão de investir.

Segundo Dixit e Pindyck (1994), essa metodologia dá conta de três características importantes que podem influenciar a decisão de investimento. A primeira delas é incluir a incerteza presente nos parâmetros do projeto. A segunda característica é permitir algum grau de flexibilidade na decisão de quando e quanto investir no decorrer do projeto. Por fim, a última é considerar a total ou parcial irreversibilidade do investimento, ou seja, o investimento, uma vez realizado, passa a ser entendido como um *sunk cost*.

Como esse método decorre da ideia de derivativos, é preciso considerar um ativo subjacente ao ativo principal, isto é, o projeto da usina. Como ativo subjacente é considerado o preço da energia elétrica frente ao custo de construção das usinas fósseis e renováveis. A partir disso, as alternativas de investimento podem ser comparadas através do preço mínimo para a viabilidade do investimento, dado pelo método em questão. Dessa forma, o tipo de usina cujo projeto apresentar o menor preço mínimo para viabilidade deve ser priorizado.

Postali (2009) serviu de base para o desenvolvimento da metodologia, dado que nele o autor desenvolve seu modelo considerando o preço e os custos de extração do petróleo,

algo semelhante ao que será realizado aqui. Sendo que no presente trabalho, a energia elétrica entra no lugar do petróleo e desconsideramos a existência de reservas desenvolvidas e os custos ligados a *royalties*, tributos e encargos.

O preço da energia elétrica é modelado a partir do Movimento Browniano Geométrico (MBG), com isso o fator incerteza é adicionado ao modelo, já que não é possível ter certeza sobre os preços futuros da energia elétrica. Esse movimento pode ser descrito pela seguinte equação:

$$dP = \alpha P dt + \sigma_P P dZ_P \quad (1)$$

Pela equação acima, o preço P varia a partir de um parâmetro de *drift* α , de um parâmetro de desvio padrão σ_P , de um processo de Wiener representado por dZ_P . O parâmetro α está ligado à tendência da série de preço; σ representa a volatilidade da série e por fim Z_P representa o movimento browniano - normalmente distribuído, com média zero e variância constante.

De forma análoga, podemos modelar o custo C de operação/manutenção da planta seguindo o mesmo raciocínio apresentado para a modelagem do preço da energia elétrica. Sendo para o custo definida a seguinte equação:

$$dC = \phi C dt + \sigma_C C dZ_C \quad (2)$$

Para essa equação, o custo operacional C cresce a uma taxa ϕ , varia a partir do parâmetro σ_C e está sujeito a um movimento browniano Z_C , assim como o preço P . O custo operacional para todas as usinas estudadas considera o custo do insumo quando a usina em questão utilizar combustíveis para a produção de energia.

Ao comparar opções de investimento, o investidor busca o investimento que proverá o maior retorno, isto é, o investidor tem como objetivo maximizar o valor unitário da usina que produzirá energia e dos lucros provenientes dessa produção. Assumindo neutralidade a risco e pelo princípio de Bellman⁵:

⁵O Princípio de Otimização de Bellman diz que “uma estratégia ótima tem a propriedade de que, independentemente da ação e estados iniciais, as escolhas subsequentes devem constituir uma estratégia ótima qualquer que seja o estado resultante da ação inicial.” - Bellman (1957)

$$rV(P, C, t)dt = \Pi(P, C, t)dt + E_0(dV) \quad (3)$$

Essa equação representa a maximização envolvida na escolha ou não de investir na construção de uma usina elétrica. r é a taxa de juros real, V o valor da usina, Π os lucros obtidos por essa usina e $E_0(dV)$ é a variação esperada no valor dessa usina. Resumindo, o retorno total do investimento ($rVdt$) deve ser igual aos lucros/dividendos gerados pelo investimento (Π) somados à variação esperada de capital ($E_0(dV)$). Definimos a função lucro simplesmente como $\Pi = P - C$, enquanto os componentes do custo operacional C são descritos mais à frente para cada usina abordada neste trabalho. Para encontrar o ótimo da equação (3), é necessário aplicar o Lema de Itô e considerando a primeira ordem de dt , temos que⁶:

$$dV = V_P dP + V_C dC + \frac{1}{2} V_{PP} (dP)^2 + \frac{1}{2} V_{CC} (dC)^2 + V_{PC} dP dC + V_t dt \quad (4)$$

Sendo Z um processo de Wiener, temos que $E(dZ_P) = E(dZ_C) = 0$, $E(dZ_P)^2 = E(dZ_C)^2 = dt$ e $E(dZ_P * dZ_C) = \rho dt$. Substituindo essas relações e as equações (1) e (2) em (4):

$$E_0(dV) = V_P P \alpha dt + V_C C \phi dt + \frac{1}{2} V_{PP} \sigma_P^2 P^2 dt + \frac{1}{2} V_{CC} \sigma_C^2 C^2 + V_{PC} \sigma_P \sigma_C PC dt + V_t dt \quad (5)$$

Por fim, inserindo (5) e ($\Pi = P - C$) em (3), temos:

$$\frac{1}{2} V_{PP} \sigma_P^2 P^2 + \frac{1}{2} V_{CC} \sigma_C^2 C^2 + V_{PC} \sigma_P \sigma_C PC + V_P \alpha P + V_P \phi P + V_t + P - C - rV = 0 \quad (6)$$

No entanto, a equação (6) é uma equação diferencial parcial sem solução analítica, devido a V_t , sendo a variação no valor unitário da usina em função do tempo. No entanto, pode-se supor que V_t é zero, pois ao considerarmos que a opção por investir em usinas

