UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
ESCOLA DE QUÍMICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
TECNOLOGIA DE PROCESSOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DAS FORMAS DE APROVEITAMENTO DO GÁS NATURAL

LEANDRO COUTO ROSA

Rio de Janeiro
2010

LEANDRO COUTO ROSA

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DAS FORMAS DE APROVEITAMENTO DO GÁS NATURAL

Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Ciências (M.Sc.).

Orientadores:

Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc.
Flávia Chaves Alves, D.Sc.

Rio de Janeiro
2010

Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural

Leandro Couto Rosa

Tese de Dissertação de mestrado submetido ao Corpo Docente do Curso de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências.

Orientado por:

_____
Prof. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc.

_____
Prof.ª Flávia Chaves Alves, D.Sc.

Aprovado por:

_____
Prof. Alexandre de Castro Leiras Gomes, D.Sc.

_____
Prof. Amaro Gomes Barreto Jr., D.Sc.

_____
Antônio Marcos Fonseca Bidart, D.Sc. - Petrobras

_____
Prof. Estevão Freire, D.Sc.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil.
Outubro de 2010

FICHA CATALOGRÁFICA

Rosa, Leandro Couto.

Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural / Leandro Couto Rosa - 2010.

xxi, 155 f. (EQ/UFRJ, M.Sc., Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, 2010)

Dissertação - Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2010.

Orientadores: Fernando Luiz Pellegrini Pessoa e Flávia Chaves Alves.

1. Gás natural. 2. Viabilidade econômica. 3. *GNL*. 4. *Gasoduto*. 5. *GNC*. 6. *HGN*. 7. *GTL*. 8. *GTW*

I. Pessoa, Fernando Luiz Pellegrini e Alves, Flávia Chaves (Orientadores). II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola de Química. III. Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural.

Dedicatória

Primeiramente a Deus que está dentro todos nós.

A minha grande família.

A minha adorável e amável esposa.

Agradecimentos

Aos meus familiares, amigos e especialmente minha esposa Lívia pelo incentivo, compreensão e colaboração durante estes dois anos de mestrado.

Ao apoio financeiro do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP, PRH 13 da Escola de Química, Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria do Petróleo e Gás Natural.

Aos meus Orientadores, Professora D.Sc. Flávia Chaves Alves e Professor D.Sc. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, pela confiança e oportunidade de trabalho e aprendizado.

A Alzirene Rodrigues, por toda colaboração durante a minha bolsa de estudos.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CENTRO DE TECNOLOGIA ESCOLA DE QUÍMICA

Resumo da Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos (EQ/UFRJ) como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências.

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DAS FORMAS DE APROVEITAMENTO DO GÁS NATURAL

Leandro Couto Rosa

Outubro, 2010

Orientadores: Fernando Luiz Pellegrini Pessoa e Flávia Chaves Alves.

O gás natural é considerado uma importante fonte de energia da cadeia energética nacional e mundial. O aumento populacional e da demanda por este insumo nos centros consumidores e seus arredores tem incentivado novos investimentos em tecnologia de armazenamento e aproveitamento do gás natural para suprir as necessidades da população para as próximas décadas. O aproveitamento do gás natural pode ser realizado através das seguintes tecnologias: gás natural comprimido (*Gasoduto* e *GNC)*, gás natural liquefeito (*GNL*), conversão do gás natural em energia elétrica (gas to wire, *GTW*), conversão do gás natural em hidrocarbonetos de maior valor agregado como lubrificante e diesel (gas to liquids, *GTL*) e na forma de cristais sólidos (hidrato de gás natural, *HGN*). Este trabalho tem como objetivo propor um procedimento para avaliação e escolha da melhor tecnologia de aproveitamento do gás natural conhecendo-se a fonte e local de demanda, utilizando os métodos de viabilidade econômica de projetos (*Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Payback*) tanto no segmento o*ffshore* quanto no o*nshore* nas regiões do Brasil, a uma taxa de desconto de 10% a.a e um tempo de projeto de 20 anos. A tecnologia de *HGN* apresentou os melhores resultados, seguido do *GNC* e *GTL*. A escolha da tecnologia pode ser influenciada em função da distância de transporte, vazão, taxa de desconto e o preço de venda do gás natural.

Palavras-chave: gás natural, tecnologias, viabilidade econômica.

Abstract of thesis presented to Programa de Pós Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos (EQ/UFRJ) as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science.

STUDY OF ECONOMIC FEASIBILITY OF THE FORMS OF UTILIZATION OF THE NATURAL GAS

Leandro Couto Rosa

October /2010

Advisors: Fernando Luiz Pellegrini Pessoa e Flávia Chaves Alves

Natural gas is considered an important source of energy for domestic and global energy chain. The increase of population and the demand for this input in consumer centers and their surroundings has motivated new investment in technology of storage and utilization of natural gas to supply the needs of the population for the coming decades. The utilization of natural gas can be carried out by the following technologies: compressed natural gas (*gas pipeline* and *CNG*), liquefied natural gas (*LNG*), conversion of natural gas in electricity (gas to wire, *GTW*), conversion of natural gas in hydrocarbons of greater aggregate value as a lubricant and diesel (gas to liquids, *GTL*) and in the form of crystals solids (hydrate of natural gas, *HGN*). This work aims to propose a procedure for evaluating and choosing the best technology for utilization of the natural gas using the methods of economic feasibility of projects (*Net Present Value*, *Internal Return Rate* and *Payback*) both in the segment offshore and onshore in the regions of Brazil between the main sources of natural gas until the their final destination, at a discount rate of 10% a.a and a time of project 20 years. HGN technology showed the best result, followed by CNG and GTL. The choice of the technology can be influenced depending on the distance from transport, flow, discount rate and the selling price of the natural gas.

Keywords: natural gas, technology, economic feasibility.

ÍNDICE DE ABREVIAÇÕES

$MM – Milhões de dólares

$MM/yr – Milhões de dólares por ano;

BBL – Barril;

BCF/yr – Bilhões de pés cúbicos por ano;

BCM/yr – Bilhões de metro cúbico por ano;

BPD – Barril por dia;

CAPEX – Custo de capital de investimento;

COSELLE – Navio de *GNC*;

DPP (Dew Point Plant) – Unidade de Ajuste do Ponto de Orvalho;

EPE – Empresa de Pesquisa Energética;

GN – Gás Natural;

GNC – Gás Natural Comprimido;

GNL – Gás Natural Liquefeito;

GTL – Gas to Liquids, Transformação de gás para líquido;

GTW – Gas to Wire, Uso de gás para geração de energia elétrica;

HGN – Hidrato de Gás Natural;

k$ – Mil dólares;

km – Quilômetro;

MMBTU – Milhões de BTU, Unidade de energia;

MMSCF – Milhões de pés cúbicos padrão;

MMSCFD – Milhões de pés cúbicos padrão por dia;

OCATE – Óleo combustível de alto teor de enxofre;

OFFSHORE – Localizado ou operado no mar;

OIE – Oferta Interna de Energia;

ONSHORE – Localizado ou operado em terra;

OPEX – Custo de capital de operação;

PDE – Plano Decenal de Energia;

Pipelines – *Gasoduto*;

PPD – Período Payback Descontado;

PPS – Período Payback Simples;

SCFD – Pés cúbicos padrão por dia;

SLURRY – Lama;

TCF– Trilhões de pés cúbicos;

TEP – Tonelada equivalente de Petróleo;

TIR – Taxa Interna de Retorno;

TPA – Toneladas por ano;

UPGNs – Unidades de Processamento de Gás Natural;

VOTRANS – Volume Optimized Transport e Storage;

VPL – Valor Presente Líquido;

W – Watt, Unidade de potência.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Projeção do consumo final energético de gás natural, por segmento (10^6 m³/dia) –2010/2019 12
Figura 2.2: Mapa do Brasil com a rede de *Gasoduto* 13
Figura 2.3: Cadeia de transporte de *GNL* 16
Figura 2.4: Navio do tipo membrana para transporte de *GNL* 17
Figura 2.5: Navio do tipo esfera para transporte de *GNL* 17
Figura 2.6: Terminal marinho de regaseificação de *GNL* no Rio de Janeiro 18
Figura 2.7: Terminal marinho de regaseificação e armazenamento de *GNL*, Lake Charles, LA, USA 18
Figura 2.8: Transporte de *GNL* em caminhões 19
Figura 2.9: Isolamento térmico dos tanques de armazenamento de *GNL* 20
Figura 2.10: Exemplo de custos da cadeia do *GNL* 21
Figura 2.11: Esquema da cadeia de um *Gasoduto* 22
Figura 2.12: *Gasoduto* sendo implantado 23
Figura 2.13: Sistema de Operação de um *Gasoduto* 24
Figura 2.14: Exemplo de estações “mãe e filha” de *GNC* 25
Figura 2.15: Navio VOTRANS - Transporte de *GNC* 26
Figura 2.16: Navio COSELLE - Transporte de *GNC* 27
Figura 2.17: Terminal marítimo de descarregamento de *GNC* 27
Figura 2.18: Forma do *HGN* 28
Figura 2.19: Planta de *HGN* 29
Figura 2.20: Cadeia de produção e transporte de *HGN* 29
Figura 2.21: hidrato de gás natural na forma de pellets 30
Figura 2.22: hidrato de gás natural na forma de “Slurry” 30
Figura 2.23: Etapas da transformação do *GTL* 31
Figura 2.24: Planta de *GTL* em Bintulu na Malásia 32
Figura 2.25: Turbina a gás natural operando 33
Figura 4.1: VPL x Distância para uma vazão de 100 MMSCFD variando a distância 50
Figura 4.2: VPL x Distância para uma vazão de 300 MMSCFD variando a distância 51

Figura 4.3: VPL x Distância para uma vazão de 600 MMSCFD variando a distância 51
Figura 4.4: Comparação dos resultados do transporte marítimo de *GNC* e *GNL* para distâncias inferiores a 2.000 km 53
Figura 4.5: Número de navios necessário em função da distância 54
Figura 4.6: Comparação dos resultados do transporte marítimo de *GNC* e *GNL* para distâncias maiores que 2.100 km 54
Figura 4.7: Limite de aplicação do transporte de *GNC* 55
Figura 5.1: VPL da tecnologia *GNL Offshore* em função da distância e vazão 58
Figura 5.2: VPL da tecnologia *GNC Offshore* em função da distância e vazão.....59
Figura 5.3: VPL da tecnologia *GASODUTO Offshore* em função da distância e vazão 60
Figura 5.4: VPL da tecnologia *HGN Offshore* em função da distância e vazão 61
Figura 5.5: VPL da tecnologia *GTL Offshore* em função da distância e vazão 62
Figura 5.6: VPL da tecnologia *GTW Offshore* em função da distância e vazão 63
Figura 5.7: Distância entre a fonte e o destino do GN Offshore 66
Figura 5.8: VPL x Distância Offshore para uma vazão de 50 MMSCFD 67
Figura 5.9: TIR x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 68
Figura 5.10: Payback Simples x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 68
Figura 5.11: Payback descontado x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 69
Figura 5.12: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.....70
Figura 5.13: TIR x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.....70
Figura 5.14: Payback Simples x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 71
Figura 5.15: Payback descontado x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 72
Figura 5.16: VPL da tecnologia *GNL Onshore* em função da distância e vazão 74
Figura 5.17: VPL da tecnologia *GNC Onshore* em função da distância e vazão 75
Figura 5.18: VPL da tecnologia *GASODUTO Onshore* em função da distância e vazão 76
Figura 5.19: VPL da tecnologia *HGN Onshore* em função da distância e vazão 77
Figura 5.20: VPL da tecnologia *GTL Onshore* em função da distância e vazão.....78

Figura 5.21: VPL da tecnologia *GTW Onshore* em função da distância e vazão 79
Figura 5.22: Distância entre a fonte e o destino do GN *Onshore* 82
Figura 5.23: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 83
Figura 5.24: TIR x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 83
Figura 5.25: Payback Simples x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 84
Figura 5.26: Payback descontado x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 85
Figura 5.27: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 85
Figura 5.28: TIR x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 86
Figura 5.29: Payback Simples x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 87
Figura 5.30: Payback descontado x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 87
Figura 6.1: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.....90
Figura 6.2: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto 91
Figura 6.3: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto.....92
Figura 6.4: VPL x Distância Offshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto 93
Figura 6.5: VPL x Distância Offshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto.....94
Figura 6.6: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto.....95
Figura 6.7: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.....96
Figura 6.8: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.....96
Figura 6.9: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto 97
Figura 6.10: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto 98

Figura 6.11: VPL x Distância Offshore para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto 99
Figura 6.12: VPL x Distância Offshore para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto 100
Figura 6.13: VPL x Distância Offshore para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto 101
Figura 6.14: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto 102
Figura 6.15: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto 103
Figura 6.16: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto 104
Figura 6.17: VPL x Distância Onshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto 105
Figura 6.18: VPL x Distância Onshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto 106
Figura 6.19: VPL x Distância Onshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto 107
Figura 6.20: VPL x Distância Onshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto 108
Figura 6.21: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto 109
Figura 6.22: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto 109
Figura 6.23: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto 110
Figura 6.24: VPL x Distância Onshore para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto 111
Figura 6.25: VPL x Distância Onshore para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto 112
Figura 6.26: VPL x Distância Onshore para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto 113
Figura 6.27: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto 114

Figura 6.28: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto 115

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1: Oferta Interna de Energia no Brasil (10^3 tep) 8
Tabela 2.2: Estrutura da Oferta Interna de Energia no Brasil (%) 9
Tabela 2.3: Reservas Provadas de Petróleo e Gás Natural 10
Tabela 2.4: Reservas Provadas de Petróleo e GN por região no Brasil 10
Tabela 2.5: Projeção do consumo final energético de GN por região
(10^3 m^3/dia) 11
Tabela 2.6: Estimativa de investimentos em Infra-Estrutura de transporte de GN 14
Tabela 3.1: Dados da literatura utilizados nos custos de cada tecnologia *Offshore* 41
Tabela 3.2: Dados de entrada do cálculo de viabilidade 41
Tabela 3.3: Taxas de conversões 42
Tabela 3.4: Conversões de unidades.....42
Tabela 3.5: Dados da literatura utilizados dos custos de cada tecnologia *Onshore* 43
Tabela 4.1: Custos de capital, operação e embarcação para cada tecnologia 47
Tabela 4.2: Resultados do período Payback simples 47
Tabela 4.3: Ranking das classificações das tecnologias de transporte de GN 47
Tabela 4.4: Resultados do Payback para o Brasil 48
Tabela 4.5: Dados de entrada e cálculo do VPL para a vazão de 100 MMSCFD e
distância de 200 km 49
Tabela 4.6: Parâmetros assumidos de entrada para o cálculo do VPL 52
Tabela 5.1: Ranking das tecnologias de aproveitamento do GN *Offshore* 64
Tabela 5.2: Distância entre a Fonte e Destino de Gás Natural *Offshore*.....65
Tabela 5.3: Ranking das tecnologias de aproveitamento do GN *Onshore* 80
Tabela 5.4: Distância entre a Fonte e Destino de Gás Natural *Onshore*.....81

APÊNDICES

Apêndice 1: Dados da literatura de custos da tecnologia *GNL Offshore* 123
Apêndice 2: Dados da literatura de custos da tecnologia *GASODUTO Offshore* 123
Apêndice 3: Dados da literatura de custos da tecnologia *GNC Offshore* 124
Apêndice 4: Dados da literatura de custos da tecnologia *HGN Offshore* 124
Apêndice 5: Dados da literatura de custos da tecnologia *GTW Offshore* 124
Apêndice 6: Dados da literatura de custos da tecnologia *GTL Offshore* 124
Apêndice 7: Resultados das Figuras 5.1 a 5.6 do VPL de cada tecnologia *Offshore* ...125
Apêndice 8: Resultados da Figura 5.8 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 125
Apêndice 9: Resultados da Figura 5.9 da TIR x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 125
Apêndice 10: Resultados da Figura 5.10 do Payback Simples x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 126
Apêndice 11: Resultados da Figura 5.11 do Payback descontado x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 126
Apêndice 12: Resultados da Figura 5.12 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 126
Apêndice 13: Resultados da Figura 5.13 da TIR x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 126
Apêndice 14: Resultados da Figura 5.14 do Payback Simples x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 126
Apêndice 15: Resultados da Figura 5.15 do Payback descontado x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 127
Apêndice 16: Resultados das Figuras 5.16 a 5.21 do VPL de cada tecnologia *Onshore* 127
Apêndice 17: Resultados da Figura 5.23 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 127
Apêndice 18: Resultados da Figura 5.24 da TIR x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 128
Apêndice 19: Resultados da Figura 5.25 do Payback Simples x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 128

