



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

GUSTAVO CAVALCANTI DA COSTA LEITE

PROPOSTA ALTERNATIVA DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA APLICADA A
PROJETOS ESTRUTURADORES UTILIZANDO OPÇÕES REAIS

Recife

2019

GUSTAVO CAVALCANTI DA COSTA LEITE

**PROPOSTA ALTERNATIVA DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA APLICADA A
PROJETOS ESTRUTURADORES UTILIZANDO OPÇÕES REAIS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Civil.

Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Ramiro Brito Willmersdorf.
Coorientador: Prof. Dr. Ézio da Rocha Araújo.

Recife

2019

- L533p Leite, Gustavo Cavalcanti da Costa.
 Proposta alternativa de avaliação econômica aplicada a projetos estruturadores
 utilizando opções reais / Gustavo Cavalcanti da Costa Leite. – 2019.
 98 folhas, fig., qds., abrev. simb.
- Orientador: Prof. Dr. Ramiro Brito Willmersdorf.
 Coorientador: Prof. Dr. Ézio da Rocha Araújo.
- Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
 Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2019.
 Inclui Referências e Apêndice.
1. Engenharia Civil. 2. Terminal de regaseificação. 3. Opções reais. 4.
 Investimento. 5. GNL. I. Willmersdorf, Ramiro Brito. (Orientador). II.
 Araújo, Ézio da Rocha. (Coorientador). III. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-125

GUSTAVO CAVALCANTI DA COSTA LEITE

**PROPOSTA ALTERNATIVA DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA APLICADA A
PROJETOS ESTRUTURADORES UTILIZANDO OPÇÕES REAIS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Civil, como parte dos requisitos
para obtenção do título de Doutor em Engenharia
Civil.

Área de concentração: Simulação e
Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Aprovada em: 08 de fevereiro de 2019.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Ramiro Brito Willmersdorf (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr^a. Liliane de Allan Fonseca (Examinadora Interna)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Silvio Eduardo Gomes de Melo (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr^a. Maria de Lara Moutta Calado de Oliveira (Examinador Externo)
Ministério da Economia / Universidade de Pernambuco

Dedico este trabalho a minha família pelo exemplo, apoio e presença constantes.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, que me acolheu nestes anos de convívio.

A Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras, pelo apoio financeiro e institucional através do programa ao qual estive vinculado.

Ao meu orientador Ramiro Wilmersdorf pela paciência e incentivo, com quem muito aprendi.

Ao meu coorientador Ézio Araújo pela primeira acolhida, orientações e incentivos sempre regados a um bom cafezinho.

Aos professores, amigos e colegas da UFPE que me incentivaram e tornaram possível a realização desta tarefa.

Aos meus colegas de doutorado pela amizade profícua.

À minha família pelo apoio durante esta jornada.

À Antônio Ricardo, da Agência Nacional de Transportes Terrestres, sempre incentivando e disposto a ajudar.

À Renan Alex, da Companhia Pernambucana de Gás, que me orientou com dados e fontes do mercado de gás pernambucano.

Enfim, a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para que este trabalho chegasse ao fim, os meus mais profundos agradecimentos.

“Os investimentos em conhecimento geram os melhores dividendos.”
(Benjamin Franklin)

RESUMO

No Brasil, os escassos recursos para investimento governamental em infraestruturas criam obstáculos para a atividade econômica, prejudicando o crescimento do país e o bem-estar da população. Diante desta realidade, este trabalho propõe um modelo alternativo de avaliação econômica dos investimentos estruturadores governamentais de forma a auxiliar os gestores públicos com ferramentas de flexibilidade gerencial quando da tomada de decisão para execução dos projetos. Como os recursos dos governos são escassos e um grande número de projetos estruturadores precisam ser executados, a tomada de decisão sobre qual deve ser a prioridade de aplicação de recursos deve ser pautada em ferramentas que possam quantificar o valor do projeto e que considerem alternativas gerenciais para a sua implantação. A teoria de Monte Carlo aliada à Teoria de Opções Reais (TOR), busca incorporar às abordagens tradicionais de avaliação de projetos a precificação de opções de: adiamento, expansão e até mesmo abandono. Diferentemente das análises de projetos para o investimento privado, buscou-se propor uma alternativa que incorpora a externalidade positiva socioambiental para a apropriação dos fluxos de caixa como ferramenta para futura carteirização de projetos do governo. A metodologia de pesquisa foi composta por aprofundamento teórico, análises documentais, proposição de modelo alternativo para avaliação de projetos do setor, e o caso com aplicação do modelo proposto em um projeto estruturador de implantação do Terminal de Regaseificação de SUAPE. Foram avaliados tamanhos de terminal de regaseificação sem possibilidade de expansão bem como as opções de expandi-lo, levando em consideração a metodologia de precificação da molécula do gás, mercado atendido, ampliação ou não do consumo de gás em termelétricas e externalidades ambientais positivas originadas a partir de sua instalação, bem como análises dos resultados obtidos. Os dados mostram que a instalação e utilização de termelétricas é fator preponderante no tamanho do terminal a ser instalado e que as externalidades positivas baseadas no preço, oferta e segurança no fornecimento de gás alcançam o sertão. Abordou-se, aqui, tanto a lacuna socioambiental que existe tanto no projeto de engenharia tradicional quanto o uso das opções reais aplicadas em projetos governamentais de infraestrutura de grande vulto. Este estudo mostrou-se limitado pelo atual arcabouço jurídico de licitação de obras.

Palavras-chave: Terminal de regaseificação. Opções reais. Investimento. GNL.

ABSTRACT

In Brazil, scarce resources for government investment in infrastructure create obstacles to economic activity, hampering the country's growth and well-being of the population. Given this reality, this paper proposes an alternative model of economic evaluation of governmental structuring investments in order to assist public managers with managerial flexibility tools when making decisions for project execution. Since government resources are scarce and a large number of structuring projects need to be carried out, decision-making on what should be the priority of resource allocation should be based on tools that can quantify the value of the project and which consider management alternatives for implementation. The Monte Carlo theory, coupled with the Real Options Theory (TOR), seeks to incorporate into the traditional approaches to project evaluation the pricing of options for postponement, expansion and even abandonment. Differently from the analysis of projects for private investment, we sought to propose an alternative that incorporates the positive socio-environmental externality for the appropriation of cash flows as a tool for the future mapping of government projects. The research methodology consisted of theoretical deepening, documentary analysis, proposition of an alternative model for the evaluation of projects in the sector, and the case with application of the proposed model in a project for the implementation of the SUAPE Regasification Terminal. Regasification terminal sizes were evaluated with no possibility of expansion as well as the options to expand it, taking into account the methodology of pre-determination of the gas molecule, market served, expansion or not of gas consumption in thermoelectric and positive environmental externalities originated from its installation, as well as analyzes of the results obtained. The data show that the installation and use of thermal meters is a preponderant factor in the size of the terminal to be installed and that the positive externalities based on the price, supply and security in the gas supply reach the backlands. The socio-environmental gap that exists in both the traditional engineering project and the use of the real options applied in large-scale governmental infrastructure projects has been addressed here. This study was limited by the current legal framework for bidding for works.

Keywords: Regasification terminal. Real options. Investment. LNG.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Microrregiões do Estado de Pernambuco.....	20
Figura 2 –	Projeto de expansão do gasoduto para o interior de Pernambuco.....	21
Figura 3 –	Gasodutos do Brasil.....	22
Figura 4 –	Sistema de GNL.....	23
Figura 5 –	Terminal de Regaseificação de Pecém (GNL).....	24
Figura 6 –	Balanço Esquemático – Brasil.....	25
Figura 7 –	Demanda de Gás Natural por segmento.....	25
Figura 8 –	Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Brasil (MW).....	27
Figura 9 –	Geração Elétrica por Fonte no Brasil em 2016.....	27
Figura 10 –	Camadas de incertezas.....	30
Figura 11 –	(a) Tempo Computacional x Fidelidade do Modelo; (b) Espera até Resultados x Fidelidade do Modelo	36
Figura 12 –	Modelos das alternativas ajudam a identificar os mais promissores para a análise mais detalhada.....	36
Figura 13 –	Dois Subprocessos da Fase de Avaliação.....	37
Figura 14 –	Processo Genérico para Avaliar Estratégias Flexíveis sob Incerteza.....	37
Figura 15 –	Esquema de Simulação para Avaliação de Estratégias sob incerteza.....	38
Figura 16 –	Flexibilidades Gerenciais.....	48
Figura 17 –	Explicação do Quadro 8.....	64
Figura 18 –	Alternativa 1 de Desenvolvimento.....	74
Figura 19 –	Alternativa 2 de Desenvolvimento.....	74
Figura 20 –	Alternativa 3 de Desenvolvimento.....	75
Figura 21 –	Alternativa 4 de Desenvolvimento.....	75
Figura 22 –	Alternativa 5 de Desenvolvimento.....	76
Figura 23 –	Alternativa 6 de Desenvolvimento.....	76

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 –	Valores prováveis para um sistema de GNL de 7 milhões de toneladas por ano (MTPA)	24
Quadro 2 –	Preço Médio do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras.....	26
Quadro 3 –	Classificação das Opções Reais.....	49
Quadro 4 –	Aplicabilidade das Opções Reais.....	50
Quadro 5 –	Demandas de Gás Iniciais Consideradas.....	61
Quadro 6 –	Demandas de Gás Futuras Consideradas.....	62
Quadro 7 –	Alternativas de Desenvolvimento.....	62
Quadro 8 –	Variações de Mercado Estudadas.....	63
Quadro 9 –	Banco do Nordeste do Brasil – Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste.....	68
Quadro 10 –	Custos do Projeto.....	69
Quadro 11 –	Resumo das demandas.....	70
Quadro 12 –	Resumo dos Fatores de Crescimento.....	71
Quadro 13 –	Resumo da Modelagem das Opções.....	72
Quadro 14 –	Resumo das Alternativas de Desenvolvimento.....	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a.	Ao ano
ACL	Ambientes de Contratação Livre
ACR	Ambientes de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Cap.	Capítulo
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i> (Modelo de apreçamento de ativos de capital)
cc. ou c.c.	Condições de contorno
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos do Ministério de Minas e Energia
CPM	<i>Critical Path Method</i> (método do caminho crítico)
E&P	Exploração e produção
EDE	Equação diferencial estocástica
EDO	Equação diferencial ordinária
EDP	Equação diferencial parcial
Eq., eqs.	Equação, equações
Ex., exs.	Exemplo, exemplos
FCD	Fluxo de caixa descontado
FCR	Fluxo de caixa rígido (modelo paramétrico)
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i> (Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência)
FSRU	<i>Floating Storage Regasification Unit</i> (Unidade flutuante de armazenamento e regaseificação)
GNL	Gás natural liquefeito
IBRAM	Instituto Brasileiro de Mineração
i.é	Isto é
iid	Independentes e identicamente distribuídos
MAB	Movimento Aritmético Browniano
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica, sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

MC	(Simulação de) Monte Carlo;
MDC	Método de Monte Carlo
MCMC	Método Computacional de Monte Carlo
MDF	Método das diferenças finitas
MGB	Movimento Geométrico Browniano
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i> (Instituto de Tecnologia de Massachusetts)
MM	Milhões
MM\$	Milhões de dólares americanos
MME	Ministério das Minas e Energia
MRM	Movimento (ou modelo) de reversão a média
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OR	Opções reais
O-U	Processo de reversão a média de Ornstein-Uhlenbeck
PD	Programação dinâmica
PERT	<i>Program Evaluation and Review Technique</i>
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (Acordo de Compra de Energia)
PUC	Pontifícia Universidade Católica
SEB	Sistema elétrico brasileiro
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i> (Sociedade dos Engenheiros de Petróleo)
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UP	Universidade Petrobras
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
VME	Valor monetário esperado
VPL	Valor presente líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

0^+	Próximo de zero e positivo, ligeiramente positivo
0^-	Próximo de zero e negativo, ligeiramente negativo
$\square$	Final da demonstração, “como queríamos demonstrar
(*)	Item do texto que pode ser manipulado sem comprometer a compreensão do texto
α	Tendência esperada de crescimento (“ <i>drift</i> ”)
δ	Taxa de conveniência (“ <i>convenience yield</i> ”), taxa de distribuição de dividendos (“ <i>dividend yield</i> ”), taxa de distribuição de fluxos de caixa
ε	Distribuição Normal padrão = N (0;1); pequeno incremento (depende do contexto)
Φ	Valor do portfólio; distribuição do tamanho dos saltos (depende do contexto)
$\mathcal{F}_n$	Filtração ou história ou informação acumulada até o estágio (data) n
η	Velocidade de reversão a media
$\eta^2(X S)$	Redução percentual esperada de variância em X devido ao sinal S
λ	Preço de mercado do risco de um ativo; frequência (ou intensidade) de saltos (processo de Poisson); taxa de depreciação (depende do contexto)
μ	Taxa de desconto ajustada ao risco, taxa de retorno total
π	Prêmio percentual de risco
$\pi(b)$	Probabilidade de tocar na barreira b
$\mathbb{R}$	Conjunto dos números reais, (-infinito, +infinito)
σ	Volatilidade
ξ	Parâmetro
$\mathbb{Z}$	Conjunto dos números inteiros
D	Investimento em desenvolvimento
dz	Incremento de Wiener, movimento Browniano
E	Valor da opção exploratória, custo de abandono (<i>exit</i>) (depende do contexto)
$E[.]$	(Operador) valor esperado

$\text{Exp}[\cdot]$	Operador (função) exponencial
F	Valor da opção real, valor do derivativo ou função
I	Investimento
$\text{Inf}, \text{Inf}\{\cdot\}$	(Operador) ínfimo
K	Preço de exercício da opção (“ <i>strike price</i> ”), constante (depende do contexto)
$\text{Ln}[\cdot]$	Operador (função) logaritmo natural
$\text{Máx}, \text{Máx} [\cdot]$	(Operador) máximo
$\text{Min}, \text{Min}[\cdot]$	(Operador) mínimo
p.a.	Por ano
P	Preço de uma <i>commodity</i> , medida de probabilidade (depende do contexto)
P^*	Preço do gatilho (preço do exercício ótimo da opção)
$\bar{P}$	Preço de equilíbrio de longo prazo (processo de reversão a media)
$\text{Pr}(\cdot)$ ou $\text{Prob}(\cdot)$	Probabilidade de ocorrência de um evento (operador)
Q	Medida de probabilidade neutra ao risco; medida equivalente de <i>martingale</i> ; quantidade ou capacidade de produção (depende do contexto)
r	Taxa de desconto (juros) livre de risco
R	Valor da opção real de desenvolver a produção
$\text{Sup}, \text{Sup}\{\cdot\}$	(Operador) supremo
ton.	Toneladas
V	Valor do ativo básico, valor do projeto completo (pronto para produzir)
V^*	Valor do gatilho para exercício da opção de investir no projeto de valor V
V^{**}	Valor de gatilho para exercício da opção de abandono do projeto de valor V
v.a.	Variável aleatória ou variáveis aleatórias
V^+	Valor do ativo básico no cenário favorável
V^-	Valor do ativo básico no cenário desfavorável
$\text{Var}, \text{Var}[\cdot]$	Operador variância, variância

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	HISTÓRICO RECENTE DE INVESTIMENTOS DO GOVERNO FEDERAL.....	17
1.2	STAKEHOLDERS CONSIDERADOS.....	19
1.3	CADEIA DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO.....	23
1.4	MERCADO CONSUMIDOR DO GNL.....	24
1.5	SETOR ELETRICO BRASILEIRO.....	26
1.6	PLANEJAMENTO DO DESENVOLVIMENTO DE INFRAESTRUTURA.....	28
1.7	INCERTEZAS E FLEXIBILIDADES.....	28
1.8	OPORTUNIDADE DE PESQUISA.....	32
1.9	OBJETIVOS.....	34
1.10	PERFIL DA TESE.....	38
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	40
3	METODOLOGIA APLICADA AO TERMINAL.....	42
3.1	INDICADORES DE RENTABILIDADE E RISCO PARA ANÁLISE DO FLUXO DE CAIXA.....	42
3.2	INCERTEZAS E RISCOS DE UM PROJETO.....	45
3.3	MÉTODO MONTE CARLO (MC)	46
3.4	TEORIA DAS OPÇÕES REAIS.....	47
3.4.1	Modelo de Black-Scholes.....	51
3.4.2	Proposta Metodológica de Copeland e Antikarov.....	53
3.5	ESTUDOS DE VALORAÇÃO AMBIENTAL	58
4	APLICAÇÃO DA PROPOSTA EM PROJETO DE INFRAESTRUTURA..	61
4.1	APLICAÇÃO DA PROPOSTA.....	61
4.2	RECEITAS.....	64
4.3	MODELAGEM DA TAXA DE DESCONTO E DO FLUXO DE CAIXA.....	68
4.4	MODELAGEM DAS DEMANDAS.....	69
4.5	MODELAGEM DAS OPÇÕES.....	71
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	73
6	CONCLUSÃO.....	80
	REFERÊNCIAS.....	82
	APÊNDICE A - NOTAS METODOLÓGICAS.....	97

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, os escassos recursos para investimento governamental em infraestruturas criam obstáculos para a atividade econômica, prejudicando o crescimento do país e o bem-estar da população. O prejuízo é percebido no aumento de custos de oferta, preço e segurança de fornecimento de produtos. Na área de petróleo e gás o investimento é feito pela Petrobras que opera nas áreas de exploração, produção, refino, comercialização e transporte de petróleo, gás natural e seus derivados. Em 2018 a Petrobras atingiu o seu menor nível de investimentos em pelo menos uma década devido à mistura de problemas de gestão, endividamento recorde e petróleo a preço baixo (ELIAS, 2018) e, mais do que nunca, deverá trabalhar com alto grau de eficiência e otimização dos recursos para garantir o retorno esperado pela sociedade.

O planejamento de complexos sistemas de engenharia é uma tarefa desafiadora por causa do entrelaçamento e da contínua interação da infinidade de subsistemas e fenômenos que compõem os cenários incertos nos quais o sistema deve funcionar. (NEUFVILLE, WECK, LIN, & SCHOLTES, 2008)

As abordagens tradicionais da engenharia focam na melhoria do desempenho e do valor do sistema dada uma projeção de futuro ou de no máximo três projeções de futuro como ditam as ferramentas PERT – *Program Evaluation and Review Technique* e CPM – *Critical Path Method*¹. Entretanto, os fatores técnicos do sistema e o ambiente externo são suscetíveis a mudanças significativas durante o longo ciclo de vida do projeto. Como resultado, projetar sem considerar incertezas pode travar um sistema em um grupo rígido de configurações que não podem ser facilmente modificadas para satisfazer as necessidades futuras, tornando crítico o planejamento estratégico de sistemas sob incerteza. (LIN, 2008)

Abordagens que fazem uso de opções reais e gerenciamento de risco podem proporcionar melhoria quantitativa na avaliação dos riscos de projetos dessa natureza e auxiliar na sua classificação para processos de tomada de decisão. A maior parte das aplicações concentra-se na flexibilidade gerencial (adiar, expandir, reduzir, abandonar, entre outras) e flexibilidade de estimativas de valor através de sofisticadas fórmulas matemático financeiras (formulações propostas inicialmente por Black e Scholes) (LIN, 2008).

¹ O *Program Evaluation and Review Technique* (PERT) e o *Critical Path Method* (CPM) são ferramentas utilizadas no gerenciamento de projetos, independentemente desenvolvidas em torno de 1950. PERT utiliza o cálculo a partir da média ponderada de 3 durações possíveis de uma atividade (otimista, mais provável e pessimista), de forma probabilística. O CPM apura o caminho crítico dada uma sequência de atividades de forma determinística. Estas ferramentas são utilizadas em conjunto como se fossem apenas uma.

Os gestores que lidam com a demanda reprimida de infraestrutura enfrentam desafios extras porque têm de definir os escopos dos projetos, escolher planos de desenvolvimento, e fazer vultosos investimentos iniciais sob o domínio de incertezas tecnológicas e de mercado, por exemplo. Projetos de infraestrutura energética como a exploração, a posterior liquefação do gás para permitir escoamento da produção de campos marítimos e a regaseificação do gás para uso são exemplos desse tipo de projeto intensivo de capital que requer integração de várias áreas e tomadas de decisão sob várias incertezas técnicas e de mercado.

Esses sistemas são tão intrincados que a aplicação direta das opções reais e dos métodos de gestão de riscos frequentemente não rendem conhecimentos de como as flexibilidades embutidas no projeto do sistema podem adaptá-lo às incertezas futuras. Identificar fatores geradores de incerteza e antever suas interações requer metodologias comprovadas além de demandar bastante esforço (LIN, 2008).

A engenharia geralmente assume que as interações com outros domínios são negligenciáveis ou inexistentes. Muito da literatura de opções reais e da literatura de gerenciamento de riscos não lida com o projeto de sistemas de engenharia e simplesmente trata o sistema técnico como caixa preta (TRIGEORGIS (1996) e COPELAND & ANTIKAROV (2003) . Dito isto, existe uma oportunidade de pesquisa para preencher esta lacuna: desenvolver uma estrutura e métodos para identificar e analisar estratégias flexíveis em complexos sistemas de engenharia sob incerteza multidomínio de modo que seja possível selecionar e priorizar projetos em função da alocação mais eficiente dos investimentos dentro de orçamentos cada vez mais limitados.

Para acessar as incertezas inerentes às interações de vários campos foi utilizado o método de Monte Carlo que é uma expressão muito geral, onde as formas de investigação estão baseadas no uso de estatística e de probabilidade. Pode-se verificar a utilização de tal método em diversas áreas, como economia, física, química, medicina entre outras. Para que uma Simulação de Monte Carlo esteja presente em um estudo basta que este faça uso de números aleatórios na verificação de algum problema

1.1 HISTÓRICO RECENTE DE INVESTIMENTOS DO GOVERNO FEDERAL

O Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), criado em 2007, tem caráter multisetorial e é o responsável pela gestão, execução e acompanhamento de vários empreendimentos pelo País. Até dezembro de 2017 foram investidos R\$ 603 bilhões (BRASIL. SECRETARIA DE DESENVOLVIMENTO DA INFRAESTRUTURA (SDI), 2018).

No eixo de infraestrutura energética, no período do PAC 2015-2018, os empreendimentos de geração acrescentaram 21.804 MW de potência instalada ao Parque Gerador Nacional. Cerca de 96% desse total foram ampliados a partir das fontes hidráulica, eólica, solar e biomassa. Mesmo sendo celebradas como o futuro do suprimento de energia elétrica, as três últimas não têm condições hoje de atender sozinhas às demandas de fornecimento por seu caráter intermitente. Por isso, exigem a combinação com outras fontes energéticas despacháveis, ou seja, aquelas em que é possível controlar o quanto e quando se produz como a hidráulica que alcançará seu limite de aproveitamento e a termoeleétrica, suprimindo a intermitência na produção de energia (SDI, 2018).

O setor de Petróleo e Gás Natural tem sido expandido com a exploração e o desenvolvimento da produção dos campos de petróleo no Pós-sal e no Pré-sal, fazendo com que o Brasil se consolide como um dos maiores produtores de hidrocarbonetos líquidos do mundo. Cerca de 95% da produção de petróleo e 83% da produção de gás natural no Brasil é oriunda de campos marítimos. Em junho de 2018, a produção média de petróleo foi de 2,59 milhões de barris por dia (MMbbl/d) e a produção média de gás natural foi de 115 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), 57 MMm³ /d de gás natural oriundos do Pré-sal (FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS - FGV, 2018) . Onde se destaca a necessidade de infraestrutura de escoamento e entrega dos produtos às distribuidoras e consumidores.

Neste ponto, o Programa de Modernização e Expansão da Frota (PROMEF) e os investimentos do Fundo Marinha Mercante possibilitaram a expansão da frota de navios da Transpetro – braço logístico da Petrobras, mas existem projetos a serem executados para que a cadeia do gás seja completa e alcance aqueles que o demandam.

As demandas são várias e por sua versatilidade pode ser utilizado como fonte de geração de energia elétrica (ao substituir o carvão e o óleo combustível), como combustível automotivo (usado no lugar da gasolina, do etanol e do óleo diesel), como energético doméstico e comercial (em vez do GLP), como insumo básico da indústria gasoquímica, responsável pela produção de grande quantidade de compostos como o metanol e a ureia (nas fábricas de fertilizantes).

Ao acompanhar a tendência mundial de aproveitamento de combustíveis mais limpos e maior preocupação com o meio ambiente, o Brasil tem investido na expansão do uso do gás natural, que apresenta menor emissão de poluentes no processo de combustão, além de favorecer maior durabilidade aos equipamentos que o utilizam.

Estes investimentos se traduzem em infraestrutura e segurança energética para diversos *stakeholders*² dependentes do combustível.

1.2 STAKEHOLDERS CONSIDERADOS

Partiu-se da noção que economias de escala são os fatores que conduzem à redução do custo médio de produção de um determinado bem à medida que a quantidade produzida aumenta e que a noção de economias de escala tende a negligenciar outras maneiras pelas quais os projetos de infraestrutura podem ser expandidos. A expansão de capacidade pode ser feita através da construção de novas plantas em novas localidades; da introdução de novas instalações que sejam entremeadas com as antigas (*scrambled facilities*); conversões de projetos de um bem para outro; e eliminação de áreas de gargalos nos projetos.

Um segundo ponto a ser destacado é que o número de combinações de insumos considerados factíveis para a engenharia (conjunto de possibilidades tecnológicas) é muito maior que o número de combinações observadas em operação (conjunto de possibilidades economicamente viáveis). Pequenas mudanças nos preços dos insumos são capazes de modificar preços relativos e, por sua vez, modificar o rol de possibilidades economicamente viáveis (CHENERY, 1949). As mudanças de preços relativos dos insumos são capazes de alterar o rol de possibilidades economicamente viáveis, bem como o montante de insumos utilizados, ou seja, à medida que uma unidade produtiva se expande, os insumos podem mudar não apenas quantitativamente, mas também qualitativamente. Isso significa dizer que diferentes tipos de insumos podem ser empregados para diferentes níveis de escala e tais mudanças de qualidade se manifestam como mudanças de eficiência produtiva. Portanto, a dimensão da utilização de insumos, que está estritamente relacionada com a dimensão da própria planta, pode ser uma origem de eficiência de escala por motivos qualitativos (CHAMBERLIN, 1948).