⁶Notação adotada: $V_K = dV/dK$ e $V_{KK} = d^2V/dK^2$

elétricas é uma opção que não tem vencimento, isso faz com que o valor unitário da usina não varie em função do tempo. Portanto, temos $V_t = 0$ e substituindo em (6):

$$\frac{1}{2}V_{PP}\sigma_P^2P^2 + \frac{1}{2}V_{CC}\sigma_C^2C^2 + V_{PC}\sigma_P\sigma_CPC + V_P\alpha P + V_P\phi P + P - C - rV = 0 \quad (7)$$

Além de termos agora uma equação com solução analítica, com a utilização do MBG, é possível simplificarmos a equação (7) em uma única variável de estado, o preço relativo ao custo, uma vez que a função V é homogênea. Definindo $x = P/C$, temos que $V(P, C) = Cv(P/C) = Cv(x)$ e podemos resolver (7) para $v(x)$. A partir dessa relação entre $V(P, C)$ e $v(x)$ chega-se às seguintes relações⁷:

$$\begin{aligned} V_P &= v'(x) \\ V_C &= v(x) - xv'(x) \\ V_{PP} &= v''(x)/C \\ V_{PC} &= -xv''(x)/C \\ V_{CC} &= x^2v''(x)/C \end{aligned}$$

Substituindo essas relações, rearranjando e dividindo a expressão por C , temos que:

$$\frac{1}{2}(\sigma_P^2 - 2\rho\sigma_P\sigma_C + \sigma_C^2)x^2v''(x) + (\alpha - \phi)xv'(x) - rv(x) + x - 1 = 0 \quad (8)$$

Assim, a equação (8) é uma equação diferencial ordinária, cuja solução particular é:

$$v^* = \frac{x}{r - \alpha + \phi} - \frac{1}{r} \quad (9)$$

Já a solução homogênea tem forma $V_h = Bx^\lambda$, aplicando à EDO, temos que λ é a solução da seguinte equação característica:

$$v_h = B_1x^{\lambda_1} + B_2x^{\lambda_2} \quad (10)$$

⁷Notação adotada: $v'(\cdot)$ é a primeira derivada de v e $v''(\cdot)$, a segunda derivada de v .

Por fim, a solução geral $v(x)$ da equação (8) é dada por $v = v_h + v^*$, assim temos que:

$$v = B_1 x^{\lambda_1} + B_2 x^{\lambda_2} + \frac{x}{r - \alpha + \phi} - \frac{1}{r} \quad (11)$$

Note que como o valor da usina depende de x , quando $x \rightarrow \infty$ a usina tem um alto valor, de modo que $B_1 = 0$, dado que $\lambda_1 > 0$. Levando isso em consideração podemos reescrever (11) em, considerando B_2 e λ_2 apenas como B e λ :

$$v = Bx^\lambda + \frac{x}{r - \alpha + \phi} - \frac{1}{r} \quad (12)$$

Essa solução representa o valor de uma usina construída, porém ainda é preciso definirmos o valor da opção de investir em uma nova usina ou esperar.

Para analisarmos as possíveis decisões de investimento precisamos que uma condição de contorno seja atendida: a condição de *value-matching*. Essa condição diz respeito a regra ótima para exercício da opção de investimento, ela consiste em:

$$V(P, C) - I = 0 \Rightarrow v(x) = I/C \quad (13)$$

De modo que quando $V(P, C) - I < 0$, a estratégia ótima é esperar. Porém, se $V - I > 0$, a estratégia ótima é realizar o investimento na usina considerada. Assim, a condição *value-matching* impõe continuidade de v .

Descrita a função $v(x)$, partirmos para a discussão sobre x . A decisão de investir está sujeita à razão $x = P/C$. Definiremos x^C como a razão crítica para construir determinada usina, de modo que qualquer valor para x maior que x^C indica que a decisão ótima é construir a usina. Caso contrário, deve-se adiar a decisão de investimento. Por se tratar de preços e valores de opções assumimos que B é positivo. O λ é encontrado através da equação característica de (8) e corresponde a (16). Enquanto, para determinarmos a razão crítica, substituímos (12) em (13), e temos que (sendo $i = I/C$):

$$Bx^\lambda + \frac{x}{r - \alpha + \phi} - \frac{1}{r} - i = 0 \quad (14)$$

$$Bx^{\lambda-1} + \frac{1}{r - \alpha + \phi} = 0 \quad (15)$$

$$\frac{1}{2}(\sigma_P^2 - 2\rho\sigma_P\sigma_C + \sigma_C^2)\lambda(\lambda - 1) + (\alpha - \phi)\lambda - r = 0 \quad (16)$$

Por fim, resolvemos a equação (16) para λ e o inserimos no sistema formado por (14) e (15). Com esse sistema, encontraremos B e x .

Dados e premissas

Como observado na seção anterior deste capítulo, diversos parâmetros são necessários. A taxa de juros considerada é a taxa SELIC esperada para 2024 pelo boletim Focus do Banco Central⁸. A razão para a escolha do ano de 2024 se deve ao fato de que os investimentos são realizados no futuro e por isso o cálculo deve considerar, quando possível, a expectativa para os parâmetros futuros. Assim, como a taxa de juros, a inflação medida pelo IGP-M é baseada na mesma fonte para o mesmo ano. Partindo da taxa de juros nominal e da inflação, calcula-se a taxa de juros real da economia.

Outra informação relevante para a definição do preço da energia elétrica e dos custos das usinas é o dólar comercial de dezembro de 2019, período utilizado como referência para os cálculos subsequentes. O dólar é utilizado como moeda para todos os parâmetros. Além disso, para todas as séries históricas utilizadas neste trabalho o período considerado é de janeiro de 2012 a dezembro de 2019 com periodicidade mensal.