Apêndice 20: Resultados da Figura 5.26 do Payback descontado x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD 128
Apêndice 21: Resultados da Figura 5.27 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 128
Apêndice 22: Resultados da Figura 5.28 da TIR x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 128
Apêndice 23: Resultados da Figura 5.29 do Payback Simples x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 129
Apêndice 24: Resultados da Figura 5.30 do Payback descontado x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD 129
Apêndice 25: Resultados da Figura 6.1 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto 129
Apêndice 26: Resultados da Figura 6.2 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto 129
Apêndice 27: Resultados da Figura 6.3 do VPL x Distância Offshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto 129
Apêndice 28: Resultados da Figura 6.4 do VPL x Distância Offshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto 130
Apêndice 29: Resultados da Figura 6.5 do VPL x Distância Offshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto 130
Apêndice 30: Resultados da Figura 6.6 do VPL x Distância Offshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto 130
Apêndice 31: Resultados da Figura 6.7 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto 130
Apêndice 32: Resultados da Figura 6.8 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto 130
Apêndice 33: Resultados da Figura 6.9 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto 131
Apêndice 34: Resultados da Figura 6.10 do VPL x Distância Offshore para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto 131
Apêndice 35: Resultados da Figura 6.11 do VPL x Distância Offshore para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto 131
Apêndice 36: Resultados da Figura 6.12 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto 131

Apêndice 37: Resultados da Figura 6.13 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto 131
Apêndice 38: Resultados da Figura 6.14 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.....132
Apêndice 39: Resultados da Figura 6.15 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto 132
Apêndice 40: Resultados da Figura 6.16 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto 132
Apêndice 41: Resultados da Figura 6.17 do VPL x Distância Onshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto 132
Apêndice 42: Resultados da Figura 6.18 do VPL x Distância Onshore para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto 132
Apêndice 43: Resultados da Figura 6.19 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto 133
Apêndice 44: Resultados da Figura 6.20 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto 133
Apêndice 45: Resultados da Figura 6.21 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto 133
Apêndice 46: Resultados da Figura 6.22 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto 133
Apêndice 47: Resultados da Figura 6.23 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto 133
Apêndice 48: Resultados da Figura 6.24 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto 134
Apêndice 49: Resultados da Figura 6.25 do VPL x Distância Onshore para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto 134
Apêndice 50: Resultados da Figura 6.26 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto 134
Apêndice 51: Resultados da Figura 6.27 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto 134
Apêndice 52: Resultados da Figura 6.28 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto 134

SUMÁRIO

Capítulo 1 – Introdução 1

Capítulo 2 – Cenário do gás natural 7

2.1 – Competitividade do gás natural no Brasil 7

2.1.1 – Oferta Interna de Energia (OIE) 8

2.1.2 – Reservas Provadas de Petróleo e gás natural 9

2.1.3 – Projeção da demanda de gás natural no Brasil 11

2.2 – Panorama atual da infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil 13

2.3 – Expansões previstas da infraestrutura de transporte de gás natural 14

2.4 – Tecnologias de aproveitamento do gás natural 15

2.4.1 – Gás Natural Liquefeito (*GNL*).....15

2.4.2 – Pipelines (*Gasodutos*) 21

2.4.3 – Gás Natural Comprimido (*GNC*) 24

2.4.4 – Hidrato de Gás Natural (*HGN*) 28

2.4.5 – Gas to Liquid (*GTL*) 30

2.4.6 – Gas to Wire (*GTW*) 32

Capítulo 3 – Metodologia 34

3.1 – Taxa Mínima de Atratividade 35

3.2 – Período Payback 36

3.3 – Valor Presente Líquido (VPL) 37

3.4 – Taxa Interna de Retorno (TIR) 39

3.5 – Cálculo de viabilidade econômica das tecnologias *Offshore* 40

3.6 – Cálculo de viabilidade econômica das tecnologias *Onshore* 42

3.7 – Análise de Sensibilidade 44

Capítulo 4 – Revisão da literatura de custos das tecnologias 45

Capítulo 5 – Avaliação e escolha das formas de aproveitamento de gás natural 57

5.1 – Tecnologias de aproveitamento do gás natural *Offshore*.....57
5.2 – Estudo de caso do aproveitamento do gás natural *Offshore* 65
5.3 – Tecnologias de aproveitamento do gás natural *Onshore* 73
5.4 – Estudo de caso do aproveitamento do gás natural *Onshore* 80

Capítulo 6 – Análise de Sensibilidade 89

6.1 – Análise de sensibilidade das tecnologias *Offshore* 89
6.2 – Análise de sensibilidade das tecnologias *Onshore*.....102

Capítulo 7 – Conclusão e Sugestões 116

Referências Bibliográficas 119

APÊNDICES 123

CAPÍTULO 1

Introdução

O aumento do consumo de gás natural (GN) nas últimas décadas até hoje, faz com que esta fonte de energia torne-se uma das principais commodities da matriz energética mundial. Dentro deste contexto, as indústrias estão voltando sua atenção para o desenvolvimento de novas tecnologias, formas de aproveitamento e armazenamento do gás natural, que representam hoje um grande desafio para o crescimento do setor e globalização do sistema (BP, 2009).

O aumento da demanda do gás natural no Brasil e no mundo está sendo acelerado devido, principalmente, à preocupação ambiental, já que, em relação a outros combustíveis fósseis, é considerado uma energia limpa. Para satisfazer esta demanda, campos marginais vêm sendo desenvolvidos, fazendo-se necessário o desenvolvimento de tecnologias de produção e transporte deste gás, de forma segura e econômica (BAIOCO, 2007).

O GN é uma mistura de hidrocarbonetos que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros. É composto basicamente de metano, etano e propano em menores proporções, além de gases (ácido sulfídrico, dióxido de carbono, nitrogênio, etc...). O GN é incolor e inodoro, quando queimado apresenta uma chama quase imperceptível, razão pela qual é obrigatória a adição de um odorante, que não altera suas condições de uso, pois permite perceber com maior facilidade algum eventual vazamento (PETROBRAS, 2010).

Normalmente, este combustível é encontrado na natureza em reservatórios profundos no subsolo, podendo ser de dois tipos: “livre” ou “não associado”, quando é encontrado sozinho e “associado”, quando está dissolvido em petróleo. A proporção em que o petróleo e o gás natural se encontram misturados na natureza varia muito (RIGOLIN, 2007).

A produção nacional de gás natural é muito baixa para contemplar o consumo no país. O Brasil é dependente do fornecimento de gás natural boliviano e devido à crise política de 2006, em que o governo boliviano de Evo Morales nacionalizou os insumos e a produção, novas medidas políticas brasileiras foram tomadas para não gerar uma crise energética, como o investimento em exploração e produção de gás em bacias brasileiras e instalações de terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (*GNL*) em pontos estratégicos.

A seguir são apresentadas as cinco fases distintas que integram a cadeia produtiva do GN:

1) *Fase de Exploração*: Representa as expedições sísmicas, o tratamento e a interpretação dos dados geofísicos, perfuração de poços, as sondagens eletromagnéticas, a instalação de equipamentos e os testes de produção. A primeira etapa é a verificação da existência de bacias sedimentares portadoras de rochas reservatórias ricas na acumulação de hidrocarbonetos, através de testes sísmicos. Caso seja comprovada a existência, é dado início a perfuração de um poço pioneiro para comprovação do nível de acumulação. Após estas etapas, busca-se constatar a viabilidade da jazida para fins comerciais, através de testes de formação e perfuração de poços de delimitação. A última etapa é o mapeamento do reservatório, que em seguida é encaminhado para o setor de produção (BRITTO, 2002).

2) *Fase de Produção*: Representa as atividades de perfuração, construção dos poços de produção, instalação dos equipamentos, processamento e o tratamento (remoção de elementos indesejáveis) do GN e injeção. Esta fase também compreende a assinatura dos contratos garantindo a distribuição do GN. Assim, nesta fase tem-se a definição da curva de produção e a infraestrutura necessária para a sua extração a partir dos mapas

do reservatório. A seguir o gás natural precisa ser tratado antes de sua comercialização, portanto, assim que o gás natural (associado e não associado) é retirado de uma rocha reservatório, passa por vasos separadores de partículas líquidas (água e hidrocarbonetos líquidos) e sólidas (particulados, produtos de corrosão). Se o nível de resíduos de enxofre estiver em excesso, o gás passará por Unidades de Dessulfurização, sendo depois transferido para as Unidades de Processamento do Gás Natural (UPGN). Por último, parte do GN pode ser aproveitada para estimular a recuperação do petróleo através dos métodos de reinjeção de gás, cogeração de energia através de turbinas a gás ou a queima de gás que é permitida somente em situações de emergência devido à preocupação ambiental, uma vez que causa o efeito estufa (BRITTO, 2002).

3) *Fase de Transporte*: As tecnologias disponíveis para o aproveitamento do gás natural são extremamente limitadas e caras, sendo as mais utilizadas o Gás Natural Liquefeito e o *Gasoduto*. Contudo, estas tecnologias necessitam de enormes reservas provadas de gás e de alto investimento inicial em infraestrutura, não viabilizando economicamente o desenvolvimento de muitos campos de exploração de gás associados ou não associados (BRITTO, 2002).

Atualmente, as tecnologias de aproveitamento do GN no mercado são classificadas de acordo com o tipo de transformação, que podem ser química ou física. Podemos destacar as tecnologias que utilizam transformações físicas, que são (MOURA, 2007):

- *Gasoduto* (*Pipelines*): Transporte de GN no estado gasoso através de sistemas de compressão para o escoamento do gás em dutos;
- *GNL* (*Gás Natural Liquefeito*): Transporte de GN no estado líquido por meio de navios, barcaças e caminhões criogênicos (resfriados) na forma de gás natural liquefeito a temperaturas inferiores a -160 ºC;
- *GNC* (*Gás Natural Comprimido*): Transporte de GN no estado gasoso por meio de navios, barcaças e caminhões em cilindros de alta pressão próxima ao fator de compressibilidade do gás;
- *GTW* (*Gas to Wire*): Utilização do GN como fonte de combustível para geração de energia elétrica;

- *HGN* (*Hidrato de Gás Natural)*: Transporte de GN no estado sólido, na qual as moléculas de água encapsulam moléculas de gás, ou seja, o GN é aprisionado formando um composto cristalino sólido.

Para as tecnologias de aproveitamento do GN que utilizam transformações químicas, podemos destacar o (MOURA, 2007):

- *GTL* (*Gas to Liquid*): Conversão de GN em hidrocarbonetos líquidos estáveis como gasolina, lubrificante, diesel, metanol, dimetil éter (DME) a partir de processos químicos.

4) *Fase de Armazenagem*: Engloba a escolha do local para armazenar o GN e equilibrar a oferta e a demanda pelo produto durante todo ano (BRITTO, 2002).

5) *Fase de Distribuição*: É o momento em que o gás chega ao consumidor final para uso industrial, automotivo, comercial ou residencial. Nesta fase, o gás já deve estar atendendo a padrões rígidos de especificação e, praticamente, isento de contaminantes, para não causar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima. Quando necessário, deverá também estar odorizado, para ser detectado facilmente em caso de vazamentos (BRITTO, 2002).

O presente trabalho tem como objetivo principal propor um procedimento para avaliar e escolher a melhor tecnologia de aproveitamento do gás natural conhecendo-se a fonte e local de demanda. As tecnologias de aproveitamento do gás natural serão avaliadas a partir dos métodos de análise de viabilidade econômica de projetos: Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Payback.

A avaliação econômica de projeto das tecnologias mencionadas foi realizada utilizando estes métodos, na qual o projeto foi dividido em 4 partes, em custo de capital de investimento (*CAPEX*), custo de operação (*OPEX*), custo de tarifa de transporte e receita. As principais variáveis para este estudo de viabilidade econômica das tecnologias de aproveitamento do gás natural em relação à fonte e o destino deste gás

nos mercados consumidores são: a vazão de gás natural utilizada em milhões de pés cúbicos padrão por dia (MMSCFD) e a distância (km).

O núcleo da dissertação será apresentado em 7 capítulos, cujos assuntos são descritos e apresentados a seguir.

O capítulo 1 apresenta uma breve introdução sobre as principais formas de aproveitamento do gás natural atualmente, bem como a cadeia produtiva desta fonte de energia.

O capítulo 2 apresenta um levantamento de dados sobre o cenário do gás natural no Brasil dividido em três etapas. A primeira etapa enfatiza a matriz energética brasileira, assim como a oferta de energia interna, a demanda e consumo de gás natural. A segunda etapa enfatiza o panorama atual da infraestrutura de transporte do gás natural no Brasil e a terceira etapa aborda um estudo das tecnologias, tais como: as características, condições e processos de operação.

O capítulo 3 apresenta os custos de cada tecnologia de aproveitamento do gás natural, dados de entrada, taxas de conversões de energia e unidades, tanto no segmento *Offshore*[1] quanto *Onshore*[2], na qual foram programados no Microsoft© Excel. Também apresenta os métodos de viabilidade econômica de projetos mais utilizados atualmente pelas empresas como forma de avaliar se um projeto é viável ou não economicamente, as vantagens e desvantagens da aplicação de cada método.

O capítulo 4 apresenta uma revisão de trabalhos publicados sobre a viabilidade econômica das tecnologias de aproveitamento do gás natural. Foram selecionados alguns dados de custos de cada tecnologia, preço de compra e venda do gás natural e investimentos para o cálculo de viabilidade destas tecnologias em função da vazão e distância.

---

[1] *Onshore: Localizado ou operado na terra;*
[2] *Offshore: Localizado ou operado em mar;*

O capítulo 5 apresenta os resultados referentes à viabilidade econômica destas tecnologias tanto no segmento *Offshore* quanto *Onshore* e os estudos de caso sob a influência das principais variáveis (vazão e distância) destas tecnologias através dos métodos de avaliação econômica de projetos estudados (valor presente líquido, payback e taxa interna de retorno).

O capítulo 6 apresenta um estudo de análise de sensibilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural tanto no segmento *Offshore* quanto *Onshore*, para uma variação da taxa de desconto e preço de venda do gás natural utilizando o método do valor presente líquido, com a finalidade de se verificar a viabilidade destas tecnologias em relação a sensibilidade destas variáveis.

Finalmente, no capítulo 7 são relatadas as conclusões do estudo de viabilidade econômica das tecnologias de aproveitamento do gás natural assim como as sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Cenário do Gás Natural

2.1 – Competitividade do gás natural no Brasil

A necessidade de importação de gás natural para o atendimento da demanda doméstica esperada (termelétrica e não-termelétrica) está corroborada pela decisão da implantação dos dois primeiros terminais em Pecém (CE) e Baia de Guanabara (RJ) de armazenamento e regaseificação de *GNL* do País em operação desde 2009, com capacidade para receber e transferir, respectivamente 7 milhões m^3/dia e 14 milhões m^3/dia, além da visualização da necessidade de um terceiro e um quarto terminais, com localizações ainda por definir (PETROBRAS, 2010).

A oferta de gás natural no Brasil, segundo sua fonte, é classificada em:

(i) gás de produção nacional;
(ii) gás importado boliviano;
(iii) gás importado via *GNL* (no Nordeste e no Sudeste).

O mercado de gás natural no Brasil vem observando um grande crescimento nos últimos anos, influenciado por vários fatores, entre eles, a competitividade do gás frente outras fontes de energia. Quantidades complementares de gás, para atendimento de eventuais desequilíbrios entre a demanda e oferta de gás, serão consideradas supridas por importação via *GNL*. O volume de importação de gás via *GNL*, neste decênio, estará sujeito a variações que dependerão dos resultados das ofertas oriundas das novas descobertas do pré-sal e dos ritmos possíveis das instalações destes sistemas de produção. A competitividade entre o gás natural e outras fontes de energia em cada

segmento, como por exemplo, o óleo combustível de alto teor de enxofre (OCATE) no segmento industrial, constitui-se como orientadora na elaboração das projeções das demandas e a determinação da relação de competitividade de preços com o GN (EPE, PDE - 2010/2019).

2.1.1 – Oferta Interna de Energia (OIE)

De acordo com a Tabela 2.1, a Oferta Interna de Energia (OIE) no Brasil cresceu com exceção do ano de 2009, devido à crise econômica mundial no final de 2008 gerando reflexos no ano seguinte, tendo uma redução de 18,5% na oferta interna de gás natural. A OIE no Brasil atingiu 243,9 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), sendo que, deste total, 115,3 milhões, ou 47,3%, corresponderam à energia renovável, o que faz da matriz energética brasileira uma das mais limpas do mundo em termos da relação do volume de emissões de gases de efeito estufa pelo total de energia ofertada (BEN, 2010).

Tabela 2.1: Oferta Interna de Energia no Brasil (10^3 tep)

Fontes	2006	2007	2008	2009
Oferta Total	226.344	237.828	252.638	243.930
Energia Não Renovável	**124.464**	**129.068**	**136.616**	**128.572**
Petróleo e Derivados	85.545	89.239	92.410	92.422
Gás Natural	21.716	22.165	25.934	21.145
Carvão Mineral e Coque	13.537	14.356	14.562	11.572
Urânio (U_3O_8)	3.667	3.309	3.709	3.434
Energia Renovável	**101.880**	**108.760**	**116.022**	**115.357**
Hidráulica e Eletricidade	33.537	35.505	35.412	37.064
Lenha e Carvão Vegetal	28.589	28.628	29.269	24.610
Derivados da Cana	32.999	37.847	42.866	44.447
Outras Renováveis	6.754	6.780	8.475	9.237

Fonte: BEN, 2010.