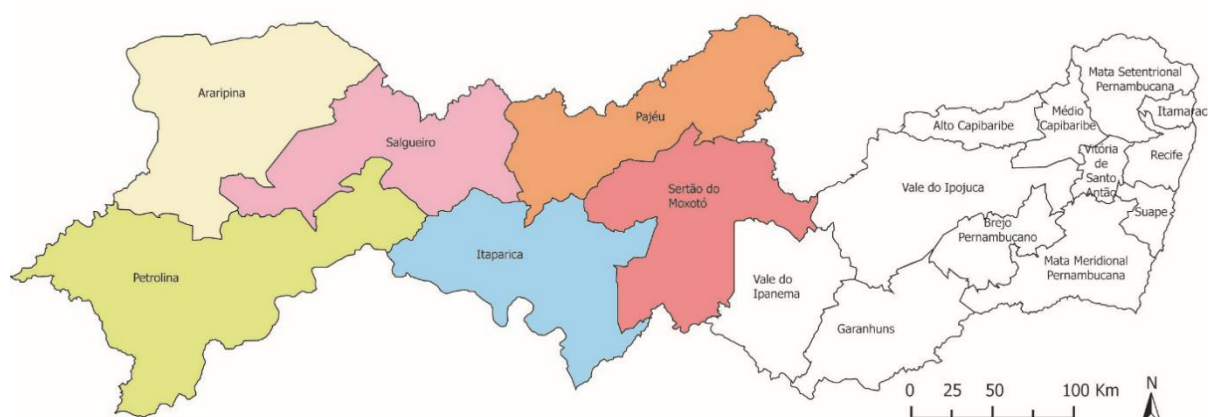
Diante do exposto, buscou-se a melhor relação entre investimentos e capacidade para atender aos consumidores de gás existentes na região do Terminal flutuante³.

² *Stakeholders* - é um dos termos utilizados em diversas áreas como gestão de projetos, referente às partes interessadas em algo. Neste contexto, pode ser considerado como consumidores, embora o conceito não se limite a estes.

³ Quando se comparam os índices técnicos e econômicos de um terminal de GNL flutuante e de um terminal de GNL *onshore* convencional com a mesma capacidade tem-se que: um terminal de GNL flutuante tem um período de construção menor, menor investimento, melhor pico sazonal, mobilidade e outras vantagens. Por estes motivos foi selecionado como projeto a ser estudado.

O Arranjo Produtivo Local do Polo Gesseiro do Araripe localizado no sertão pernambucano. O Sertão é a maior região natural do Estado de Pernambuco, ocupando 70% do território (Figura 1). O clima é predominantemente semiárido com estação chuvosa concentrada em poucos meses e taxa de precipitação baixa. Secas prolongadas são comumente registradas na região, dificultando o desenvolvimento da agricultura e da pecuária, fazendo com que sua vegetação, a caatinga, seja adaptada aos longos períodos quase sem chuvas. Nele destacam-se duas cidades: Petrolina, onde fica o maior polo de produção de frutas do Estado, cultivadas com água irrigada do Rio São Francisco e destinadas à exportação; e Araripina, onde estão instaladas várias indústrias de beneficiamento de gipsita e de onde sai 95% de todo o gesso consumido no Brasil (SINDUSGESSO, 2018).

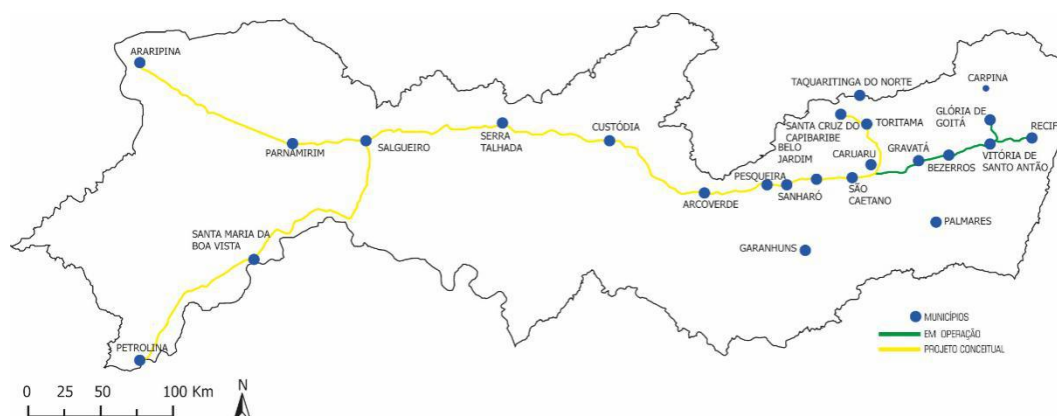
Figura 1 – Microrregiões do Estado de Pernambuco



Fonte: O Autor (2019).

Na Figura 2 percebe-se que tanto Petrolina quanto Araripina serão beneficiadas com o projeto de expansão do gasoduto para o sertão que consta no plano de expansão da Companhia Pernambucana de Gás (COPERGÁS), mas, para este estudo, foi desconsiderado o ramal Salgueiro-Petrolina devido ao baixo consumo potencial atual de gás e aos custos que este adicionaria. Portanto, foi dada preferência ao atendimento da urgente demanda por energético dos fornos calcinadores das empresas do gesso e, com ela, as demandas de gás natural veicular e da indústria alimentícia, num total de 501 km de novas tubulações margeando as BR-232 e BR-316 entre Belo Jardim e Araripina.

Figura 2 – Projeto de expansão do gasoduto para o interior do Estado de Pernambuco

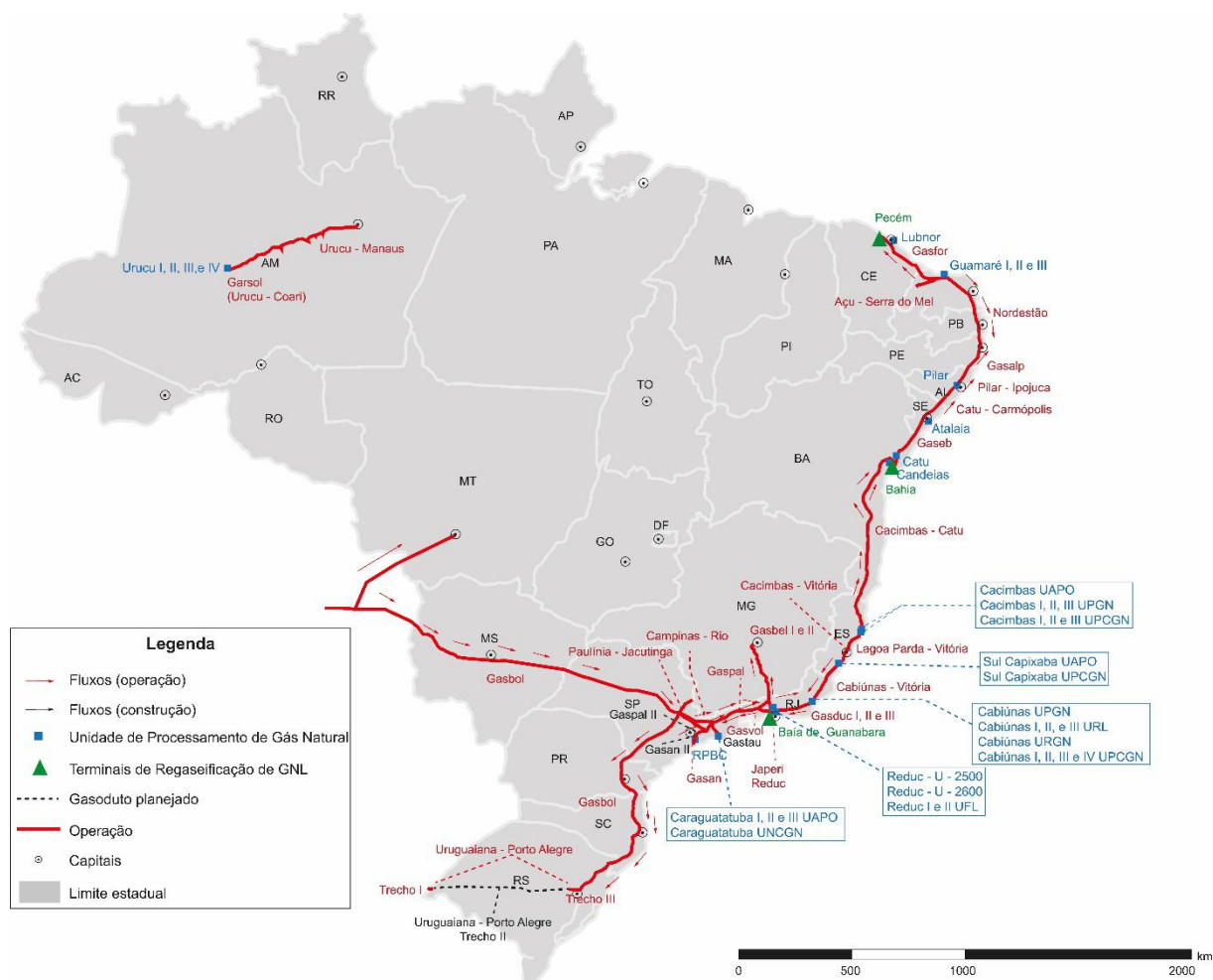


Fonte: COPERGAS (2018).

O processo de calcinação da gipsita, etapa de produção do gesso na qual o minério é submetido a altas temperaturas, necessita de muita energia, na maioria das vezes proveniente de lenha de espécies nativas, onde predominam as formações vegetais xerófitas que não apresentam produtividade suficiente nos planos de manejo florestal sustentados para atender o atual consumo por parte da indústria do gesso.

A matriz energética da indústria do gesso do Araripe é diversa, utilizando aproximadamente, 3% de energia elétrica, 5% de óleo diesel, 8% de óleo de baixo ponto de fluidez (BPF), 10% de coque e 73% de lenha. Mas as indústrias de pequeno porte usam, exclusivamente, a lenha como fonte energética. Devido à grande demanda de lenha exigida na calcinação da gipsita, o Polo Gesseiro do Araripe se encontra sob severa ação antrópica que, consequentemente, vem gerando alterações nas estruturas físicas e biológicas do ambiente. Em consequência, na medida em que a indústria do gesso cresce, utilizando a lenha como principal energético para a calcinação, aumenta a devastação do estoque lenheiro da região. Desta forma, as indústrias são obrigadas a adquirir lenha nos estados vizinhos, transferindo o problema da falta de combustível para outras áreas. Esse cenário coloca o Araripe, como área susceptível à desertificação e suas consequências desastrosas nos aspectos sociais, ambientais e econômicos (MINISTERIO DO MEIO AMBIENTE - GOVERNO FEDERAL, 2018). Para mitigar os problemas apresentados estudou-se a viabilidade da integração da região do Araripe à malha de gasodutos do nordeste, conforme mostrados na Figura 3.

Figura 3 – Gasodutos do Brasil



Fonte: ANP (2018).

A interiorização do gás ainda não ocorreu por falta de disponibilidade de gás e beneficiará, a princípio, os 580 mil moradores dos doze municípios cortados por esta expansão que passarão a ter a opção de utilizar como combustível em veículos, na forma de gás natural veicular – GNV, modalidade hoje restrita à capital do estado e aos postos lindeiros à BR-232 até o município de Belo Jardim.

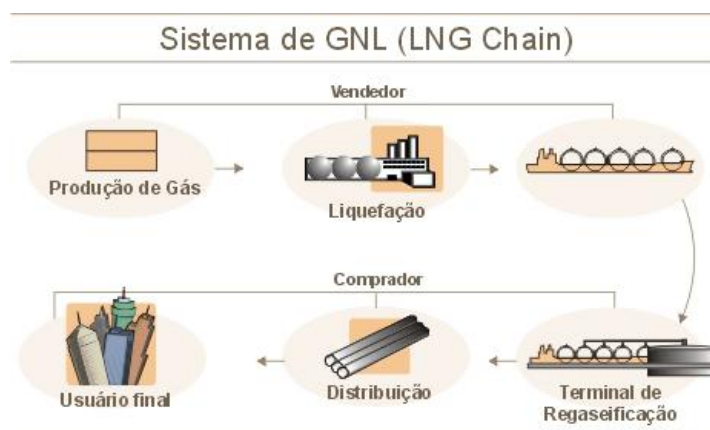
Passaria a existir, ainda, a possibilidade de parcerias na distribuição do gás com as companhias estaduais dos estados com os quais Pernambuco faz divisa: a Companhia de Gás do Ceará – CEGÁS, a Companhia de Gás do Piauí – GASPISA, a e a Companhia de Gás da Bahia – BAHAGÁS (em projetos futuros não considerados nesta proposta), além das já consideradas como beneficiárias do Terminal Regaseificador: ALGAS, PBGAS e POTIGÁS), trazendo economia de escala para a Copergás e economia na construção de tubulações adutoras de gás das companhias parceiras para atender centros regionais distantes das capitais que ficariam de outra maneira de fora da possibilidade de crescimento trazida pela chegada de

um energético competitivo. Nota-se que a rede de gasodutos do Nordeste do Brasil é toda costeira e um investimento para levar gás ao Polo gessero do Araripe tem potencial para trazer desenvolvimento para toda a região.

1.3 CADEIA DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO

A cadeia do GNL é uma sequência de atividades que vão desde o reservatório de gás até o consumidor final. A Figura 4 resume as principais etapas desta cadeia: produção, liquefação, transporte, regaseificação e distribuição (esta última não detalhada).

Figura 4 - Sistema de GNL



Fonte: Dantas (2013).

Os terminais regaseificadores podem usar água do mar para reaquecer o GNL, ou vapor quando há uma termelétrica nos arredores, como é muito frequente. Neste caso, a expansão do gás ao se vaporizar poderá acionar turbinas, capazes de adicionar alguma potência à termelétrica. Há ainda uma possibilidade de usar o frio liberado na regaseificação para indústria de alimentos.

Primeiro terminal flexível de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) no Brasil, tem capacidade de transferir até 7 milhões de m³/dia de gás natural para o Gasoduto Guamaré-Pecém – GASFOR, (Figura 5). Atende principalmente as termelétricas Ceará e Fortaleza (PETROBRAS, 2018).

Figura 5 - Terminal de Regaseificação de Pecém (GNL)



Fonte: Petrobras (2018).

Os custos para construção de um terminal de regaseificação variam muito em virtude das diferenças na capacidade de estocagem. Os números do Quadro 1 mostram o porte do investimento, acarretando complexos esquemas financeiros, só viáveis, como dito, se existirem contratos de longo prazo envolvendo consumidores solidamente implantados no mercado.

Quadro 1 – Valores prováveis para um sistema de GNL de 7 milhões de toneladas por ano (MTPA⁴)

Unidade	US\$ (em bilhões)
Reservatórios de Gás	\$ 1,50
Unidade de Liquefação	\$ 1,92
Navios Tanque (8)	\$ 1,40
Terminal de Regaseificação (embarcação)	\$ 1,00
Total	\$ 5,82

Fonte: Dantas (2013).

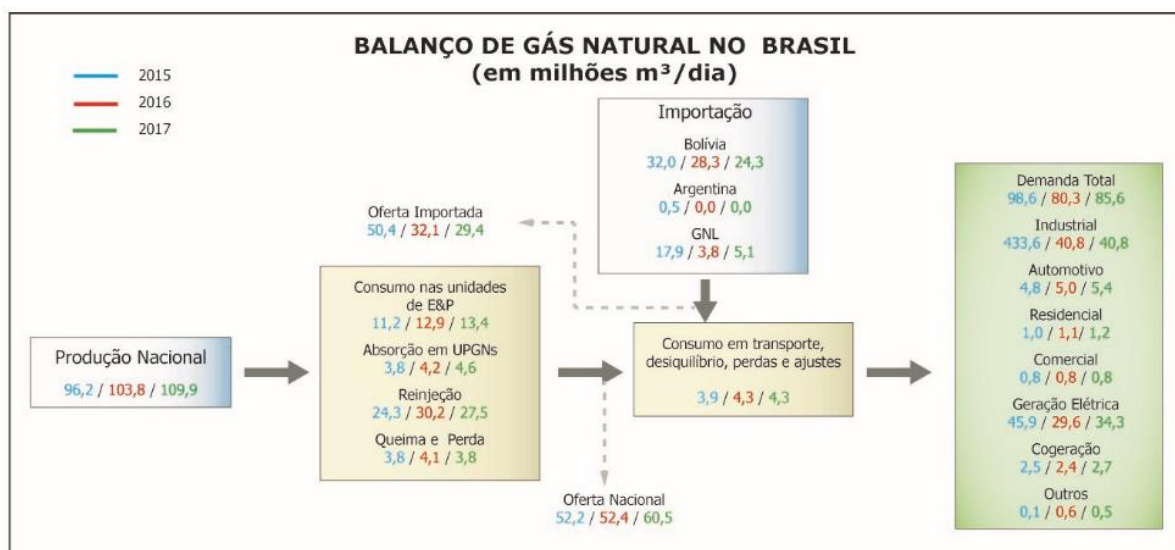
1.4 MERCADO CONSUMIDOR DO GNL

O mercado consumidor atual de GNL pode ser dividido em três áreas: Extremo Oriente (Japão, Coreia e Formosa), Europa e Estados Unidos. Novos mercados, como o sul americano, deverão demorar algum tempo para desenvolver-se (DANTAS, 2013).

É apresentado o balanço entre a produção, importação e consumo do gás natural no Brasil de forma resumida e esquemática na Figura 6.

⁴ Para efeito de comparação 1 MTPA equivale a 3,567 MMm³/dia de GNL. O milhão de metros cúbicos por dia é a unidade básica utilizada neste trabalho.

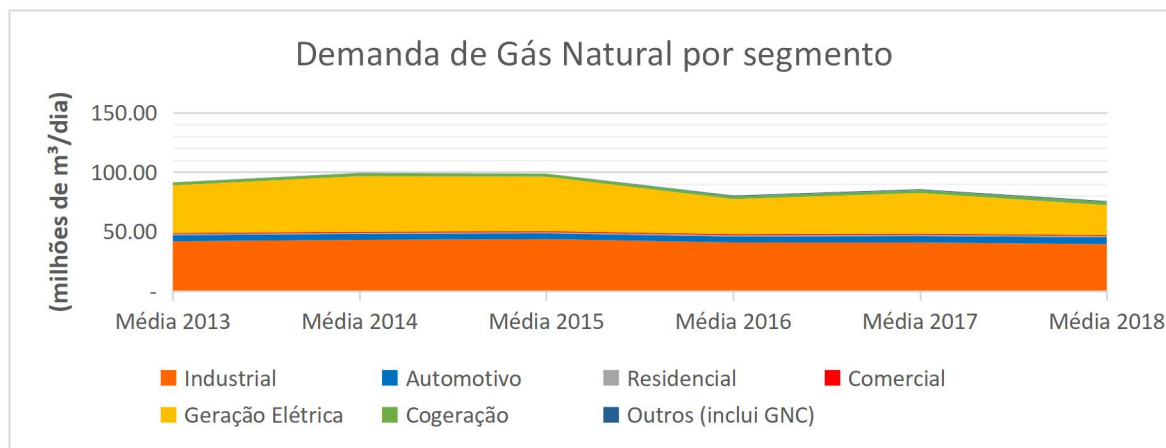
Figura 6 - Balanço Esquemático – Brasil



Fonte: Departamento de Gás Natural - MME (2018).

A demanda de gás natural das distribuidoras, apresentada na Figura 7, foi segmentada em: industrial, comercial, residencial, automotivo, geração termelétrica e outros. A demanda das refinarias e FAFENS⁵ foi considerada como consumo do segmento industrial.

Figura 7 - Demanda de Gás Natural por segmento



Fonte: Departamento de Gás Natural - MME (2018).

A partir de dezembro de 2016 passaram a vigorar renegociações do contrato Nova Política Modalidade Firme, sendo discriminados os valores de transporte e molécula. O Quadro 2 apresenta o preço médio do gás natural Petrobras para as distribuidoras.

⁵ A Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados – FAFENS é uma unidade de operações da Petrobras, responsável pela fabricação de amônia e fertilizantes nitrogenados a partir de gás natural.

Quadro 2 - Preço Médio do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

Preço Petrobras para Distribuidora março/2018 (Preços isentos de tributos e encargos)			
Contrato: Nova Política Modalidade Firme Renegociado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Molécula	Total
NE	\$ 1,8690	\$ 6,9543	\$ 8,8233
SE, S e CO	\$ 1,9442	\$ 6,6997	\$ 8,6438
Brasil	\$ 1,9254	\$ 6,7633	\$ 8,6887
Contrato: Gás Importado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Commodity	Total
SE e CO	\$ 1,8414	\$ 4,6269	\$ 6,4683
S	\$ 2,0879	\$ 4,3520	\$ 6,4399
Brasil	\$ 1,9893	\$ 4,4619	\$ 6,4512

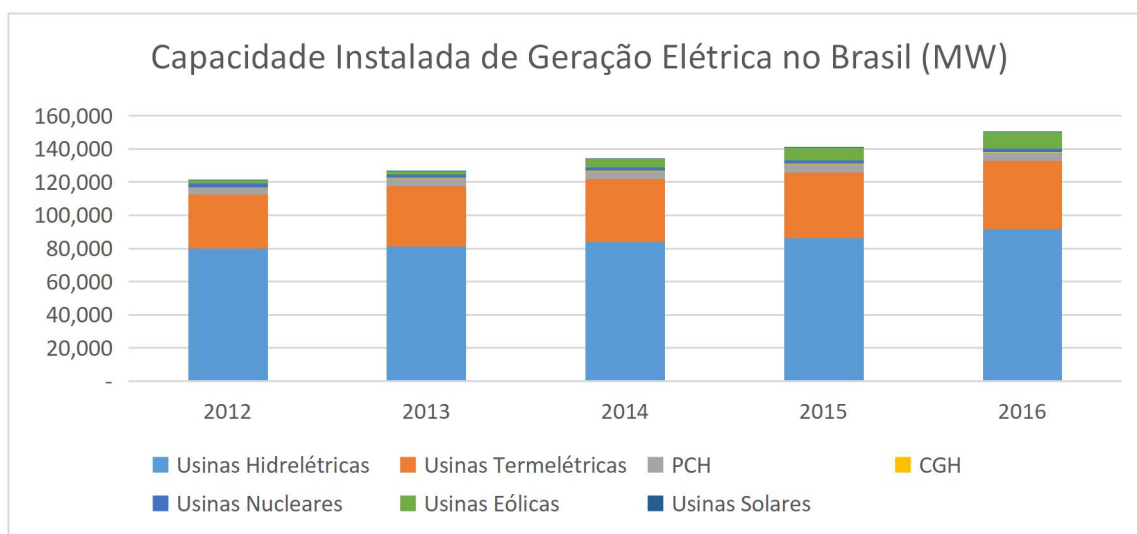
Fonte: Departamento de Gás Natural - MME (2018).

1.5 SETOR ELETRICO BRASILEIRO

A estrutura do setor elétrico brasileiro é baseada na concorrência nas atividades de produção. Incentiva-se a desverticalização das concessionárias através da separação das atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia (BRASIL. AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA - ANEEL, 2008).

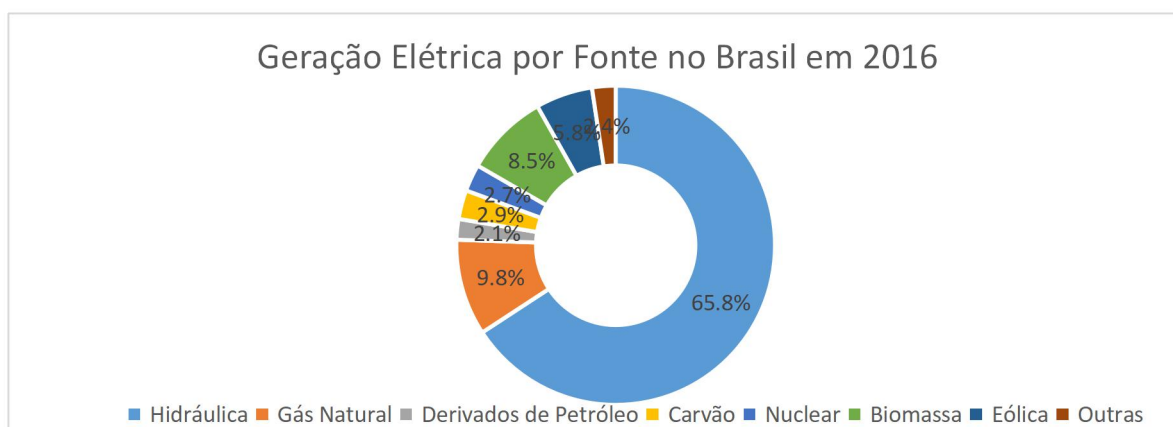
A otimização da produção elétrica do sistema se dá dentro de programas diários, semanais e mensais de modo a refletir as características hidrológicas e elétricas do sistema brasileiro (Figura 8), necessitando para isso informações técnicas precisas sobre o nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, a evolução prevista da demanda de energia e a disponibilidade atual e futura de usinas e linhas de transmissão de energia elétrica. Pode-se observar a participação de cada fonte na Figura 9.

Figura 8 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Brasil (MW)



Fonte: Ministério das Minas e Energia - Governo Federal (2017).

Figura 9 - Geração Elétrica por Fonte no Brasil em 2016



Fonte: Ministério das Minas e Energia - Governo Federal (2017).

A geração de energia no Brasil é predominantemente hidrelétrica decorrente da existência de um grande potencial hídrico no país e da não disponibilidade inicial de combustíveis fósseis em quantidade e qualidade suficientes para fazer frente às necessidades de energia elétrica do mercado brasileiro (BRASIL. MINISTERIO DAS MINAS E ENERGIA, 2017).

Hoje, as alternativas para aumento da produção são: a instalação de usinas termelétricas movidas a combustível fóssil (principalmente GNL), a construção de usinas hidrelétricas em distâncias cada vez maiores dos centros de consumo, além da cogeração, da utilização de micro e pequenas centrais hidrelétricas – MCHs e PCHs, das fontes alternativas e da construção de usinas nucleares (BRASIL. MINISTERIO DAS MINAS E ENERGIA, 2017).

As usinas termelétricas podem ser instaladas próximas aos centros de consumo de energia, com menor tempo de construção devido a modularidade dos seus componentes, diminuindo investimentos com rede de transmissão.

1.6 PLANEJAMENTO DO DESENVOLVIMENTO DE INFRAESTRUTURA

As dimensões técnica, gerencial e socioambiental e suas interações devem estar todas contidas no planejamento de sistemas bem como a infraestrutura da manufatura intensiva de capital. Os sistemas de transporte e as instalações de produção e escoamento de óleo e gás compartilham desafios semelhantes, citados abaixo (LIN, 2008):

- Longos ciclos de vida (medido em décadas);
- Intensivos de capital;
- Incertezas internas (sistemas e técnicas disponíveis) e externas (demanda, regulamentação) em constante evolução;
- Interações complexas: O planejamento requer não somente o domínio de áreas de conhecimento como física, engenharia, economia e política, mas o entendimento de suas inter-relações;
- Impactos socioeconômicos e ambientais;

A implantação de um terminal de regaseificação e sua logística de escoamento são bons exemplos para ilustrar os desafios do desenvolvimento de infraestruturas intensivas de capital. O ciclo de vida destes projetos geralmente se estende por períodos superiores aos 20 anos adotados nesta tese, nos quais os fatores técnico, econômico e social evoluem.