Os desvios padrão σ das séries são calculados através da variância da primeira diferença das séries em log, isto é, $\ln X_t - \ln X_{t-1}$, enquanto os *drifts* α e ϕ são obtidos a partir da seguinte expressão:

$$\alpha = E(\ln X_t - \ln X_{t-1}) + \frac{1}{2}\sigma^2 \quad (17)$$

Sendo o primeiro termo a esperança das diferenças em log da série em questão e o segundo termo, a metade da variância dessa mesma série.

O preço da energia elétrica por MWh é obtido através da série disponibilizada pela ANEEL que contém as tarifas médias ponderadas por classe de consumo⁹ e por região¹⁰.

⁸Semana do dia 22 de novembro de 2021.

⁹As classes de consumo em questão são: *Comercial, Serviços e Outras; Consumo Próprio; Iluminação Pública; Industrial; Poder Público; Residencial; Rural; Rural Aquicultor; Rural Irrigante; Serviço Público (água, esgoto e saneamento) e Serviço Público (tração elétrica)*.

¹⁰<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>

A partir dessa série, são calculados o *drift* α e o desvio padrão σ_p pelo método descrito. Importante dizer que essas tarifas médias consideram apenas geração, sem considerar tributos e outras tarifas adicionais.

Os custos das usinas são divididos em duas categorias: o custo de investimento por kW e o custo operacional da usina. O custo do investimento está diretamente ligado ao tipo de usina e ao tamanho desta, assim como custo operacional. No entanto, este é dividido em dois componentes, o componente fixo ligado ao tamanho da usina e o componente variável ligado à geração de energia. Note que para as usinas eólica e solar, o componente variável é igual a zero, dado que esse componente é assumido como custos ligados ao combustível utilizado pela usina. Portanto, temos que o CVU - custo unitário variável - é diferente de zero apenas para usinas que utilizam combustíveis fósseis, sendo no escopo desse trabalho as usinas movidas a gás natural e carvão.

Dessa forma, para o cálculo do custo total por MWh (C_{j0}) para cada usina é necessário conciliar os custos fixos ligados ao tamanho da usina com o CVU (a_j) de cada usina. Para padronizar os custos de todas as usinas, a medida utilizada é US\$ por MWh. Com isso, a capacidade instalada de cada usina é determinada a partir do fator de capacidade (FC) de cada usina para produzir 1 MWh. Por exemplo, para que uma usina solar gere em média 1 MWh é preciso que sua capacidade instalada seja de 3333 kW ou 3,333 MW. Sabendo o tamanho da usina podemos calcular o seu custo operacional fixo anual (O_{j0}) e aproximá-lo para o custo fixo por hora, dividindo-o pelo número de horas em um ano. Assim, é possível conciliar os custos variáveis por MWh e os custos fixos por kW para cada usina em questão mesmo que para as usinas eólica e solar não existam custos variáveis. Por fim, temos tanto o preço como o custo em MWh¹¹.

Os parâmetros ligados aos custos das usinas são provenientes do Plano Nacional de Energia 2050¹², elaborado pela EPE a partir de diretrizes do Ministério de Minas e Energia - MME. Para a produção desse documento, utiliza-se como base uma nota técnica¹³ desenvolvida também pela EPE em 2018 cujo objeto de estudo eram os custos de oferta de

¹¹Importante explicitar que os custos de combustível foram padronizados para MWh, isto é, para o cálculo do preço do combustível para 1 MWh foi considerada apenas a quantidade de combustível necessária para isso. Por exemplo, a série histórica do preço do carvão é dada em toneladas, porém uma tonelada do carvão Newcastle é capaz de produzir cerca de 7,322 MWh, sendo então considerado 0,18 ton. o necessário para a produção de 1 MWh, utilizando o fator de correção de 75%.

¹²<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>

¹³NT PR 007-2018 Premissas e Custos Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050

energia elétrica no horizonte 2050. Os parâmetros presentes nessa nota técnica e usados neste trabalho estão listados na tabela de parâmetros utilizados.

Nesta nota técnica, avalia-se dois tipos de usinas a carvão e dois tipos de usinas a gás. Em relação às usinas a carvão, a diferença entre elas é a origem do insumo. Basicamente, o carvão nacional tem menor poder calorífico em comparação com o carvão estrangeiro. Opta-se por utilizar o carvão internacional pelo fato de não ser possível obter dados sólidos sobre os preços do carvão nacional para o período em questão. Além disso, por utilizarem um insumo com maior poder calorífico, isto é, prover mais energia por unidade de massa, usinas que consomem carvão internacional são mais eficientes que as usinas que consomem carvão nacional.

No entanto, para as usinas a gás natural a diferença é de outra natureza e diz respeito ao processo de geração de energia elétrica. Em uma termelétrica de ciclo simples, o gás natural é utilizado como combustível de uma turbina que gera energia a partir da queima do gás. Enquanto em uma termelétrica de ciclo combinado, além das turbinas movidas a gás, há turbinas movidas a vapor. O vapor utilizado por essa turbina é gerado a partir do calor resultante da queima do gás natural, que aquece a água presente no ciclo das turbinas a vapor. Assim, a usina gera energia a partir do gás natural e do vapor gerado utilizando o calor resultante da queima do gás natural. Isso confere a usinas desse tipo alta eficiência no processo de geração de energia elétrica alcançando números próximos a 90% de acordo com Plano Nacional de Energia 2050. Por esse motivo, consideramos usinas termelétricas de ciclo combinado neste trabalho.