De acordo com a Tabela 2.2, a energia hidráulica deixou de ser a maior contribuinte isolada entre as fontes renováveis em termos de energia primária equivalente, tendo sido superada pelos “produtos da cana-de-açúcar”. Em 2007 houve significativo crescimento na oferta deste grupo de energéticos, como reflexo da expansão da produção de etanol, que avançou 8,9% e representa 15,9% da estrutura da oferta interna de energia no Brasil (BEN, 2010).

Na composição da matriz energética nacional, considerada a participação dos diferentes insumos energéticos na OIE, a maioria das fontes teve sua participação reduzida em 2009, com exceção do Petróleo e derivados, derivados da cana, energia hidráulica e eletricidade, outras fontes renováveis. O conjunto de outras fontes renováveis, que inclui a lixívia (subproduto do processo de fabricação de celulose), resíduos florestais e outras recuperações de processos industriais, também apresentou crescimento em 2007 (BEN, 2010).

Tabela 2.2: Estrutura da Oferta Interna de Energia no Brasil (%).

Energético	2006	2007	2008	2009
Energia Não Renovável	**55,0**	**54,3**	**54,1**	**52,7**
Petróleo e Derivados	37,8	37,5	36,6	37,9
Gás Natural	9,6	9,3	10,3	8,7
Carvão Mineral e Coque	6,0	6,0	5,8	4,7
Urânio (U_3O_8)	1,6	1,4	1,5	1,4
Energia Renovável	**45,0**	**45,7**	**45,9**	**47,3**
Hidráulica e Eletricidade	14,8	14,9	14,0	15,2
Lenha e Carvão Vegetal	12,6	12,0	11,6	10,1
Derivados da Cana	14,6	15,9	17,0	18,2
Outras Renováveis	3,0	2,9	3,4	3,8

Fonte: BEN, 2010.

2.1.2 – Reservas[3] Provadas de Petróleo e Gás Natural

O gás natural é uma fonte de energia que vem apresentando significativo desenvolvimento nos últimos anos. A descoberta de novas reservas nacionais, elevando o seu volume para 366,5 bilhões de m³ ao final de 2009 e a importação da Bolívia permitiram ampliar sua utilização nas últimas décadas, o que resultou em melhorias de eficiência energética e de qualidade do meio ambiente, uma vez que o gás natural é o menos poluente dos combustíveis fósseis.

De acordo com a Tabela 2.3, as reservas provadas[3] de gás natural que incluem reservas de campos em desenvolvimento, tiveram um acréscimo de 2,2 bilhões de metros cúbicos em 2009, representando aumento de 0,6% sobre o ano anterior e um aumento de 49,4% em relação ao ano de 2003 (BEN, 2010).

[3] *Provadas: Volumes estimados de óleo, gás natural e líquido de gás natural que, pela análise dos dados de geologia e de engenharia, apresentam razoável certeza de ser recuperáveis, no futuro, de reservatórios conhecidos sob condições econômicas, regulamentos e métodos de operação existentes, ou seja, a preços e custos vigentes na época da avaliação.*

Tabela 2.3: Reservas Provadas de Petróleo e Gás Natural

Anos	Petróleo (10^3 m^3)	Gás Natural (10^6 m^3)
2003	1.685.518	245.340
2004	1.787.500	326.084
2005	1.871.640	306.395
2006	1.936.665	347.903
2007	2.006.970	364.991
2008	2.035.200	364.236
2009	2.044.091	366.467

Fonte: BEN, 2010.

De acordo com a Tabela 2.4, podemos observar as reservas provadas de petróleo e gás natural de acordo com cada região no Brasil. A partir desta tabela, podemos verificar quais as regiões do Brasil não possuem reservas de gás natural ou apresentam baixo volume de gás, indicando pouca oferta de gás nestes centros consumidores.

Tabela 2.4: Reservas Provadas de Petróleo e GN por região no Brasil

	Petróleo		Gás Natural
	10^6 m^3	10^6 bbl	10^6 m^3
BRASIL	2.044	12.857	366.467
NORTE	18	114	52.397
Rondônia	-	-	-
Acre	-	-	-
Amazonas	18	114	52.397
Roraima	-	-	-
Pará	-	-	-
Amapá	-	-	-
Tocantins	-	-	-
NORDESTE	161	1.014	53.106
Maranhão	-	-	-
Piauí	-	-	-
Ceará	12	74	784
Rio Grande do Norte	58	365	10.014
Paraíba	-	-	-
Pernambuco	-	-	-
Alagoas	1	6	3.490
Sergipe	41	258	3.448
Bahia	49	311	35.371
SUDESTE	1860	11.700	260.046
Minas Gerais	-	-	-
Espírito Santo	206	1.293	47.692
Rio de Janeiro	1.651	10.382	166.165
São Paulo	4	24	46.189
SUL	5	30	918
Paraná	4	24	688
Santa Catarina	1	5	230
Rio Grande do Sul	-	-	-
CENTRO-OESTE	-	-	-
Mato Grosso do Sul	-	-	-
Mato Grosso	-	-	-
Goiás	-	-	-
Distrito Federal	-	-	-

Fonte: BEN, 2010.

2.1.3 – Projeção da demanda de gás natural no Brasil

A projeção de demanda de gás natural foi obtida através do Plano Decenal de Energia com as companhias distribuidoras de gás canalizado e a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGÁS. A demanda de gás natural considerada, é a demanda final energética, isto é, a demanda correspondente ao mercado das companhias distribuidoras de gás canalizado com suprimento definido (distribuidoras operacionais e distribuidoras em fase pré-operacional que já dispõem de contrato de suprimento), relativa aos segmentos residencial, comercial, industrial, automotivo e outros (EPE, PDE 2010/2019).

A Tabela 2.5 consolida os resultados obtidos para a projeção do consumo final energético de gás natural, por região geográfica, excluindo-se o consumo do setor energético. Todas as regiões apresentarão crescimento da demanda de GN, sendo a região sudeste a que apresentará o maior consumo final do GN em uma projeção de crescimento na próxima década.

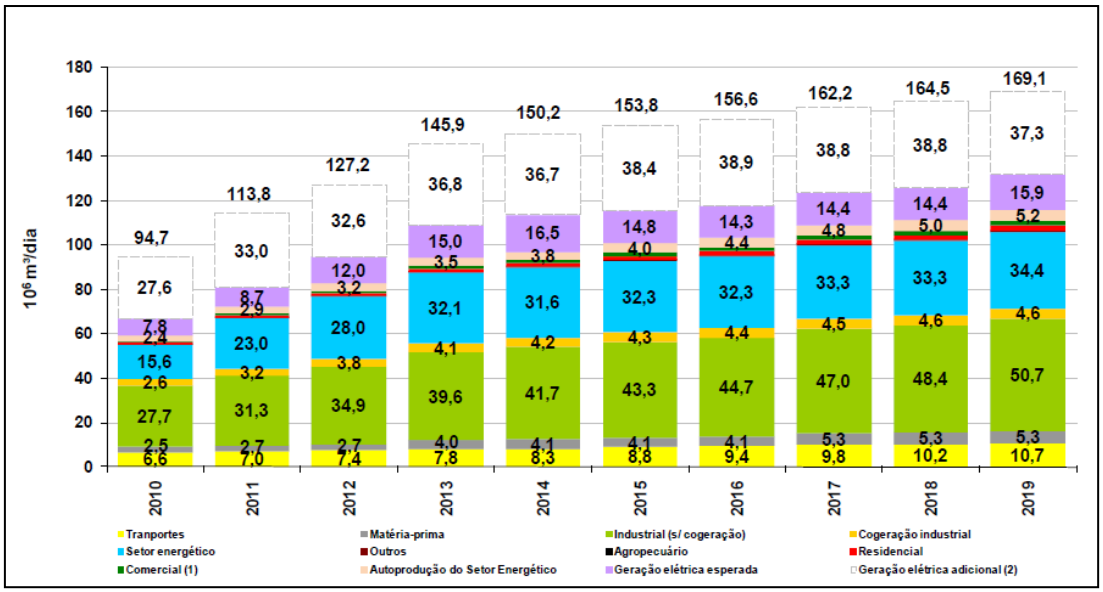
Tabela 2.5: Projeção do consumo final energético de GN por região (10^3 m^3/dia)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2010	136	5.038	3.839	25.228	303	34.544
2014	354	8.843	5.353	35.525	468	50.543
2019	411	11.582	6.772	43.163	583	62.511
Período			**Acréscimo médio** *			
2010-2019	411	7.129	3.731	22.369	325	33.966
Período			**Variação (% ao ano)** *			
2010-2014	-	14,7	12,0	11,3	12,7	12,1
2015-2019	3,0	5,5	4,8	4,0	4,5	4,3
2010-2019	-	10,0	8,3	7,6	8,5	8,2

Notas: Foi incluído o consumo dos setores industrial/agropecuário, transportes, residencial, comercial/público. Não inclui consumo no setor energético e com matéria-prima, cogeração[4], consumo *downstream*[5] do sistema Petrobras e consumo termelétrico.
* Variações médias anuais nos períodos, a partir de 2009 e 2014.
Fonte: EPE (PDE), 2010/2019.

[4] *Cogeração: Processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária.*
[5] *O termo downstream, na Petrobras, está ligado à boa parte da estrutura operacional da Companhia: suas refinarias, fábricas de fertilizantes, bases, dutos, terminais e navios.*

De acordo com a Figura 2.1, todos os segmentos apresentarão crescimento da demanda de GN, sendo o segmento industrial o que apresentará maior consumo final de GN em uma projeção de crescimento na próxima década. A figura apresenta as seguintes parcelas da demanda de gás natural: (i) consumo final energético por setor (industrial, comercial, residencial, transportes, agropecuário e outros); (ii) consumo termelétrico médio, função do despacho esperado das usinas termoelétricas (UTE) a gás natural, que corresponde ao consumo de transformação na usina; (iii) consumo de gás natural nas fábricas de fertilizantes, composto pelos consumos não energético (matéria-prima) e energético; e (iv) consumo adicional termelétrico, associado à operação na potência nominal.



Notas: (1) Inclui cogeração. (2) Corresponde à diferença entre a geração máxima e a esperada.
Figura 2.1: Projeção do consumo final energético de gás natural, por segmento (10^6 m³/dia) – 2010/2019.
Fonte: EPE (PDE), 2010/2019.

2.2 – Panorama atual da infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil

A Figura 2.2 apresenta um mapa com os respectivos *Gasodutos* de transporte de gás natural em operação e em fase de construção. Inclui também as localizações das usinas de geração de energia, PCH (Pequenas centrais hidrelétricas), Óleo e Gás natural (PETROBRAS, 2010).

Observa-se que as regiões do interior do Brasil não apresentam *Gasodutos* devido ao alto custo de investimento para distâncias longas. Os *Gasodutos* encontram-se somente nos principais centros consumidores do país que são próximos as regiões litorâneas e as reservas de gás natural

Figura 2.2: Mapa do Brasil com a rede de *Gasoduto*.
Fonte PETROBRAS, 2010.

2.3 – Expansões previstas da infraestrutura de transporte de gás natural

É previsto, para os próximos anos, um elevado montante de investimentos necessários à expansão da infraestrutura do gás natural consistindo de ampliações e construções de novos *Gasodutos*, instalação de terminais de *GNL* e unidades de processamento (UPGN) ou unidade de ajuste do ponto de orvalho (DPP) para especificação do gás natural. A Tabela 2.6 apresenta o resumo dos investimentos previstos para estes projetos nos períodos relativos aos últimos quatro anos (incluindo 2010) e posterior a 2010.

Tabela 2.6: Estimativa de investimentos em Infraestrutura de transporte de GN

Projetos	**(2007-2010) R$ bilhões (1)**	
	Últimos 4 anos	**Após 2010**
Gasodutos **(2)**	15,07	1,12
GNL **(3)**	3,43	13,70
UPGNs (4)	6,70	0,04
Total	**26,20**	**14,86**

(1) Os valores de investimentos disponíveis são totalizados desde o ano de 2007;
(2) Refere-se aos projetos de construção de novos *Gasodutos*;
(3) Refere-se aos Terminais de Pecém (CE), Baía de Guanabara (RJ), Complexo de GNL e ao projeto de GNL *offshore.*
(4) Refere-se aos projetos de processamento de gás.

Fonte: EPE (PDE), 2010/2019.

Desde janeiro de 2009, entraram em operação os terminais de *GNL*, terminal de Pecém, em São Gonçalo do Amarante (CE) com capacidade de 7 milhões m^3/dia e o terminal da Baía de Guanabara (RJ) com capacidade de 14 milhões m^3/dia. Os terminais de regaseificação de *GNL* devem complementar e servir como alternativa às ampliações adicionais na infraestrutura de *Gasodutos* até, pelo menos, que se confirmem os grandes volumes de gás associado e não associado das novas áreas do pré-sal ainda em avaliação. Além destes dois terminais de *GNL*, há a previsão de mais dois terminais ainda em estudo para ampliar a capacidade de oferta de gás natural para 35 milhões m^3/dia devido ao aumento considerável das demandas termelétricas, e não-termelétricas (Petrobras, 2010).

2.4 – Tecnologias de aproveitamento do gás natural

De acordo com o cenário do gás natural, existe uma grande preocupação com o aproveitamento do gás natural tendo em vista que a demanda por este produto vem crescendo ao longo dos anos. Atualmente, existem seis opções tecnológicas disseminadas no mercado para o aproveitamento do gás natural, que podem ser:

i) Transporte do gás natural em estado transitório por redução de volume como *Gasoduto*, *GNL*, *GNC* e *HGN*;
iii) Aproveitamento do gás natural para a conversão química em outros produtos de maior valor agregado (*GTL*);
iv) Aproveitamento do gás natural para a conversão em energia elétrica e transmissão via cabo (*GTW*).

A seguir, serão apresentadas as principais tecnologias de aproveitamento do gás natural a serem estudadas:

2.4.1 – Gás Natural Liquefeito (*GNL*)

A tecnologia para liquefação do gás foi desenvolvida na primeira metade do século XX, com o intuito de extrair hélio do ar. Na década de quarenta, esta tecnologia foi adaptada pela indústria americana de gás natural, inicialmente para armazenar quantidades substanciais de gás em espaço pequeno, tendo em vista as variações diárias e sazonais da demanda. Em 1959, a primeira carga de gás natural liquefeito (*GNL*) foi transportada dos Estados Unidos para a Inglaterra em navio especialmente preparado para este produto. O êxito desta viagem conduziu à construção da primeira unidade de *GNL* na Argélia, no início da década de 60 (BR, 2009).

O *GNL* é um gás natural resfriado a temperaturas inferiores a - 160°C, visando transferência e estocagem como líquido. Este processo de liquefação é um tanto complexo e custoso, portanto requer uma grande quantidade de energia para que possa ser concluído. Em resumo, o processo de liquefação do gás natural engloba várias etapas, e pode ser apresentada como uma cadeia de processos que começa na produção

do GN, depois a liquefação, transporte, que pode ser: marítimo, fluvial, trens ou caminhões, armazenamento e regaseificação no destino e finalmente a distribuição. Sua composição é predominantemente metano e pode conter também quantidades variáveis de etano, propano, butano, gás carbônico e nitrogênio. A vantagem de se liquefazer o GN é devido a sua redução de volume quando comparado ao seu estado gasoso, ocupando cerca de 600 vezes menos espaço para uma mesma quantidade de gás na pressão de 1 atm, facilitando assim o transporte e armazenamento deste recurso (MOURA, 2007).

Existem diversos países importadores de *GNL*, e doze produtores (Indonésia, Argélia, Malásia, Catar, Austrália, Brunei, Nigéria, Abu Dhabi, Trinidad e Tobago, Omã, EUA e Líbia). Neles estão operando cerca de 20 plantas, várias delas em ampliação, abastecendo a Europa e o Extremo Oriente (Japão, Coréia e Taiwan), e já agora iniciando o abastecimento da costa leste americana (RIGOLIN, 2007).

Uma das desvantagens da tecnologia do *GNL* está no alto investimento, pois cerca da metade do capital total é direcionado para a construção da planta de liquefação (compressores, sistema de refrigeração a base de trocadores de calor e gases refrigerantes) e tratamento prévio para a retirada de impurezas do GN para possibilitar a liquefação (BAIOCO, 2007).

No Brasil, o desenvolvimento dessa tecnologia visa facilitar o transporte do GN para pequenos centros consumidores, onde a construção de *Gasodutos* torna-se inviável pela baixa demanda e para exportação de *GNL* (BAIOCO, 2007).

A Figura 2.3 representa a cadeia de transporte de *GNL* que vai deste a exploração até os consumidores, como por exemplo, termoelétricas.