1.7 INCERTEZAS E FLEXIBILIDADES

As incertezas pertinentes ao projeto de infraestrutura energética são refletidas nas variáveis aleatórias relevantes ao sucesso do projeto como: demanda do gás, preços do petróleo (Os preços do gás natural no Brasil são definidos pela Petrobras e levam em consideração uma cesta de óleos, guardando, assim, uma melhor correlação com as medidas

de dispersão de preços. Não há mercado global de GNL e os *gas hubs*⁶ internacionais atendem e ditam os preços nos mercados regionais). O volume exato de hidrocarbonetos demandados de uma instalação de regaseificação é apenas estimado a priori e, por causa disto, é necessário estimar sua demanda com o tempo utilizando ferramentas probabilísticas (DANTAS, 2013), como as que foram utilizadas neste trabalho. As incertezas classificam-se em:

- **Incerteza endógena:** disponibilidade de sistemas e técnicas de regaseificação. Entender esse tipo de incerteza requer conhecimento dos sistemas e técnicas disponíveis.
- **Incerteza exógena:** está fora do controle direto dos tomadores de decisão e projetistas dos sistemas. Citam-se a regulamentação ambiental, a demanda dos clientes e a incerteza do mercado. São originadas a partir do ambiente externo e não podem ser reduzidas na fonte pelos tomadores de decisão. No entanto, os tomadores de decisão podem gerenciar o seu impacto através da construção de opções reais (flexibilidade) nos projetos de sistemas e técnicas.
- **Incerteza híbrida:** é o tipo de incerteza determinada conjuntamente pelos sistemas endógenos e exógenos. Em projetos de gás natural liquefeito, incertezas híbridas são determinadas conjuntamente pelas incertezas de demanda, de instalações e de mercado. São exemplos o custo de desenvolvimento, a incerteza na programação do desenvolvimento do terminal e as incertezas contratuais.

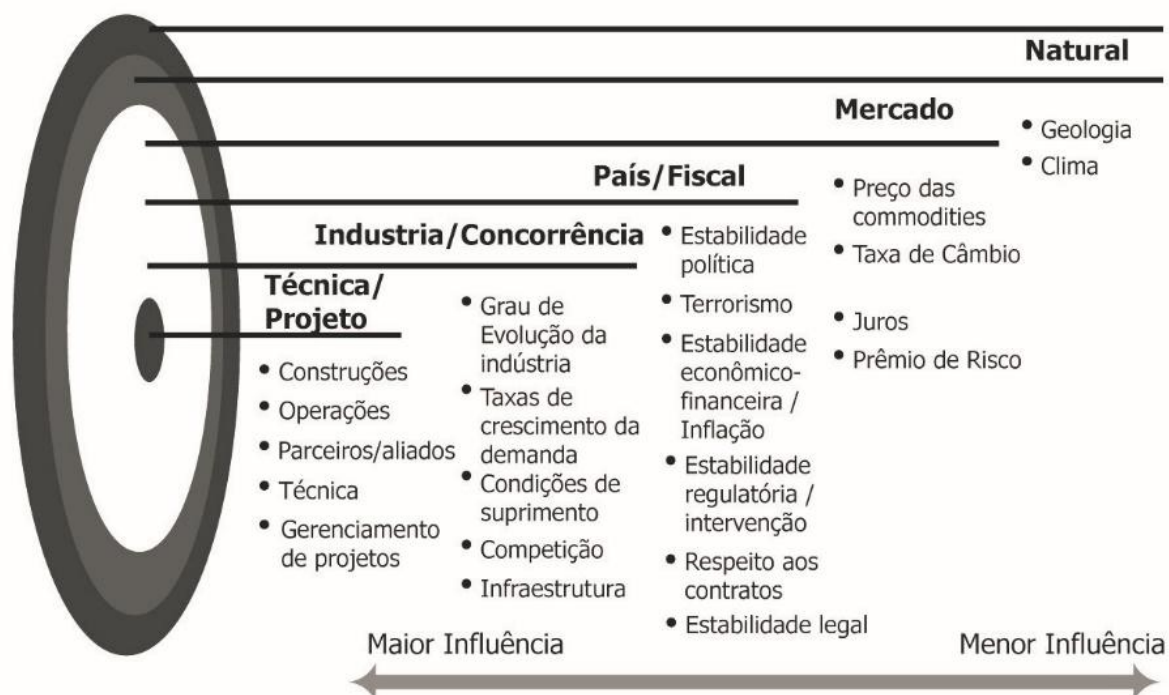
Uma maneira semelhante de classificar as incertezas foi proposta na literatura por Miller & Lessard (2001) que propuseram camadas de incerteza como mostrado na Técnicas de modelagem estocástica têm sido propostas para simular a evolução de variáveis tais como: o modelo de árvore, modelo de reversão à média (MRM) e o movimento geométrico browniano (MGB), aqui utilizado. A maior parte das incertezas são exógenas aos projetos tais como: a demanda e o preço de mercado. Além disso, na maior parte da literatura apenas uma incerteza dominante é considerada de cada vez (condição *ceteris paribus*) (LIN, 2008).

⁶ Os centros de gás natural tendem a ser o centro das redes de infraestruturas de gás, como os gasodutos e os terminais de gás natural liquefeito (GNL). O hub é usado como um ponto central de preços para o gás natural de uma rede. O maior centro de gás natural do mundo é o Henry Hub, no estado norte-americano de Louisiana. Este beneficia-se de uma vasta produção e consumo domésticos nos Estados Unidos, bem como da maior e mais acessível rede de gasodutos do mundo, que se estende para o Canadá e o México. Na Europa, o *National Balancing Point* (NBP) da Grã-Bretanha e o *Dutch Title Transfer Facility* (TTF) surgiram como os principais centros de gás natural.

Figura 10. Nesta proposta, a capacidade da empresa para influenciar a incerteza é reduzida à medida que as camadas se distanciam do centro do alvo.

Técnicas de modelagem estocástica têm sido propostas para simular a evolução de variáveis tais como: o modelo de árvore, modelo de reversão à média (MRM) e o movimento geométrico browniano (MGB), aqui utilizado. A maior parte das incertezas são exógenas aos projetos tais como: a demanda e o preço de mercado. Além disso, na maior parte da literatura apenas uma incerteza dominante é considerada de cada vez (condição *ceteris paribus*) (LIN, 2008).

Figura 10 - Camadas de incertezas



Fonte: Miller & Lessard (2001).

Em geral, existem três abordagens na gestão de incerteza:

- **Controle de incerteza:** O gerenciamento de demanda é exemplo deste tipo de controle de incerteza (ao se ajustar o preço ou a qualidade do serviço prestado por um sistema em momentos diferentes pode-se aumentar ou diminuir as exigências neste sistema). O controle de incertezas intervém diretamente e gerencia a incerteza na fonte, e isso não requer modificação das configurações

do sistema, tentando minimizar os seus impactos. Controlar a incerteza na sua origem é importante durante a operação, mas geralmente não é levada em conta durante o projeto do sistema.

- **Abordagem reativa/passiva:** Os sistemas são projetados com a capacidade de lidar com a incerteza dentro de um determinado intervalo. *Design* robusto é um exemplo da abordagem passiva para lidar com a incerteza. Ter um projeto robusto implica dessensibilizar o desempenho dos sistemas às alterações no ambiente, reduzindo a variabilidade no desempenho em face das variações incontroláveis (incerteza) do ambiente.
- **Abordagem proativa:** As opções reais entram nesta categoria. Esta abordagem inclui flexibilidade em projetos ou sistemas, permitindo que os projetos se adaptem às incertezas, explorando oportunidades, enquanto mitiga riscos. Flexibilidade é a relativa facilidade com que podem ser feitas alterações em um sistema. Opções reais “de” projetos lidam com flexibilidade gerencial, tais como: a espera e as opções de abandono em cada fase de um projeto. Opções reais “nos” projetos olham para sistemas técnicos e identificam estratégias de concepção de sistemas que permitam ter flexibilidade no projeto.

A flexibilidade tornou-se um conceito muito popular na literatura acadêmica e na engenharia prática. No entanto, isso pode significar coisas diferentes se o contexto muda. Saleh et al. (2003) revisaram a literatura multidisciplinar de flexibilidade e propuseram uma agenda de investigação para concepção de sistemas de engenharia flexíveis. O conceito de flexibilidade está se desenvolvendo em diferentes campos:

- Na teoria da decisão, a flexibilidade é o número de alternativas restantes após escolhas prévias serem feitas: mais opções restantes refletem uma maior flexibilidade.
- Em sistemas de produção, o foco da literatura é a definição e classificação de diferentes tipos de flexibilidade para os sistemas de produção (citados em Sethi & Sethi (1990) e Hauser & de Weck (2007)), tais como flexibilidade de volume, flexibilidade de caminhos, a flexibilidade de expansão, e flexibilidade de mix de produtos, referindo-se à flexibilidade ao nível de negócios.
- Em gestão, a literatura aborda o conceito de flexibilidade em relação às decisões de investimento e de incerteza do mercado. A flexibilidade é

introduzida neste contexto para dar aos decisores a flexibilidade gerencial como uma forma de lidar com a incerteza de mercado. Um crescente campo da literatura, chamado Opções Reais, baseia-se na teoria de opções financeiras, e confere ao gestor o direito, mas não a obrigação de tomar certos cursos de ação para reagir à incerteza do mercado e é aplicado para calcular o valor financeiro da flexibilidade gerencial. Reflete o fato de que este tipo de opções reais trata de um projeto inteiro como uma entidade financeira sem olhar para flexibilidade do projeto de engenharia.

- Uma parte emergente da literatura aborda a flexibilidade no projeto de sistemas de engenharia que tem que ser antecipada, projetada e construída nos sistemas. Opções reais “nos” projetos são opções criadas pelo projeto, que permitem que os sistemas sejam facilmente alterados ou modificados para satisfazer as necessidades futuras. Como resultado, requerem profundo conhecimento dos sistemas técnicos e dos aspectos econômicos do projeto, mas analistas financeiros não são geralmente equipados para esta tarefa. Por exemplo, desenhar as opções reais em petróleo offshore e instalações de produção de gás requer tanto conhecimento técnico dos sistemas e análise econômica do projeto. Engenheiros de sistemas são responsáveis por esta árdua tarefa. Projetar opções reais em sistemas de engenharia de capital intensivo é mais complexo do que uma única produção ou sistemas de manufatura para os produtos de consumo, devido às interações complexas de múltiplas áreas, ao grande investimento irreversível dos sistemas, aos longos ciclos de vida e à incerteza multidomínio. Assim, abordagens holísticas para explorar e projetar opções reais “nos” sistemas complexos de engenharia de capital intensivo sob incerteza multidomínio permanecem pouco estudados Wang & de Neufville (2006).

1.8 OPORTUNIDADE DE PESQUISA

Esta tese aborda a lacuna socioambiental que existe tanto no projeto de engenharia tradicional e nas opções reais aplicadas em grandes projetos de infraestrutura. Para o Governo Federal são considerados como Obras de Grande Vulto aqueles com custo total ou superior a R\$ 50 milhões que utilizem recursos dos orçamentos fiscal e da seguridade social (BRASIL. MPOG - MINISTERIO DO PLANEJAMENTO ORÇAMENTO E GESTÃO, 2009) e aquele

com custo total igual ou superior a R\$ 100 milhões financiados pelos recursos do orçamento de investimento das estatais (BRASIL. GOVERNO FEDERAL, 2008).

Há muitos trabalhos nas áreas de projeto de sistema de engenharia sob incerteza, que estão detalhados na revisão de literatura (item 2).

Esta tese está construída em cima da literatura existente e desenvolve uma proposta de modelo de avaliação dos retornos econômicos do terminal de regaseificação de SUAPE sob incerteza de multidomínios.

Projetos tradicionais de engenharia aperfeiçoam o desempenho a partir de cenários futuros determinísticos de um sistema. Em geral, as soluções são rígidas e otimizadas para pontos ótimos e não têm bons desempenhos quando ambas as incertezas endógenas e exógenas são consideradas. Se a incerteza futura for favorável, soluções otimizadas para pontos ótimos são demasiadamente rígidas para serem ampliadas e modificadas, o que provoca perda de oportunidades. Se a incerteza futura for desfavorável, soluções otimizadas para ponto ótimo não podem ser facilmente reduzidas em escala, o que desperdiça capital.

A técnica de Opções reais, aliada ao método de Monte Carlo, fornece um método para a alocação de recursos e planejamento de investimentos sob incerteza, levando em conta o valor da flexibilidade gerencial embora as questões mais desafiadoras, como onde inserir flexibilidade e como buscar e escolhe dentre as diferentes estratégias flexíveis ainda permanecem sem tratamento adequado.

Estas questões são um desafio para os sistemas de engenharia complexos devido às seguintes razões:

- Sistemas complexos incluem muitos subsistemas e as suas interações. Identificar onde inserir a flexibilidade não é tarefa fácil e a avaliação exaustiva das alternativas de projeto é computacionalmente cara se feita por meio de modelos e ferramentas de alta fidelidade. Na literatura, os modelos de triagem substituem detalhes por velocidade (NEUFVILLE, HODOTA, SUSSMAN, & SCHOLTES, 2008).
- Sistemas complexos têm incertezas multidomínio. As flexibilidades de projeto têm de ser capazes de lidar com as incertezas endógena e exógena de forma eficaz. Identificar e modelar a incerteza endógena de um sistema requer conhecimento técnico dos sistemas e as suas condições de funcionamento. A literatura de opções reais padrão centra-se na flexibilidade gerencial (TRIGEORGIS L. , 2002) e sua avaliação por meio de modelos de opções financeiras (COPELAND & ANTIKAROV, 2003) sob a incerteza do mercado.

A literatura de opções reais padrão geralmente trata o sistema técnico e sua incerteza como uma “caixa preta”.

Esta pesquisa aborda os seguintes tópicos:

1. Como explorar estratégias flexíveis em fase de planejamento do terminal de regaseificação de SUAPE?
2. Como ter em conta a incerteza de vários domínios na seleção de estratégias flexíveis?
3. Como melhorar o trabalho daqueles que precederam esta pesquisa?

A tese propõe um aprimoramento do método para desenvolver modelos de avaliação integrada. O nível de detalhe do modelo é determinado tanto pela análise quantitativa quanto pela análise de sensibilidade para identificar os fatores importantes tal que a ordem de classificação de diferentes estratégias possa ser estabelecida com relativa confiança. Esses modelos são computacionalmente baratos para rodar, o que permite busca de estratégias flexíveis no grande espaço de projeto de forma mais eficaz e precisa na fase de planejamento. A abordagem está baseada em simulação para avaliar o valor de diferentes níveis de flexibilidade em situações de incerteza multidomínio.

1.9 OBJETIVOS

Conforme resumido na seção acima, esta pesquisa foi planejada para responder às seguintes questões:

1. Como modelar e explorar estratégias flexíveis no planejamento do terminal de regaseificação, um sistema complexo de capital intensivo, de uma forma computacionalmente eficiente?

Será visto no decorrer deste trabalho que a integração de diversas frentes em uma simulação que abranja os principais *stakeholders*, aliado ao conhecimento de suas demandas e variações é capaz de trazer à luz o projeto com melhores respostas aos problemas enfrentados.

2. Qual é a estrutura geral para modelagem, simulação, avaliação e comparação das diferentes estratégias com diferentes graus de flexibilidade sob incerteza multidomínio?

A estrutura geral para qualquer modelagem de infraestrutura/projetos de grande vulto é apresentada na Figura 14. Por ser uma estrutura de 4 passos geral, esta pode ser utilizada em qualquer tipo de projeto. A Figura 15 mostra o sistema de simulação integrada implementado neste trabalho a partir da estrutura supracitada.

3. Como melhorar os modelos anteriores para chegar a resultados que irão não só otimizar os retornos como ajudar na classificação de projetos que irão maximizar o bem-estar da sociedade?

Ao final do estudo poder-se-á perceber que a inclusão de externalidades positivas de âmbito socioambiental tem o poder de alterar a classificação e a percepção de retorno econômico de projetos governamentais. A mesma ferramenta pode ser utilizada para mensurar os retornos relativos a imagem das empresas junto aos seus consumidores, mas este foge do escopo proposto.

A fim de abordar estas três questões de pesquisa, uma proposta de metodologia é desenvolvida nesta tese:

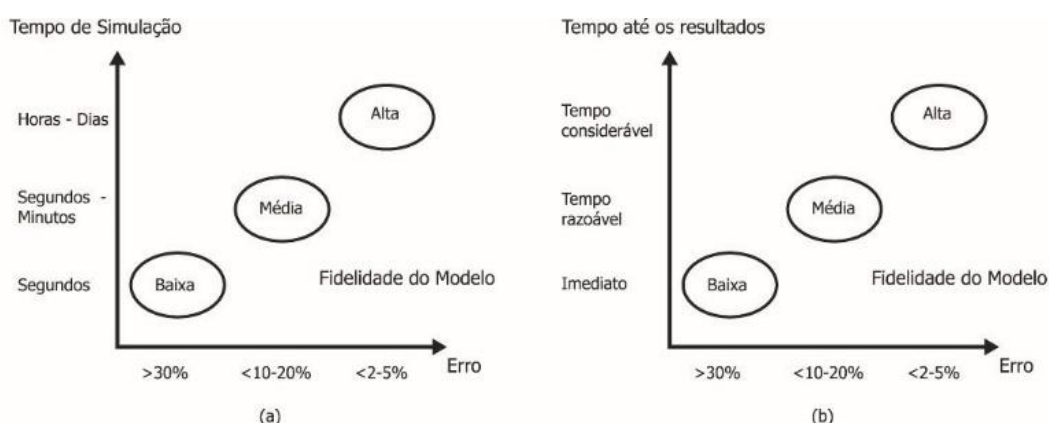
Modelos de avaliação para explorar modelos flexíveis promissores.

O projeto de sistemas complexos de engenharia envolve muitas áreas, cada uma com suas próprias variáveis e restrições, além das suas interações. Dependendo dos recursos computacionais disponíveis para os engenheiros e decisores, uma busca por múltiplos projetos flexíveis possíveis exigiria milhares de execuções das simulações e tempo computacional longo, sendo não factível em um ambiente competitivo de decisão estratégica. Tornando-se vantajoso usar modelos de média-alta fidelidade durante os estágios iniciais de um projeto. Podemos citar como vantagens, adaptado de Lin (2008):

- Redução do tempo de simulação. A Figura 11(a) mostra o *trade-off* aproximado entre esforço computacional e modelo de fidelidade.

- A integração das áreas de conhecimento reduz o tempo de transferência de dados de configuração e de modelagem, garante integridade dos dados e evita possíveis erros nos processos manuais.
- O modelo de avaliação integrado captura loops de *feedback* e *feedforward* entre diferentes áreas. A Figura 11(b) mostra um outro *trade-off* (THOMKE, 2003) entre a velocidade de produção dos resultados da simulação e fidelidade do modelo.

Figura 11 (a) Tempo Computacional x Fidelidade do Modelo; (b) Espera até Resultados x Fidelidade do Modelo.

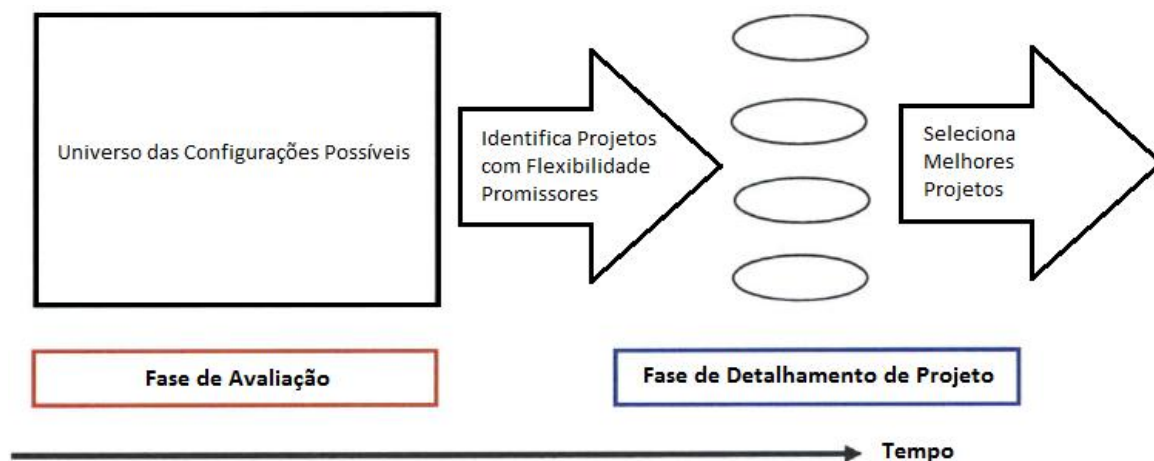


Fonte: Lin (2008)

O modelo aqui desenvolvido é uma representação simplificada do sistema, que capta as demandas dos *stakeholders*⁷ pelo combustível, as suas interações e implicações no tamanho do terminal, os retornos ambientais possíveis e sua classificação como projeto, de forma integrada. A Figura 12 mostra duas fases sequenciais: a fase de avaliação que envolve o uso de modelos para identificar alternativas promissoras e a fase de detalhamento que envolve a concepção e avaliação dos projetos. Este estudo concentrou-se na primeira etapa da Figura 12.

Figura 12 – Modelos das alternativas ajudam a identificar os mais promissores para a análise mais detalhada

⁷ Do inglês: *stake* significa participação, interesse, risco; *holder* significa “aquele que possui”; logo é todo grupo ou indivíduo que influencia ou é influenciado pelo alcance dos objetivos de uma organização.

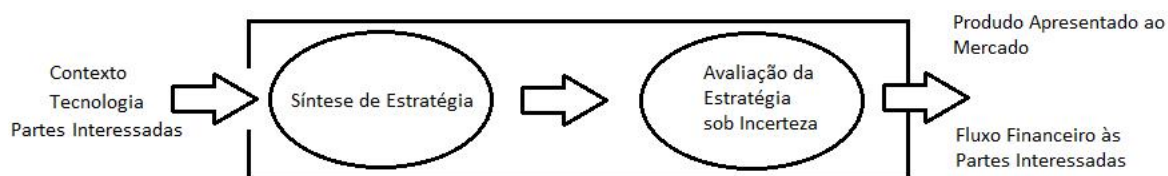


Fonte: de Neufville, Hodota, Sussman & Scholtes (2008).

A Figura 13 mostra os dois subprocessos, durante a fase de avaliação, a saber:

- O primeiro processo define um conjunto de estratégias viáveis dados os contextos tecnológico, socioeconômico e político, e os requisitos das partes interessadas.
- O segundo avalia a estratégia sob incerteza.

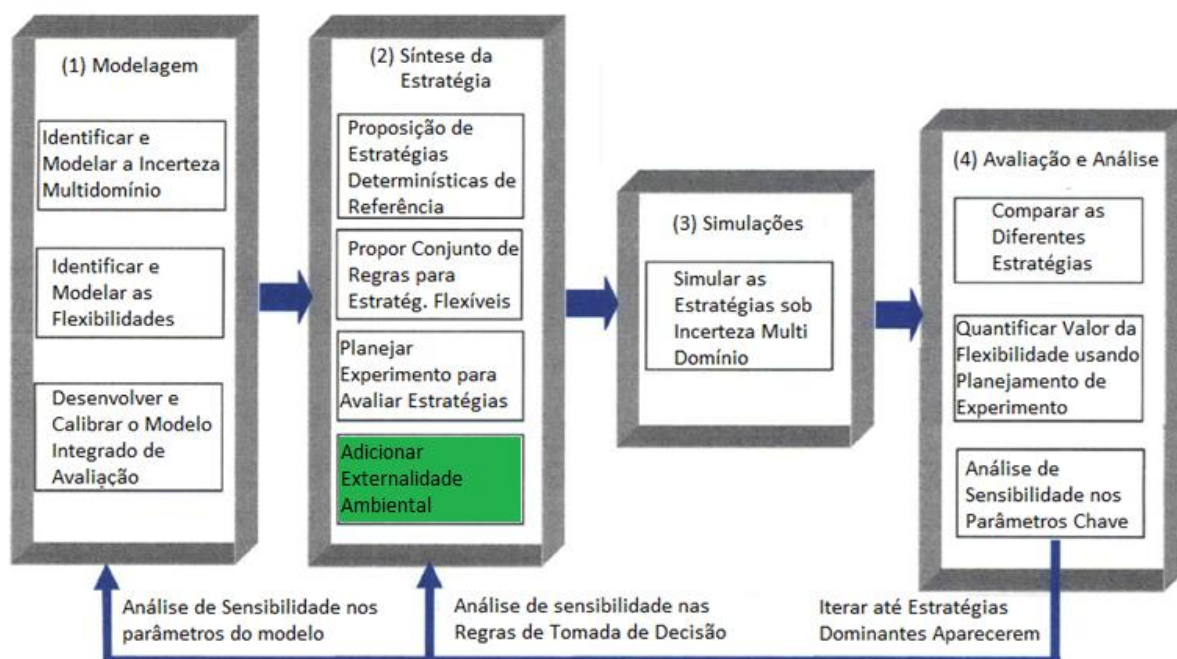
Figura 13 - Dois Subprocessos da Fase de Avaliação



Fonte: Lin (2008).

Utilizou-se um processo de quatro passos de avaliação sob incerteza, como mostrado na Figura 14. Os detalhes sobre estes quatro passos serão ilustrados mais adiante.