Para o cálculo de *drift*, desvio padrão e correlação preço-custo das usinas eólica e solar consideramos a série histórica do dólar comercial. Isso se deve, de modo geral, ao fato dos equipamentos e insumos para a instalação e manutenção dessas usinas estarem estreitamente ligados ao dólar devido à necessidade de importação destes. Portanto, supõe-se que os custos dessas usinas sejam afetados principalmente pela moeda americana. Por outro lado, para a definição desses parâmetros para as usinas movidas a gás e a carvão foram utilizadas as séries históricas de cada combustível, sendo a série *Henry Hub Natural Gas Spot - EIA/USA* para o gás natural e a série *Newcastle Coal Futures* para o carvão. A seguir temos a tabela resume os parâmetros que são utilizados no trabalho.

Descrição	Parâmetro	Valor	Fonte
Taxa de Juros Nominal (Selic)		7,00%	Boletim Focus (22/11/2021) para 2024
Inflação (IGP-M)		4,00%	Boletim Focus (22/11/2021) para 2024
Taxa de Juros Real	r	3,00%	(calculado)
Dólar (referência - dez/2019)		4,01	Dólar Comercial
Energia Elétrica			
Preço energia elétrica por MWh em dez/19	P_0	93,34	ANEEL
Drift do preço da energia elétrica	α_p	0,66%	ANEEL
Desvio padrão do preço de energia elétrica	σ_p	2,92%	ANEEL
Usina Eólica Onshore			
Custo do Investimento por kW	I_e	1500,00	Plano Nacional de Energia - 2050 (EPE, MME, 2020)
Custo operacional fixo por kW (anual)	O_{e0}	24,94	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Fator de Capacidade		45%	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Capacidade instalada para 1 MWh (em kW)		2222	(calculado)
Custo Total por MWh (ponderado)	C_{e0}	6,33	(calculado)
Drift do custo	ϕ_e	0,97%	Dólar Comercial
Desvio padrão do custo	σ_e	4,32%	Dólar Comercial
Correlação entre preço-custo	ρ_e	0,20	ANEEL; Dólar Comercial
Usina Solar Fotovoltaica			
Custo do Investimento por kW	I_s	1100,00	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Custo operacional fixo por kW (anual)	O_{s0}	3,99	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Fator de Capacidade		30%	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Capacidade instalada para 1 MWh (em kW)		3333	(calculado)
Custo Total por MWh (ponderado)	C_{s0}	1,52	(calculado)
Drift do custo	ϕ_s	0,97%	Dólar Comercial
Desvio padrão do custo	σ_s	4,32%	Dólar Comercial
Correlação entre preço-custo	ρ_s	0,20	ANEEL; Dólar Comercial
Usina Termelétrica a Gás Natural			
Custo do Investimento por kW	I_g	1000,00	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Custo operacional fixo por kW (anual)	O_g	42,39	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Fator de Capacidade		90%	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Capacidade instalada para 1 MWh (em kW)		1111	(calculado)
CVU por MWh	a_g	15,00	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020); Henry Hub Natural Gas Spot - EIA/USA
Custo Total por MWh (ponderado)	C_{g0}	20,38	(calculado)
Drift do custo	ϕ_g	0,51%	Henry Hub Natural Gas Spot - EIA/USA
Desvio padrão do custo	σ_g	11,89%	Henry Hub Natural Gas Spot - EIA/USA
Correlação entre preço-custo	ρ_g	-0,09	ANEEL; Henry Hub Natural Gas Spot - EIA/USA
Usina Termelétrica a Carvão Mineral			
Custo do Investimento por kW	I_c	2300,00	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Custo operacional fixo por kW (anual)	O_c	24,94	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020); Newcastle Coal Futures
Fator de Capacidade		70%	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020)
Capacidade instalada para 1 MWh (em kW)		1482	(calculado)
CVU por MWh	a_c	18,40	PNE - 2050 (EPE, MME, 2020); Newcastle Coal Futures
Custo Total por MWh (ponderado)	C_{c0}	22,62	(calculado)
Drift do custo	ϕ_c	-0,30%	Newcastle Coal Futures
Desvio padrão do custo	σ_c	7,48%	Newcastle Coal Futures
Correlação entre preço-custo	ρ_c	-0,05	ANEEL; Henry Hub Natural Gas Spot - EIA/USA

Tabela 1: Tabela de parâmetros utilizados

Capítulo 04 - Resultados e Discussão

Levando em conta o preço da energia elétrica e dos custos de cada usina, calcula-se a razão x corrente em dezembro de 2019. Essa razão é utilizada como indicativo da viabilidade do investimento. Reunindo as informações e exposições feitas no capítulo anterior sobre as características consideradas para cada usina produzir em média 1 MWh, a tabela (2) resume tais características.

Usina	Capacidade instalada (kW)	Investimento (US\$)	COF	CVU MWh	CT MWh	i (assumido)	X corrente
<i>Eólica Onshore</i>	3333	4995000	6,33	0,00	6,33	90,14	14,75
<i>Solar Fotovoltaica</i>	2222	2442000	1,52	0,00	1,52	183,64	61,49
<i>Termétrica a Gás Natural</i>	1111	1111000	5,38	15,00	20,38	6,22	4,58
<i>Termétrica a Carvão Mineral</i>	1428	3289000	4,22	18,40	22,62	16,60	4,13

Tabela 2: Tabela de características das usinas

Uma observação importante em relação ao valor do investimento assumido para cada usina é que se parte da hipótese de que o investimento cresce linearmente com a escala. Uma abordagem mais realista seria considerar que os custos de investimentos são decrescentes conforme o tamanho da usina aumenta. No entanto, a hipótese de linearidade dos custos de investimento é feita devido à falta de dados mais específicos sobre o comportamento desses custos para cada usina.

Para as simulações de r e σ_P realizadas mais a frente no capítulo é preciso assumir uma razão investimento-custo para cada usina. Elas foram baseadas no custo de investimento da usina presente na tabela da figura (2) e custo esperado médio anual de cada usina, obtido a partir do custo de geração de 1 MWh multiplicado pelo número de horas de um ano. Essa abordagem é uma mera aproximação da razão investimento-custo para que as simulações possam ser realizadas, sendo essa então apenas uma das diversas abordagens a serem adotadas.