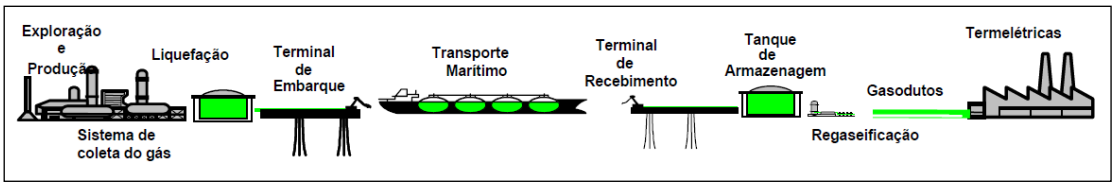


Figura 2.3: Cadeia de transporte de *GNL*.
Fonte: RODENHEBER, 2007.

Desde 2004, aproximadamente três quartos dos novos metaneiros[6] em construção ou em plano são do tipo membrana[7] devido principalmente ao objetivo de ampliar a capacidade de carga, aproveitando todo espaço do navio, reduzindo os custos de capital e tempo de construção, enquanto que a outra parte é projetada para ser do tipo esférico ou Moss[8], conforme apresentado nas Figuras 2.4 e 2.5. Os metaneiros são comprados pelos produtores de *GNL*, mas, às vezes, também são construídos independentes de um projeto específico de *GNL* (RIGOLIN, 2007).

Figura 2.4: Navio do tipo membrana para transporte de *GNL*.
Fonte: U. S. Department of energy, 2009.

Figura 2.5: Navio do tipo esfera para transporte de *GNL*.
Fonte: U. S. Department of energy, 2009.

[6] *Metaneiros: Navios construídos para o transporte de gás natural;*
[7] *Construídos com paredes de pequena espessura (membrana) de aço suportadas pela estrutura (casco) do navio através de uma barreira isolada, podendo expandir e contrair livremente;*
[8] *Construídos com esferas de alumínio apoiados nos anéis equatoriais do navio, suportam integralmente o peso da carga.*

No terminal marinho ou instalação satélite, conforme pode ser observado nas Figuras 2.6 e 2.7, bombas transferem o *GNL* dos tanques de armazenagem para sistemas aquecidos, sendo que o líquido rapidamente retorna ao estado de vapor. Os sistemas de "temperatura ambiente" usam calor do ar ou da água do mar (geralmente a água está fria, mas é mais quente que o *GNL*) para vaporizar o líquido criogênico, neste caso, o sistema de "temperatura ambiente" adiciona calor para queima de combustível para esquentar indiretamente o *GNL* através de um liquido intermediário. O gás natural estará pronto para ser entregue às redes de *Gasodutos* nacionais de transmissão e distribuição para usos residenciais, industriais ou geração elétrica, utilizando as turbinas a gás (RIGOLIN, 2007).

Figura 2.6: Terminal marinho de regaseificação de *GNL* no Rio de Janeiro.
Fonte: Revista Fator, 2009.

Figura 2.7: Terminal marinho de regaseificação e armazenamento de *GNL*,
Lake Charles, LA, USA.
Fonte: U. S. Department of energy, 2009.

O *GNL* também pode ser transportado a granel através de caminhões com tanques especiais com capacidade de até 65 mil litros de gás liquefeito, conforme pode ser observado na Figura 2.8 (CEM International, 2009).

Estes caminhões são construídos com material isolante térmico, chamado de tanques criogênicos. Servem para abastecer mercados de médio e pequeno porte, geralmente longe de *Gasodutos* de transporte. O comprador ou distribuidor de *GNL* deverá possuir tanques de armazenamento para o *GNL* e, dependendo do uso, uma pequena central de regaseificação para este gás (RIGOLIN, 2007).

Figura 2.8: Transporte de *GNL* em caminhões
Fonte: CEM International, 2009.

Outro meio de transportar o *GNL* é através de trens. O meio ferroviário pode ser viável quando se demandam altos volumes de gás natural e já existam ferrovias implantadas no local. Os trens serão compostos de uma ou mais locomotivas e de vagões especiais projetados para armazenar este *GNL*. O volume máximo de cada vagão pode chegar a 120.000 litros de *GNL*, ou o equivalente a 72.000 m³ de gás natural em seu estado normal. Cada trem pode ter até 200 vagões (baseado no sistema norte-americano), representando um grande volume transportado por composição (aproximadamente 14,4 milhões m³ de gás natural / trem). Cada trem roda a uma velocidade de até 100 km/h dependendo do local do trajeto. No consumo devem existir reservatórios para estocar o *GNL* enquanto o trem volta pra buscar mais gás liquefeito. Geralmente, para que se mantenha um sistema de entrega eficaz, utiliza-se mais de um

trem, enquanto um está entregando o *GNL*, outro já está preparado para fazer a viagem até o destino novamente (RIGOLIN, 2007).

A estocagem de *GNL* ajuda a suprir as necessidades de consumo nos dias mais frios do inverno, particularmente do gás utilizado substancialmente pelos consumidores residenciais e então uma demanda altamente sazonal do gás. Em um desses dias de pico de demanda, o armazenamento do *GNL* mostra-se indispensável devido sua rápida capacidade de regaseificar e entregar grandes capacidades de gás natural aos sistemas de distribuição regionais (RIGOLIN, 2007).

Antes da regaseificação, o *GNL* é estocado em pressão atmosférica em tanques isolados de dupla parede, altamente seguros. As paredes do tanque, compostas de um aço especial de alta pureza combinado com níquel e alumínio e recoberto com concreto compactado, são capazes de manter as temperaturas criogênicas. Os tanques de estocagem de *GNL* são feitos a partir de blocos de concreto vitrificados com perlite[9] e com adição de cimento Portland, tudo reforçado com barras de aço. Estes blocos separam o tanque criogênico do chão. O perlite também é usado para isolamento das paredes do tanque, conforme apresentado na Figura 2.9 (RIGOLIN, 2007).

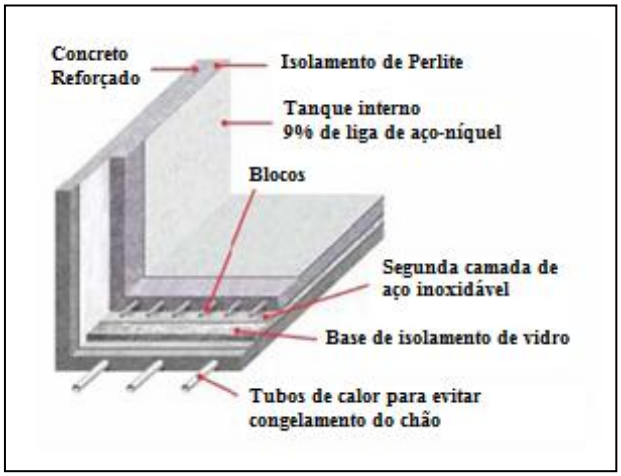


Figura 2.9: Isolamento térmico dos tanques de armazenamento de *GNL*
Fonte: U. S. Department of energy, 2009.

[9] *Perlite ou perlita é um tipo de vidro vulcânico, de composição riolítica que tem seu ponto de fusão a 1260 °C.*

Para segurança contra vazamentos, alguns tanques de estocagem têm um sistema de duplo compartimento, sendo que, tanto o tanque interno quanto o externo são capazes de armazenar o *GNL* (RIGOLIN, 2007).

Os 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 (RIGOLIN, 2007).

De acordo com a Figura 2.10, os custos envolvidos em uma planta de *GNL* vão desde a construção, sistema de transporte, até aos terminais regaseificadores. O transporte do *GNL* corresponde a uma parcela de 10 a 30% dos custos totais na cadeia de valor do *GNL* (RIGOLIN, 2007).

Figura 2.10: Custos da cadeia de valor do *GNL*
Fonte: RIGOLIN, 2007.

2.4.2 – Pipelines (*Gasodutos*)

Este tipo de transporte é composto por *Gasodutos*, sistemas de compressão, redução de pressão, medição, superfície e controle, armazenamento, com a finalidade de disponibilizar o gás natural as companhias distribuidoras em todos os pontos de entrega localizados ao longo da diretriz. O transporte por dutos utiliza uma pressão de 70 a 100

bar com uma redução de volume de 60 a 90 vezes em relação ao volume ocupado nas condições normais. A Figura 2.11 representa um esquema da cadeia de transporte de GN por *Gasoduto* (MOURA, 2007).

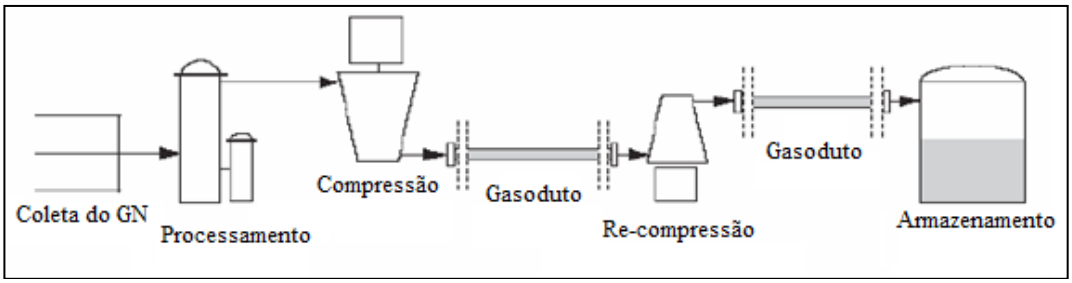


Figura 2.11: Esquema da cadeia de um *Gasoduto*.
Fonte: MOURA, 2007.

Essencialmente, existem três tipos de *Gasodutos* responsáveis pelo transporte do gás natural: os que levam o gás do ponto de extração às unidades de separação e tratamento, que geralmente têm diâmetro e pressão pequenos quando comparados aos interestaduais, os que podem distribuir o gás em vários pontos de seu trajeto através de *city-gates*, que são um conjunto de instalações contendo manifolds[10], e os *Gasodutos* do sistema de distribuição, que atuam em pressão mais baixa que os de transporte (RIGOLIN, 2007).

Nos pontos de entrega do gás natural existem os *city-gates*, sistema de medição e equipamentos que reduzem a pressão para entrar no sistema de distribuição local do gás natural. A partir dos *city-gates*, inicia-se a rede de distribuição de gás, cuja responsabilidade pertence integralmente à Companhia Distribuidora (RIGOLIN, 2007).

Os *Gasodutos* principais geralmente têm entre 16 e 42 polegadas de diâmetro. Os *Gasodutos* que são ramificações da linha principal, geralmente possuem diâmetros entre 6 e 16 polegadas. Os dutos de transporte são em sua maioria produzidos em segmentos de aço unido através de soldas especiais e revestido com algumas camadas protetoras, que são diferentes de acordo com o local aonde estes virão a ser instalados. A maior parte destes é revestida com uma camada de resina de epóxi anticorrosivo (RIGOLIN, 2007).

[10] *Manifolds: Equipamento de regulação de vazão.*

Para construção de um *Gasoduto* de transporte de GN são necessários de alguns meses até anos de estudo para se determinar e planejar a necessidade energética da região que será abastecida por este recurso (RIGOLIN, 2007).

Os segmentos de dutos serão soldados uns aos outros e colocados no interior da vala. Para aferição do desempenho dos dutos, um teste hidrostático deve ser realizado. Consiste em preencher com água à mesma pressão do que o gás ficará durante a operação do duto para verificar se não há falhas ou fissuras ao longo do *Gasoduto*. Após os testes realizados, o duto será coberto pela camada de terra que foi retirada da vala e sinalizações de segurança serão espalhadas por todo o trajeto (RIGOLIN, 2007).

Se o *Gasoduto* cruzar áreas alagadas, como rios ou lagos, a vala pode ser aberta no fundo da área alagada, porém o duto é inserido em uma caixa de concreto para evitar que haja vazamento de gás na água e para permitir que o duto permaneça no fundo do rio. Outra forma de cruzar áreas alagadas que é usada onde há rodovias, é a construção de um túnel para a passagem da tubulação (RIGOLIN, 2007).

A Figura 2.12 representa um *Gasoduto* sendo implantado para o transporte de GN.

Figura 2.12: *Gasoduto* sendo implantado.
Fonte: Petrobras, Banco de imagens, 2008.

Antes de qualquer passo é necessário ter em mãos o volume de GN que será transportado no *Gasoduto*. A partir deste valor, a etapa seguinte está na escolha do

melhor especificação do aço para o duto, esta escolha varia de acordo com a pressão desejável no projeto. O custo padrão dos tubos é dado em dólares americanos por metro vezes polegadas (US$/m.pol), ou seja, considera o custo de acordo com o comprimento e o diâmetro do duto. Alguns itens que devem ser incluídos neste cálculo são as válvulas de bloqueio, geralmente usa-se uma a cada 20 km de construção, também se deve incluir o custo dos compressores. Outros fatores, como os tipos de terrenos, tipo de urbanização por onde o *Gasoduto* irá atravessar e os tipos de válvulas entram como fatores multiplicadores nesses cálculos (RIGOLIN, 2007).

De acordo com a Figura 2.13, o fluxo de gás dentro dos tubos sofre uma perda de energia por atrito, fazendo com que a pressão caia gradativamente, por isso é necessária à instalação de estações de compressão ao longo da malha, para elevar a pressão e permitir a continuidade do fluxo (PAUL POULALLION, 1986).

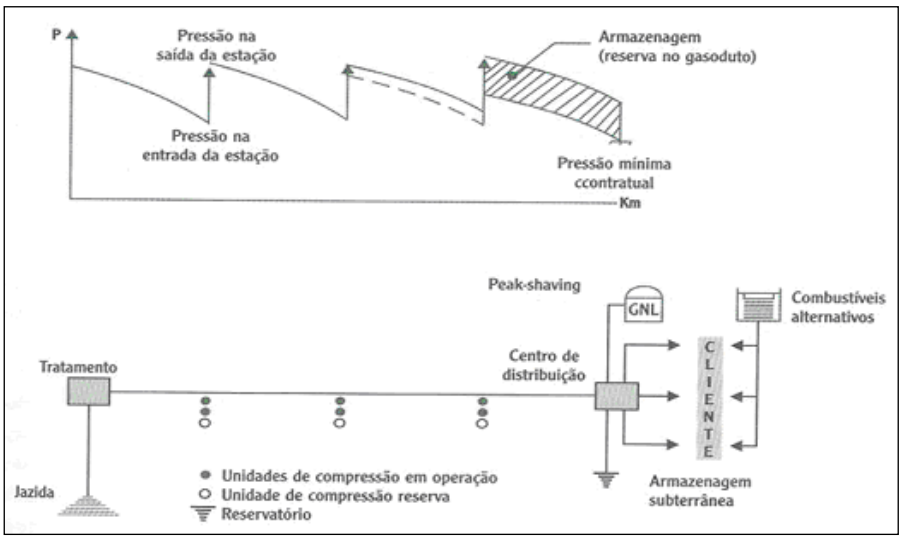


Figura 2.13: Sistema de Operação de um *Gasoduto*
Fonte: PAUL POULALLION, 1986.

2.4.3 – Gás Natural Comprimido (*GNC*)

O *GNC* é o gás natural processado e condicionado para o transporte em ampolas ou cilindros, à temperatura ambiente, pressão de 70 a 250 bar, com uma redução de volume de 60 a 225 vezes em relação ao volume ocupado nas condições normais (MOURA, 2007).

O *GNC* pode ser denominado de gás em estado transitório, devido à redução de volume e armazenamento em vasos de pressão. A atividade de distribuição de *GNC* a granel consiste na aquisição, recebimento, compressão, armazenamento, distribuição, comercialização e controle de qualidade. Essa opção permite o atendimento da demanda em regiões onde não há infraestrutura de redes de distribuição de gás canalizado. Visa, também, estimular o desenvolvimento de novos mercados de gás natural, uma vez que possui alta flexibilidade. O aspecto negativo ao *GNC* refere-se à operação e o transporte, que é complexa e envolve altos riscos de acidente devido às altas pressões de operação (BAIOCO, 2007).

No sistema de transporte via *GNC*, primeiramente retira-se o gás natural em um ponto de coleta do *Gasoduto*. Em seguida, comprime-se o gás através de uma estação de compressão até encher a carreta de transporte, para depois transportar o gás até o ponto de consumo. Neste momento, será feita a transferência do gás dos módulos para um ponto de armazenagem no destino final (PERRUT, 2005).

A logística de atendimento pode ser feita através de um sistema conhecido como estações mãe e filha, conforme apresentado na Figura 2.14, onde o *GNC* é transportado por carretas. A estação mãe é a estação de compressão, a estação filha consiste nos módulos de armazenamento que são transportados em carretas. As carretas levam os módulos carregados da estação mãe até os pontos de consumo e voltam vazias para buscar mais módulos cheios para substituir os vazios, fazendo isso num ciclo continuo (RIGOLIN, 2007).

Figura 2.14: Exemplo de estações “mãe e filha” de *GNC*
Fonte: TRANSGAS, 2009.