Figura 14 - Processo Genérico para Avaliar Estratégias Flexíveis sob Incerteza

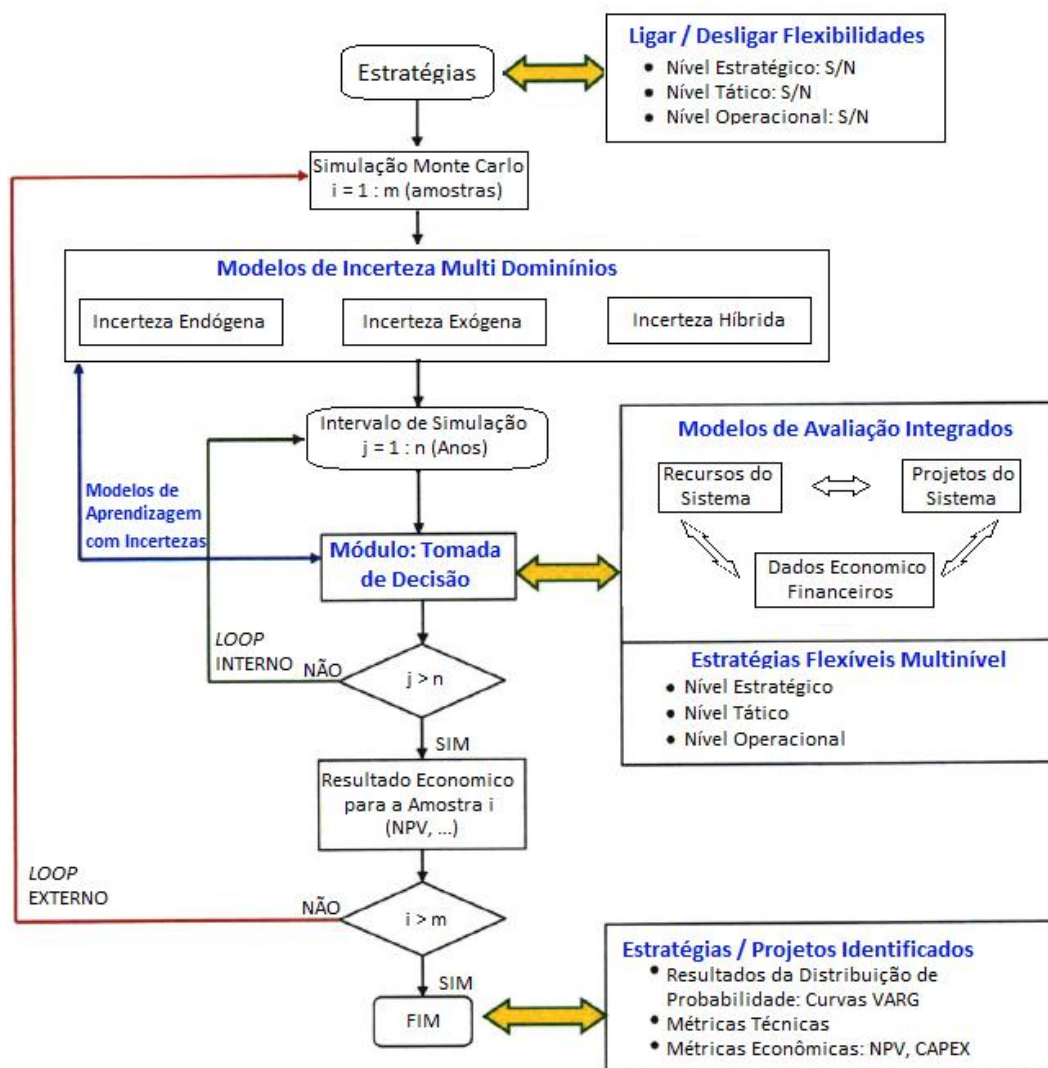


Fonte: O Autor (2019).

A Figura 15 mostra o sistema de simulação integrada. Esta é a estrutura que é executada durante a etapa (3) do processo de quatro etapas da Figura 14.

Existem dois circuitos de iteração. O loop externo é uma simulação de Monte Carlo e cada amostra inclui uma instância de incerteza de vários domínios (o circuito interno é um loop de simulação de tempo, que simula o desenvolvimento e operação do Terminal ao longo do seu ciclo de vida). Existe um módulo de tomada de decisão incorporado no circuito interno, que observa a evolução da incerteza de vários domínios e, em seguida, modifica o estado dos modelos de avaliação integrado ao exercer estratégias flexíveis de acordo com regras de decisão embutidas. Concluída uma simulação, as estratégias com diferentes graus de flexibilidade e seus projetos são comparados em termos de distribuições de probabilidades de métricas técnicas ou econômicas.

Figura 15 - Esquema de Simulação para Avaliação de Estratégias sob incerteza



Fonte: Lin (2008).

1.10 PERFIL DA TESE

A Revisão Bibliográfica examina a literatura sobre os conceitos básicos subjacentes à esta tese: a cadeia do gás, o mercado consumidor, o sistema elétrico nacional, a incerteza, as opções reais e flexibilidade, os modelos de avaliação integrados, e a tomada de decisão sob incerteza primeiro em geral, e, em seguida, aplicado ao caso do Terminal.

A Metodologia Aplicada desenvolve o sistema de simulação integrada para explorar estratégias para o desenvolvimento do Terminal e avaliar os retornos ambientais passíveis de serem colhidos com a execução do mesmo. A incerteza e as regras de decisão são ilustradas e propõe-se este modelo como instrumentos para explorar opções e carteirizar de projetos.

Na parte da Aplicação, aplica-se a simulação para estudar a estratégia flexível para o desenvolvimento do Terminal em estágios flexíveis contando com a estimação do benefício socioambiental e outro sem.

Em Resultados e Discussões, resume-se a tese, identifica oportunidades potenciais para aplicar esta abordagem a outros projetos estruturadores, e fornece indicações para futuras pesquisas. Embora esta tese demonstre este procedimento em projeto de terminal de regaseificação, este procedimento é generalizável para outros que partilham desafios semelhantes (ou seja, longo ciclo de vida, múltiplas interações, investimento irreversível, tomada de decisão sob incerteza multidomínio e interações socioambientais).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A pesquisa bibliográfica permitiu identificar uma série de estudos que tratam sobre o assunto da Teoria das Opções Reais para investimentos em infraestrutura. Neste tópico, apresenta-se uma breve descrição de algumas dessas pesquisas e seu objeto de análise, organizadas em ordem cronológica. E com maior detalhamento, pesquisas realizadas utilizando a TOR na área de infraestrutura de transportes.

Em relação ao tema de recursos naturais, Brennan & Schwartz (1985), Ekern (1988), Paddock, Siegel, & Smith (1988) utilizam as Opções Reais para avaliar projetos de exploração de recursos naturais (petróleo e mineração), em relação às opções de adiar ou iniciar imediatamente os investimentos.

Ainda no assunto da exploração de recursos naturais, Samanéz & Levi (1998) abordaram os problemas de valoração sob condições de incerteza, como taxa de crescimento da floresta e o preço da madeira empregando o cálculo do Valor Presente Líquido Estratégico (que consiste no *VPL* com opções).

Dias (2005) trabalhou opções reais híbridas no mercado de exploração e petróleo. Já avaliações e demonstrações dos cálculos baseados em cenários com restrições de orçamento e tempo, somadas às oportunidades de investimentos que se apresentam para uma empresa, foram o objeto de pesquisa de Costa & Paixão (2005).

Por outro lado, Pereira & Pamplona (2006) apresentam o uso da TOR para analisar investimentos em Tecnologia da Informação. Nessa mesma linha, Saito, Távora Jr., & Oliveira (2008) utilizam as Opções Reais em um estudo sobre a opção de postergar do investidor da área de inovação tecnológica.

Alves (2007) utiliza as Opções Reais para avaliar o mercado de carros *flex-fuel* no Brasil, considerando a flexibilidade na escolha do tipo de combustível e a incerteza em relação ao preço do álcool e da gasolina. A autora valora as vantagens do carro flex em relação ao automóvel movido somente a gasolina e revela em seus resultados que a opção do carro flex é relevante para a decisão de adquirir um automóvel, podendo representar de 5% a 10% do seu valor.

Rocha, Oliveira e Delamaro (2008) aplicam a Opções Reais no gerenciamento de projetos, especificamente, nos seus processos decisórios entre as fases ao longo do ciclo de vida do produto e do projeto.

No trabalho apresentado por Levy (2009), discutem-se as dificuldades práticas de se avaliar e quantificar as opções de um ativo real, em virtude das formas inadequadas de se

precificar os derivativos financeiros. E, para isso, apresenta-se uma revisão sobre os modelos utilizados nas avaliações por Opções Reais: Binominal, Black e Scholes, Programação Dinâmica.

Na Petrobras, a teoria de opções reais é ministrada em cursos regulares desde 1996. (DIAS, 2015b) . Na academia brasileira, incentivada pela indústria nacional do petróleo, os primeiros cursos voltados a Opções Reais tiveram início em 2005 (DIAS, 2015b).

3 METODOLOGIA APLICADA AO TERMINAL

A metodologia aqui proposta para o estudo do terminal de regaseificação de SUAPE partiu do que já é utilizado pelo governo federal no seu Manual de Investimentos em Obras de Grande Vulto do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão - MPOG (2009). A partir deste acrescentou-se o conceito das incertezas e riscos contemplando mais do que apenas as três hipóteses clássicas (otimista, conservador e pessimista). O conhecimento estatístico das incertezas foi utilizado com a ferramenta de simulação de Monte Carlo para trazer resultados que cubram todo o espaço amostral das possibilidades de resultado. Com este espaço amostral estudado, utiliza-se as ferramentas de Teoria de Opções Reais para se incluir a possibilidade de expandir o projeto e se obter as externalidades ambientais positivas que são somadas ao fluxo de caixa econômico desta proposta.

3.1 INDICADORES DE RENTABILIDADE E RISCO PARA ANÁLISE DO FLUXO DE CAIXA

Baseado no Manual de Investimentos em Obras de Grande Vulto do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão - MPOG (2009) e Brigham & Ehrardt (2015), as avaliações dos investimentos permitem estimar as vantagens e desvantagens de um projeto seja no setor privado ou no setor público. Com isso, pode-se determinar em qual projeto investir os escassos recursos. As avaliações de projetos focam basicamente, o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Índice de Benefício Custo (IBC), o Retorno sobre o Investimento Adicionado ($ROIA$), e o *payback*.

O VPL é obtido subtraindo-se o investimento inicial (FC_0) do valor presente de suas entradas de caixa (FC_t), descontadas a uma taxa igual ao custo de oportunidade de capital da empresa (k).

Para um projeto convencional tem-se (equação 1):

$$VPL = -FC_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+r)^j} \quad (1)$$

Onde:

- r é a taxa de desconto;
- j é o j -ésimo período genérico ($j = 1..n$) percorrendo todo o fluxo de caixa;
- FC_j é um fluxo genérico para $t = [1..n]$ que pode ser positivo (ingressos) ou negativo (desembolsos);
- VPL é o valor presente líquido descontado a uma taxa r ;
- n é o número de períodos do fluxo de caixa.

Um projeto será considerado atrativo se $VPL > 0$. É fácil perceber que o VPL é uma função decrescente de r , significando que quanto maior for r , menor será o VPL e, assim, mais difícil fica encontrar projetos com $VPL > 0$.

A primeira questão que deve ser respondida é qual deve ser o valor da taxa r . Usualmente, emprega-se a chamada taxa mínima de atratividade (TMA). Essa taxa deve expressar o custo de oportunidade das várias fontes de capital, ponderado, é claro, pela participação relativa de cada uma delas na estrutura de financiamento do projeto. Em projetos governamentais é comum a utilização do valor da Taxa de Longo Prazo -TLP (BNDES, 2017) durante todo o período do projeto. Esses valores devem ser observados uma vez que para o cálculo do VPL , se ele for muito distante da taxa utilizada pelo mercado pode incorrer em avaliações superestimadas de projetos.

A decisão de investimento sempre se pauta em duas alternativas: 1) investir no projeto; ou 2) investir na taxa mínima de atratividade. Então, deve-se considerar a riqueza gerada pelo projeto somente o excedente sobre aquilo que seria obtido pela aplicação do capital na TMA . Enfim, um $VPL > 0$ indica que o projeto merece continuar sendo analisado.

A TIR é um índice que indica a rentabilidade de um investimento por uma unidade de tempo. Ele representa a taxa de juros compostos que irá retornar o VPL de um investimento com valor 0 (zero). Considerando o $VPL = 0$, a equação 2 fica assim descrita:

$$0 = -FC_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} \quad (2)$$

A TIR pode ser usada no processo de avaliação de alternativas de investimentos. Ela pode ser interpretada como um limite superior para a rentabilidade de um projeto de

investimento. Se $TIR > TMA$, pode-se dizer que há mais ganho investindo no projeto do que na taxa de mínima atratividade. Um dos enganos mais comuns é referir-se à TIR como a rentabilidade do projeto.

O critério de referência para uso da TIR como medida de risco é: o risco do projeto é tanto maior quanto mais próxima for a TIR da TMA .

Já o critério de índice benefício/custo (IBC), equação 3, é a relação entre o valor presente dos benefícios (FC) e o valor presente dos investimentos (I). Então para o cálculo do IBC os fluxos de caixa do projeto devem ser descapitalizados à taxa mínima de atratividade. De acordo com sua regra, um projeto deve apresentar um B/C maior que a unidade para que seja viável, e quanto maior essa relação, mais atraente será o projeto.

$$IBC = \frac{VP \text{ do benefício}}{VP \text{ do investimento}} \quad (3)$$

Onde:

$VP \text{ do benefício}$ é o valor presente dos benefícios (receitas menos custos, exceto investimentos).

$VP \text{ do investimento}$ é o valor presente dos investimentos.

Se o $IBC > 1$, indica-se que o projeto merece continuar sendo analisado.

Já o retorno adicional sobre o investimento ($ROIA$) conforme o nome já indica é o retorno adicional sobre o investimento, sendo considerado pelos autores referenciados como a melhor estimativa de rentabilidade para um projeto de investimento. O $ROIA$ representa, em termos percentuais, a riqueza gerada anualmente pelo projeto.

O $ROIA$ pode ser calculado pela equação (4):

$$ROIA = \left(IBC^{\left(\frac{1}{n}\right)} \right) - 1 \quad (4)$$

Onde,

n é o número de períodos de capitalização.

O último indicador é o *payback* descontado. Ele apresenta o número de períodos necessários para que o fluxo de benefícios (receitas - custos) supere o capital investido.

Algumas empresas só aceitam os projetos que recuperam o seu investimento inicial dentro de um certo período de tempo. Daí o *payback* descontado ser considerado um critério *ad hoc* (arbitrário).

Para fluxo de caixa convencional (CF_0 , CF_j e i conhecidos), a equação 5 descreve o *payback*:

$$CF_0 = \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1 + R)^j} \quad (5)$$

Trata-se do prazo de recuperação do investimento. Em geral, quanto maior for o prazo, menos interessante é o investimento.

Vale lembrar que, além dos anteriormente citados, existem outros métodos e índices utilizados em economia financeira para análise das demonstrações financeiras e de investimentos, conforme pode ser observado nos manuais de análise de investimentos Damodaran (1997) e Motta & Calôba (2002).

As críticas sobre o uso dos métodos descritos anteriormente foram feitas, por Dixit & Pindyck (1994), em especial ao uso do VPL e da TIR, na análise de projetos de investimento, e estão ligadas ao fato de que as técnicas tradicionais não acompanham as mudanças ocorridas no cenário econômico, no qual as incertezas são parte dominante nos mercados. E essa ausência de percepção pode conduzir a erros de avaliação.

3.2 INCERTEZAS E RISCOS DE UM PROJETO

Projetos estruturadores apresentam várias incertezas. Atrelada à incerteza está o risco, que é a ocorrência do evento que prejudica o investimento. Gestores devem construir cenários de demanda/fluxos de caixa, dos mais pessimistas aos mais otimistas, possibilitando uma análise e tomada de decisão mais seguras através do conhecimento da distribuição de probabilidade do fluxo de benefícios e o valor de sua média e de desvio padrão. O suporte teórico para o desenvolvimento da análise é o teorema do limite central (SPIEGEL, 1985).

Um fluxo de caixa de um projeto, por exemplo, tem n contribuições, sendo que cada contribuição, em tese, tem k estimativas associadas às respectivas probabilidades de

ocorrência. O número de estimativas e as suas respectivas probabilidades podem variar de contribuição para contribuição.

3.3 MÉTODO MONTE CARLO (MC)

O método Monte Carlo utiliza amostras baseadas em números aleatórios para gerar resultados e as distribuições de probabilidade correspondentes. Dessa forma, ele permite simular o comportamento de processos que necessitam de fatores aleatórios. Brandão (2002), Dias (2005) e Joaquim (2012) utilizaram Monte Carlo em seus estudos de concessões rodoviárias, exploração de petróleo e sistemas agroflorestais, respectivamente.

O Método Monte Carlo pode assim ser montado, Trigeorgis L (1996) e Brealey & Myers (1998):

- Construção do modelo do projeto: consiste na definição do problema e as características do projeto, modelando em uma planilha eletrônica todas as variáveis do modelo e suas relações de interdependência, considerando os períodos de tempo;
- Identificar a incerteza e/ou riscos: no modelo do projeto, identificar as variáveis mais significantes para o resultado do modelo. Essas serão consideradas as variáveis de entrada do modelo de simulação;
- Especificação das probabilidades: para cada variável mais significativa identificada, será definida a distribuição de probabilidade que melhor se ajusta à série de dados;
- Identificar as variáveis de análise (saída do modelo): são as variáveis identificadas como aquelas que terão seu desempenho analisados, variáveis importantes são os fluxos de caixa em cada período e o respectivo *VPL* para a amostra;
- Gerar a simulação: executar o modelo N vezes, no caso $N = 10.000^8$, gerando a série de valores para a variável de análise; e
- Análise do modelo simulado: obter a distribuição de frequência e distribuição de frequência acumulada para as variáveis de saída;

A utilização do MC somente é aceita a partir do pressuposto de que qualquer preço ou fluxo de caixa antecipados flutuam de forma aleatória. Esse Teorema foi proposto por

⁸ Este valor de 10.000 é relativamente arbitrário, o que é necessário é que as estatísticas de interesse das variáveis de saída estejam adequadamente convergindo.

Samuelson (1965), e como o MC fornece números aleatórios e esses serão aplicados ao fluxo de caixa do projeto, as estimativas do valor presente do projeto seguirão um caminho aleatório (COPELAND & ANTIKAROV, 2003)

3.4 TEORIA DAS OPÇÕES REAIS

Segundo Oliveira, Sousa Neto & Bergamini Jr. (2008), a teoria das Opções Reais (OR) surge como uma analogia ao conceito das Opções Financeiras (OFs): é um direito sem a obrigação de exercer a opção.

A partir dessa analogia, foi possível introduzir a flexibilidade sob o ponto de vista gerencial, pois o gestor adquiriu o direito e não a obrigação de executar o investimento hoje. Assim, a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), que não capta essas possibilidades de adiamento e expansão, por exemplo, ganhou a complementação que lhe faltava.

Dessa forma, Oliveira, Sousa Neto & Bergamini Jr. (2008) propuseram que, no caso de o projeto apresentar grandes incertezas e flexibilidades gerenciais, o VPL deve ser remodelado para absorver essa situação (equação 6):

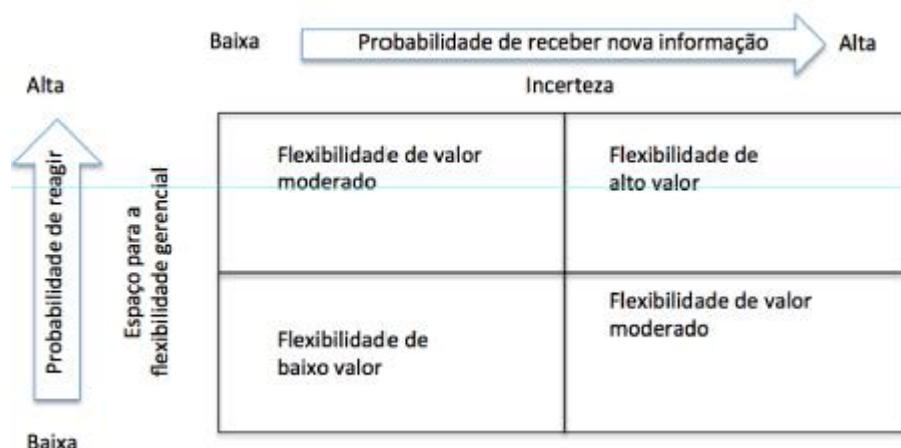
$$VPL_{\text{expandido}} = VPL_{\text{tradicional}} + Valor_{\text{flexibilidade gerencial}} \quad (6)$$

Dixit & Pindyck (1994) definiram Opções Reais como a flexibilidade que um gestor possui para tomar decisões de investimento. Durante um processo de investimento, é certo que novas informações surgirão, mudanças políticas e econômicas ocorrem e suas consequências no projeto trazem incertezas, principalmente sobre seus fluxos de caixa. No Governo, os contingenciamentos orçamentários e as novas prioridades políticas são exemplos de fatores situacionais que podem ser avaliados pelos gestores utilizando as Opções Reais para reduzir a incerteza quando da tomada de decisão sobre obras.

Portanto, as opções reais permitem valorar a flexibilidade para reagir a eventos incertos. Dessa forma, a possibilidade de rever a estratégia inicial e alterar o plano de investimentos de acordo com as novas condições econômicas traz um ganho gerencial não previsto pelos métodos tradicionais. Essa flexibilidade gerencial é uma possibilidade, mas não uma obrigação de alteração do plano ou projeto (MINARDI, 2004).

Essa flexibilidade gerencial foi demonstrada por Copeland & Antikarov (2003), de forma concisa, como mostrado na Figura 16.

Figura 16 - Flexibilidades Gerenciais



Fonte: Copeland & Antikarov (2003).

Segundo os autores da Figura 16, em projetos nos quais existe muita incerteza e quando os administradores têm flexibilidade para reagir a ela, as opções encontram um ambiente propício para auxiliar na tomada de decisão. Levy (2009) considera que as Opções Reais integram a dimensão estratégica aos retornos financeiros sempre considerados nas avaliações de projetos. Dessa forma, as Opções Reais inserem, dentro do binômio de valoração de um ativo real (retorno/risco), um novo conjunto de fatores presentes na flexibilidade, criando-se assim, o trinômio retorno/risco/flexibilidade como norte para as avaliações.

Oliveira, Sousa Neto & Bergamini Jr. (2008) descrevem as seis variáveis básicas das quais dependem tanto as Opções Financeiras (OFs) quanto as Opções Reais:

- Ativo Subjacente Sujeito a Risco (ASSR): é o valor do ativo real sem considerar as flexibilidades gerenciais.
- Preço de exercício: em Opções Reais, é o montante necessário que deve ser investido para realizar a opção.
- Prazo de vencimento da opção: é o período pelo qual a opção está disponível.
- Desvio Padrão do Valor do ASSR: é a medida da volatilidade do ASSR. São os riscos e as incertezas relativos ao retorno futuro esperado do investimento. Para as Opções Reais, esta é a maior dificuldade de cálculo, pois, geralmente, os ativos (projetos, obras) não são negociáveis no mercado. Portanto, faz-se necessário recorrer a simulações das variáveis para encontrar a volatilidade do projeto ou obra. Uma alternativa é encontrar *proxies* no mercado.
- Taxa de juros livre de risco: é a taxa esperada livre de risco.

- Dividendos: para a Opções Reais, são os fluxos de caixa descontados futuros produzidos pelo projeto. Quando no projeto existe dividendo, o valor do mesmo diminui e, portanto, o valor da opção.

Trigeorgis (1996) classifica as Opções Reais pelos tipos de flexibilidade oferecidos, que podem ser:

- Diferir
- Expandir
- Converter
- Abandonar.

Existem também as opções compostas, que são comuns em projetos de investimento em fases, e aquelas opções que são influenciadas pelas combinações dos tipos singulares das opções. No Quadro 3, há um resumo sobre a taxonomia das opções e possíveis aplicações e, no Quadro 4, a aplicabilidade de cada opção para projetos privados e para projetos públicos.

Quadro 3 - Classificação das Opções Reais

Tipo de Opção	Descrição	Aplicações
Diferir/adiar	Espera-se T anos para avaliar se os preços justificam a construção e o investimento na infraestrutura.	Extração de recursos minerais, exportações agrícolas, investimentos imobiliários etc.
Alterar a escala (expandir, contrair, interromper e retomar)	Considerando as condições de mercado favoráveis, é possível a expansão. Em casos restritivos (menos favoráveis) que o esperado, pode-se reduzir a operação/investimento, ou até paralisar para retomar no futuro.	Indústria energética , empreiteiras, mineração, indústria de bens de consumo, investimentos de longo prazo e realizados em etapas sucessivas, expansão viária.
Abandono	Se condições de mercado declinam drasticamente, existe a opção de abandonar o projeto permanentemente e vender (ativos, equipamentos)	Indústria de capital intensivo, linhas aéreas, linhas férreas, novos produtos em mercados incertos.
Conversão	As alterações nos preços ou demandas mudam rapidamente no mercado, o gestor pode mudar o portfólio da fábrica, ou alterar os insumos para a produção (por alto custo do mesmo, p.ex).	Setor energético, químico, de eletrônicos, de maquinários.

Composta	Em investimentos que são realizados por etapa, existe a opção de abandonar ou seguir para a fase adiante, considerando os resultados já alcançados e as condições específicas do momento. Neste caso, cada etapa pode ser considerada uma opção.	Indústria de capital intensivo, investimentos em P&D de novos produtos, projetos de longo prazo com uso de capital intensivo.
Crescimento com múltiplas interações	Quando um investimento é pré-requisito para uma cadeia de projetos com múltiplas interações e futuras oportunidades de crescimento e desenvolvimento. Projetos que envolvam a combinação de várias opções acima descritas.	Indústrias de alta tecnologia, indústrias de inovação e investimento em P&D, operações multinacionais, aquisições estratégicas, projeto e negócios descritos nas opções anteriores

Fonte: Trigeorgis (1996).

Quadro 4 – Aplicabilidade das Opções Reais

Tipo de Opção	Público	Privado
Diferir/adiar	Sim	Sim
Alterar a escala (expandir, contrair, interromper e retomar)	Sim	Sim
Abandono	Não	Sim
Conversão	Não	Sim
Composta	Não	Sim
Crescimento com múltiplas interações	Não	Sim

Fonte: Trigeorgis (1996).

Em analogia ao descrito por Rigolon (1999) sobre os conceitos de irreversibilidade, incerteza e possibilidade de adiamento para investidores privados, e considerando que a abordagem de opções é uma tentativa de modelar teoricamente as decisões dos investidores Dixit & Pindyck (1994), no caso do investimento público, apresentam as seguintes situações:

- As despesas em um investimento devem ser consideradas, em grande parte, como um custo irreversível. Nesses casos, investimentos malsucedidos incorrerão em grandes ativos imobilizados pelo Estado sem o retorno esperado.
- As incertezas decorrem da incapacidade de prever o futuro, sendo que atuam diretamente na decisão de investir. Variáveis como o valor de um insumo, taxas de juros, crises cambiais, mudanças de governo adicionam elementos suficientemente importantes nas análises dos projetos.

- A possibilidade de adiamento do investimento deve ser levada em consideração pelo gestor como uma opção

Aqui é importante compreender o que a opção faz e sua aplicabilidade em obras governamentais de infraestrutura. O uso da TOR aliada à teoria de Monte Carlo pelo planejador governamental tem como objetivo melhorar a gestão dos investimentos/gastos e devem ser levadas em consideração as características de cada projeto.

A partir do Quadro 4 nota-se que o adiamento/diferimento da execução de projetos são comuns. Por isso uma avaliação de adiamento de início de execução de um projeto pode ser uma estratégia de tomada de decisão. Para que o projeto seja executado deve/deveria haver viabilidade de implantação do mesmo.

Utilizar o faseamento em obras de infraestrutura pode ser vantajoso desde que se pense anos à frente e como se dará/darão as fases posteriores do projeto.

A não consecução/abandono da obra acarreta prejuízos a sociedade, os famosos “elefantes brancos”⁹.

A conversão também não pode ser explorada neste projeto que tomamos como exemplo e na maioria das obras de infraestrutura. Um investimento em infraestrutura normalmente não consegue ser transformado em outra obra.