Comparação das razões críticas x^c de VPL e OR

Utilizando as equações (14), (15) e (16), calcula-se as razões críticas resultantes do método de Valor Presente Líquido e através da Teoria das Opções Reais em função da razão investimento-custo i . A motivação para isso é a dificuldade de definir i para cada usina, dado que temos usinas que utilizam insumos para a produção de energia e outras

não, por exemplo. As diversas estruturas de custo e outros fatores envolvidos na definição desse parâmetro motivam a adoção da abordagem que consiste em calcular as razões críticas em função da razão investimento-custo¹⁴. Na figura (1), temos as curvas das razões críticas para cada usina em função de i .

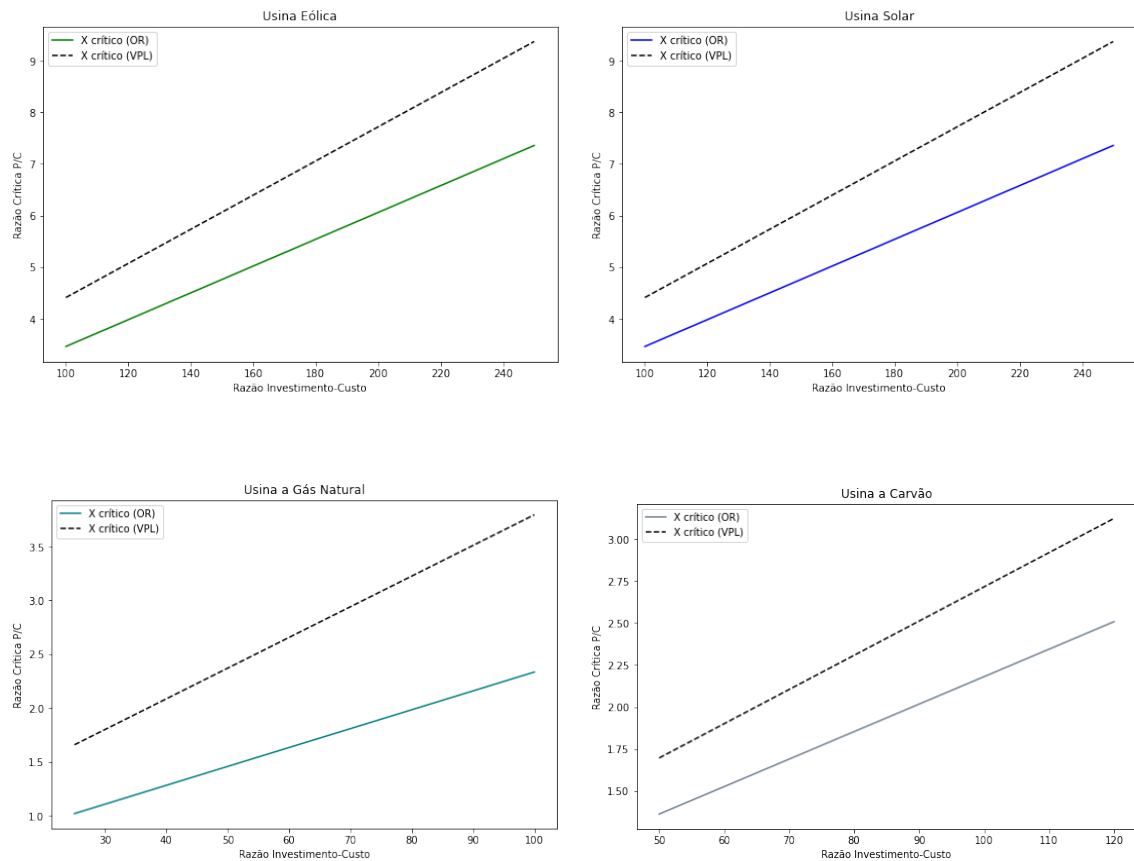


Figura 1: Gráficos de razões críticas em função da razão investimento-custo

O resultado mais evidente que se pode tirar desses gráficos é que a inclusão da incerteza, através dos desvios padrão do preço da energia e dos custos, no processo de avaliação de investimento cria uma diferença clara entre as razões críticas de OR e VPL. Isso pode significar que as OR geram valor na tomada de decisão. De modo semelhante ao observado em Bonis e Azofra 2009, os projetos das usinas têm razões críticas por VPL maiores que as calculadas por OR. O artigo mostra que um projeto de investimento pode não ser recomendável por ter VPL negativo, isto é, x corrente menor que a razão crítica, no entanto se a análise for realizada pelo método de Opções Reais, o investimento passa

¹⁴Para a preparação dos dados, realização das estimações dos parâmetros, resolução das equações e criação dos gráficos foram utilizadas as seguintes bibliotecas de Python: *pandas*, *numpy*, *scipy* e *matplotlib*.

a ser viável, necessitando de uma razão crítica menor em comparação com a razão obtida via VPL.

Sob as condições consideradas neste estudo, independentemente da metodologia, o investimento em qualquer das quatro usinas é justificado comparando o x corrente e as razões críticas. No entanto, vale ressaltar que a análise por VPL se mostra mais conservadora que a análise por OR.

Outro ponto importante que pode ser extraído é como as razões críticas respondem a variações na razão investimento-custo. Para todas as usinas, as razões obtidas por VPL tem uma inclinação maior que as obtidas através da teoria de OR, indicando mais uma vez que nesse contexto a análise por VPL é mais conservadora que por OR.