A empresa Enersea Transport LCC desenvolveu o navio VOTRANS, para transporte de *GNC* em distâncias longas através de tubos com diâmetro grande e isolado termicamente. O GN tem que estar seco, comprimido e resfriado para ser armazenado. O controle de temperatura, pressão, limitação de volume e quantidade de material nos tubos são fatores essenciais para o transporte de *GNC* com segurança. Comparando as tecnologias de transporte de GN, o custo da tecnologia de transporte de *GNC* é muito menor do que a tecnologia de transporte de *GNL*. A Figura 2.15 apresenta o navio VOTRANS utilizado no transporte de *GNC*, a quantidade de transporte de GN pode chegar até 800 MMSCF, dependendo da capacidade do navio e a especificação do GN (THOMAS, 2002).

Figura 2.15: Navio VOTRANS - Transporte de *GNC*.
Fonte: ENERSEA TRANSPORT LCC, 2009.

A empresa Sea Natural Gas desenvolveu o navio COSELLE, para transporte de *GNC* para mercados de pequeno e grande consumidores. O design do navio é na forma de um carrossel com tubos capaz de armazenar o GN em alta pressão com até 220 bar. Os desenvolvedores desta tecnologia conseguiram diminuir os custos da fabricação de navios de transporte de *GNC* tornando o mercado mais atrativo. A Figura 2.16 apresenta o design do navio COSELLE e que de acordo com o fabricante, a quantidade de GN que pode ser transportado por navio varia de 50 a 500 MMSCF (THOMAS, 2002).

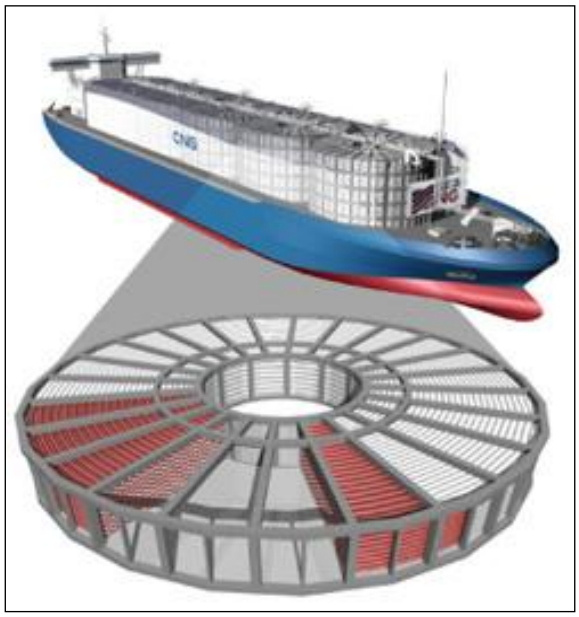


Figura 2.16: Navio COSELLE - Transporte de *GNC*.
Fonte: SEA NATURAL GAS, 2009.

A tecnologia de *GNC* possibilita viabilizar através de navios (VOTRANS OU COSELLE) o transporte de GN para o mercado consumidor. A viabilidade do transporte de *GNC* por navio vai depender da quantidade de GN nas reservas, a demanda do mercado e a distância. Além dos custos do navio, também tem o custo das instalações de carregamento e descarregamento do GN, ou seja, o custo envolve deste a origem (produção) até o destino (marcado) final (THOMAS, 2002). A Figura 2.17 apresenta o terminal de descarregamento do *GNC*.

Figura 2.17: Terminal marítimo de descarregamento de *GNC*.
Fonte: XGAS, 2009.

2.4.4 – Hidrato de Gás Natural (*HGN*)

O *HGN* é um composto cristalino no qual as moléculas de água, associadas umas às outras com ligações de hidrogênio, encapsulam moléculas de gás como o metano e dióxido de carbono. Os *HGN* podem ser produzidos industrialmente de acordo com as condições físicas de processo ou podem ser encontrados abundantemente em sedimentos submarinhos nas margens continentais. A distribuição destes hidratos pode ser mapeada através de perfilagem sísmica, perfis de poço, e amostragem geoquímica (CLENNELL, 2000).

O presente estudo levou em consideração somente a produção industrial do *HGN*, ou seja, não considera as reservas mundiais de *HGN* devido à falta de tecnologia para a exploração, ao alto custo e os ricos ambientais.

Os hidratos de gás natural são substâncias sólidas, semelhantes ao gelo, tanto no aspecto visual como em algumas propriedades, conforme apresentado na Figura 2.18. São formados pela transformação física de água e moléculas de gás metano a -23ºC e 1 bar ou 2-3ºC e 10 bar. O aprisionamento do metano nas cavidades pode variar uma redução de volume de 70-150 vezes em relação ao volume ocupado nas condições normais (MOURA, 2007).

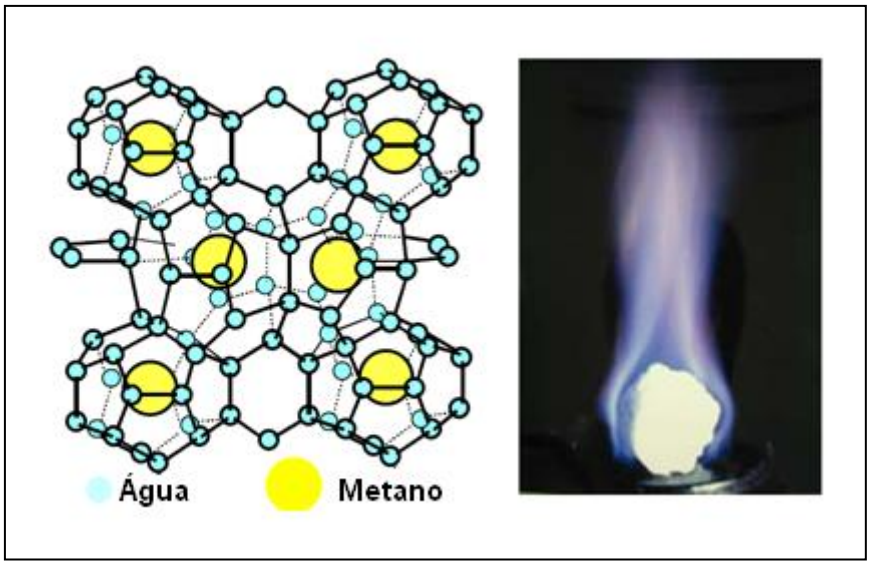


Figura 2.18: Forma do *HGN*
Fonte: KAWASAKI, 2008.

A empresa Japonesa de *HGN* desenvolveu uma planta para a produção 600 kg/dia de hidrato na forma de pellets conforme apresentado na Figura 2.19, que iniciará a comercialização a partir do ano de 2012-2013. Em seguida, a Figura 2.20 representa a cadeia de produção e transporte de *HGN* (NGH JAPAN, 2009).

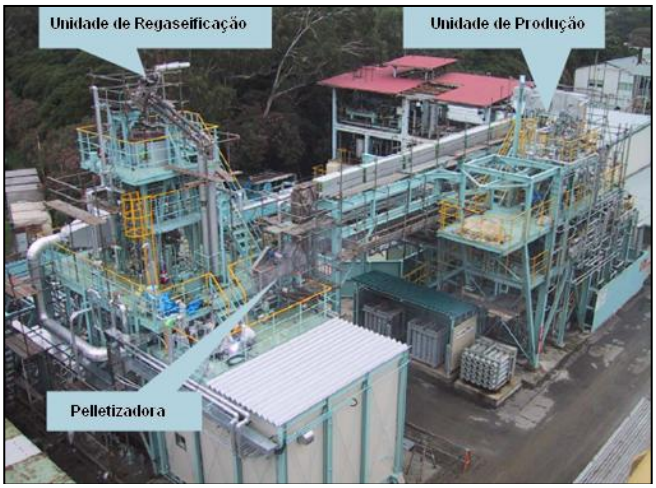


Figura 2.19: Planta de *HGN*
Fonte: NGH JAPAN, 2009.

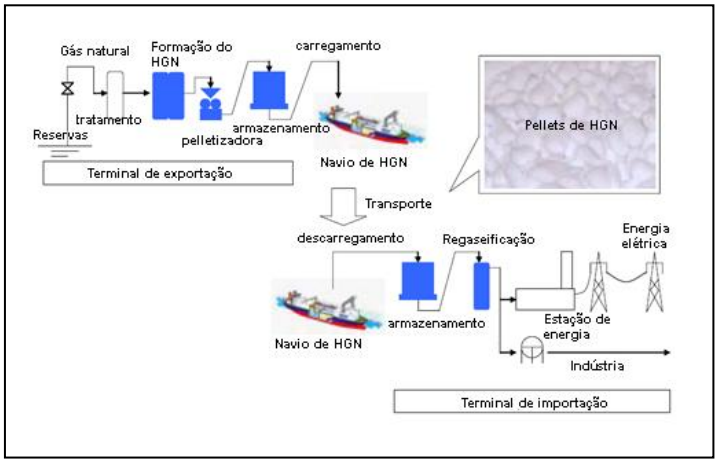


Figura 2.20: Cadeia de produção e transporte de *HGN*.
Fonte: NGH JAPAN, 2009.

As principais formas de transporte de *HGN* são: em pellets[11] e slurry[12], conforme apresentados nas Figuras 2.21 e 2.22 respectivamente (NGH JAPAN, 2009).

[11] *Partículas tipicamente pequenas formadas pela compressão do material original.*
[12] *Mistura de partículas finas (sólidos) em um líquido, ou seja, mais caracterizado como uma lama.*

Figura 2.21: hidrato de gás natural na forma de “pellets”
Fonte: WATANABE, 2008.

Figura 2.22: hidrato de gás natural na forma de “Slurry”
Fonte: NGH Japan, 2009.

2.4.5 – Gas to Liquid (*GTL*)

O aproveitamento do gás natural pode ser realizado através da tecnologia *GTL*. O processo *GTL* é caracterizado pela redução do volume do gás natural, devido à conversão química desse gás em outros produtos (hidrocarbonetos líquidos estáveis), a partir de processos químicos.

A cadeia de produção é dividida basicamente em três etapas, conforme a descrição a seguir e a Figura 2.23 (IFP, 2009).

i) Reforma do Gás Natural: conversão de gás natural em um gás de síntese (*Syngas*), ou seja, uma mistura principal de CO e H_2; O *GTL* em geral utiliza-se do processo “Fischer-Tropsch”, sendo que nesta etapa do processo, o gás natural é convertido em gás de síntese ($CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 2H_2$), onde as moléculas de metano reagem com

água (reação de reforma) em um reator de leito de leito fixo, tendo como base um catalisador de reforma clássica, normalmente de níquel (RIGOLIN, 2007).

ii) Conversão do *Syngas*: utiliza reações catalíticas para converter o gás de síntese, em hidrocarbonetos líquidos pelo processo de síntese de *Fischer-Tropsch* (FT) que é a polimerização do monóxido de carbono e do hidrogênio gerando hidrocarbonetos ($CO + 2\ H_2 \rightarrow$ hidrocarbonetos $+ CO_2 + H_2O$). Nessa etapa, a reação é feita em um reator de leito de lama, tendo um catalisador de ferro ou cobalto (RIGOLIN, 2007).

iii) Etapa de beneficiamento do produto: as cadeias lineares de carbonos são geradas e submetidas a uma etapa de beneficiamento nas unidades de hidroisomerização, hidrocraqueamento ou hidrotratamento dependendo do perfil de produtos desejado. Essa etapa ocorre em um reator de leito fixo, com um catalisador com características mais ácidas – normalmente uma zeólita e um metal nobre, como a platina (RIGOLIN, 2007).

Os combustíveis sintéticos resultantes desses processos são livres de enxofre e particulados, o que contribui para a redução da emissão de poluentes. Além disso, o gás de síntese resultante da reforma do gás natural também viabiliza a produção de insumos petroquímicos, com maior valor agregado (BAIOCO, 2007).

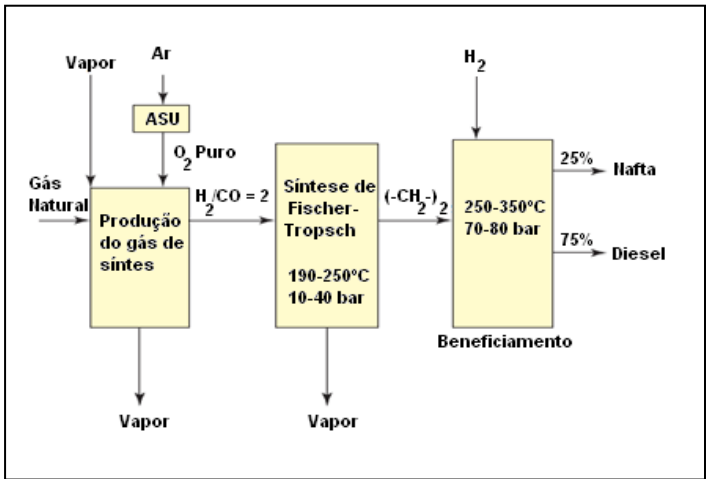


Figura 2.23: Etapas da transformação do *GTL*
Fonte: IFP, 2009.

A transformação *GTL* pode gerar, a partir do gás natural, diesel, lubrificantes, gasolina, parafinas, dimetil éter (DME), metanol, etc. O processo químico desta

tecnologia é transformar as moléculas de C em hidrocarbonetos de maior peso molecular, gera um perfil de produtos que vai do metano até moléculas com 100 átomos de carbono. Assim o líquido resultante não pode ser tratado como gás, é outra substância. A Figura 2.24 apresenta uma planta de *GTL* com capacidade de 14.700 BBL/dia em Bintulu na Malásia.

Figura 2.24: Planta de *GTL* em Bintulu na Malásia.
Fonte: SHELL, site da empresa, 2009.

2.4.6 – Gas to Wire (*GTW*)

O aproveitamento do gás natural pode ser realizado através da tecnologia *GTW*. O processo de *GTW* é caracterizado pela cogeração da energia do gás natural a energia elétrica através de turbinas a gás. Posteriormente, ocorre a transmissão da eletricidade gerada para os mercados usando cabos de alta voltagem submersos ou pela rede elétrica das concessionárias. É uma tecnologia que o utiliza na zona de produção para gerar eletricidade na boca do poço.

Esta forma de aproveitamento do GN requer, basicamente, a instalação de uma planta de geração de energia elétrica na unidade de produção *Offshore*. Isto implica numa ligação da plataforma *Offshore* à rede nacional de energia elétrica ou o fornecimento direto aos consumidores industriais com alta demanda de energia (BAIOCO, 2007).

A Figura 2.25 apresenta uma termoelétrica a GN com capacidade máxima de 130 MW de potência em Machala no Equador.

Figura 2.25: Turbina a gás natural.
Fonte: INDUSTCARDS, 2009.

Grande parcela do gás natural produzido é utilizada como combustível para geração elétrica. Considera-se que esta eletricidade pode ser gerada em qualquer lugar, mas preferencialmente próxima a produção do gás natural e assim transferido através de linhas de transmissão até seu(s) destino(s), este é o principio do "*GTW*". Por exemplo, a eletricidade poderia ser gerada em térmicas *Offshore* (situadas em águas menos hostis) e transportada até clientes *Onshore* ou até mesmo outros consumidores *Offshore* (RIGOLIN, 2007).

Infelizmente as linhas subaquáticas podem ser quase tão caras quanto os dutos de transporte de gás, mas o "*GTW*" não deixa de ser visto como uma alternativa para o transporte do gás natural. Alguns consideram que o uso energético do gás natural no consumidor final é mais flexível e tem melhor eficiência térmica, por que a perda de calor pode ser usada como aquecimento local e dessalinização (RIGOLIN, 2007).

Para a transformação da energia do gás natural em eletricidade são necessárias termoelétricas, onde o gás pode ser queimado para aquecimento de uma caldeira ou aplicado diretamente em turbinas. O detalhamento técnico do funcionamento das termelétricas não faz parte do estudo e sim apenas o rendimento médio para saber a relação volume de gás natural por quantidade de eletricidade produzida em kW ou MW (RIGOLIN, 2007).

Capítulo 3

Metodologia

O investimento de capital tem um importante papel na administração financeira, através desse conceito, há um interesse pelo estudo das técnicas e critérios que norteiam as decisões de investimentos por parte dos profissionais envolvidos com a análise de projetos para que estes sejam mais rentáveis (SANTOS, 2009).

O estudo de viabilidade econômica de projetos de investimentos trata da utilização dos diversos índices ou indicadores econômicos que são parâmetros quantitativos que permitem ao decisor aceitar ou rejeitar propostas de investimentos. Qualquer que seja o estudo de viabilidade econômica de um projeto de investimento, o gerente estará sempre diante de uma comparação de, no mínimo, duas propostas, isto é, o projeto que está sendo avaliado e uma segunda alternativa Z, que é deixar o capital aplicado na taxa mínima de atratividade (SANTOS, 2009).

De acordo com os principais métodos de avaliação econômica de projetos de investimentos, podemos classificá-los em dois critérios: critério de liquidez (*Payback*) ou critério de rentabilidade (*Valor Presente Líquido* e *Taxa Interna de Retorno*) (FABOZZI, 2003).