A opção composta não será considerada neste estudo por conter a opção de abandono se o projeto não atingir o valor/volume esperado.

Já o crescimento com múltiplas interações fica além do portfólio do ente público e do escopo deste trabalho sendo, por isto, desconsiderado.

3.4.1 Modelo de Black-Scholes

No trabalho desenvolvido por Black e Scholes (1973), é apresentada a ferramenta matemática que precifica o valor da opção financeira. O modelo para precificar as opções segue as seguintes premissas (MINARDI, 2004):

- O preço da ação segue o movimento geométrico browniano com a média (μ) e desvio padrão (σ) constantes, e distribuição do tipo lognormal, que não permite a existência de preços negativos.

⁹ Elefante branco - é uma expressão idiomática para uma posse valiosa da qual seu proprietário não pode se livrar e cujo custo (em especial o de manutenção) é desproporcional à sua utilidade ou valor. O termo é utilizado na política para se referir a obras públicas normalmente inacabadas e sem utilidade.

- A taxa livre de risco é constante.
- A opção é do tipo europeia, podendo ser exercida somente no final do projeto;
- Não há custos de transação, nem tributação para compra ou venda;
- Não existe o pagamento de dividendos ou outro tipo de distribuição durante a vida do papel;
- Os papéis são perfeitamente divisíveis;
- O papel pode ser comercializado a qualquer tempo e continuamente;
- Não existem requerimentos de margem de garantia.

No modelo de Black e Scholes (1973), eles utilizam as Equações 7, 8 e 9, para uma opção de compra:

$$C_0 = S_0 N(d_1) - X e^{R_F \tau} N(d_2) \quad (7)$$

De acordo com o modelo, d_1 e d_2 são encontradas pelas seguintes expressões:

$$d_1 = \frac{\ln \frac{S_0}{X} + (R_F + 0,5\sigma^2)\tau}{\sigma\sqrt{\tau}} \quad (8)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{\tau} \quad (9)$$

Com as seguintes descrições dos elementos:

- C_0 Valor da opção de compra.
- S_0 Preço corrente da ação ou do ativo-objeto (ativo-subjacente)
- N Função normal acumulada (valor tabelado, disponível em livros de estatística).
- X Preço de exercício da opção
- e Número neperiano
- R_F Taxa de juros livre de risco ao longo da vida da opção
- τ Tempo até o exercício da opção
- σ Desvio-padrão do retorno da ação

No caso de projetos de infraestruturas, em especial em modelos de concessão, onde existe a possibilidade do exercício antecipado da opção (opção tipo americana), o modelo proposto por Black e Scholes (1973) não se aplica, pois é restrito aos casos de opções do tipo europeias onde o exercício da opção é na data de seu vencimento.

3.4.2 Proposta Metodológica de Copeland e Antikarov

Copeland e Antikarov (2003) propuseram a divisão do processo de avaliação de investimento utilizando Teoria das Opções Reais em quatro etapas. A primeira etapa consiste no cálculo e análise do Valor Presente Líquido (*VPL*) na forma tradicional sem considerar a flexibilidade e de acordo com o fluxo de caixa descontado – *FCD*.

O valor encontrado do *VPL* sem flexibilidade será usado como o valor do ativo subjacente sujeito ao risco (*ASSR*). A utilização do próprio *VPL* como *ASSR* é útil principalmente em projetos onde não existe similaridade (ou um portfólio replicante) com outros projetos. Essa hipótese da metodologia de Copeland e Antikarov é denominada Negativa do Ativo Negociado (*MAD - Market Asset Disclaimer*).

Em projetos de Opções Reais (*OR*) assim como nas Opções Financeiras (*OF*) faz-se necessário um valor para *ASSR*, mas enquanto nas *OF* pode-se utilizar de um valor de um ativo negociado no mercado, no caso das *OR* dificilmente existirá um projeto já definido para o investimento. Além disso, ao considerar o *VPL* sem flexibilidade do próprio projeto, este pode ser considerado a melhor estimativa não tendenciosa do valor do mesmo (OLIVEIRA, SOUSA NETO, & BERGAMINI Jr., 2008).

Na segunda etapa, inicia-se a modelagem da incerteza com a construção da árvore de eventos. Neste momento, é fundamental a identificação do conjunto de incertezas do projeto e que influenciam a sua volatilidade. As considerações sobre as decisões gerenciais que podem ser tomadas não serão incorporadas nesse momento. A segunda hipótese da metodologia é a obtenção dessa volatilidade.

Para o cálculo da volatilidade do valor do projeto, representado pelo desvio padrão anualizado da distribuição dos retornos do projeto em condição de incerteza, serão utilizadas as Equações 10, 11 e 12, também utilizadas por Copeland e Antikarov (2003), Brandão (2002) e Joaquim (2012):

$$z_t = \ln VP_t - \ln VP_{t-1} \quad (10)$$

$$VP_{t-1} = \sum_{t=1}^T \frac{FC_{t-1}}{(1 + r^{t-1})} \quad (11)$$

$$VP_t = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1 + r^t)} \quad (12)$$

Onde:

- z = variável estocástica;
- $\ln$ = logaritmo neperiano;
- VP_{t-1} = Valor presente em $t-1$;
- VP = Valor presente em t ;
- FC_t = Fluxo de Caixa em t .
- $t = 1, 2, \dots, T$

Com os resultados encontrados de acordo com a 11 e a 12 será calculado o valor da variável z (10, que será a variável estocástica do projeto. Para os valores encontrados será utilizado o Método Monte Carlo para obtenção da nova volatilidade.

Com a utilização do MC as variáveis estocásticas passam a seguir o Movimento Geométrico Browniano com reversão à média, podendo assim ser utilizado em um modelo binominal (COPELAND & ANTIKAROV, 2003).

As incertezas do projeto podem ser agrupadas em uma única para fins de simplificação, que em muitos casos de obras de investimentos consistem em preços, quantidade, custos etc. da obra. A combinação dessas incertezas gera a distribuição dos retornos do projeto e utilizando a Método Monte Carlo (MC) e assim uma abordagem consolidada da incerteza.

Se as variações desses elementos são eventos aleatórios, o retorno do projeto também será. Essa possibilidade está lastreada no Teorema de Samuelson (SAMUELSON, 1965). Ele provou que a taxa de retorno de qualquer título seguirá um caminho aleatório, seja qual for o padrão futuro do fluxo de caixa esperado. Somente se os investidores tivessem todas as informações completas dos fluxos de caixa eles conseguiriam prever exatamente seus ganhos futuros e os valores atuais do investimento. Mas como isso não ocorre, e como a taxa de retorno é afetada por eventos aleatórios, os desvios do retorno esperado também são aleatórios.

Para combinar todas as incertezas do projeto em uma única incerteza do retorno do projeto, a ferramenta mais utilizada atualmente é a MC. A grande questão a ser equacionada com a MC é a estimativa da volatilidade do retorno do ASSR. A dificuldade desse processo reside na definição das propriedades estocásticas das variáveis que influenciam a volatilidade combinada do projeto (OLIVEIRA, SOUSA NETO, & BERGAMINI Jr., 2008) , que é definida por exemplo, pela correlação do preço com a quantidade e custo para chegar no valor do projeto. As alternativas propostas por Oliveira, Sousa Neto, & Bergamini Jr. são: a abordagem histórica e a abordagem subjetiva.

A abordagem histórica pressupõe que informações passadas podem direcionar um comportamento futuro. Dessa forma, a utilização de dados históricos de projetos pode servir para captar os valores de incertezas e das correlações entre as variáveis que influenciarão a volatilidade do projeto em análise. Por exemplo, sendo possível obter informações de projetos de restauração, duplicação ou construção de infraestruturas já realizadas, e essas apresentando características semelhantes ao projeto em estudo, podem ser utilizadas para prever cenários futuros. Para capturar o valor da correlação entre as variáveis e seus respectivos intervalos de confiança utilizam-se técnicas econométricas. Após isso, com os dados encontrados, aplica-se a MC para encontrar a volatilidade do projeto em análise.

Quando não é possível obter nenhuma informação histórica sobre projetos ou este novo projeto é tão inovador que, após sua realização, os novos projetos não seguirão os anteriores, será necessário a utilização da abordagem subjetiva, que consiste na busca de informações dos responsáveis pelo projeto. Neste caso, é fundamental que o analista saiba fazer as perguntas corretas e que os gerentes e executivos do projeto sejam capazes de fornecer as informações necessárias das possíveis volatilidades subjetivas e informais do mesmo.

Deve-se observar que a avaliação de projetos que consideram a incerteza de suas variáveis, como no caso da desta tese, segue uma distribuição probabilística de comportamento. Para se calcular esse evento devem ser utilizados os processos estocásticos, e entre os mais utilizados na literatura estão o Modelo Geométrico Browniano (MGB) e a Reversão à Média de Longo Prazo.

O MGB é um processo estocástico que considera o valor da variável no período seguinte igual ao seu valor multiplicado por um fator de crescimento (positivo ou negativo) contínuo. O fator de crescimento é uma variável aleatória de distribuição normal, de crescimento esperado e desvio padrão constante. Como o nível da variável aleatória em cada período é determinado pelo valor do fator de crescimento, deve-se definir seus limites superiores e inferiores. Com os dados dos limites é possível deduzir a volatilidade da variável. Por isso, as informações devem ser aquelas que definam os limites máximos e mínimos aceitáveis dentro de um intervalo de confiança que uma variável pode alcançar. Lembrando que, pela análise do VPL padrão do projeto, o fator de crescimento e os valores esperados da variável já serão conhecidos.

A Reversão à Média de Longo Prazo representa a evolução de muitas incertezas, considerando que as amplitudes delas se mantenham constantes, mesmo quando as projeções avançam no futuro. Os preços das commodities e os custos unitários são categorias típicas de

incertezas que registram reversão à média. E, para esses casos, as informações necessárias para sua definição são com qual velocidade a variável retorna a média, e os valores mínimos e máximos que a variável pode alcançar. Comparando com o MGB, ele aumenta a variância com a evolução do tempo inicial.

Após a definição da volatilidade do projeto, será montada a árvore de eventos com base nos valores da ASSR. Para tal montagem são necessários os seguintes parâmetros: o valor do ASSR (calculado na primeira etapa); o desvio padrão dos retornos dos projetos (resultado do Método Monte Carlo); a vida da opção em anos; o número de passos por ano; e a taxa anual livre de risco. De posse dos valores dos parâmetros calculam-se os movimentos ascendentes (u) e descendentes (d) que o ASSR assumirá durante o tempo do projeto.

Conforme a proposição apresentada por Cox, Ross e Rubinstein (1979), utilizada por Copeland e Antikarov (2003) e Joaquim (2012), a árvore de eventos será criada com valores de movimentos ascendentes (u) (13) e descendentes (d) (14), as probabilidades neutras ao risco p (15) e $(1 - p)$ (16), taxa de juros livre de risco (r), volatilidade do projeto (σ) e variação do tempo (Δt), além de $FC_{n\text{ ascendente}}$ (17) e $FC_{n\text{ descendente}}$ (18), de acordo com as Equações abaixo:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (13)$$

$$d = \frac{1}{u} \quad (14)$$

$$p = \frac{(1 + r) - d}{u - d} \quad (15)$$

$$q = 1 - p \quad (16)$$

$$FC_{n\text{ ascendente}} = FC_{n-1} * u \quad (17)$$

$$FC_{n\text{ descendente}} = FC_{n-1} * d \quad (18)$$

- u = movimento ascendente – valor que multiplica o projeto com uma evolução positiva. O valor de u será sempre maior que 1;

- d = movimento descendente assumido no momento 1 do projeto. O valor de d será sempre menor que 1.
- σ = volatilidade do projeto;
- e^σ = intervalo de tempo limitado a 1.
- p = probabilidade neutra ao risco (risco-neutro);
- Δt = variação do tempo.

Assim, será concluída a montagem da árvore de eventos sem a consideração de qual opção real será utilizada para o projeto. A inclusão da flexibilidade no projeto será realizada no passo seguinte.

O terceiro e o quarto passos do modelo de Copeland e Antikarov (2003) partem da identificação das opções reais disponíveis para a gerência realizar o projeto. Nessa etapa o gestor deve identificar o VP do projeto e o seu momento de exercício. Lembrando que as opções dependem necessariamente do tipo de projeto e podem ser do tipo: de abandono ou diferir, alterar a escala, composta, múltipla. Cada nó de decisão conterá uma opção e sua disponibilidade temporal.

Assim, será concluída a montagem da árvore de eventos sem a consideração de qual opção real será utilizada para o projeto. A inclusão da flexibilidade no projeto será realizada no passo seguinte.

O cálculo da opção real será realizado de trás para frente (do último período até o primeiro período) e terá o seu valor analisado em cada nó da árvore de eventos. A regra geral para exercer a opção é descrita na equação 19 (COPELAND & ANTIKAROV, 2003).

$$V_{OR} = Máx_{t=T}[0, (V_t - X)] \quad (19)$$

Onde:

- V_{OR} = valor da opção real;
- V_t = valor presente da árvore de eventos;
- X = preço de exercício da opção.

Lembrando que o valor de V_{OR} é aplicado para o movimento ascendente e descendente. Se o valor presente for maior que o valor a ser investido, a opção deve ser exercida e seu valor será $V_t - X$. Se não, a opção não deve ser exercida e seu valor será zero. Com os valores calculados em cada nó, teremos agora uma árvore de decisão que representa as possíveis

alternativas existentes que deverão ser consideradas pelo gestor quando da avaliação do projeto de investimento.

O quarto passo é o cálculo efetivo da opção real. Aqui será quantificado o impacto da opção e suas flexibilidades no valor do projeto original. Para seu valor final estarão presentes: o cálculo das probabilidades objetivas e a abordagem do portfólio replicado, o valor do ASSR, a volatilidade dos retornos do projeto, taxa livre de risco, a árvore de eventos e seus valores ascendentes (u) e descendentes (d), e as opções identificadas no projeto.

Outra variável que será quantificada é a probabilidade objetiva do projeto. Ela é composta implicitamente pelo preço do ASSR e os retornos esperados no final do período t para os valores da volatilidade e o custo do capital.

O valor do projeto, com a flexibilidade, será dado pelo somatório dos valores encontrados em cada nó tendo seu início sempre no final da árvore de decisão, buscando os retornos ótimos de acordo com o caminho a ser percorrido de trás para frente. Neste momento final, analisa-se cada nó de decisão e define-se se a opção será exercida ou não. Em cada nó de decisão será informado o valor entre o ativo subjacente sujeito a risco (ASSR) e o valor da decisão. O retorno em cada nó será o máximo valor entre esses dois.

Ao final, teremos o valor do VPL expandido que será a soma do Valor Presente Tradicional (VPL_{trad}) e do Valor Presente da opção (V_{or}) (equação 20):

$$VPL_{exp} = VPL_{Trad} + V_{or} \quad (20)$$

3.5 ESTUDOS DE VALORAÇÃO AMBIENTAL

Propôs-se, aqui, utilizar métodos de valoração econômica do meio ambiente que quantificam monetariamente os impactos socioambientais e econômicos de projetos ou da falta deles, possibilitando assim uma avaliação mais real e abrangente dos impactos da implantação ou não.

Estes métodos têm como objetivo principal estimar os valores econômicos para os recursos naturais através da simulação de um mercado hipotético, atribuindo valores para bens ambientais que tradicionalmente não possuem preço definido. Motta (1998) enfatiza que o valor econômico dos recursos ambientais advém de todos os atributos, que podem ou não estar associados ao seu uso. Neste sentido o processo de mensuração do Valor Econômico Total – VET, inicia-se na distinção entre Valor de uso e Valor de não uso do bem ou serviço ambiental. Nogueira e Medeiros (1999) definem (equação 21):

$$\text{VET} = \text{Valor de uso} + \text{Valor de opção} + \text{Valor quase opção} + \text{Valor de existência} \quad (21)$$

- Valor de uso: Pode ser subdividido em valor de uso direto (valor atribuído a um recurso pelo uso no presente), valor de opção (valor da disponibilidade do recurso ambiental para o uso futuro) e valor de quase opção (valor de reter as opções de uso futuro do recurso, devido hipóteses de possibilidades futuras do recurso natural).
- Valor de não uso: Valor dos recursos ambientais, independente da relação com os seres humanos, reflete, portanto, o seu valor de existência.

O VET é, portanto, um mecanismo utilizado para a valoração econômica do meio ambiente embora não consiga captar todo o valor econômico dos recursos naturais, pois o valor total de um ecossistema excede a soma dos valores das funções individuais, devido a existência de valores anteriores às funções ecológicas. Pode-se dizer que o preço de mercado não reflete o real custo de produção do bem ou serviço, pois os preços dos bens ambientais são considerados nulos, o que pode levá-los a degradação total (MARQUES & COMUNE, 2017). A valoração dos bens ambientais, os quais tradicionalmente não eram mensurados, possibilita a garantia da sustentabilidade para que as gerações futuras possam desfrutar dos recursos naturais hoje disponíveis.

Dentre os vários métodos de valoração econômica, o Método de Valoração Contingente – MVC tem se destacado entre os demais por possuir uma técnica de extrema valia para a análise econômica do meio ambiente, principalmente porque, além de captar os valores de uso e de não uso, ela é a única que tem potencialmente a capacidade de captar o valor de existência do bem ambiental. Este é baseado nas preferências dos consumidores, procurando captar a Disposição a Pagar – DAP da população pelo uso, não uso e valor de existência.

Para avaliar o retorno do investimento na infraestrutura de gás deve-se apropriar do retorno financeiro da obra e das externalidades positivas para calcular o retorno ambiental socioeconômico. Para tal, a taxa de desconto a ser utilizada na composição das receitas oriundas da apropriação das externalidades, deve ser a utilizada pelo investidor para o pagamento de seus investimentos que, neste caso, será o Terminal de Regaseificação.

Como a pesquisa propõe uma análise econômico-financeira do investimento, outros elementos foram avaliados. Incorporou-se, além do VET, as questões de recuperação ambiental de áreas em processo de desertificação ou como variável do retorno do

investimento ambiental no Polo Gesseiro. Considerando esses dois fatores: a preservação da Caatinga pela não utilização de sua lenha e os custos para requalificar a cobertura vegetal nas zonas áridas, semiáridas e sub-úmidas secas, resultantes de atividades humanas como possíveis fontes de receita a serem apropriadas pelo governo, propõe-se utilizar a equação 22:

$$\text{Receita}_{\text{Ambiental}} = (\text{Valor}_{\text{Caatinga}} + \text{Valor}_{\text{Recuperação}}) * \text{Quantidade}_{\text{Ha}} \quad (22)$$

Onde:

- $\text{Valor}_{\text{Caatinga}}$ $\text{ValordaCaatinga} = \text{VET}$;
- $\text{Valor}_{\text{Recuperação}}$ = valor da recuperação das áreas degradadas e em estágio pré-desertificação e desertificadas;
- $\text{Quantidade}_{\text{Ha}}$ = quantidade de hectares poupados pela chegada do gás

4 APLICAÇÃO DA PROPOSTA EM PROJETO DE INFRAESTRUTURA

Nesta seção apresenta-se o projeto de investimento em infraestrutura, levando em consideração os retornos ambientais e os dados e valores base para aplicação da TOR, da teoria de Monte Carlo e da valoração ambiental. Na revisão bibliográfica buscou-se caracterizar, ainda que brevemente, a cadeia de valor do gás natural liquefeito, o mercado consumidor global e local, destacou-se o setor elétrico como grande interessado na disponibilidade e confiabilidade de uma rede de abastecimento de gás e a região do Araripe, que tem grande parte de seu território no sertão pernambucano, como oportunidade de investimento em infraestrutura e retorno em gastos de recuperação ambiental evitados.

Será visto no próximo tópico o quanto foi investido pelo Governo Federal em diversas frentes de infraestrutura nos últimos anos e como estes investimentos caminham para um futuro energético mais limpo.

4.1 APLICAÇÃO DA PROPOSTA

O projeto aqui estudado consiste num Terminal de Regaseificação para atender a demanda dos possíveis *stakeholders* mencionados no item anterior.

Para identificar a demanda de cada um deles buscou-se dados no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural e no Plano Nacional de Energia 2030, ambos publicados pelo Ministério de Minas e Energia – Governo Federal (Quadro 5 e no Quadro 6).

Quadro 5 - Demandas de Gás Iniciais Consideradas

Consumidor	Demanda MMm ³ /dia	Comentário
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	1,8	Considerada como autoprodutor. A mesma deixará de fazer parte dos ativos da Petrobras caso o plano de desinvestimentos da mesma seja cumprido.
Termoelétrica TERMOPE	2,0	Para o desenvolvimento deste projeto também foram consideradas outras duas plantas geradoras de energia com tamanho similar.
Cia Pernambucana de Gás (COPERGÁS)	1,3	Considera apenas o gás não termoelétrico e desconta o valor do autoprodutor (RNEST).
Gás de Alagoas (ALGÁS)	0,596	Consideradas em conjunto como beneficiárias da infraestrutura a ser instalada.
Cia Paraibana de Gás (PBGÁS)	0,256	
Cia Potiguar de Gás (POTIGÁS)	0,316	
Total	6,268	Oferta inicial para atender apenas as demandas preexistentes do projeto.

Fonte: O Autor (2019).

Buscou-se, ainda, por meio de consulta a estudos e análises do Plano Nacional de Energia e a Planos Decenais, do Ministério de Minas e Energia – MME, as definições das diretrizes de política energética que irão efetivamente nortear o desenvolvimento do setor energético e que demandas podem vir a ser incluídas na análise de futuro do Terminal de Regaseificação ora proposto (Quadro 6).

Quadro 6 - Demandas de Gás Futuras Consideradas

Consumidor	Demanda MMm ³ /dia	Comentário
Polo Gessero do Araripe (sertão de Pernambuco)	0,26	Adicionado por trazer ao projeto consideráveis ganhos econômicos com externalidades ambientais positivas.
Termoelétrica 1	2,0	Há interesse na implantação de mais de uma unidade termoelétrica na região a ser atendida pelo terminal.
Termoelétrica 2	2,0	
Total	4,26	Oferta para atender a projetos já previstos.

Fonte: Ministerio de Minas e Energia - Governo Federal (2007).

A exceção fica por conta da demanda estimada para o Polo Gessero do Araripe que foi alvo de estudos de Leite, Wilmersdorf e Araújo (submetido, 2018a) e do custo e viabilidade para se expandir a rede de gasodutos para alcançar o Araripe (submetido, 2018b).

Foram estudadas 6 alternativas (Quadro 7) de desenvolvimento do projeto.

Quadro 7 - Alternativas de Desenvolvimento

	7 Milhões m ³ /dia	10 Milhões m ³ /dia	14 Milhões m ³ /dia	Expansão?
Alternativa 1	Sim			Não
Alternativa 2		Sim		Não
Alternativa 3			Sim	Não
Alternativa 4	Sim			Sim
Alternativa 5		Sim		Sim
Alternativa 6			Sim	Sim

Fonte: O Autor (2019).

Conforme o Quadro 8, cada uma das seis alternativas contém 16 grupos de variações de implementação de projetos na região atendida pelo terminal, totalizando 40 cenários estudados para cada alternativa de desenvolvimento do projeto proposto.

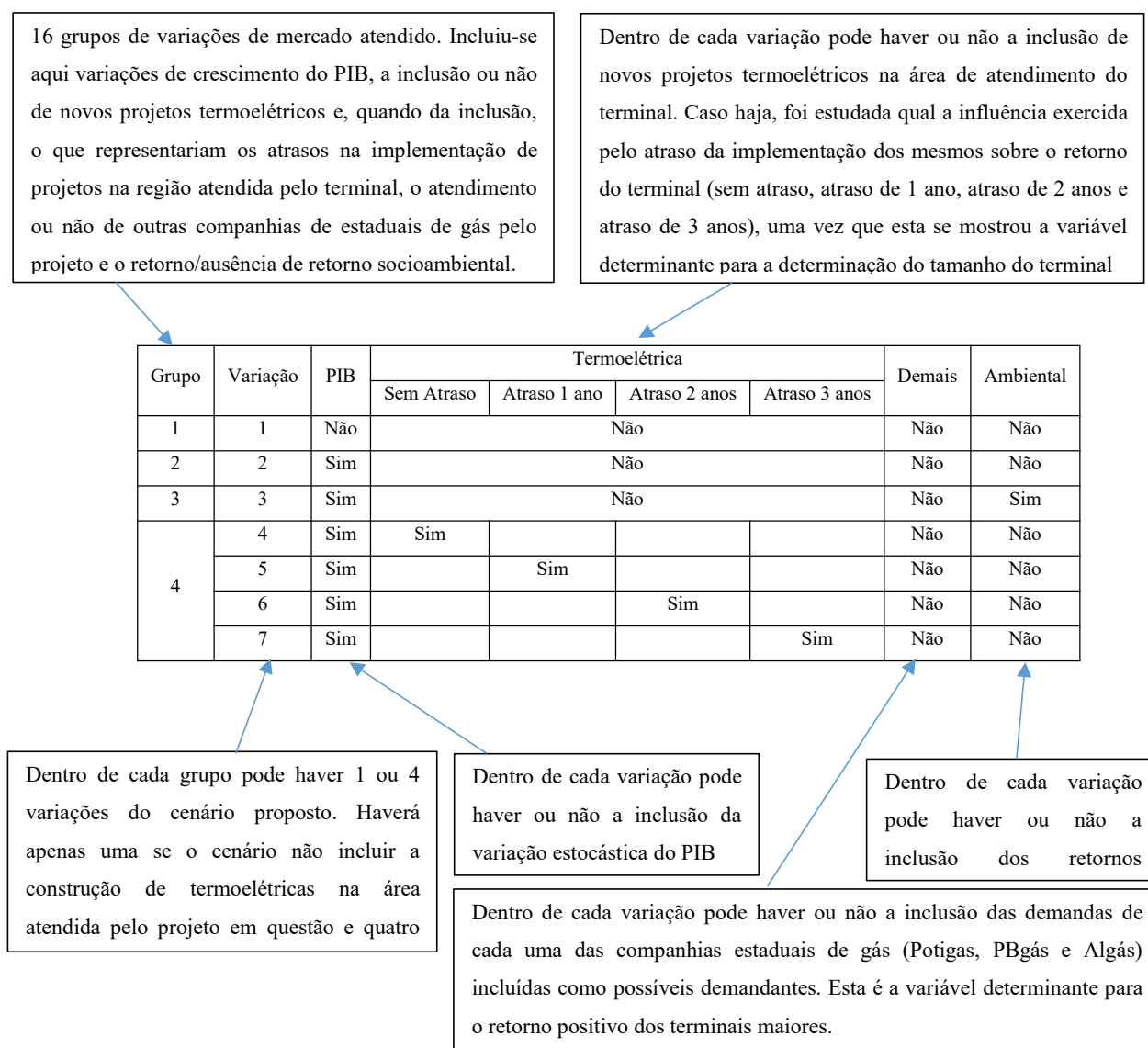
Quadro 8 – Variações de Mercado Estudadas

Grupo	Variação	PIB	Termoelétrica				Demais	Ambiental
			Sem Atraso	Atraso 1 ano	Atraso 2 anos	Atraso 3 anos		
1	1	Não	Não				Não	Não
2	2	Sim	Não				Não	Não
3	3	Sim	Não				Não	Sim
4	4	Sim	Sim				Não	Não
	5	Sim		Sim			Não	Não
	6	Sim			Sim		Não	Não
	7	Sim				Sim	Não	Não
5	8	Sim	Sim				Não	Sim
	9	Sim		Sim			Não	Sim
	10	Sim			Sim		Não	Sim
	11	Sim				Sim	Não	Sim
6	12	Não	Não				Não	Sim
7	13	Não	Sim				Não	Não
	14	Não		Sim			Não	Não
	15	Não			Sim		Não	Não
	16	Não				Sim	Não	Não
8	17	Não	Sim				Não	Sim
	18	Não		Sim			Não	Sim
	19	Não			Sim		Não	Sim
	20	Não				Sim	Não	Sim
9	21	Não	Não				Sim	Não
10	22	Sim	Não				Sim	Não
11	23	Sim					Sim	Sim
12	24	Sim	Sim				Sim	Não
	25	Sim		Sim			Sim	Não
	26	Sim			Sim		Sim	Não
	27	Sim				Sim	Sim	Não
13	28	Sim	Sim				Sim	Sim
	29	Sim		Sim			Sim	Sim
	30	Sim			Sim		Sim	Sim
	31	Sim				Sim	Sim	Sim
14	32	Não	Não				Sim	Sim
15	33	Não	Sim				Sim	Não
	34	Não		Sim			Sim	Não
	35	Não			Sim		Sim	Não
	36	Não				Sim	Sim	Não
16	37	Não	Sim				Sim	Sim
	38	Não		Sim			Sim	Sim
	39	Não			Sim		Sim	Sim
	40	Não				Sim	Sim	Sim

Fonte: O Autor (2019).