Por fim, um resultado que pode ser notado são as magnitudes das diferenças entre as razões críticas. Para as usinas de energia renovável, a diferença entre as razões é inicialmente cerca de 1,2 vezes, sendo crescente conforme a razão investimento-custo, ambas usinas reagem da mesma forma dado que estão sujeitas aos mesmos parâmetros ligados ao dólar. Enquanto para usinas movidas a combustíveis fósseis, essa diferença fica entre 1,2 e 1,75 vezes, crescendo conforme i aumenta. Isso reforça o ponto da importância que a incerteza, considerada através de OR, tem como uma medida alternativa para avaliação do investimento podendo ser utilizada junto ao método de VPL, no intuito de fornecer mais informações para a tomada de decisão.

Simulação do comportamento de x variando r

No entanto, para a tomada de decisão de investimento é preciso avaliar também outros indicadores da economia, nesse caso, a taxa de juros real. Utilizando o i assumido, verificamos como as razões críticas por VPL e OR variam. O intervalo considerado para a simulação foi -2,5% a 7,5%.

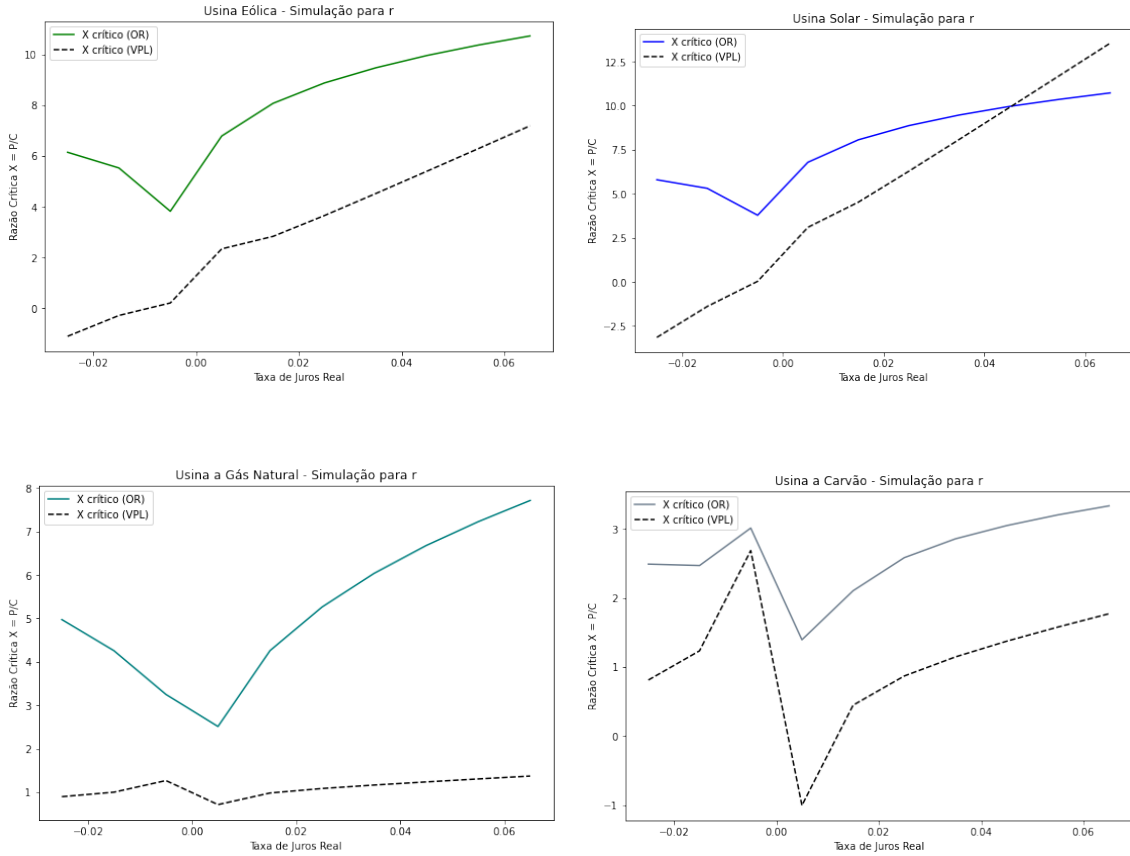


Figura 2: Simulação das razões críticas em função de r

Como esperado, as razões críticas por OR e por VPL aumentam com o aumento da taxa de juros. Importante notar que existem descontinuidades claras em torno de $r = 0$, que é algo esperado já que a depender dos demais parâmetros de cada usina podemos ter valores indeterminados. Por fim, repara-se que as razões críticas calculadas por OR responderam de forma mais acentuada, mas decrescente, a variações na taxa de juros quando comparadas com as razões críticas de VPL.

Simulação do comportamento de x variando σ_P

Assim como r , a dinâmica do preço da energia também afeta a decisão de investimento. As simulações do comportamento de x a partir do desvio padrão do preço (σ_P) mostram mais uma vez a importância que a incerteza tem sobre as razões críticas calculadas por OR. Por outro lado, as x^{VPL} permanece constante, pois essa metodologia não considera possíveis variações nos parâmetros envolvidos. Nos gráficos anteriores, utilizamos $\sigma_P = 0.0292$ assim como indicado na tabela (1), enquanto para as simulações da

figura (3) o intervalo utilizado foi 5% a 25%.