O fluxo de caixa apresenta os valores monetários (custos, investimentos, receitas, despesas, etc...) positivos ou negativos recorrentes para cada período de tempo do projeto estudado.

A partir de uma planilha do Microsoft© Excel foi elaborado o fluxo de caixa para cada tecnologia em estudo, incluindo os dados de custos (custos de investimento,

operação, tarifa de transporte e preço de venda e compra do gás natural) e fatores de conversões. Os métodos de avaliação econômica de projetos apresentados a seguir foram utilizados para a quantificação matemática e os resultados foram avaliados diante das propostas alternativas, permitindo ao gerente uma decisão consistente.

Estes métodos apresentam algumas premissas básicas (FABOZZI, 2003):

- O objetivo dos empreendimentos é maximizar o retorno do capital investido;
- Será sempre considerado o valor temporal do dinheiro (fluxo de caixa descontado);
- Teoricamente, existirá, sempre, uma determinada taxa de juros no mercado, a qual as empresas podem financiar o necessário;
- A análise dos projetos será determinística, isto é, não existe incerteza. Os fluxos de caixa são considerados como exatos;
- Os estudos de viabilidade econômica serão efetuados considerando-se, sempre, os valores monetários expressos em uma moeda estável.

3.1 – Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Os métodos que empregam fluxo de caixa descontado, pressupõem que o investidor em potencial tem recursos necessários ao projeto aplicados a uma taxa de juros, ou pode financiar esses recursos a uma certa taxa de juros. A esta taxa de juros, da aplicação ou do financiamento ou média entre ambas, chamamos de taxa mínima de atratividade (SANTOS, 2009).

Quando aplicado um método de avaliação econômica que utiliza uma TMA, ou também chamada de taxa de desconto, os valores monetários (investimento, receitas, custos, etc...) envolvidos nos *n* períodos de tempo são trazidos para o instante zero (hoje) descontado a esta TMA. A TMA é uma taxa de juros, que expressa uma lucratividade mínima pretendida pelo investidor, e teoricamente, está sempre disponível para aplicação do capital (SANTOS, 2009).

3.2 – Período Payback

O Período Payback ou tempo de retorno de capital é um critério de liquidez, e diz respeito ao tempo necessário para que o investimento efetuado seja totalmente recuperado com receitas líquidas do projeto. O critério de liquidez é adotado, principalmente, quando existe insuficiência de caixa, ou seja, quando a empresa tem restrição de capital. Assim serão preferidos os projetos cujo tempo de retorno sejam menores. A liquidez de um projeto de investimento reflete a rapidez com que a empresa recupera o investimento original. Quanto mais líquido for o projeto, isto é, quanto menor for o tempo de recuperação do capital, menor será a exposição ao risco (FABOZZI, 2003).

O Período Payback descontado (PPD) é definido como sendo o tempo necessário para que as receitas líquidas provenientes do projeto, descontados a uma TMA, tenham valor presente acumulado igual aos investimentos realizados, também descontados a uma TMA (FABOZZI, 2003).

O cálculo do Período Payback Descontado (PPD) é definido pela equação (1) a seguir:

$$\text{PPD} = \begin{array}{c}\text{Último ano acumulado}\\ \text{negativo}\end{array} + \frac{\text{Fluxo de caixa acumulado}}{\text{Fluxo de caixa do ano seguinte}} \qquad (1)$$

O Payback simples também é definido como sendo o tempo necessário para que as receitas líquidas provenientes do projeto tenham valor presente acumulado igual aos investimentos realizados, mas neste caso, não são descontados a uma TMA (FABOZZI, 2003).

O cálculo do Período Payback Simples (PPS) é definido pela equação (2) a seguir:

$$PPS = \frac{\text{Capital de Investimento}}{\text{Fluxo de caixa por unidade de tempo}} \quad (2)$$

A seguir são apresentadas as principais características para aplicação desse método de análise de investimento de projeto (FABOZZI, 2003):

- Vantagens:

- É um método fácil de aplicação;
- Apresenta um resultado de fácil interpretação;
- Prioriza os fluxos de caixa em curto prazo, ou seja, acaba privilegiando a liquidez;

- Desvantagens:

- Muitas empresas utilizam o Payback simples, neste caso, não leva em consideração o valor temporal do dinheiro, ou seja, não utilizam uma taxa de desconto;
- Não leva em consideração o risco do projeto, caso não utilize uma taxa de desconto;
- Não considera todos os valores monetários do fluxo de caixa;
- Não é uma medida de rentabilidade do investimento;
- Pode desprezar projetos de amadurecimento lento.

3.3 – Valor Presente Líquido (VPL)

O método do VPL, também conhecido como método do valor atual, caracteriza-se pela transferência para o instante zero dos valores monetários do fluxo de caixa, descontados a uma TMA, ou seja, é a soma algébrica de todos os valores monetários envolvidos nos n períodos de tempo, trazidos ao instante zero com taxa de desconto igual à TMA. O VPL pode ser encarado como sendo o lucro, acima do produzido pela TMA, do projeto hoje, ou a quantia máxima que se poderia investir em excesso ao investimento original para que continuasse ainda viável. Ou seja, o VPL estabelece um limite de acréscimo no investimento original para que o projeto ainda continue aceitável (FABOZZI, 2003).

O cálculo do VPL é definido pela equação (3) a seguir:

$$VPL = \sum_{j=0}^{n} \frac{V_j}{(1+TMA)^j} \tag{3}$$

Onde: V_j = Valor monetário ocorrido ao final do período j;

TMA = Taxa mínima de atratividade;

j = Período 0, 1, 2,..., n;

n = Número total de períodos.

O critério de decisão para avaliação econômica de um projeto de investimento se baseia no resultado do VPL, que pode ser positivo, negativo ou nulo. O VPL positivo indica que o projeto é viável, decisão de aceitar. Para o VPL negativo, indica que é inviável, ou seja, decisão de rejeitar. E, no caso de o VPL ser nulo, a decisão é indiferente. Ao analisar vários projetos, o projeto que apresentar VPL maior, será o mais rentável (FABOZZI, 2003).

A seguir são apresentadas as principais características para aplicação desse método de análise de investimento de projeto (FABOZZI, 2003):

- Vantagens:

- Leva em conta o valor temporal do dinheiro;
- Considera a depreciação quando utilizado o fluxo de caixa;
- Identifica se há aumento ou não do valor da empresa;
- Analisa todos os valores monetários do fluxo de caixa;
- Considera o risco no fluxo de caixa.

- Desvantagens:

- Capacidade de prever com precisão os valores e taxas anuais do fluxo de caixa futuro (custo de oportunidade do capital);

- Admitir que a taxa não varie com o tempo, o que não é verdade na maioria dos casos;
- Pode ser de difícil interpretação, pois o resultado é em valor monetário.

3.4 – Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR de um projeto de investimento é definida como sendo a taxa de desconto que torna o VPL do seu fluxo de caixa igual a zero. A TIR independe da taxa de juros do mercado financeiro. É uma taxa intrínseca do projeto, depende apenas dos fluxos de caixa projetados. O critério de decisão para avaliação de um projeto de investimento se baseia na comparação da TIR com a TMA. Quando a TIR > TMA, o projeto é viável, decisão de aceitar. Para TIR < TMA, o projeto é inviável, decisão de rejeitar. Já para TIR = TMA, a decisão é indiferente. Em teoria, não podemos comparar vários projetos com os valores da TIR, devido às variações dos custos, e principalmente porque a TIR é uma variável intrínseca do projeto (FABOZZI, 2003).

O cálculo da TIR é definido pela equação (4) abaixo:

$$VPL = \sum_{j=0}^{n} \frac{V_j}{(1+TIR)^j} = 0 \qquad (4)$$

Onde: V_j = Valor monetário ocorrido ao final do período j;
TIR = Taxa interna de retorno;
j = Período 0, 1, 2,..., n;
n = Número total de períodos.

A seguir são apresentadas as principais características para aplicação desse método de análise de investimento de projeto (FABOZZI, 2003):

- Vantagens:

- O resultado é uma taxa, em porcentagem;
- É de fácil assimilação empresarial, pois a mensuração (percentual) é bastante popular;
- Identifica se há aumento ou não do valor da empresa;

- Considera o valor temporal do dinheiro;
- Considera todos os valores monetários do fluxo de caixa;
- Considera os riscos do fluxo de caixa.

➢ Desvantagens:

- O cálculo pode ser simples ou complexo dependendo dos valores monetários (mudanças de sinal), podendo não apresentar uma solução já que o método é interativo;
- Não se aplica este método quando apresentar mais de uma solução.

3.5 – Cálculo de viabilidade econômica das tecnologias *Offshore*

De acordo com os métodos de análise de viabilidade econômica de projetos, o presente estudo levou em consideração os três principais métodos: *VPL*, *TIR* e *Período Payback*. Estes métodos são bastante utilizados pelas empresas que investem em projetos para garantir sua rentabilidade, quando aplicados a uma taxa mínima de atratividade (TMA), asseguram uma confiabilidade nos resultados devido ao valor temporal do dinheiro mencionado anteriormente.

Segundo BM&F Bovespa (2010), os fundos de renda fixa possuem uma rentabilidade entre 8 e 11% a.a. No presente trabalho foi escolhido uma TMA de 10% a.a. e um tempo de projeto de 20 anos, esta taxa de juros ou taxa de desconto, foi escolhida para avaliar a viabilidade econômica das tecnologias de transporte de GN através dos métodos do VPL e Período Payback descontado. Observa-se que diante dos dados da literatura apresentados no capítulo 4, os autores utilizaram taxas de descontos de 10 e 15% a.a. e um tempo de projeto de 15 e 30 anos. A escolha do tempo de projeto foi arbitraria, sendo inferior a média utilizada pelos autores.

Um levantamento de dados da literatura foi realizado para obter os custos de investimento (*CAPEX*), custo de operação (*OPEX*), custo de tarifa de transporte, custo de compra e venda do GN. Os Apêndices de 1 a 6 apresentam estes dados de custos de cada tecnologia *Offshore* divulgados por vários autores em bases bibliográficas. De acordo com estes dados, alguns foram selecionados através da média e outros foram

escolhidos devido à frequência de utilização pelos autores, na qual foram resumidos na Tabela 3.1. O *Gasoduto* não possui custo de tarifa de transporte, e o CAPEX desta tecnologia de transporte é em função da vazão e a distância entre a fonte e o destino final do GN.

Tabela 3.1: Dados da literatura utilizados nos custos de cada tecnologia *Offshore*.

TECNOLOGIAS	*GNL*	*GASODUTO*	*GNC*	*HGN*	*GTL*	*GTW*
CAPEX	*350 $/TPA* (i)	*1200* (VAZAO) +0.3917 $/km (iii)*	*11.495* (VAZAO) ^ (-0.4879) $/MMBTU (iii)*	*4,0 $MM /MMSCFD (v)*	*30000 $/BPD (vii)*	*1.2 $/WATT (viii)*
OPEX	0.4 *$/MMBTU* (ii)	1.0 *$/MMBTU (iii)*	0.65 *$/MMBTU (iii)*	0.37 *$/MMBTU (vi)*	*6 % CAPEX (vii)*	*5% CAPEX (vi)*
Tarifa de transporte	0.2 *$/MMBTU /1000 km (iii)*	-	0.4 *$/MMBTU /1000 km (iii)*	0.15 *$/MMBTU /1000 km (vi)*	1.35 *$/BBL /1000 km (vi)*	0,03 *$/WATT /1000 km (viii)*
Preço do GN (VENDA)	*3.5 $/MMBTU (iii)*	*3.5 $/MMBTU (iii)*	*3.5 $/MMBTU (iii)*	*4.0 $/MMBTU (v)*	35 *$/BBL (vii)*	40 *$/MWH (viii)*
Preço do GN (COMPRA)	*0.75 $/MMBTU (iv)*	*0.75 $/MMBTU (iv)*	*0.75 $/MMBTU (iv)*	*0.75 $/MMBTU (iv)*	*0.75 $/MMBTU (iv)*	*0.75 $/MMBTU (iv)*
(i) Média entre Subero (2004), Rajnauth (2008) e Patel (2005); (ii) Balogun (2009); (iii) Subero (2004); (iv) Média entre Kanda (2006) e Najib (2008); (v) Najib (2008); (vi) Chang (2001); (vii) Média entre Ogugbue (2007) e Balogun (2009); (viii) Watanabe (2006);						

Fonte: Elaboração própria.

Segundo CHANG (2001), existe 4.500 TCF de gás natural abandonados em área *Offshore*, devido ao alto custo de se continuar explorando e transportando o GN dessas reservas, esses reservatórios de gás são abandonados por falta de tecnologia que viabilize o transporte do GN para o mercado consumidor. O preço de compra do gás natural é baseado na exploração dessas reservas de gás natural, e o custo médio pode ser observado na Tabela 3.1. A Tabela 3.2 apresenta os dados de entrada para o cálculo de viabilidade econômica de projetos para os métodos propostos.

Tabela 3.2: Dados de entrada do cálculo de viabilidade.

1 ano do projeto =	8760	horas
1 ano do projeto =	365	dias
1 Barril de *GNL* =	0.159	m^3 de *GNL*
Densidade do *GNL* =	1.380	Toneladas/m^3
Taxa de Desconto (TMA) =	10%	a.a
Tempo do projeto =	20	anos
Poder Calorífico do Gás Natural =	1191	BTU/SCF
Custo de Investimento (CAPEX) =	Pagamento realizado no tempo zero	

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 3.3 são apresentadas as taxas de conversões e suas unidades que foram utilizadas para cada tecnologia. No caso do *Gasoduto* e do *GNC*, certa porcentagem é utilizada como forma de combustível, ou seja, não entra nos custos do projeto, somente o restante.

Tabela 3.3: Taxas de conversões.

TECNOLOGIAS	Taxas de conversões
GNL	1 BBL = 3.500 BTU de *GNL*
GASODUTO	1% usado como combustível
GNC	0,5 % usado como combustível
HGN	1 m^3 = 6.348 SCF de *HGN*
GTL	1 BBL = 9.240 SCF de *GTL*
GTW	1 KWH = 8.124 BTU de *GTW*

Fonte: CHANG, 2001.

A Tabela 3.4 apresenta as conversões de unidades utilizadas para o cálculo de viabilidade econômica das tecnologias de transporte de GN estudadas. A partir da vazão de GN utilizada em MMSFCD, pode-se transformar esta unidade em MMTPA, por exemplo, que é a unidade do CAPEX da tecnologia de *GNL*.

Tabela 3.4: Conversões de unidades.

MMTPA =	*[(MMSCFD)*(BTU/SCF) /(BTU/BBL)*[365D/Ano]* (BBL/m^3)] *(Densidade do GNL)*
BPD =	*(MMSCFD) / (SCF/BBL) *10^6*
MW =	*[(MMSCFD) * 10^6 * (BTU/SCF)] / (BTU/KWH * 24 * 10^3)*
M^3/D =	*(MMSCFD) * 10^6 / (SCF/M^3)*
MMBTU =	*(MMSCFD) * (BTU/SCF)*
MWH =	*(MW) * (H)*
BBL =	*(BPD) * (D)*

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com as Tabelas 3.1 a 3.4 apresentadas, estes dados foram programados em uma planilha do Microsoft© Excel, para calcular o VPL de cada tecnologia de transporte de GN *Offshore* em $ MM, TIR em porcentagem e o Período Payback em anos a partir da manipulação da vazão (MMSFCD) e distância entre a fonte e o destino do GN (km).

3.6 – Cálculo de viabilidade econômica das tecnologias *Onshore*

Assim como a proposta da seção 3.5, o objetivo do transporte de GN *Onshore* é calcular o VPL para cada tecnologia em função da vazão e a distância para observar o

comportamento da viabilidade econômica destas tecnologias em relação a essas duas variáveis, com base nas reservas de gás natural apresentadas no capítulo 2.

A Tabela 3.5 apresenta os dados de CAPEX, OPEX, tarifa de transporte e preço de compra e venda do gás natural no segmento *Onshore*. Os custos de OPEX, não alteram em relação ao segmento *Offshore* já que o OPEX é uma estimativa dos custos de operação e manutenção baseados no CAPEX em função da vazão de GN. Os preços de compra e venda do GN não alteram em relação aos valores utilizados pelo segmento *Offshore* devido à localidade das principais fontes de gás natural.