A Figura 17 explica como ler o Quadro 8:

Figura 17 – Explicação do Quadro 8



Fonte: O Autor (2019).

4.2 RECEITAS

As receitas do projeto a ser instalado vêm da venda do gás natural, aos distribuidores estaduais¹⁰.

¹⁰ Segundo a Constituição Federal de 1988 no Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

O cálculo do preço do gás natural tem como referência os Contratos de Fornecimento assinados entre a Petrobras e a Copergás. Nesses documentos o preço do gás¹¹ (*commodity*) é formado por uma parcela fixa e outra variável.

A parcela fixa (Firme Inflexível¹²) deve ser atualizada anualmente, sempre em 1º de maio, de acordo com a variação do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Já a parcela variável (Interruptível¹³) é reajustada trimestralmente (nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro), conforme a variação da taxa de câmbio e do preço de uma cesta internacional de óleos combustíveis, conforme Portaria Interministerial Ministério das Minas e Energia/Ministério da Fazenda Nº 03, de 17 de fevereiro de 2000.

Assim, o Preço do Gás e a sua forma de reajuste estão definidos na Cláusula Sexta do Contrato Firme Inflexível, a partir da equação 23:

$$PG = (PT + PM_t) \times (1 + 0,9333 \times CDI_{\text{média trimestre (m-5, m-4, m-3)}}) \quad (23)$$

Onde:

- PG - É o preço do gás, expresso em R\$/m³ com arredondamento na quarta casa decimal.
- PT - É a parcela de transporte (PT) calculada conforme item 6.1.2, expressa em R\$/m³ com arredondamento na quarta casa decimal.
- PM_t - É a parcela de molécula (PM) calculada conforme variação de preços de uma cesta de óleos (item 6.1.3) expressa em R\$/m³ com arredondamento na quarta casa decimal.
- CDI_{média trimestre (m-5, m-4, m-3)} - É a média aritmética das taxas acumuladas mensalmente dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI) nos meses

¹¹ Adotou-se o valor de venda do gás que é pago hoje pela COPERGAS a PETROBRAS: R\$ 1,60/m³. Por simplicidade 46% do valor do óleo é convertido em ganhos para a empresa) Margem de Referência da Petrobras para o Gás Natural Liquefeito=0.19 (19% do valor do gás é convertido em ganhos para a empresa. Para este parâmetro foi adotado custo 50% superior ao do óleo em virtude dos custos com liquefação do GNL).

¹² Modalidade de contratação que estabelece um compromisso de comercialização com pagamento por determinado volume de gás contratado por parte da Copergás e a respectiva garantia de entrega por parte da Petrobras

¹³ Modalidade de contratação que estabelece a comercialização de um determinado volume de gás por parte da Copergás, mas sem a garantia de entrega por parte da PETROBRAS. No caso de falta de gás, a Petrobras garante o ressarcimento da diferença entre o custo com a utilização de óleo combustível e o custo da tarifa de gás natural.

m-5, m-4, m-3, sendo “m” o mês de fevereiro, maio, agosto ou novembro, conforme atualização prevista no item 6.1.4.3. As taxas dos CDI são calculadas pela CETIP¹⁴ com seis casas decimais, arredondadas para a segunda casa decimal e divulgadas no site www.cetip.com.br.

Para o Contrato Interruptível, o Preço do Gás é calculado com base na equação 24:

$$PG_{\text{interruptível}} = F * PG_{\text{Inflexível}} \quad (24)$$

Onde:

- F - É um fator de correção a ser aplicado ao Preço do Gás que é igual a 0,85 para a modalidade de Contrato Interruptível A; e igual a 1,00 para a Interruptível B.
- $PG_{\text{Inflexível}}$ - Preço do gás natural calculado e atualizado conforme Contrato Firme Inflexível.

O Contrato de Concessão (Cláusula Décima Quarta, item 14.4), prevê que a Margem Bruta de Distribuição seja revista anualmente, vedados os reajustes por índices de preços gerais ou correção monetária de periodicidade inferior a um ano, conforme o estabelecido no art. 2º, §1º, da Lei Federal nº 10.192/2001, que dispõe sobre medidas complementares ao Plano Real, levando-se em consideração os custos operacionais, os respectivos investimentos, bem como as projeções dos volumes de gás a serem comercializados.

Utilizou-se, ainda, métodos de valoração econômica do meio ambiente que quantificam monetariamente os impactos socioambientais e econômicos de projetos ou da falta deles, possibilitando assim uma avaliação mais real e abrangente dos impactos da implantação ou não.

Aqui foi utilizada a metodologia de Bezerra (2011) em que são apresentados estudos para a valoração econômica dos serviços ambientais no bioma caatinga, atualizada pela Instrução Normativa SEFAZ-CE 79/2017, por ter sido um estudo desenvolvido no estado do Ceará, e Figueiredo (2013) que estudou as perspectivas de recuperação de solo para áreas em processo de desertificação no semiárido paraibano. Ambas são utilizadas como proxies de valor ambiental para a área em estudo na região do Araripe. Além destas fontes de receita

¹⁴ A CETIP S. A. - Balcão Organizado de Ativos e Derivativos é uma sociedade administradora de mercados de balcão organizados, ou seja, de ambientes de negociação e registro de valores mobiliários, títulos públicos e privados de renda fixa e derivativos de balcão. (www.cetip.com.br)

existiria ainda a abertura de mercados antes inalcançáveis para as companhias distribuidoras de gás pela antieconomicidade da adução de baixos volumes versus grandes distâncias que separam os polos consumidores (cidades) do sertão, aqui não levados em consideração por falta de bibliografia para incluí-los nos cálculos. Para a análise utilizou-se a equação 22 (aqui repetida para facilitar leitura).

$$Receita_{Ambiental} = (Valor_{Caatinga} + Valor_{Recuperação}) * Quantidade_{Ha} \quad (22)$$

Onde:

- $Valor_{Caatinga}$ = VET = R\$ 867,72, utilizando a metodologia de Bezerra, et al. (2011), atualizado pela Instrução Normativa SEFAZ-CE 79/2017;
- $Valor_{Recuperação}$ = R\$ 10.000,00 valor da recuperação das áreas degradadas e em estágio pré-desertificação e desertificadas de acordo com Figueiredo (2013);
- $Quantidade_{Ha}$ = quantidade de hectares poupados pela chegada do gás

Como a obra de interiorização do gás natural para o sertão será executada por empresa estadual de distribuição de gás já constituída¹⁵ (COPERGAS), alvo de concessão¹⁶, regulação¹⁷ e legislação^{18,19} pertinente, levanta-se, aqui, uma das dificuldades legislativas deste projeto: a quem atribuir os ganhos ambientais ora estudados uma vez que a área de influência do projeto de adução de gás ao Sertão do Araripe ultrapassa os limites do Estado de Pernambuco (a empresa de distribuição de gás é, por lei²⁰, estadual), mas o investimento para tal seria inteiramente suportado por este. Optou-se por captar todo o benefício para este projeto, uma vez que sem ele não há atualmente disponibilidade de gás para se abastecer as empresas calcinadoras de gesso.

¹⁵ Lei Estadual Nº 10.656, de 28 de novembro de 1991, instituiu a Companhia Pernambucana de Gás – Copergás.

¹⁶ Contrato de Concessão, de 05 de novembro de 1992, firmado entre a Copergás e o Estado de Pernambuco

¹⁷ Lei Estadual Nº 12.524, de 30 de dezembro de 2003, que altera e consolida as disposições da Lei Estadual Nº11.742, de 14 de janeiro de 2000, que criou a Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado de Pernambuco - ARPE

¹⁸ Decreto Estadual Nº 26.656, de 28 de Abril de 2004, que aprova o regulamento de concessão

¹⁹ Lei Estadual Nº 15.900, de 11 de outubro de 2016, que estabelece as normas relativas à exploração direta, ou mediante concessão, dos serviços locais de gás canalizado no Estado de Pernambuco.

²⁰ Constituição Federal de 1988 - Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão a empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado.

4.3 MODELAGEM DA TAXA DE DESCONTO E DO FLUXO DE CAIXA

Para avaliar a viabilidade do investimento na precisa-se definir a taxa de desconto a ser utilizada pelo Terminal e pela infraestrutura de atendimento dos consumidores possibilitada por tal projeto. O Banco do Nordeste do Brasil – BNB atualmente financia infraestrutura através Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), em consonância com o plano regional de desenvolvimento conforme o Quadro 9:

Quadro 9 – Banco do Nordeste do Brasil – Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste

Composição	Taxa ao ano	Comentário
$TFC = (FAM) \times [1 + (BA \times CDR \times FP \times FL \times \text{Juros Prefixados da TLP})] DU/252 - 1$		
FAM	1	Fator de Atualização Monetária (FAM) composto pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo-IPCA, apurado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro índice que vier a substituí-lo;
BA	0,85	Bônus de Adimplência (BA) assumindo valor de 0,85 desde que a parcela da dívida seja paga até a data do respectivo vencimento e de 1,00 nos demais casos;
CDR	1	Coefficiente de Desequilíbrio Regional (CDR), razão entre o rendimento domiciliar per capita da região de abrangência de cada fundo constitucional de financiamento e o rendimento domiciliar per capita do País, limitado ao máximo de um inteiro.
FP	1,3	Fator de Programa (FP), calculado de acordo com o tipo de operação ou a finalidade do projeto, assim definido: i. Operação de investimento para empreendedores com receita bruta anual até R\$ 90,0 milhões: Fator 1,00; ii. Operação de investimento para empreendedores com receita bruta anual acima de R\$ 90,0 milhões: Fator 1,30; iii. Operação de investimento para infraestrutura em água, esgoto e logística: Fator 0,80
FL	0,9	Fator de Localização (FL), assim definido: i. Municípios considerados prioritários pelo CONDEL da SUDENE, respeitadas as áreas prioritárias da PNDR – Fator 0,90; ii. Demais municípios – Fator 1,10
TLP	7,61%	Parcela prefixada da Taxa de Longo Prazo - TLP, apurada nos termos do art. 3º da Lei nº 13.483, de 21 de setembro de 2017;
DU	252	Dias úteis em um ano
TFC ²¹	7,568 %	Juros relativos à Taxa de Juros dos Fundos Constitucionais (TFC), calculados por meio da fórmula acima, apurados mensalmente, a partir de 01/01/2018

Fonte: Banco do Nordeste do Brasil - BNB (2018).

²¹ Salienta-se que a taxa pode ser menor dependendo do entendimento de como o projeto se encaixe no Coeficiente de Desequilíbrio Regional (CDR) e no Fator de Programa (FP). Considerou-se o pior cenário.

4.4 MODELAGEM DAS DEMANDAS

A modelagem dos planos financeiros considerou seis custos determinados para o projeto conforme o Quadro 10, com aporte/financiamento integral do governo, podendo este ser representado pela Petrobras. Conforme o Manual de Apresentação de estudos de Viabilidade de Projetos de Grande Vulto, publicado pelo Ministério do Planejamento (2009), o Governo considera cenários de projeto de maneira estanque, geralmente atribuindo probabilidades de ocorrência de 25% para o cenário otimista, 50% ao conservador e 25% ao pessimista, valores comuns em livros de administração financeira.

Aqui utilizou-se o método de Monte Carlo com 10.000 interações, nas quais foi analisado fluxos de caixa do projeto e valores presentes líquidos de cada simulação dos cenários (6 modelos x 40 variações x 10.000 interações = 2,4 milhões de simulações executadas).

Quadro 10 – Custos do Projeto²²

	7 Milhões m³/dia	10 Milhões m³/dia	14 Milhões m³/dia	Expansão?	Custo Inicial ²³
Alternativa 1	Sim			Não	R\$ 1.080.000.000
Alternativa 2		Sim		Não	R\$ 1.510.000.000
Alternativa 3			Sim	Não	R\$ 1.835.000.000
Alternativa 4	Sim			Sim	R\$ 1.200.000.000
Alternativa 5		Sim		Sim	R\$ 1.675.000.000
Alternativa 6			Sim	Sim	R\$ 2.035.000.000

Fonte: O Autor (2019).

A avaliação por modelos estanques incorre em riscos para o Projeto. A análise de investimentos de grande vulto fica tecnicamente fragilizada quando a principal variável de risco (demanda) não é devidamente analisada sob a ótica estatística. Recentemente houve frustração de investimentos e projetos governamentais devido a utilização da metodologia estanque e a crença de que o país havia entrado num círculo virtuoso de investimento público e privado dado o crescimento em anos recentes ter estado acima da média histórica nacional.

Este Terminal conta com grande incerteza de demanda de gás por parte das termoeletrica já instalada (Termopernambuco) e das possíveis termoeletricas que podem vir a se instalar²⁴

²² Para as alternativas com possibilidade de expansão 4, 5 e 6 foi adicionado 11% sobre o valor das suas contrapartes 1, 2 e 3 que não têm possibilidade de expansão.

²³ O Custo inicial se baseia no Quadro 1 que está em Dólares dos Estados Unidos da América. A conversão para Real é feita com a cotação de R\$3,85/US\$.

²⁴ Optou-se por usar como modelo de unidade consumidora a UTE Mário Covas, que consome até 2,1 MM m³/dia para produzir sua potência total é de 480 MW (529 MW nominal), conforme seu contrato de fornecimento de GNL no site da Câmara dos Deputados (CAMARA DOS DEPUTADOS, 2018). Sendo seu

aproveitando-se da disponibilidade energética e proximidade com centros consumidores pois o Despacho depende do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Embora ao longo dos últimos anos as usinas termoeletricas tenham desempenhado papel fundamental no setor elétrico, passando de uma atuação coadjuvante e complementar à geração hidroelétrica, para um despacho constante, de modo a evitar o deplecionamento dos reservatórios de acumulação e tenham sido chamadas a operar de forma a compensar a variação de fontes intermitentes, em especial na Região Nordeste do país, agregando segurança elétrica e energética ao Sistema Interligado Nacional – SIN (adaptado de EDP (2017)), não há como prever a demanda por combustível das mesmas. Novamente recorreu-se a estatística para levar em consideração esta incerteza. Todas as simulações contaram com utilização média a plena capacidade das termoeletricas por 3,5 meses e a estes foi acoplada variável aleatória para incorporar a maior ou menor duração dos despachos.

Por outro lado, a agregação das demandas de outras empresas estaduais de distribuição de gás traz certeza de demanda e agrega volume tão necessário a viabilização de vultoso projeto.

Todas as demandas estão resumidas no Quadro 11 e no Quadro 12 estão agregados os fatores de crescimento/utilização de cada uma das demandas.

Quadro 11 – Resumo das demandas

Consumidor	Demanda MMm ³ /dia	Comentário
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	1,8	Constante
Termoeletrica TERMOPE	2,0	Constante. Sujeita aos acionamentos do ONS.
Cia Pernambucana de Gás (COPERGÁS)	1,3	Crescimento atrelado ao PIB
Gás de Alagoas (ALGÁS)	0,596	Crescimento atrelado ao PIB
Cia Paraibana de Gás (PBGÁS)	0,256	
Cia Potiguar de Gás (POTIGÁS)	0,316	
Polo Gessero do Araripe (sertão de Pernambuco)	0,26	Crescimento atrelado ao PIB.
Termoeletrica 1	2,0	Constante. Sujeita aos acionamentos do ONS.
Termoeletrica 2	2,0	Constante. Sujeita aos acionamentos do ONS.

Fonte: O Autor (2019).

consumo específico de $4,57 \cdot 10^3$ m³/d/MW e seu rendimento. é de 36%, o que equivale a um *heat-rate* de 6,830 BTU/kWh (*heat rate* ou Taxa de calor é um termo comumente usada em usinas de energia para indicar a eficiência da usina. A taxa de calor é o inverso da eficiência: uma taxa de calor menor é melhor. A taxa de calor é tipicamente expressa como Btu / kWh).

Quadro 12 – Resumo dos Fatores de Crescimento

Fatores de Crescimento	Média	Desvio Padrão	Comentário
PIB	2,6079% a.a.	2,8497% a.a.	Média e desvio padrão referem-se à variação em volume entre os anos de 1994 até 2017. Utilizou-se a curva normal.
Acionamento do ONS	3,5 meses/ano	1 mês	A média do acionamento das termoeletricas foi considerada como o período de estiagem dos reservatórios do sudeste brasileiro correspondente ao inverno no hemisfério Sul. Para o desenvolvimento da análise utilizou-se o teorema do limite central (SPIEGEL, 1985). O valor mínimo foi limitado a zero.
Constante	1	0	Para alguns consumidores não havia expansão esperada.

Fonte: O Autor (2019).

4.5 MODELAGEM DAS OPÇÕES

Os cálculos das opções para este projeto de investimento foram incorporados ao projeto tal qual dita o manual do MPOG.

A Opção de Adiamento foi desconsiderada. Esta opção considera entraves de ordem legal e ambiental como principais justificativas para o adiamento de cronograma de execução de projetos impacta negativamente diretamente 4 Estados e indiretamente toda a região Nordeste (exceto o estado do Maranhão) tendo, ainda, como agravante aumento o passivo ambiental da não disponibilidade de combustível para atender as necessidades das empresas calcinadoras de gesso localizadas no Araripe, que precisam de combustível com preço razoável e garantia de fornecimento.

Já a Opção de Expansão foi bastante utilizada quando o limite de capacidade é atingido. A execução da obra de expansão do terminal pode causar a necessidade de redução ou mesmo de interrupção de fornecimento de gás e este problema será alvo de comentários nos resultados.

As opções que constam da literatura e que foram utilizadas encontram-se resumidas no Quadro 13.

Quadro 13 – Resumo da Modelagem das Opções

Tipo de Opção	Considerações
Diferir/adiar	Desconsiderada pela importância de fornecer combustível ao funcionamento pleno dos Estados.
Alterar a escala (expandir, contrair, interromper e retomar)	A opção de expansão foi a única considerada neste estudo. A expansão do terminal cria problemas operacionais que serão discutidos mais adiante.
Abandono	Desconsiderada pela importância de fornecer combustível ao funcionamento pleno dos Estados

Fonte: O Autor (2019).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O estudo realizado buscou acrescentar a dimensão das externalidades positivas socioambientais para os gestores públicos que trabalham com investimentos na área de infraestrutura.

Este trabalho apresentou de forma simplificada, com a utilização dos *softwares* Matlab® e MS-Excel®, a avaliação dos investimentos com a incorporação da flexibilidade e das externalidades socioambientais positivas a serem incorporadas nos modelos governamentais de tomada de decisão, pois sabe-se que nos estudos de viabilidade elaborados atualmente somente se avalia a infraestrutura a ser implantada e as fontes de incertezas inerentes a esta, tendo a suas variabilidades no tempo desconsiderada.

Como o foco foi a incorporação de flexibilidades e retornos das externalidades positivas no tempo fez-se a opção por utilizar as opções reais nos projetos de infraestrutura, através do modelo de Black & Scholes aliado a metodologia de Monte Carlo para incorporar: flexibilidades gerenciais, escolha do ano de início de investimento, demanda e precificação das opções de investimento. Uma vez que os recursos de investimento público são notoriamente parcos, a possibilidade de avaliação que incorpore outros elementos de retorno econômico aos já utilizados tem o poder de melhor direcionar o gasto governamental.

Nesta tese, a componente ambiental de caráter regional foi apropriada para a composição econômica do fluxo de caixa e cálculo do VPL. Demonstrou-se como a externalidade positiva pode e deve ser agregada, pois tem a capacidade de alterar a percepção de retorno e a classificação de projetos em ambientes de competição por investimentos estruturadores.

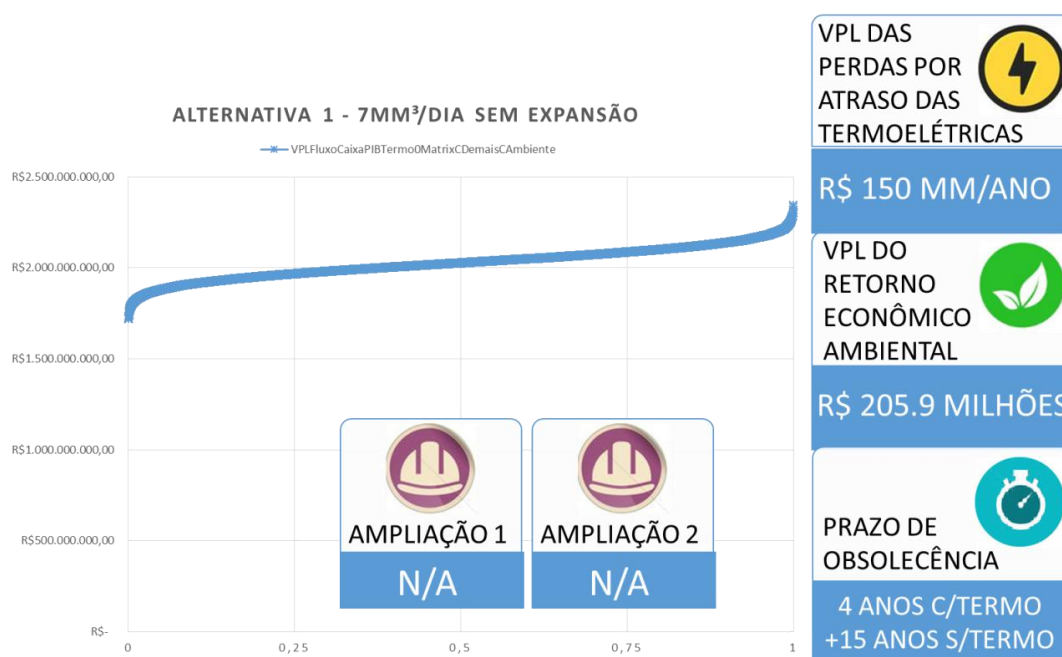
Com a demanda identificada de cada um dos *stakeholders* foram estudadas 6 alternativas (Quadro 7) de desenvolvimento do projeto com 16 variações de mercado atendido e dentro destas 16 havia atrasos na implementação de projetos termoelétricos, totalizando 40 cenários de demanda estudados para cada alternativa de desenvolvimento do projeto proposto, conforme o Quadro 8.

Ao se analisar cada uma das opções de desenvolvimento deste projeto depara-se com alguns cenários que fazem sentido matemático mas perdem o sentido econômico como, por exemplo, a utilização de um terminal de 14 milhões de m³/dia numa simulação que desconsidera o crescimento do PIB, a chegada de novos projetos intensivos de gás como as termoelétricas, os demais estados que se beneficiariam da consecução deste projeto e a

demanda por gás do Polo Gesseiro do Araripe, o que deixaria a demanda de gás nos atuais 6,268MM m³/dia citados no Quadro 5 da parte 1.2 – *STAKEHOLDERS* CONSIDERADOS.

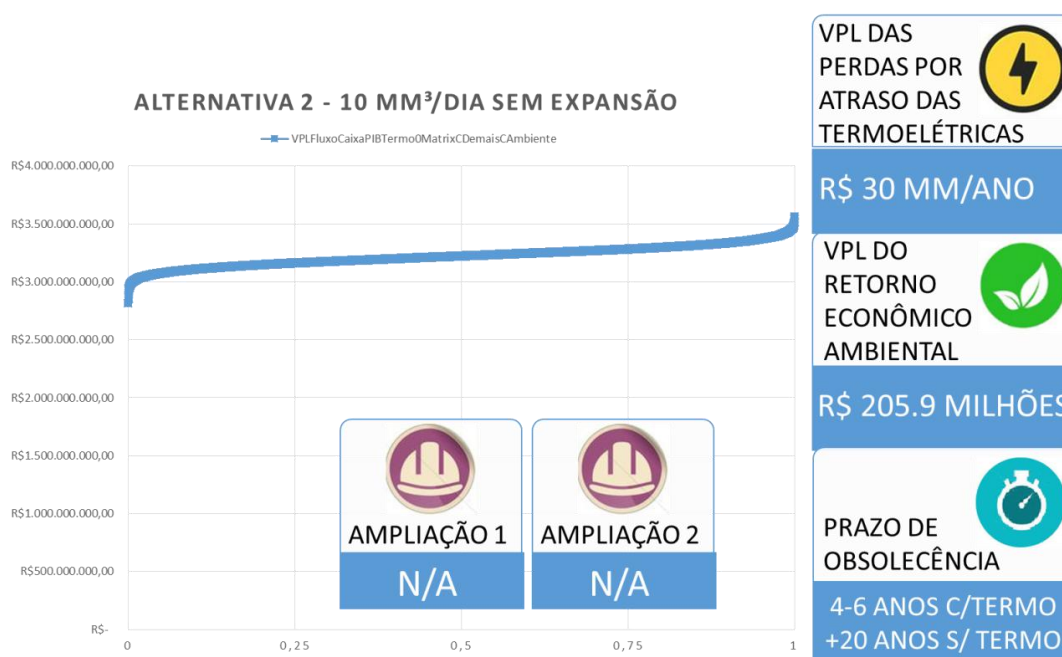
Optou-se por fazer a análise mais detalhada das alternativas que contemplam todas as variáveis (Figuras 18, 19, 20, 21, 22 e 23). Todos os VPL dos projetos são positivos.