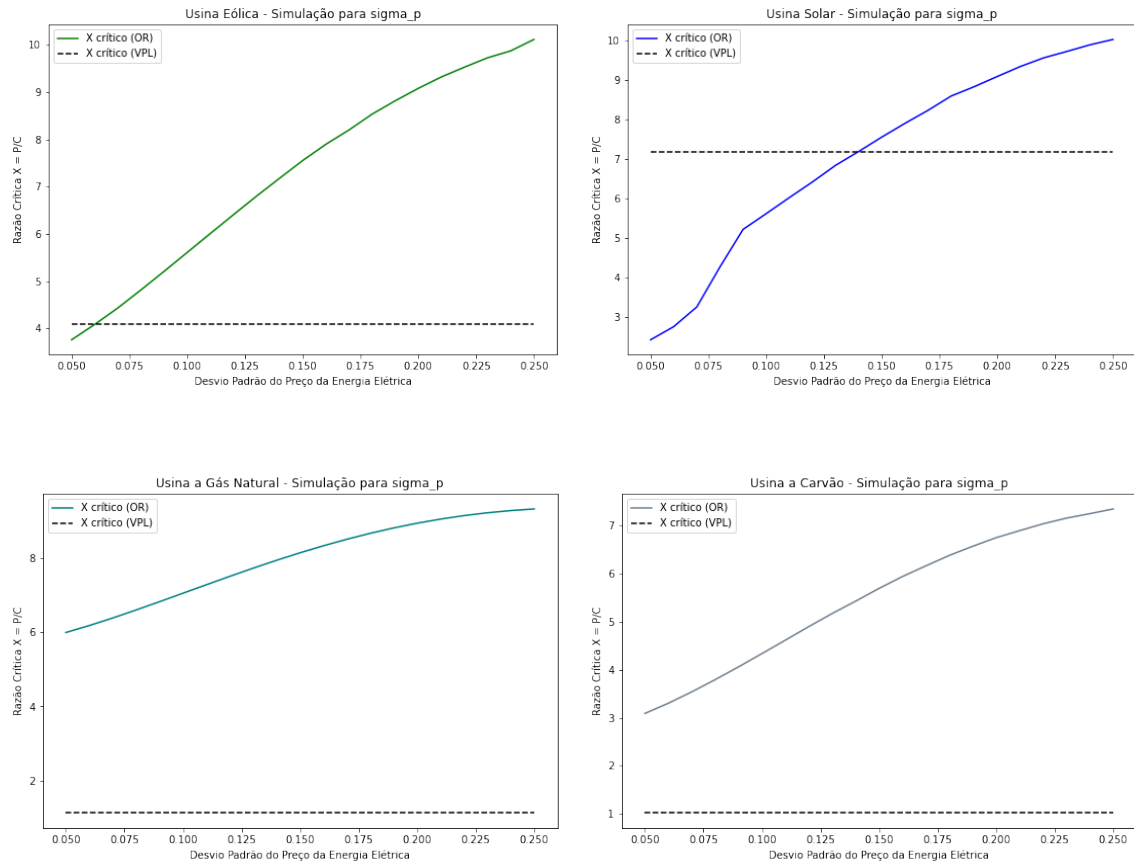


Figura 3: Simulação das razões críticas em função de σ_P

O que vemos é que as razões críticas crescem de forma decrescente com o aumento do desvio padrão. No caso da usina eólica, por exemplo, um aumento de 5 vezes no desvio padrão, mantendo o i assumido, fez com o que crescesse aproximadamente 2,5 vezes, assim como para a usina solar, que cresceu cerca de 4 vezes. Para as usinas fósseis, houve um aumento de aproximadamente 1,5 vezes para as usinas a gás natural e de 2,3 vezes para as usinas a carvão. Isso se deve principalmente pela estrutura de custos e a razão investimento-custo de cada usina.

Capítulo 05 - Conclusões e Extensões

Observando os resultados obtidos através desse estudo é possível chegar em algumas conclusões sobre os métodos e sobre a avaliação do investimento em usinas para geração de energia elétrica. A primeira delas sobre os métodos é a diferença das razões críticas entre eles. Normalmente, a avaliação por OR resulta em valores maiores que a avaliação por VPL, porém assim como em Bonis e Azofra (2009), as razões críticas de OR são menores que as de VPL quando variamos a razão investimento-custo i . Por outro lado, poucos trabalhos optam por fazer a avaliação através de uma razão entre preço e custo, mas sim uma razão entre valor do projeto e investimento.

Sobre a diferença entre as razões críticas obtidas via VPL e OR, pode-se concluir que a análise por OR adiciona valor ao projeto dado que ao variamos a razão i , as x^{OR} são menores que as x^{VPL} . Pelo fato de existirem dois efeitos opostos relacionados ao método de Opções Reais, é possível que eles se anulem ou se sobreponham. O primeiro deles é a irreversibilidade do investimento, que faz com que a razão crítica aumente e o segundo é a flexibilidade da tomada de decisão, isto é, realizar o investimento ou esperar, que adiciona valor ao projeto e resulta numa redução da razão crítica. Portanto, levando em conta que as razões críticas de OR são menores que as de VPL, podemos dizer que a flexibilidade da tomada de decisão considerada pela TOR se sobrepõe à irreversibilidade do investimento, trazendo um valor positivo ao projeto e reduzindo a razão crítica calculada por Opções Reais.

Uma última conclusão é que parece ser razoável considerar ambas as medidas no processo de tomada de decisão de investimento, dado que elas consideram fatores diferentes para determinar suas razões críticas. A análise por VPL considera os parâmetros mais ligados ao crescimento das variáveis envolvidas como os *drifts* α e ϕ e à taxa de juros r , enquanto a análise por OR, mesmo considerando esses parâmetros, dá mais importância aos desvios padrão e correlação entre as séries envolvidas, que são os elementos responsáveis por incluir a incerteza no modelo.