Tabela 3.5: Dados da literatura utilizados dos custos de cada tecnologia *Onshore.*

TECNOLOGIAS	***GNL***	***GASODUTO***	***GNC***	***NHG***	***GTL***	***GTW***
CAPEX	*350 $/TPA* (i)	*2228* (VAZÃO) +15174 (x)*	*11.495* (VAZAO)^ (-0.4879) $/MMBTU (iv)*	*4,0 $MM/MMSCFD (vi)*	*30000 $/BPD (viii)*	*1.2 $/WATT* (ix)
OPEX	0.4 *$/MMBTU* (ii)	1.0 *$/MMBTU (iv)*	0.65 *$/MMBTU (iv)*	0.37 *$/MMBTU (vii)*	*6 % CAPEX (viii)*	*5% CAPEX (vii)*
Tarifa de transporte	*0,65 $/MMBTU /1000 km (iii)*	-	*0,98 $/MMBTU/ 1000 km (iii)*	*0,15 $/MMBTU /1000 km (iii)*	*0,15 $/MMBTU/ 1000 km (iii)*	0,03 *$/WATT/ 1000 km (ix)*
Preço do GN (VENDA)	*3.5 $/MMBTU (iv)*	*3.5 $/MMBTU (iv)*	*3.5 $/MMBTU (iv)*	*4.0 $/MMBTU (vi)*	35 *$/BBL (viii)*	40 *$/MWH* (ix)
Preço do GN (COMPRA)	*0.75 $/MMBTU (v)*	*0.75 $/MMBTU (v)*	*0.75 $/MMBTU (v)*	*0.75 $/MMBTU (v)*	*0.75 $/MMBTU (v)*	*0.75 $/MMBTU (v)*

(i) Média entre Subero (2004), Rajnauth (2008) e Patel (2005); (ii) Balogun (2009); (iii) Martinez (2009); (iv) Subero (2004); (v) Média entre Kanda (2006) e Najib (2008); (vi) Najib (2008); (vii) Chang (2001); (viii) Média entre Ogugbue (2007) e Balogun (2009); (ix) Watanabe (2006); (x) Gaul (2007).

Fonte: Elaboração Própria.

A tarifa de transporte utilizada para o segmento *Onshore* é diferente da utilizada no *Offshore*, principalmente pela forma de transporte, onde são realizados por caminhões e não por navios, no caso *Offshore*. Da mesma forma que no segmento *Offshore*, o *Gasoduto* não possui tarifa de transporte devido ao CAPEX ser em função da vazão e distância entre a fonte e o destino final do GN.

Os CAPEXs das tecnologias de transporte de GN são os mesmos nos dois segmentos, com exceção da tecnologia de *Gasoduto*, onde apresenta CAPEX diferente devido aos dutos localizados em terra apresentarem custos menores do que os dutos

submersos. Ambas as instalações *Offshore* e *Onshore* são localizadas em terra no litoral brasileiro próximo das reservas de gás natural, ou seja, os CAPEXs não são de tecnologias embarcadas.

O procedimento para o cálculo das tecnologias *Onshore* foi similar ao caso das tecnologias *Offshore*. De acordo com as Tabelas 3.2 a 3.5 apresentadas, estes dados foram programados em uma planilha do Microsoft© Excel, para calcular o VPL de cada tecnologia de transporte de GN *Onshore* em $ MM, TIR em porcentagem e o Período Payback em anos a partir da manipulação da vazão (MMSFCD) e distância entre a fonte e o destino do GN (km).

3.7 – Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade pode ser definida como uma técnica que permite de forma controlada, manipular variáveis importantes em um modelo, com o objetivo de determinar a viabilidade do projeto em relação a estas variáveis. Através da variação dos parâmetros de projeto tais como preço e/ou volume de venda, taxas de juros, custos, condições de financiamento do projeto, pode-se determinar o impacto na rentabilidade do projeto. Ao variar os parâmetros para um dado valor percentual, observam-se as variações subsequentes nos indicadores de desempenho tanto financeiros quanto econômicos, a partir destes resultados, verifica-se a variável que é mais e/ou menos sensível em relação à viabilidade do projeto. Esta análise proporciona identificar o risco do projeto em relação às variáveis mais importantes, ou seja, projetos que tenham uma sensibilidade alta são mais arriscados (SALTELLI *et al*, 2004).

Capítulo 4

Revisão da literatura de custos das tecnologias

Para satisfazer a demanda de gás natural devido ao crescimento industrial, novas tecnologias de transporte de GN estão sendo desenvolvidas para tornar economicamente viável o aproveitamento do GN *Offshore* de reservas abandonadas. As reservas de gás abandonado são inviáveis economicamente por apresentar um custo tecnológico alto de exploração e transporte devido à distância da reserva ao mercado ou a uma profundidade extrema. Também podemos considerar como gás abandonado, a queima do gás através do "flare" e a utilização na re-injeção (CHANG, 2001).

Quando as reservas de GN estão localizadas relativamente perto do centro consumidor e a distância deste mercado é delimitada pelo mar, as tecnologias como o transporte de *GNL* e o *Gasoduto* tornam-se inviáveis devido ao alto custo de investimento. Neste caso, a melhor tecnologia é o transporte de *GNC* por apresentar um custo de investimento menor (WANG *et al*, 2008).

O GN tornou-se rapidamente uma importante fonte de energia e espera-se que para as próximas décadas um aumento maior ainda no consumo. Atualmente, a tecnologia mais utilizada para o transporte de GN *Onshore* é o *Gasoduto*. Para a tecnologia *Offshore* de GN, de acordo com a profundidade de exploração e distância de transporte, o *GNL* torna-se mais econômico a distâncias acima de 2500 milhas. Já em distâncias abaixo destas, a tecnologia de *GNC* é mais viável economicamente (ECONOMIDES, 2006).

As principais opções de transporte de gás *Offshore* são o *GNL* e *Gasoduto*, em casos de emergência são o *GTW* e *GNC*. O *HGN* é provavelmente a tecnologia menos desenvolvida. Já o *GTL* tem um futuro promissor por surgir como uma forma de aproveitamento do gás natural pela conversão química em outros combustíveis (SUBERO, 2004).

A seguir são apresentados alguns trabalhos publicados na literatura para a escolha da melhor tecnologia de aproveitamento do GN utilizando métodos de avaliação econômica de projetos.

CHANG (2001) apresentou um estudo de viabilidade econômica das tecnologias disponíveis de *GNC*, *HGN*, *GTL* e *GTW* comparando com as tecnologias mais utilizadas de *GNL* e *Gasodut*os com objetivo de avaliar a tecnologia de aproveitamento do gás natural mais econômica nas regiões do Mediterrâneo, Caribe, Península Arábica e especialmente as Ilhas Sacalinas (Coréia, China e Japão) em reservatórios abandonados com gás e petróleo associados, no período de 1996 a 1999. O método de avaliação econômica escolhido pelo o autor foi o S*imple Payback Period* ou Período Payback Simples. Sua fórmula de cálculo leva em consideração, a receita e os custos (capital, operação e embarcação), mas não leva em consideração a taxa de desconto no período.

A Tabela 4.1 apresenta os custos de capital, operação e embarcação para cada tecnologia de aproveitamento do gás natural apresentada por CHANG (2001). Além desta Tabela, o autor utilizou Tabelas de conversão de unidades para transformar os custos em $ MM (milhões de dólares) e uma taxa de alimentação de gás na produção de 100 MMSCFD (milhões de pés cúbicos padrão por dia). O custo de matéria-prima foi assumido como US$ zero, e o custo requerido para re-injeção de gás nos reservatórios abandonados foi de $0.25/MSCF ($/milhões de pés cúbicos padrão). A distância do transporte (Origem-destino) nas regiões variou entre 1.120 a 2.560 km. O preço do produto variou de $ 2,25 a 2,5 /MMBTU para o *GNL*, *GNC*, *HGN* e *Gasoduto* respectivamente, $ 25/BBL para o *GTL* e de $ 32 a 157,3 /MWH para o *GTW* dependendo da região de distribuição.

Tabela 4.1: Custos de capital, operação e embarcação para cada tecnologia.

	Custo de Capital	**Custo de Operação**	**Custo de embarcação (/1.000 km)**
GNL	$ 600/TPA	$ 0.50/MMBTU	$ 0.20/MMBTU
Gasoduto	$ 500000/km	$ 0.90/MMBTU	Zero
GNC	$ 60 MM	$ 0.07/SCFD ano	$ 21 MM/ano
HGN	50% do *GTL*	$ 0.37/MMBTU	$ 0.15/MMBTU
GTL	$ 40000/BPD	$ 10.0/BBL	$ 1.35/BBL
GTW	$ 1.0/ W	5% do custo de capital	Zero

Nota: TPA: Toneladas por ano; km: Quilômetros; MM: Milhões; BPD: Barril por dia; W: Watt (Unidade de Potência); MMBTU: Milhões de BTU (Unidade de Energia); SCFD: Pés cúbicos padrão por dia; BBL: Barril; MM/ano: Milhões por ano; W: watt.

Fonte: CHANG, 2001.

Segundo CHANG (2001), a tecnologia *GNC* apresentou um retorno de investimento inicial mais rápido em relação a todas as regiões, com exceção do Japão que apresentou a tecnologia *GTW* como sendo a mais viável economicamente. Os resultados do período Payback simples podem ser observados na Tabela 4.2 e mostram o horizonte de planejamento dessas tecnologias que variam de 0,7 a 18,4 anos.

Tabela 4.2: Resultados do período Payback simples.

			Período Payback Simples (anos)					
Fonte	**Destino**	**Distância (km)**	***GNL***	***Gasoduto***	***GNC***	***HGN***	***GTL***	***GTW***
Venezuela	Flórida	2.320	13.7	16.7	1.2	3.0	9.0	3.3
Iran	Índia	1.920	12.8	15.6	1.3	3.3	8.7	1.5
Líbia	Espanha	1.880	12.7	15.3	1.3	3.3	8.7	2.2
Ilhas Sacalinas								
	Coréia	1.680	11.2	12.0	1.3	3.4	8.5	1.7
	China	2.560	12.6	18.4	2.4	3.6	9.4	4.3
	Japão	1.120	10.5	8.0	1.0	3.2	8.0	0.7

Fonte: CHANG, 2001.

A Tabela 4.3 apresenta o ranking de viabilidade econômica das tecnologias de transporte de gás natural de acordo com os resultados do período Payback simples apresentados na Tabela 4.2 e indica o *GNC* como sendo a tecnologia mais promissora para o aproveitamento do GN.

Tabela 4.3: Ranking das classificações das tecnologias de transporte de GN.

Regiões	***GNL***	***Gasoduto***	***GNC***	***HGN***	***GTL***	***GTW***
Caribe	5	6	1	2	4	3
Península Arábica	5	6	1	3	4	2
Mediterrâneo	5	6	1	3	4	2
Ilhas Sacalinas						
Coréia	5	6	1	3	4	2
China	5	6	1	2	4	3
Japão	6	4	2	3	4	1

Fonte: CHANG, 2001.

De acordo com CHANG (2001), observa-se que as tecnologias *GTL*, *GNL* e *Gasoduto*, levam mais de 8 anos para retornar o investimento do capital e que o *Gasoduto* chega a quase 18,5 anos na região do Caribe. Para a tecnologia *GNC*, o tempo de retorno é de 1,0 a 2,5 anos, sendo a tecnologia que apresenta um retorno de investimento mais rápido. À medida que a distância aumenta, há um custo adicional no transporte para as tecnologias, o que consequentemente leva a um maior Payback. Observa-se também, que este método é bastante simples e não leva em consideração o valor temporal do dinheiro, ou seja, não utiliza uma taxa de desconto (TMA). Caso utiliza-se uma taxa de desconto, o tempo de retorno do capital investido será maior do que o atual, e os projetos levariam mais tempo para retornar o investimento do capital, ou seja, apresentaria um Período Payback maior.

BAIOCO *et al* (2007) apresentou um estudo de viabilidade econômica das tecnologias disponíveis de aproveitamento do gás natural (*GNC*, *HGN*, *GTL*, *GTW*, *Gasoduto* e *GNL*), a fim de comparar a tecnologia mais viável economicamente no cenário brasileiro utilizando a mesma metodologia (P*ayback Period Simples*) empregada por CHANG (2001), para o período de 1995 a 2005. Neste caso, foi utilizada uma distância fixa de 5.000 km em relação à fonte de GN e o preço do gás de US$ 8/MMBTU. Na Tabela 4.4 são apresentados os resultados do Payback das tecnologias de transporte de gás natural.

Tabela 4.4: Resultados do Payback para o Brasil.

	GNL	***Gasoduto***	***GNC***	***HGN***	***GTL***	***GTW***
Custo de Capital (MM$)	4968.68	2500.00	60.00	3928663.74	7857327.47	5657.85
Receita (MM$)	2007.55	3188.97	3205.08	578937.60	7169811.32	19825.11
Custo de Operação (MM$)	125.47	358.76	76.83	26775.86	716981.13	282.89
Custo de Embarcação (MM$/1000 km)	250.94	-	105.00	54275.40	483962.26	-
Payback (ano)	3.05	0.88	0.02	7.89	1.32	0.29
Ranking de Classificação	5	3	1	6	4	2

Fonte: BAIOCO *et al*, 2007.

Segundo BAIOCO *et al* (2007), os resultados apresentados na Tabela 4.4 para o cenário brasileiro, indica que a tecnologia de *GNC* foi a mais viável economicamente, obtendo o mesmo resultado por CHANG (2001). O preço do gás natural utilizado por BAIOCO *et al* (2007) foi de $ 8/MMBTU, ou seja, superior ao utilizado por CHANG (2001), a receita obtida por BAIOCO *et al* (2007) foi muito alta em relação ao CHANG

(2001) e com isso, o tempo de retorno de investimento destas tecnologias de transporte de gás natural foram bem menores, ou seja, apresentaram Payback baixos. O tempo máximo de retorno de investimento foi de aproximadamente 8 anos para a tecnologia de *HGN*, esta tecnologia foi à opção menos econômica, ao contrário de CHANG (2001), que neste caso foi a tecnologia de *Gasoduto* com um tempo de retorno de 18,4 anos.

SUBERO *et al* (2004) apresentaram um trabalho com o objetivo de comparar economicamente as três principais tecnologias de transporte de gás natural *Offshore* (*GNC*, *GNL* e *Gasoduto*) com o mercado atual de Gás Natural e o desenvolvimento do transporte em função da produção de gás utilizando a metodologia *Net Present Value* ou Valor Presente Líquido (VPL) para um período de 30 anos. Os autores avaliaram as tecnologias de transporte de GN para vazões de 100, 300 e 600 MMSCFD em função da distância. A partir de projetos atuais de transporte de GN, os autores obtiveram funções de custos de capital, operação e embarcação para as tecnologias estudadas de acordo com dados disponíveis na literatura. Os custos de operação, embarcação e preço do gás são acrescidos em 3% ao ano sobre o período inteiro. O custo de capital é investido no tempo zero. Neste artigo, foi escolhida arbitrariamente uma taxa de desconto de 10% a.a e um preço de gás de 3.5 $/MMBTU.

A Tabela 4.5 apresenta os resultados do VPL e as três opções de tecnologia são calculadas para uma dada vazão de GN e distância de comercialização, 100 MMSCFD e 200 km, respectivamente. A taxa de desconto utilizada foi de 10% a.a. Os resultados mostram que as tecnologias são viáveis para o período de 30 anos, e que a tecnologia de *Gasoduto* apresentou um maior VPL seguido do *GNC*.

Tabela 4.5: Dados de entrada e cálculo do VPL para a vazão de 100 MMSCFD e distância de 200 km.

	GNL	***GNC***	***Gasoduto***
Custo de Capital (k$)	745.438	52.870	204.680
Custo e Operação (k$)	1.050.203	3.138.445	2.100.406
Custo de embarcação (k$)	420.081	660.000	25.205
Total (k$)	2.216.199	3.851.318	2.331.315
VPL (k$)	849.076	966.728	1.212.159

Fonte: SUBERO *et al*, 2004.

A Figura 4.1 apresenta os resultados do VPL em função da distância. A vazão de GN neste caso foi fixada em 100 MMSCFD. Os resultados mostram que para uma distância de aproximadamente 400 km, o *Gasoduto* apresentou-se como a melhor opção tecnológica com VPL mais alto do que *GNL* e *GNC*. Para a distância de aproximadamente 1400 km, o *GNC* apresentou VPL mais alto, e para a distância entre 2300 e 2800 km, o *GNL* aparece como a melhor opção tecnológica com VPL positivo, já que o VPL das tecnologias *Gasoduto* e *GNC* são negativos, inviabilizando o transporte. Acima de 2950 km, as tecnologias são inviáveis economicamente.

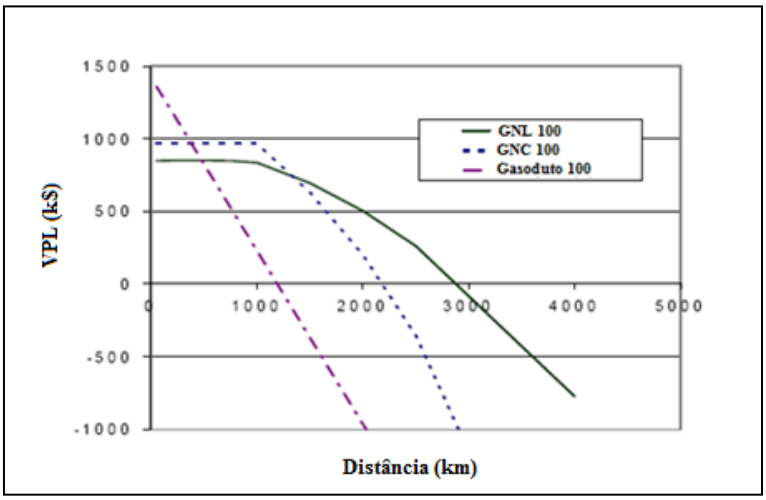


Figura 4.1: VPL x Distância para uma vazão de 100 MMSCFD variando a distância.
Fonte: SUBERO *et al*, 2004.