Figura 18 – Alternativa 1 de Desenvolvimento



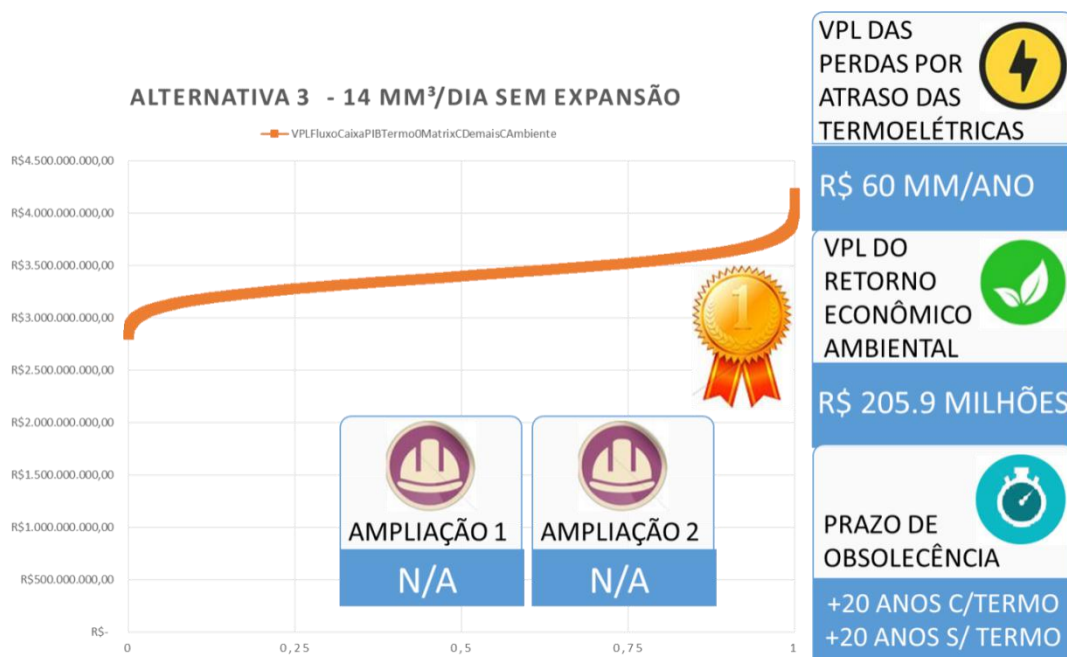
Fonte: O Autor (2019).

Figura 19 – Alternativa 2 de Desenvolvimento



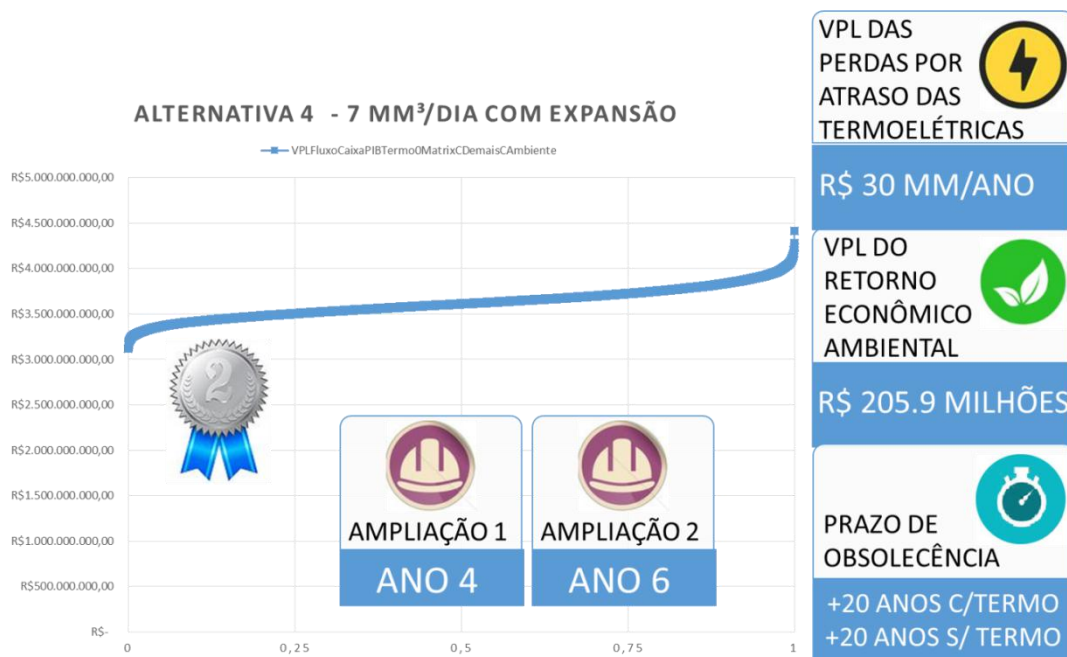
Fonte: O Autor (2019).

Figura 20 – Alternativa 3 de Desenvolvimento



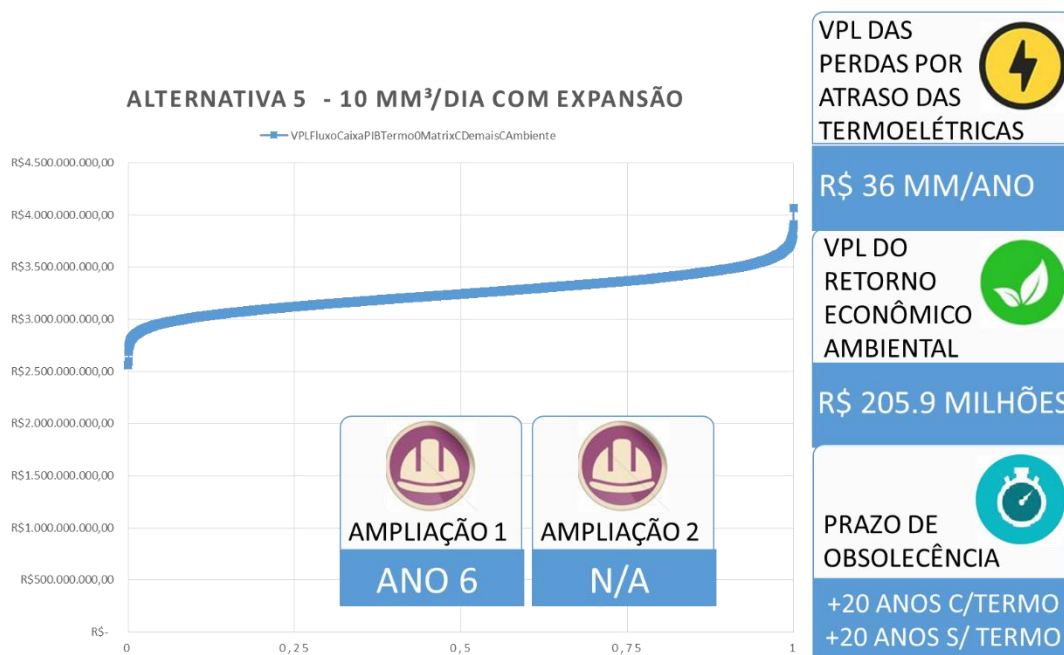
Fonte: O Autor (2019).

Figura 21 – Alternativa 4 de Desenvolvimento



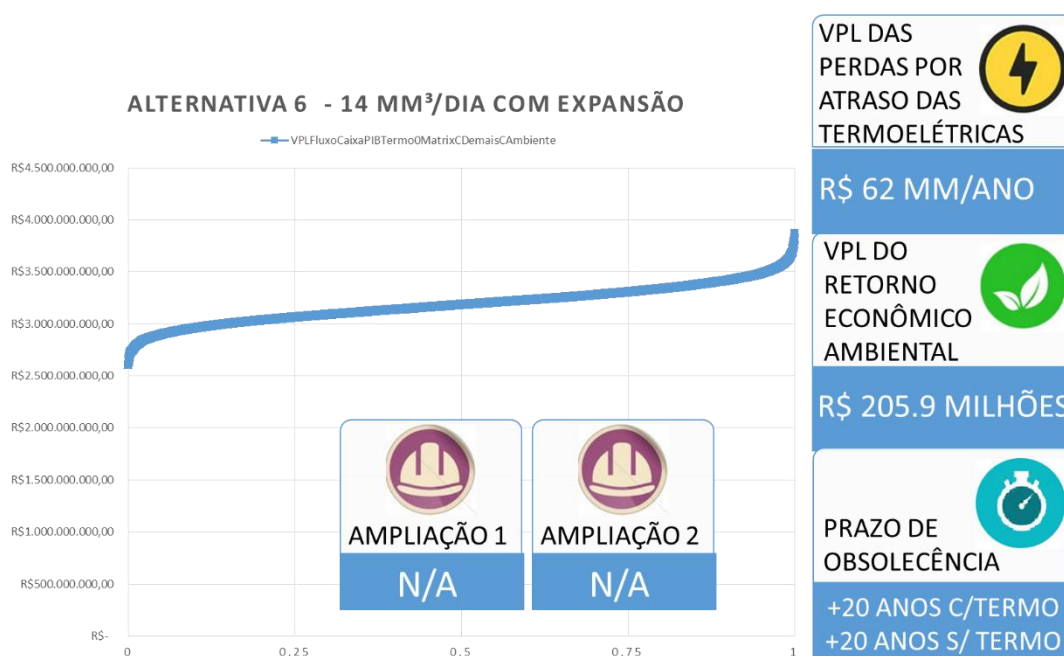
Fonte: O Autor (2019).

Figura 22 – Alternativa 5 de Desenvolvimento



Fonte: O Autor (2019).

Figura 23 – Alternativa 6 de Desenvolvimento



Fonte: O Autor (2019).

Ao se comparar os resultados das 6 alternativas (Figura 18, Figura 19, Figura 20, Figura 21, Figura 22 e Figura 23), condensadas no Quadro 14, em que todos os stakeholders são considerados chega-se à conclusão que começar com o menor terminal proposto (7

milhões de m³/dia) e ir expandindo à medida que cresce a demanda por gás (Alternativa 4) emerge como a melhor solução seguida pela implantação do maior terminal (14 milhões de m³/dia) sem a possibilidade expansão (Alternativa 3).

Quadro 14 – Resumo das Alternativas de Desenvolvimento

	7 Milhões m ³ /dia	10 Milhões m ³ /dia	14 Milhões m ³ /dia	Expansão?	VPL Financeiro Médio (R\$)	VPL Ambiental Médio (R\$)	VPL Econômico Médio (R\$)
Alternativa 1	☒			☒	1.820.696.081,42	205.942.266,12	2.026.639.347,54
Alternativa 2		☒		☒	3.017.526.707,41	205.962.220,40	3.223.488.927,81
Alternativa 3			☒	☒	3.200.631.186,01	205.943.594,22	3.406.574.780,23
Alternativa 4	☒			☒	3.413.854.919,52	205.965.420,21	3.619.820.339,73
Alternativa 5		☒		☒	3.040.198.407,08	205.946.549,96	3.246.144.957,04
Alternativa 6			☒	☒	2.982.887.605,08	205.954.178,34	3.188.841.783,42

Fonte: O Autor (2019).

Mas como podem duas estratégias tão distintas chegarem a resultados parecidos? E por qual motivo dar-se-á preferência à estratégia da Alternativa 3, sem possibilidade de expansão em detrimento das demais?

A estratégia de começar pequeno e ir crescendo juntamente com o seu negócio é de conhecimento popular e permeia os livros de administração e gestão de negócios. O diferimento do investimento nos ativos ou mais precisamente a opção de investir mais se for lucrativo desempenha papel fundamental nesta Alternativa 4. Invariavelmente a primeira expansão de 50% da capacidade inicial ofertada ocorre no ano de entrada em operação de negócios intensivos de gás, aqui tratados como 2 (duas) termoelétricas supracitadas. A segunda expansão de 50% (cinquenta por cento) sobre a capacidade original ocorre entre 2 (dois) e 4 (quatro) anos após a primeira dependendo do crescimento do PIB.

Já a opção robusta da Alternativa 3 explora o tamanho único de terminal aparece como boa opção de desenvolvimento para este Projeto. Embora a opção do parágrafo anterior tenha vantagens com o diferimento de investimentos, esta não tem problemas com as paradas obrigatórias de fornecimento de gás para que sejam executados os serviços de acoplamento da expansão. Há, ainda, pouca literatura sobre expansão de capacidade terminais flutuantes, como é o caso proposto ficando, portanto, como uma possibilidade de desenvolvimento deste campo de projeto naval (guardadas as medidas de segurança e melhores práticas construtivas do meio). A maior parte das estruturas são otimizadas para pontos ótimos.

Discutiu-se ainda na fase de estudos de possíveis soluções a possibilidade de se fazer terminais menores, em formato de plataformas, e que estes fossem colocados justapostos no porto de SUAPE na tentativa de que ocupassem a mesma vaga de uma embarcação maior no

cais, mas esta possibilidade foi descartada por motivos de movimentação diferencial devido aos movimentos das ondas e dos ventos, o que as obrigaria a guardar distância de segurança entre si e traria possíveis inconvenientes de ordem operacional para o porto. Além disso, os ganhos de escala e de possibilidade de expansão são perdidos com esta opção que foi descartada.

A partir das simulações realizadas foi possível perceber que a maior fonte de incerteza para determinar o tamanho do terminal de regaseificação estudado são os contratos de fornecimento de gás com empresas termoelétricas devido a sua grande demanda. E estas dependem dos despachos do Operador Nacional do Sistema Elétrico que balanceia a produção da energia com os custos de produzi-la e de sua falta de acordo com os níveis dos reservatórios hidroelétricos, responsáveis por mais de 60% da energia produzida no país.

Diante do exposto, preferiu-se a robusta Alternativa 3, mesmo com retornos menores que a Alternativa 4 e suas expansões, pois com esta evitar-se-iam os problemas decorrentes das paradas obrigatórias e em curtos intervalos de tempo (entre dois e quatro anos) para que se procedesse a instalação dos equipamentos que expandiriam sua capacidade de processamento de GNL. Defende-se que tal terminal seja construído em estaleiros brasileiros de nível 5²⁵²⁶, nascidos com o Programa de Modernização da Frota – PROMEF do Governo Federal, de modo a que o conhecimento construtivo seja integrado em nossas cadeias de valor naval e que se gerem empregos em solo pátrio. Defende-se, ainda, a integração entre as esferas governamentais para que a expansão do gasoduto alcance o sertão nordestino de modo a colher os frutos das externalidades positivas da disponibilidade e segurança de fornecimento

²⁵ Representa o estado da arte da tecnologia de construção naval a partir do final da década de 90. É alcançado a partir do Nível 4, pelo desenvolvimento da automação e robótica em todas as áreas onde podem ser efetivamente empregadas. Caracteriza-se pela filosofia de produção modular no projeto e na produção, atingindo-se alto nível de padronização de componentes intermediários, mesmo para navios diferentes. O estaleiro desta geração dispõe de estações de trabalho e linhas de processamento especializadas em tipos específicos de blocos, com alto grau de automatização.

²⁶ Nível 4 - Refere-se a estaleiros que continuaram a avançar tecnologicamente durante a década de 80. Geralmente um único dique, com ciclos curtos de produção, alta produtividade, extensiva prática de acabamento avançado e alto grau de integração estrutura -acabamento. Esses estaleiros adotam o modelo de organização voltada para o produto. Os conceitos da Tecnologia de Grupo (Group Technology ou Family Technology) são introduzidos na construção naval. Os tamanhos de blocos são otimizados para manter o equilíbrio no fluxo de trabalho, baseado no acabamento por zona. O caráter multifuncional do trabalho na construção naval, imposto pelo novo modelo de produção, ao lado do alto nível de automação, exige novos padrões de formação e treinamento dos trabalhadores.

de combustível que não agrida/devaste o bioma Caatinga evitando a degradação e desertificação de grandes áreas.

Em todas as opções estudadas o retorno ambiental fica muito próximo dos R\$ 206 milhões e demonstra como uma externalidade positiva pode e deve ser agregada e tem a capacidade de alterar a classificação de projetos.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho buscou identificar informações sobre o bioma caatinga que utilizassem os métodos de valoração econômica do meio ambiente que quantificam monetariamente os impactos socioambientais e econômicos de projetos ou da falta deles, possibilitando assim uma avaliação mais real e abrangente dos impactos da implantação ou não de projetos. Esta busca foi bastante demorada e difícil, uma vez que, estimar os valores econômicos para os recursos naturais através da simulação de um mercado hipotético, atribuindo valores para bens ambientais que tradicionalmente não possuem preço definido não está condensado em um local único, mas espalhado por várias fontes. Ainda como fator limitante tem-se que os valores ambientais devem ser indexados, como foi o caso do VET da caatinga aqui utilizado, de modo que os valores fiquem sempre passíveis de atualização condizente com a realidade local.

A variável ambiental, como elemento classificatório econômico, ainda precisa ser estimada para os diversos biomas brasileiros em virtude dos poucos estudos e da falta de sistematização dessas informações. A continuidade e sintetização de pesquisas neste campo traz a possibilidade de expandir o processo ora proposto a outras obras.

Percebeu-se que a inclusão da avaliação de variáveis socioambientais para novos projetos tem a capacidade de mudar a classificação de um projeto dentro de ambientes estratégicos de tomada de decisão de forma objetiva e que estudos baseados na Teoria de Opções Reais aliada ao método de Monte Carlo têm os requisitos necessários para melhorar o gasto público, trazendo o melhor retorno do dinheiro investido em projetos para a sociedade.

Há fatores limitantes como a legislação nacional e a falta de escritórios de projetos²⁷ coordenados para a consecução de objetivos integradores. O legislador constituinte originário quis, no uso de seus poderes, distribuir responsabilidades, direitos e deveres entre os entes constituintes da República Federativa do Brasil, fragmentando a legislação de forma que a cada um desses coubesse legislar complementar ou suplementarmente conforme Art. 24º da Constituição Federal de 1988. Esse fato, embora pensado como forma de promover a

²⁷ O Escritório de Projetos (EP) ou PMO (Project Management Office) é um departamento dentro das organizações que tem por missão de manter uma visão integrada do plano estratégico em toda a organização e o objetivo de garantir a implementação dentro do prazo e custo definidos no plano estratégico (Plano Plurianual – PPA do Governo Federal e demais entes federativos). É responsável por reunir todo o portfólio, conduzir, planejar, organizar, controlar e finalizar as atividades dos projetos da melhor forma possível, ficando de fora, apenas, a aprovação de novos projetos, como faz a sua contraparte privada.

autonomia e responsabilidade acabou por criar impasses para a integração de esforços nas mais diferentes áreas. Na área de distribuição de gás, abordada neste trabalho, fica patente a necessidade de integração das companhias distribuidoras de gás para que se ganhe escala na distribuição e que problemas comuns sejam resolvidos de forma conjunta. Salientamos que recentemente com o surgimento em 1998 e o disciplinamento em 2005 dos consórcios públicos²⁸ (pessoa jurídica criada por lei com a finalidade de executar a gestão associada de serviços públicos, onde os entes consorciados, que podem ser a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, no todo em parte, destinarão pessoal e bens essenciais à execução dos serviços transferidos) houve melhora no quadro geral, mas o benefício ainda não alcançou a distribuição de gás natural canalizado, visto que essa atividade se enquadra em relevante interesse coletivo e é exclusiva de cada Estado, conforme previsto na Lei 7.783, de 28 de junho de 1989. Destaca-se que sempre há atrasos entre a entrada em vigor de leis e o seu respectivo uso por parte dos entes devido à complexidade da legislação, o que justifica o termo “recente”.

Acredita-se ter-se alcançado o objetivo de demonstrar que externalidades positivas têm o poder de modificar escolhas de projetos tanto governamentais (que conseguem efetivamente capturar retornos econômicos) quanto privados, embora este capture apenas retornos relacionados a imagem (as pessoas estão cada vez mais atentas à postura das empresas em relação a práticas sustentáveis e socialmente engajadas e não têm mais paciência para lidar com aquelas que saem da linha).

Destaca-se ainda que a utilização de ferramentas de simulação em projetos no âmbito governamental deve ganhar espaço, uma vez que é possível simular vários cenários em um espaço de tempo relativamente curto, trazendo ao gestor ferramental decisório essencial à tomada de decisão mais benéfica e efetiva à população.

Por se tratar de um trabalho que aplica um processo genérico de avaliação de projetos de infraestrutura em que é incorporada a variável ambiental como elemento classificatório econômico, crê-se que é perfeitamente generalizável para quaisquer projetos.

²⁸Surgiu com a Emenda Constitucional nº 19/98, que alterou o art. 241 da Constituição da República Federativa do Brasil, dando-lhe a seguinte redação: "A União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios disciplinarão por meio de lei os consórcios públicos e os convênios de cooperação entre os entes federados, autorizando a gestão associada de serviços públicos, bem como a transferência total ou parcial de encargos, serviços, pessoal e bens essenciais à continuidade dos serviços transferidos." A lei mencionada pela Constituição é a Lei nº 11.107/05

REFERÊNCIAS

- ABEL, A., DIXIT, A., EBERLY, J., & PINDYCK, R. Options, the value of capital, and investment. *Quarterly Journal of Economics* 111, 753–777, 1996.
- AIAA Technical Committee on Multidisciplinary Design Optimization (MDO). *White Paper on Current State of the Art.* , 1991. Disponível em: <http://endo.sandia.gov/AIAA MDOTC/sponsored/aiaa paper.html>. Acesso em 15 de agosto de 2015.
- AJAH, A. N., & HERDER, P. M. (10-12 de Outubro de 2005). *Addressing flexibility during process and infrastructure systems conceptual design: real options perspective*. Disponível em IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs all.jsp?arnumber=1571723>, Acesso em 15 de agosto de 2015.
- AJAH, A., HERDER, P. M., GRIEVINK, J., & WEIJNEN, M. P.. Framework for proper integration of flexibility in conceptual designs of energy and industrial infrastructures. *In Proceedings of the 15th European Symposium on Computer-Aided Process Engineering*, pp. 781-787. 2005.
- ALBUQUERQUE, J. d. *Diagnóstico ambiental e questões estratégicas: uma análise considerando o pólo gesso do sertão do araripe – estado de pernambuco*. Curitiba: Universidade Federal do Paraná. 2002.
- ALLEN, T. e. (2001). *ESD Terms and Definitions, Version 12.*, disponível em ESD Working Paper Series, ESDWP-2001-01: <http://esd.mit.edu/WPS/>. Acesso em 15 de agosto de 2015
- ALVES, M. L. *Carro flex fuel: uma avaliação por opções reais*. Rio de Janeiro-RJ: PUC-RJ. 2007.
- ARAÚJO, S. M. *O pólo gesso do araripe: unidades geo-ambientais e impactos da mineração*. Campinas: Universidade Estadual de Campinas. 2004.
- ARMSTRONG, M., GALLI, A., BAILEY, W., & COUET, B. Incorporating technical uncertainty in real option valuation of oil projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol.44, Issues 1-2*, pp. 67-82. 2004.
- BALTAR, C. A., BASTOS, F. F., & LUZ, A. B. *Diagnóstico do pólo gesso de pernambuco (brasil) com ênfase na produção de gipsita para fabricação de cimento*. Fonte: Universidad Politécnica de Madrid: <http://www.minas.upm.es/catedra-anefa/Consultas/MAGALHAES CarlosIVIBERMAC.pdf>. Acesso em 06 de julho de 2018
- BEGG, S., BRATVOLD, R., & CAMPBELL, J. The value of flexibility in managing uncertainty in oil and gas investments. *SPE 77586, SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2002.

BEZERRA, K. R., CAMPANHA, M. M., MERA, R. D., BEZERRA, F. G., MAYORGA, M. I., & GUIMARÃES, V. P. Valoração econômica dos serviços ambientais em um sistema agrossilvipastoril no bioma caatinga. *Cadernos de Agroecologia – ISSN 2236-7934 – Vol 6, No. 2*. Fortaleza/CE: VII Congresso Brasileiro de Agroecologia. 2011.

BIONE, I. *JC online*. Fonte: *JC online*: <http://jconline.ne10.uol.com.br/canal/economia/nacional/noticia/2017/06/20/suape-perde-megatermeletrica-290649.php>. Acesso em 20 de junho de 2017

BLACK, F., & SCHOLES, M. *The pricing of options and corporate liabilities*. Fonte: The Journal of Political Economy: <http://www.jstor.org/stable/1831029>. 1973.

BNB - Banco do Nordeste. *Programa do fne*. Fonte: Programa do FNE: <https://www.bnb.gov.br/programas-do-fne>. Acesso em 24 de Setembro de 2018.

BNDES. *TLP substitui a TJLP*. Fonte: BNDES: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/tlp-substituir-tjlp-em-contratos-do-bndes-firmados-a-partir-de-1-de-janeiro-de-2018>. Acesso em 17 de março de 2017.

BNDES. *BNDES*. Fonte: BNDES *Finame - Moderniza BK*: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finame-moderniza-bk>.

BRANDÃO, L. E. *Uma Aplicação da teoria das opções reais em tempo discreto para avaliação de uma concessão rodoviária no Brasil*. Rio de Janeiro-RJ: PUCRJ. 2002.

BRASIL - MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA . *Plano Nacional de Energia 2030*. BRASILIA: GOVERNO FEDERAL. 2007.

BRASIL. AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA - ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Brasília: Governo Federal. 2008.

BRASIL. CAMARA DOS DEPUTADOS. *CAMARA DOS DEPUTADOS*. Fonte: CAMARA DOS DEPUTADOS: http://www.camara.leg.br/stf/Inq4483/INQ_4483_PenDrive_Fl_1.787/DOC%2003%20-%20Acordo%20de%20Colaboracao/3_5%20Contrato%20AMBAR-EPE%20UTE%20Mario%20Covas%20Firme%20Inflex%C3%ADvel%202017.04.13.pdf. Acesso em 10 de julho de 2018.

BRASIL. DEPARTAMENTO DE GÁS NATURAL - MME. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Ed 133*, 14. 2018.

BRASIL. GOVERNO FEDERAL.. *Lei 11.653 - dispõe sobre o plano plurianual para o período 2008/2011*. Brasília: Imprensa Nacional. 2008.

BRASIL. MINISTERIO DAS MINAS E ENERGIA. *Anuário estatístico de energia elétrica 2017 ano base 2016*. Brasília: Governo Federal. 2017.

BRASIL. MPOG - MINISTERIO DO PLANEJAMENTO ORÇAMENTO E GESTÃO. *Manual de apresentação de estudos de viabilidade de projetos de grande vulto*. Brasília: Governo Federal. 2009.

BRASIL. SECRETARIA DE COMÉRCIO EXTERIOR, MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR. AliceWeb. Brasília, DF, Brasil. 2018.