Porém, é preciso aprimorar e adaptar o método de OR para incluir particularidades do setor de energia, além de definir melhor como a estrutura de custos de cada usina pode ser inserida nesse modelo. Ainda nessa linha, é necessário elaborar uma abordagem em

que seja possível comparar as diferentes usinas de forma mais rigorosa. Uma hipótese utilizada foi comparar usinas de capacidades instaladas que produzissem em média 1 MWh. No entanto, devido a custos de escala e à própria tecnologia de cada tipo de usina, essa é uma hipótese muito forte, além de simplificar os fatores ambientais¹⁵ sob os quais as usinas eólicas e solares estão sujeitas. Na nota técnica¹⁶ considerada para a elaboração desse estudo, há informações de potência típica para cada tipo de usina, além de possuir também dados de vida útil e tempo de construção para cada usina. Portanto, incluir ao modelo essas informações, os custos de investimento não lineares e os fatores ambientais citados resultaria em uma análise por OR mais robusta e confiável.

Além dos custos ligados diretamente às usinas, temos os custos ambientais e as externalidades que estão relacionadas às usinas consideradas nesse estudo. Uma dimensão do custo ambiental é a poluição atmosférica resultante das usinas fósseis e pela poluição sonora gerada pelas turbinas eólicas¹⁷. Considerar externalidades e custos indiretos na análise dos projetos é relevante principalmente do ponto de vista de avaliação de bem estar social, especialmente se o projeto contar com financiamento público. Além disso, a inclusão dos tributos e encargos presentes no setor é importante dada a parcela a qual eles correspondem no preço final da energia.

Por fim, esse estudo aplicou a metodologia de opções reais a projetos de usinas do setor elétrico considerando o preço da energia elétrica e os custos de cada tecnologia. Contudo, ainda há diversos ajustes e possíveis inclusões e extensões que fariam a análise ser mais profunda e robusta.

¹⁵Em especial, velocidade do vento e incidência solar.

¹⁶NT PR 007-2018 Premissas e Custos Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050 - EPE

¹⁷Outros custos ambientais ligados à energia eólica: <https://www.bbc.com/portuguese/geral-49858734>

Referências Bibliográficas

- Balanco Energético Nacional - BEN* (2021). Rio de Janeiro, RJ: Empresa de Pesquisa Energética - EPE.
- Bellman, R. E. (1957). *Dynamic Programming*. Princeton, NJ: Princeton University Press.
- Bonis, Susana e Valentín Azofra (2009). “Real Options in the Electricity Sector. The case of Endesa’s Expansion in Latin America”. Em: *Cuadernos de Economía y Dirección de la Empresa*.
- Brennan, Michael J. e Eduardo S. Schwartz (1985). “Evaluating Natural Resource Investments”. Em: *The Journal of Business* 58.2, pp. 135–157. ISSN: 00219398, 15375374. URL: <http://www.jstor.org/stable/2352967>.
- Colwell, David, Thomas Henker e John Ho (2002). “Real Options Valuation of Australian Gold Mines and Mining Companies”. Em: *J. Altern. Invest.* 6.
- Dixit, Avinash K. e Robert S. Pindyck (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton, NJ: Princeton University Press.
- Fernandes, Bartolomeu, Jorge Cunha e Paula Ferreira (2011). “The use of real options approach in energy sector investments”. Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.9, pp. 4491–4497. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.102>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111003479>.
- Knudsen, Odin K. e Pasquale L. Scandizzo (2011). “Real Options and Project Evaluation: A Primer”. Em: *World Bank*.
- Laughton, David, Jacob Sagi e Michael Samis (2000). “Modern Asset Pricing and Project Evaluation in the Energy Industry”. Em: *Journal of Energy Literature* 6.
- Lin, Boqiang e Presley K. Wesseh (2013). “Valuing Chinese feed-in tariffs program for solar power generation: A real options analysis”. Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28, pp. 474–482. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.043>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005832>.
- Martínez Ceseña, E.A., J. Mutale e F. Rivas-Dávalos (2013). “Real options theory applied to electricity generation projects: A review”. Em: *Renewable and Sustainable Energy*

- Reviews* 19, pp. 573–581. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.059>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006739>.
- Morck, Randall, Eduardo Schwartz e David Stangeland (1989). “The Valuation of Forestry Resources Under Stochastic Prices and Inventories”. Em: *The Journal of Financial and Quantitative Analysis* 24.4, pp. 473–487.
- Paddock, James L., Daniel R. Siegel e James L. Smith (1988). “Option Valuation of Claims on Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases”. Em: *The Quarterly Journal of Economics* 103.3, pp. 479–508. ISSN: 00335533, 15314650. URL: <http://www.jstor.org/stable/1885541>.
- Postali, Fernando Antonio Slaibe (2009). “Regime fiscal, investimento em petróleo e opções reais”. Em: *Economia Aplicada* 13.2, pp. 207–230.
- Scarcioffolo, Alexandre Ribeiro, Fernanda Finotti Cordeiro Perobelli e Ariaster Baumgratz Chimeli (2018). “Counterfactual comparisons of investment options for wind power and agricultural production in the United States: Lessons from Northern Ohio”. Em: *Energy Economics* 74, pp. 299–309. ISSN: 0140-9883. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.06.011>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988318302299>.
- Schwartz, Eduardo e Lenos Trigeorgis (2001). *Real Options and Investment under Uncertainty - Classical Readings and Recent Contributions*. Cambridge, MA: The MIT Press.
- Tourinho, Octavio A. F. (1979). *The Option Value of Reserves of Natural Resources*. Research Program in Finance Working Papers 94. University of California at Berkeley.
- (2013). “Revisiting the Tourinho real options model: outstanding issues 30 years later”. Em: *European Journal of Finance* 19.7-8, pp. 591–603.
- Zhang, Mingming, Dequn Zhou e Peng Zhou (2014). “A real option model for renewable energy policy evaluation with application to solar PV power generation in China”. Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40, pp. 944–955. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.021>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114006972>.