BRASIL. SECRETARIA DE DESENVOLVIMENTO DA INFRAESTRUTURA (SDI). *pac: 7º balanço. 2015-2018*. Brasília: Governo Federal. 2018.

BREALEY, R., & MYERS, S. *Princípios de finanças empresariais*. McGraw-Hill. 1998.

BRENNAN, M., & SCHWARTZ, E. Evaluating natural resource investment. *Journal of Business*, pp. 135-157. 1985.

BRIGHAM, E. F., & EHRARDT, C. *Corporate finance: a focused approach*. Boston: Cengage Learning. 2015.

BROWNING, T.. *Modeling and analyzing cost, schedule, and performance in complex system product development*. Cambridge, MA.: Massachusetts Institute of Technology. 1998.

CAMPELLO, F. C. *Análise do consumo específico de lenha nas indústrias gesseiras: a questão florestal e sua contribuição para o desenvolvimento sustentável da Região do Araripe*. Recife: Universidade Federal Rural de Pernambuco. 2011.

CASAROTTO, N., & KOPITTKKE, B. *Análise de investimento*. São Paulo: Atlas. 2010.

CASTRO, A. L. *Avaliação de investimento de capital em projetos de geração termoelétrica no setor elétrico brasileiro usando teoria das opções reais*. Rio de Janeiro: PUC-RJ. 2000.

CAUMON, G., STREBELLE, S. B., CAERS, J. K., & G., J. A. Assessment of global uncertainty for early appraisal of hydrocarbon fields. *SPE 89943, SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2004.

CHAMBERLIN, E.. An experimental imperfect market. *The Journal of Political Economy*, Vol. 56, No. 2., 95-108. 1948.

CHENERY, H. Engineering production functions. *The Quarterly Journal of Economics*, vol. 63, issue 4,, 507-531. 1949.

CHORN, L., & CROFT, M. Resolving reservoir uncertainty to create value. *Journal of Petroleum Technology*, 52 -59.

COOPRIDER, C. B. (1989). *Equipment selection and assembly system design under multiple cost scenarios*. Cambridge, MA.: Massachusetts Institute of Technology. 2000.

COPELAND, T. E., WESTON, J. F., & SHASTRI, K. *Financial theory and corporate policy*, 4th ed. Addison Wesley. 2004.

COPELAND, T., & ANTIKAROV, A. *Real options, revised edition: a practitioner's guide 1st edition*. New York: Texere. 2003.

COPELAND, T., & ANTIKAROV, V. *Real options: a practitioner's guide*. New York: Thomson. 2003.

COPERGÁS. *Copergás*. Fonte: Copergás: <https://www.copergas.com.br/wp-content/uploads/2015/09/RELATORIO-COPERG--S-2017.pdf>. Acesso em 23 de março de 2018.

CORTAZAR, G., SCHWARTZ, E., & CASASSUS, J. Optimal exploration investments underprice and geological-technical uncertainty: a real options model. *R&D Management*, Vol.31, No. 2, 181. 2001.

COSTA, A., & PAIXÃO, J. *Uma aproximação heurística para o modelo de investimento , baseado em cenários , com restrições de orçamento e tempo*. Lisboa: Centro de Investigação Operacional. 2005.

COX, J., ROSS, S., & RUBINSTEIN, M. Option pricing: a simplified approach. *Journal Financial Economics*. n. 07, 229-263. 1979.

da CRUZ, P. S. *Reservoir management decision-making in the present of geological uncertainty*. Stanford University. 2002.

DAKE, L. P. *Fundamentals of reservoir engineering (2nd ed.)*. Elsevier Science.
D'ALMEIDA, A., LOPEZ, I., & DIAS, M. (2001). Oil Drilling Rig Fleet Decisions. *5th Annual International Conference on Real Options*. 2001.

DAMODARAN, A. *Corporate finance: theory and practice*. New York: John Wiley & Sons, Incorporated. 1997.

DANTAS, L. O. *GasNet*. Fonte: GasNet: <http://www.gasnet.com.br/>. Acesso em 01 de junho de 2018

DAVIDSON, B. J., & KEELEY, K. R. *The thermodynamics of parcial combined cycles*. 1990.

DEGUCHI HAYASHI, S. H., LIGERO, E., & SCHIOZER, D. J. Decision-making process in development of offshore petroleum fields. *SPE 107737, Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference*. 2007.

DIAS, M. A. *Opções reais híbridas com aplicações em petróleo*. Rio de Janeiro - RJ: PUCRJ. 2005.

DIAS, M. A. *Análise de investimentos com opções reais - teoria e prática com aplicações em petróleo e em outros setores* (Vol. 1). Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Interciencia Ltda. 2015a.

DIAS, M. A. *Análise de investimentos com opções reais - teoria e prática com aplicações em petróleo e em outros setores* (Vol. 2). Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Interciencia Ltda. 2015b.

DIAS, M. A., ROCHA, K. M., & TEIXEIRA, J. P. The optimal scale and timing: a real option approach to oilfield development. *8th Annual International Conference on Real Options*. Montréal. 2004.

DIAS, M.A.G. *Opções reais híbridas com aplicações em petróleo*. Rio de Janeiro-RJ: PUC-RJ. 2005.

DIXIT, A., & PINDYCK, R. *Investment under uncertainty*. New jersey: Princeton University Press. 1994.

EDP. *Obter subsídios para discussão e aprimoramento das metodologias para majoração e/ou recomposição da estrutura do CVU de usinas termoeletricas*. Sao Paulo: EDP. 2017.

EDWARDS, R. A. *Production prediction uncertainty and its impact on the management of oil and gas price risk*. Department of Petroleum Engineering, Stanford University. 1994.

EKERN, S. An option pricing approach to evaluating petroleum projects. *Energy Economics*, pp. 90-99. 1988.

ELIAS, J. *Universo Online*. Fonte: Uol Economia: <https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2018/10/20/petrobras-menores-investimentos-decada.htm>. Acesso em 20 de Outubro de 2018.

FIGUEIREDO, V. S. Perspectivas de recuperação de solo para áreas em processo de desertificação no semiárido da paraíba-brasil. *Revista Electrónica de Gografía y Ciencias*

Sociales Vol. XVII, núm. 453. Fonte: <http://www.ub.edu/geocrit/sn/sn-453.htm>. Acesso em 26 de junho de 2013.

FINE, C. H., & FREUND, R. M. Optimal investment in product-flexible manufacturing capacity. *Management Science*, Vol. 36, No. 4, 449-466. 1990.

FORD, D. N., LANDER, D. M., & VOYER, J. A real options approach to valuing strategic flexibility in uncertain construction project. *Construction Management and Economics*, Vol. 20, 343-351. 2002.

FRANKLIN, B. *Frases Famosas*. Fonte: Frases Famosas: <https://www.frasesfamosas.com.br/tema/investimentos/>. Acesso em 18 de março de 2019.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS - FGV. *Boletim de conjuntura do setor energetico*. Rio de Janeiro: FGV. 2018.

GADELHA, F. H. Rendimento volumétrico e energético de clones de híbridos de eucalyptus sp. no polo gesseiro do araripe-PE. *Ciência Florestal*, v. 22, n. 2, p. 331-341. 2012.

GADELHA, F. H. *Desempenho silvicultural e avaliação econômica de clones híbridos de eucalyptos plantados em diferentes regimes de manejo para fins energéticos*. Recife: Universidade Federal Rural de Pernambuco (UFRPE). 2014.

GERWIN, D. Manufacturing flexibility: a strategic perspective. *Management Science*, Vol. 39, No. 4, 395-410. 1993.

GIIYAGILER, B. *Optimization of well placement and assessment of uncertainty*. Department of Petroleum Engineering, Stanford University, CA. 2002.

GITMAN, L. J. *Principles of managerial finance*. Pearson Education Australia. 2008.

GOEL, V., & GROSSMANN, I. E. A stochastic programming approach to planning of offshore gas field developments under uncertainty in reserves. *Computers and Chemical Engineering*, Vol. 28, 1409-1429. 2004.

GRAVES, S. C., & HOLMES, C. R. Equipment selection and task assignment for multi-product assembly system design. *International Journal of Flexible Manufacturing Systems*, Vol. 1, pp. 31-50. 1998.

HASSAN, R., & de NEUFVILLE, R. Design of engineering systems under uncertainty via real options and heuristic optimization. *Real Options Conference*. New York: Real Options Conference. 2006.

HASSAN, R., de NEUFVILLE, R., de WECK, O., HASTINGS, D., & McKINNON, D. Value-at-risk analysis for real options in complex engineered systems. *IEEE International Conference on Large Scale Infrastructures Vol. 4* (p. 369). Hawaii: IEEE International Conference on Large Scale Infrastructures. 2005.

HASTINGS, D. The future of engineering systems: development of engineering leaders. *Engineering Systems Symposium*. Cambridge, MA: MIT. 2004.

HASTINGS, D., & McMANUS, H. A framework for understanding uncertainty and its mitigation and exploitation in complex systems. *Engineering Systems Symposium, March 29-31*. Cambridge, MA: MIT. 2004.

HAUSER, D. P., & de WECK, O. L. Flexibility in component manufacturing systems: evaluation framework and case study. *Journal of Intelligent Manufacturing*, 18, (pp. 421-432). 2007.

HO, S. P., & LIU, L. Y. How to evaluate and invest in emerging a/e/c technologies under uncertainty. *Journal of Construction Engineering and Management*, Vol. 129, No. 1, pp. 16-24. 2003.

HOUWING, M., AJAH, A. N., M., H. P., & BOUWMANS, I. Addressing uncertainties in the design and operation of residential distributed energy resources: case study of a micro-chp system. In *Proceedings of the Chemical Engineering Transactions XII on the 10th Conference on Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction*, (pp. 1-8). Ischia, Naples, Italy. 2007.

HULL, J. *Options, futures, and other derivatives*. Toronto: University of Toronto. 1996.

INTERNATIONAL MONETARY FUND- IMF. *International monetary fund - imf*. Washington, D.C: International Monetary Fund - IMF. Fonte: International Monetary Fund - IMF. 2015.

ITÔ, K. Stochastic integral. *Proceedings of the Imperial Academy*, 519-524. 1944.

JABLONOWSKI, C., WIBOONKIJ-ARPHAKUL, C., & NEUHOLD, M. Estimating the cost of errors in estimates used during concept selection. *SPE 110191, Journal of SPE Projects, Facilities & Construction*, Vol. 3, No. 1, pp. 1-6. 2008.

JABLONOWSKI, C., WIBOONKIJ-ARPHAKUL, C., & NEUHOLD, M. Estimating the cost of errors in estimates used during concept selection. *SPE 110191, Journal of SPE Projects, Facilities & Construction*, Vol. 3, No. 1, pp. 1-6. 2008.

JAHN, F., COOK, M., & GRAHAM, M. *Hydrocarbon exploration and production*. Amsterdam: Elsevier. 2008.

JAMES, P. *Option theory*. Chichester: John Wiley & Sons, Inc. 2003.

JOAQUIM, M. S. *Aplicação da teoria das opções reais na análise de investimentos em sistemas agroflorestais*. Brasília: UnB. 2012.

KALLIGEROS, K. *Platforms and real options in large-scale engineering systems," phd dissertation in engineering systems division*. Cambridge, MA.: Massachusetts Institute of Technology. 2006.

KALLIGEROS, K., de WECK, O., de NEUFVILLE, R., & LUCKINS, A. Platform identification using design structure matrices. *Sixteenth Annual International Symposium of the International Council On Systems Engineering (INCOSE)*. Orlando, FL: INCOSE. 2006.

KELLER, J. *System architecture of offshore oil production systems*. Cambridge, MA.: Massachusetts Institute of Technology. 2008.

KIDD, S. L. *A systematic method for valuing a product platform strategy*. Cambridge, MA.: Massachusetts Institute of Technology. 1998.

KOO, H. *A meta-language for systems architecting*. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology. 2005.

KOSTE, L. L., & MALHOTRA, M. K. A theoretical framework for analyzing the dimension of manufacturing flexibility. *Journal of Operations Management*, 18, pp. 75-93. 1999.

KWOK, Y. *Mathematical models of financial derivatives*. Springer Finance. 2008.

LEVY, N. C. *Avaliação de investimentos sob incerteza: um enfoque crítico*. Rio de Janeiro: PUC-RJ. 2009.

LIGERO, E. L., MADEIRA, M. G., & SCHIOZER, D. J. Comparison of techniques for riskanalysis applied to petroleum field development. *SPE94806, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Rio de Janeiro, Brazil: SPE. 2005.

LIMA, W. *Impacto ambiental do eucalipto*. São Paulo: Uinversidade de Sao Paulo. 1996.

LIN, J. *Exploring flexible strategies in engineering systems using screening models applications to offshore petroleum projects*. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology. 2008.

LINEBAUGH, K. (23 de 09 de 2008). *Honda's flexible plants provide edge.*, disponível em The Wall Street Journal.: <http://online.wsj.com/article/SB122211673953564349.html>. Acesso em 15 de agosto de 2015.

LNG WORLD NEWS. (24 de Janeiro de 2018). *Lng world news*. Fonte: LNG WORLD NEWS: <https://www.lngworldnews.com/japans-2017-lng-imports-rise-0-4-percent/>. Acesso em 24 de Janeiro de 2018.

LORA, E. E., & NASCIMENTO, M. A. *Geração termelétrica – planejamento, projeto e operação*. Rio de Janeiro: Interciência. 2004.

LUND, M. Valuing flexibility in offshore petroleum projects. *Annual of Operations Research*, 99, (pp. 325-349). 2000.

MARKISH, J., & WILLCOX, J. A value-based approach for commercial aircraft conceptual design. *AIAA Journal*, Vol. 41, No.10, pp. 2004-2012. 2003.

MARQUES, J. F., & COMUNE, A. E. A teoria neoclássica e a valoração ambiental. Em A. ROMEIRO, B. REYDON, & M. LEONARDI, *Economia do meio ambiente: teoria, políticas e a gestão de espaços regionais*. (pp. 21-42). Campinas: UNICAMP-IE. 2017.

McGILL, C., GOODWIN, S. P., MACGOWAN, D., AISSAOUI, A., RIDDIFORD, F. A., & STANDISH, I. G. Optimising multi-field developments under uncertainty. *SPE 39723, SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*. SPE. 1998.

MCKINSEY'S ENERGY INSIGHT. *McKinsey's energy insights*. Fonte: McKinsey's Energy Insights: <https://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/the-2017-european-gas-market-in-10-charts/>. Acesso em 02 de Janeiro de 2018.

MILLER, R., & LESSARD, D. R. *Strategic Management of large engineering projects: shaping institution, risks, and governance*. Cambridge, MA: MIT Press. 2001.

MINARDI, A. M. *Teoria das opções aplicada a projetos de investimento*. São Paulo : Atlas. 2004.

MOSES, J. Foundational issues in engineering systems: A Framing Paper. *MIT Engineering Systems Division Internal Symposium*. 2004.

MOTTA, R. S. *Manual para valoração econômica de recursos ambientais*. Rio de Janeiro: IPEA/MMA/PNUD/CNPq. 1998.

MOTTA, R., & CALÔBA, G. *Análise de investimentos: tomada de decisão em projetos industriais*. Rio de Janeiro: Atlas. 2002.

NAJJAR, Y. S. *Efficient use of energy by utilizing gas turbine combined systems*. 2001.

NARAYANAN, K., CULLICK, A. S., & BENNETT, M. Better field development decisions from multi-scenario, interdependent reservoir, well, and facility simulations. *SPE 79703, SPE Reservoir Simulation Symposium*. Houston, Texas.: SPE. 2003.

NEUFVILLE, R. de. *Class notes for engineering systems analysis for design, mit engineering school-wide elective*. Disponível em Class notes for Engineering Systems Analysis for Design: http://ardent.mit.edu/real_options/Common_course_materials/slides.html Acesso em 15 de agosto de 2015.

NEUFVILLE, R. de., WECK, O. de, LIN, J., & SCHOLTES, S. *Identifying real options to improve the design of engineering systems, chapter to appear in the book "real options in engineering design, operations, and management" edited by Harriet Nembh*. 2008.

NEUFVILLE, R. de, HODOTA, K., SUSSMAN, J., & SCHOLTES, S. Using real options to increase the value of intelligent transportation systems. *Transportation Research Record (in press)*. 2008.

NEUFVILLE, R. de., SCHOLTES, S., & WANG, T. Valuing options by spreadsheet: parking garage case example. *ASCE Journal of Infrastructure Systems, Vol. 12, No.2*, 107-111. 2006.

WECK, O. de. Determining Product Platform Extent. Em Z. S. T. W. Simpson. *Product platform and product family design: methods and applications* (pp. 241-301). New York: Springer. 2006.

NOGUEIRA, J. M., & MEDEIROS, M. A. Quanto vale aquilo que nao tem valor? valor da existencia, economia e meio ambiente. *Cadernos de Ciencia e Tecnologia, Volume 16, N. 3*, (pp. 59-83). Brasilia. 1999.

OLIVEIRA, V., SOUSA NETO, J., & BERGAMINI Jr., L. *Opções reais - introdução à teoria e à prática*. Qualitymark. 2008.

PADDOCK, J., SIEGEL, D., & SMITH, J. Option valuation of claims on real assets: the case of offshore petroleum leases. *The Quarterly Journal of Economics*, p. 479. 1988.

PEREIRA, U., & PAMPLONA, E. O uso da teoria das opções reais (tor) na análise de investimentos em tecnologia da informação – ti. *XXVI ENEGEP - Encontro Nacional de Engenharia de Produção*. (p. 9). Fortaleza: ENEGEP - Encontro Nacional de Engenharia de Produção. 2006.

PERNAMBUCO. Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Pernambuco. **SUAPE**. Disponível em: <http://www.suape.pe.gov.br/pt/noticias/1067-gasen-e-chpk-assinam-contrato-para-arrendamento-de-areas-destinadas-a-termicas?highlight=WyJ0ZXJtZWxcdTAwZTl0cmJYSjJd>. Acesso em 04 de dezembro de 2017.

PETROBRAS. *PROMEF mercado da industria naval brasileira esta em franca expansao*. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/promef-mercado-da-industria-naval-brasileira-esta-em-franca-expansao.htm>. Acesso em 10 de fevereiro de 2016.

PETROBRAS. *Terminal de regaseificacao de PECÉM*. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/terminais-e-oleodutos/terminal-de-regaseificacao-de-pecem-gln.htm>. Acesso em 01 de janeiro de 2018.

PINDYCK, S., & RUBINFELD, L. *Econometric models and economic forecasts*. New York: Irwin/McGraw-Hill. 1998.

PINHEL, A. *Simulação de uma usina térmica a gás no novo contexto do setor elétrico – análise risco x retorno*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.: COPPE/UFRJ. 2000.

PORTER, M. E. *Vantagem competitiva*. Rio de Janeiro: Campus. 1992.

RICE, J. *Mathematical statistics and data analysis (2nd ed.)*. Belmont, CA.: Duxbury Press. 1995.

RIGOLON, F. J. *Opções reais e análise de projetos. banco nacional de desenvolvimento econômico e social – bndes: texto 36*. Rio de Janeiro: BNDES. 1999.

ROCHA, H., OLIVEIRA, U., & DELAMARO, M. C. Uso de opções reais na avaliação de fases do projeto: uma proposição. *Rio's International Journal on Sciences of Industrial and Systems Engineering and Management*. 2008.

ROCHA, K. D. *Produtividade volumétrica de clones de eucalyptus spp. na região do polo gesseiro do araripe*. Recife: Universidade Federal Rural de Pernambuco (UFRPE). 2012.

RUDIN, W. *Real and complex analysis*. McGraw-Hill. 1987.

SÁ, I. B., SÁ, I. I., & SILVA, D. F. Geotecnologias conciliando preservação ambiental e fortalecimento das atividades produtivas na região do araripe-PE. *XIII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto*. 2007.

SAITO, M. B., TÁVORA Jr., J. L., & OLIVEIRA, M. R. A teoria das opções reais: uma aplicação a projetos de investimento em inovação tecnológica considerando-se o valor da flexibilidade gerencial. *V Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia - SEGeT*. 2008.

SALEH, J. H., HASTINGS, D. E., & NEWMAN, D. J. Flexibility in system design and implications for aerospace systems. Em A. Astronautica, *Acta Astronautica*, Vol. 53 (pp. 927-944). 2003.

SALEH, J. H., MARK, G., & JORDAN, N. C. (18 de August de 2007). Flexibility: a multi-disciplinary literature review and a research agenda for designing flexible engineering systems. *Journal of Engineering and Design*, pp. 307-323. 2007.

SAMANÉZ, C., & LEVI, S. Exploração de projetos de recursos naturais: avaliação e gestão pela teoria de ativos contingentes e simulação. *Revista del Instituto de Investigación de la Facultad de Ciencias Matemáticas de la UNMSM*, pp. 103-128. 1998.

SAMUELSON, P.. Proof that properly anticipated prices fluctuate randomly. *Industrial Management Review*, 41-49. 1965.

SAPUTELLI, L., LUJAN, L., GARIBALDI, L., SMYTH, J. U., RODRIGUEZ, J., & CULLICK, A. S. (29 de março de 2008). How integrated field studies help asset teams make optimal field development decisions. *SPE 110250, SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting*. 2008.

SARMA, P. *Efficient close-loop optimal control of petroleum reservoirs under uncertainty*. Stanford University, CA. 2006.

SETHI, A., & SETHI, S. Flexibility in manufacturing: a survey. *International Journal of Flexible Manufacturing Systems*, pp. 289-328. 1990.

SIDDIQI, A., & de WECK, O. L. Modeling methods and conceptual design principles for reconfigurable systems. *Journal of Mechanical Design*, Vol. 130, Issue 10, 101102-1-15. 2008.

SILVA, J. A. Potencialidades de florestas energéticas de eucalyptus no pólo gesso do araripe-pernambuco. Em A. P. Agrônomicas, *Anais da Academia Pernambucana de Ciências Agrônomicas*, vols. 5 e 6, (pp. p. 301-319). Recife: Academia Pernambucana de Ciências Agrônomicas. 2009.

SILVER, M. R. *Designing sustainable heavy lift launch vehicle architectures adaptability, lock-in, and system evolution*. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology. 2005.

SILVER, M., & de WECK, O. Time-expanded decision networks: a framework for designing evolvable complex systems. *Systems Engineering*, Vol. 10, No. 2, pp. 167-186. 2007.

SIMMONS, W. L. *A framework for decision support in systems architecting*. Cambridge, MA.: Massachusetts Institute of Technology. 2008.

SPIEGEL, M. *Estatística*. Sao Paulo: Mc Graw Hill do Brasil. 1985.

STEAGALL, D. E., & SCHIOZER, D. J. (s.d.). "Uncertainty Analysis in reservoir production forecasts during appraisal and pilot production phases. *SPE 66399, SPE Reservoir Simulation Symposium*. Houston, Texas: SPE. 2001

SUH, E., de WECK, O., & CHANG, D. Flexible product platforms: framework and case study. *Research in Engineering Design, Vol.18, No. 2*, pp. 67-89. 2007.

SUSLICK, S. B., & SCHIOZER, D. J. Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. *Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 44, No 2*, pp. 1-9. 2004.

TAGUCHI, G. *System of experimental design: engineering methods to optimize quality and minimize costs*. Dearborn, MI: American Supplier Institute. 1987.

THOMKE, S. *Experimentation matters: unlocking the potential of new technologies for innovation*. Cambridge, MA: Harvard Business School Press. 2003.

THOMSON REUTERS EIKON. *Thomson reuters eikon*. Fonte: Thomson Reuters Eikon: <https://eikon.thomsonreuters.com/index.html>. Acesso em 01 de Janeiro de 2018.

THUNNISSEN, D. P. Uncertainty classification for the design and development of complex systems. *3 rd Annual Predictive Methods Conference*. Newport Beach, California. 2003

TONG, C., & SRIRAM, D. *Artificial intelligence in engineering design*. San Diego, CA: Academic Press. 1992.

TRIGEORGIS, L. *Real options: managerial flexibility and strategy in resource allocation*. Cambridge, Mass.: The MIT Press. 1996.

TRIGEORGIS, L. *Real options: managerial flexibility and strategy in resource allocation*. Cambridge, MA: MIT Press. 2002.

TRIGEORGIS, L. *Real options: managerial flexibility and strategy in resource allocation*. Cambridge: The MIT Press. 2002.

VOLLERT, A. *A stochastic control framework for real options in strategic valuation*. Boston: Birkhäuser Boston. 2003.

WANG, P. *Development and applications of production optimization techniques for petroleum fields*. Stanford University, CA. 2003.

WANG, T., & NEUFVILLE, R. de. Identification of real options "in" projects,". In: *Annual Symposium International Council on Systems Engineering, 16th*. Orlando, Florida: INCOSE. 2006.

WATKINS, G. C. *Characteristics of north sea oil reserve appreciation*. Acesso em 29 de setembro de 2015, disponível em MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT-CEEPR 00-008 working paper.: <http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2000-008.pdf>. 2000.

WECK, O. de., NEUFVILLE, R. de, & CHAIZE, M. Staged deployment of communications satellite constellations in low earth orbit. *Journal of Aerospace Computing, Information, and Communication, Vol.1, No.3*, pp. 119-136. 2004.

WECK, O. de., ECKERT, C., & CLARKSON, P. A classification of uncertainty for early product and system design. *16th International Conference on Engineering Design*, (pp. 159-160). Paris. 2007.

WERTZ, J. *Expected productivity-based risk analysis in conceptual design: with application to the terrestrial planet finder interferometer mission*. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology Press. 2006.

WHITNEY, D. E. *Mechanical assemblies: their design, manufacture, and role in product development*. New York, NY: Oxford University Press. 2004.

WILLIAMS, G. J., MANSFIELD, M., MACDONALD, D. G., & BUSH, M. D. Top-down reservoir modelling. *SPE 89974, SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas: SPE. 2004.

WORLD BANK. *Indicators*. Fonte: THE WORLD BANK: https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?view=map&year_high_desc=true. Acesso em 01 de Janeiro de 2018.

WUNSCH, A.. *Combined gas/steam turbine power plants*. New York, NY: Oxford University Press 1978

YETEN, B., BROUWER, D. R., DURLOFSKY, L. J., & AZIZ, K. Decision analysis under uncertainty for smart well deployment. *Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 44, Issue 1-2*, pp. 175- 191. 2004.

ZABALZA-MEZGHANI, I., MANCEAU, E., FERAILLE, M., & JOURDAN, A. Uncertainty management: from geological scenarios to production scheme optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 44, Issue 1-2*, pp. 11- 25. 2004.

ZHAO, T., & TSENG, C. L. Valuing flexibility in infrastructure expansion. *Journal of Infrastructure Systems, Vol. 9, No. 3*, pp. 89-97. 2003.

ZHAO, T., SUNDARAJAN, S. K., & TSENG, C. L. Highway development decision-making under uncertainty: a real options approach. *Journal of Infrastructure Systems*, Vol. 10 No.1, pp. 23-32. 2004.