A Figura 4.2 apresenta os resultados do VPL em função da distância com uma vazão fixa de 300 MMSCFD. Os resultados mostram o ponto de cruzamento do *Gasoduto* com o *GNC* em uma distância aproximada de 700 km e o ponto de cruzamento do *GNL* e *GNC* em uma distância aproximada de 1600 km. Para a vazão de GN utilizada, os projetos tornam-se mais atrativos para uma determinada distância, ou seja, a escolha da tecnologia mais viável será a que apresentar maior VPL. De acordo com a os resultados, observa-se que para uma distância de aproximadamente 400 km, o *Gasoduto* apresenta maior VPL, sendo a tecnologia mais rentável. Na distância de 1000 km, o *GNC* apresentou maior VPL e caso utilize distâncias maiores entre 2300 e 2800 km, o *GNL* torna-se mais rentável por apresentar maior VPL positivo, já que as outras tecnologias, a esta distância, não são mais viáveis. Acima de 2950 km, as tecnologias são inviáveis.

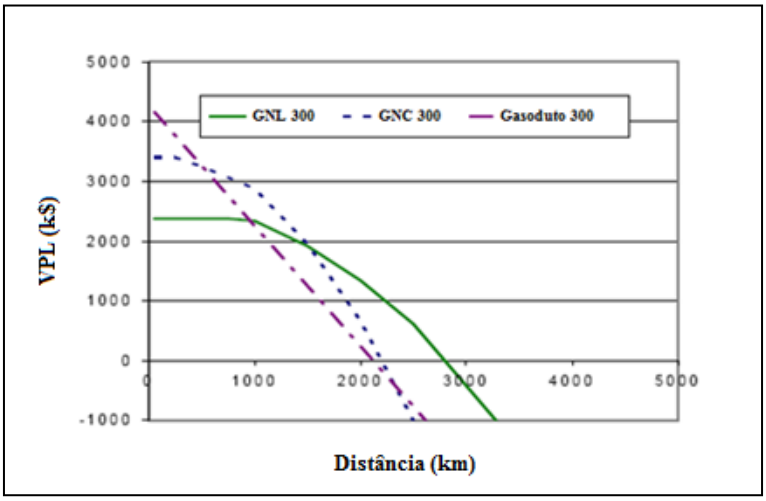


Figura 4.2: VPL x Distância para uma vazão de 300 MMSCFD variando a distância.
Fonte: SUBERO *et al*, 2004.

A Figura 4.3 indica a mesma tendência das Figuras 4.1 e 4.2. Com o aumento da vazão de GN, aumenta o VPL. Para uma distância maior que 2950 km, as tecnologias de transporte de GN são inviáveis economicamente por apresentar VPL negativo. Para distância aproximada de 500 km, o *Gasoduto* apresentou maior VPL. Na distância de 1200 km, o *GNC* torna-se mais rentável por apresentar maior VPL e ao utilizar distâncias entre 1500 e 2900 km, o *GNL* apresenta maior VPL e, portanto, é a tecnologia mais viável economicamente para esta faixa de distância. Acima de 3000 km, as tecnologias são inviáveis economicamente.

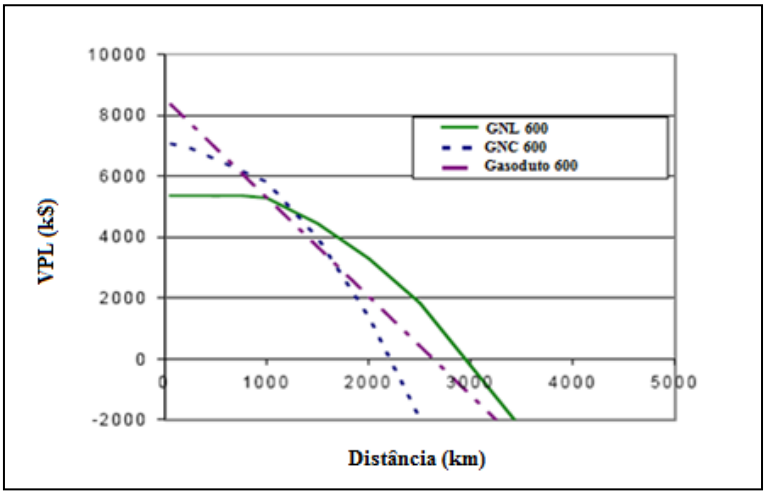


Figura 4.3: VPL x Distância para uma vazão de 600 MMSCFD variando a distância.
Fonte: SUBERO *et al*, 2004.

Segundo SUBERO *et al* (2004), é possível afirmar que projetos com a tecnologia de *Gasoduto* e *GNC* são viáveis economicamente para distâncias de 1000-2000 km com vazão de gás natural menor do que 500-600 MMSCFD e a tecnologia de *GNL* é melhor para distâncias longas acima de 3000 km com vazão de GN acima de 500-600 MMSCFD, dado um período de projeto de 20-30 anos com reservas requerida na ordem de 2-10 trilhões de pés cúbicos (TCF) para suprir esses projetos.

WANG *et al* (2008) apresentaram um estudo de viabilidade econômica com o objetivo de comparar o potencial do transporte marítimo de *GNC* em relação ao *GNL* na Ásia. Diferentes distâncias e localizações foram avaliadas entre Brunei, Indonésia, Malásia, Japão, Coréia e China. Os autores utilizaram o Valor Presente Líquido como forma de avaliar o projeto para um período de 15 anos e dividiram o estudo em três casos. Os dados de entrada para o cálculo de viabilidade econômica do projeto são apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Parâmetros assumidos de entrada para o cálculo do VPL.

TECNOLOGIAS	***GNC***	***GNL***
Suprimento de gás necessário (BCM/ano)	1	1
Distância (km)	2000	2000
Velocidade (nós)	14	14
Capacidade do Navio (MMSCF)	150	3000
Custo de capital por navio, $	115.000.000	150.000.000
Custo de capital de carregamento, $	50.000.000	500.000.000
Custo de capital de descarregamento, $	25.000.000	400.000.000
Patrimônio líquido	100%	100%
Tempo de vida do projeto, anos	15	15
Preço do gás na origem, $/MMBTU	8.00	8.00
Preço do gás na venda, $/MMBTU	16.00	16.00
Taxa de desconto	15%	15%

Fonte: WANG *et al*, 2008.

No 1º caso, WANG *et al* (2008) analisaram o transporte de *GNC* e *GNL* em distâncias menores. As distâncias utilizadas neste caso para o cálculo de viabilidade foram 900, 1.500, 2.000 km. A demanda de gás natural assumido no mercado local foi de 1 e 2 BCM/yr (bilhões de metros cúbicos/ano) ou 35 e 70 BCF/yr (bilhões de pés cúbicos/ano), que equivale a 96.75 e 193.5 MMSCFD respectivamente. Os resultados são apresentados na Figura 4.4.

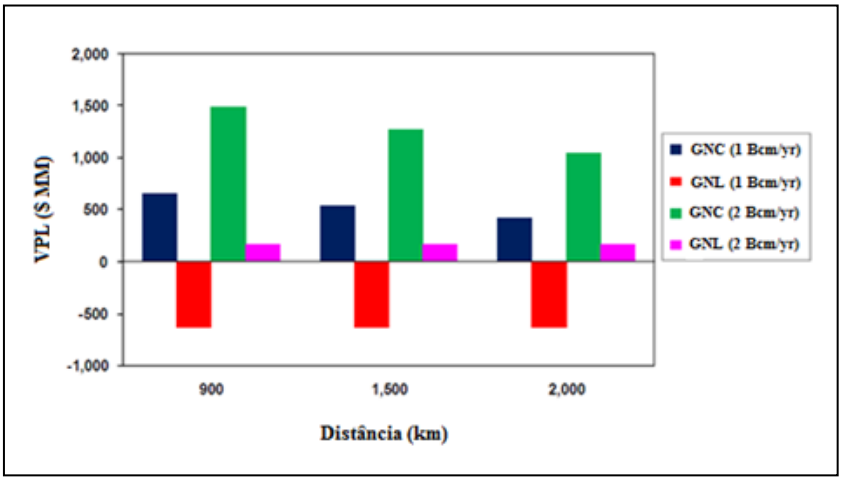


Figura 4.4: Comparação dos resultados do transporte marítimo de *GNC* e *GNL* para distâncias inferiores a 2.000 km.
Fonte: WANG *et al*, 2008.

Conforme apresentado na Figura 4.4, os resultados mostraram uma diminuição no VPL para o *GNC* com a distância, dado uma demanda do mercado de 1 e 2 BCM/yr. Para uma demanda maior de gás natural (2 BCM/yr), o VPL do *GNC* foi maior devido ao aumento da receita.

De acordo com os resultados, para uma distância inferior a 2.000 km, o VPL para o *GNL* é negativo para uma demanda de mercado de 1 BCM/yr, ou seja, o transporte de *GNL* não é viável economicamente. Quando a demanda de mercado é de 2 BCM/yr, o VPL para o *GNL* neste caso é positivo viabilizando o transporte de GN. A razão para o VPL constante no transporte de *GNL* é que foi fixado em três o número de navios de *GNL* no transporte (navio de liquefação, transporte e regaseificação). O transporte de *GNC* é viável economicamente e mais rentável do que o *GNL* por apresentar maior VPL nas vazões estudadas.

O número de navios de *GNC* é uma função da demanda do mercado, capacidade do navio e distância como observado na Figura 4.5.

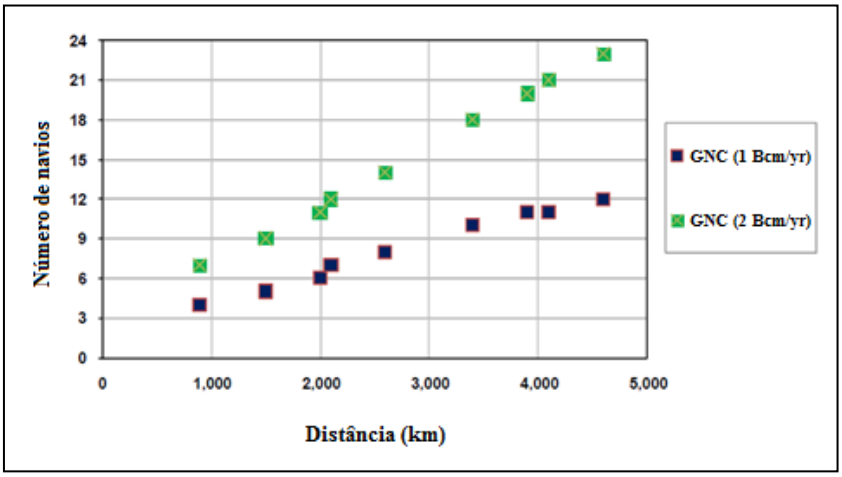


Figura 4.5: Número de navios necessário em função da distância.
Fonte: WANG *et al*, 2008.

No 2º caso, WANG *et al* (2008) analisaram o transporte de *GNC* e *GNL* em distâncias maiores. As distâncias utilizadas neste caso para o cálculo do VPL foram 2.100, 2.600, 3.400, 3.900, 4.100 e 4.600 km. A demanda de GN e o número de navios foram os mesmos assumidos no 1º caso. A Figura 4.6 apresenta os resultados para distâncias maiores que 2.100 km.

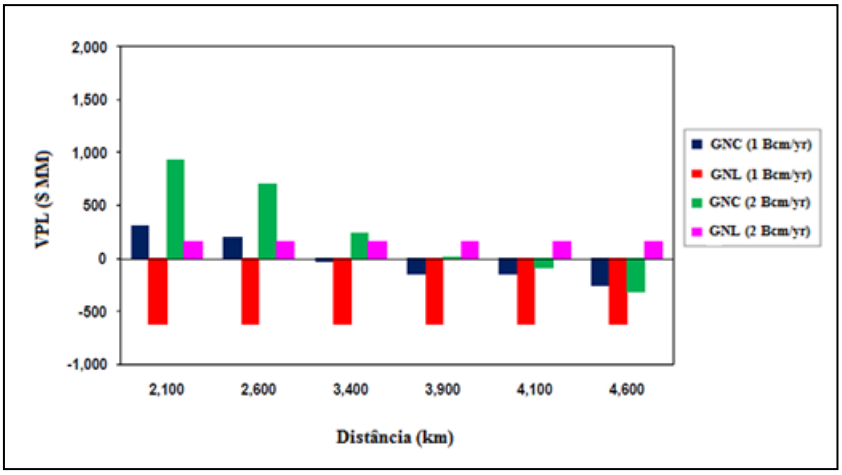


Figura 4.6: Comparação dos resultados do transporte marítimo de *GNC* e *GNL* para distâncias maiores que 2.100 km.
Fonte: WANG *et al*, 2008.

O resultado do VPL do transporte de *GNC* para o 2º caso mostra uma diminuição à medida que aumenta a distância do mercado e o aumento da demanda de GN. Observa-se que o transporte de *GNC* para uma demanda de 1 BCM/yr ainda é viável economicamente para distâncias inferiores a 3.400 km. Já o projeto do transporte

de *GNL* para a mesma demanda é inviável economicamente, pois apresenta VPL negativo de aproximadamente $ 600 milhões. O transporte de *GNC* para uma demanda de 2 BCM/yr torna-se viável para distâncias inferiores a 3.900 km. Para qualquer distância, o transporte de *GNL* para esta demanda torna-se viável economicamente com VPL constante de $ 85 milhões tendo em vista que o VPL para o *GNC* torna-se negativo para distâncias maiores que 3.900 km. O resultado mostra que para distâncias inferiores a 3.400 km e uma demanda de mercado de aproximadamente 2 BCM/yr, o transporte de *GNL* não compete com o transporte de *GNC* por apresentar VPL menor. Acima desta distância, o *GNL* apresenta maior VPL, e o *GNC* começa a tornar-se inviável.

No 3º caso, WANG *et al* (2008) definiram um limite (fronteira) de aplicabilidade do transporte de *GNC* onde torna-se competitivo no mercado em relação ao transporte de *GNL*. De acordo com os resultados anteriores e novas avaliações para demandas maiores de gás de 5 e 10 BCM/yr, os autores obtiveram como resultado a área em que o transporte de *GNC* torna-se viável economicamente conforme apresentado na Figura 4.7.

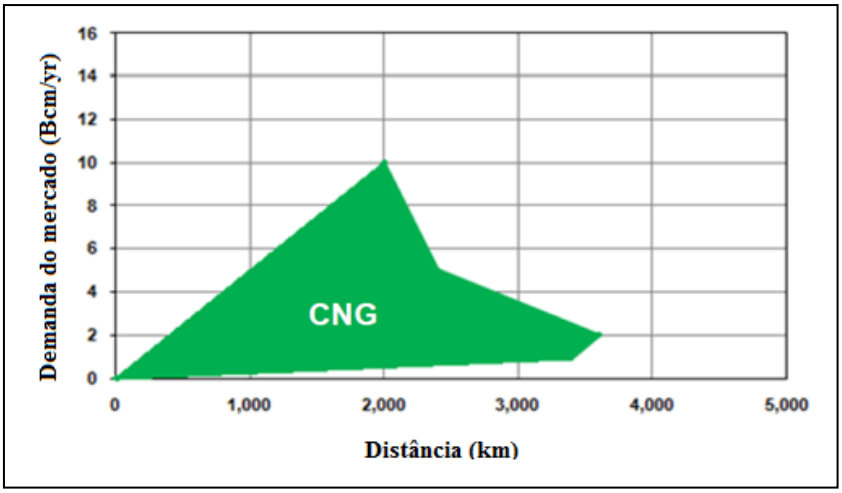


Figura 4.7: Limite de aplicação do transporte de *GNC*.
Fonte: WANG *et al*, 2008.

Observa-se que para uma demanda do mercado de gás natural de 10 BCM/yr, a distância seria de 2.000 km para que seja viável economicamente. Acima de 2.000 km e de acordo com a demanda do mercado de gás natural, o transporte de *GNC* pode se tornar inviável em uma determinada situação. Para distâncias inferiores a 1.000 km e

uma demanda alta do mercado de gás, o transporte de *GNC* também é inviável. A região de viabilidade econômica da tecnologia definida pelo autor é de extrema importância, pois, a tecnologia pode ser utilizada sem prejuízos de acordo com a vazão de gás natural e distância comercializada.

A partir desta revisão, podemos observar que os autores utilizaram os métodos de avaliação econômica Período P*ayback Simples* e *VPL*, não utilizando o método da *TIR*. Como critério de decisão de escolha da tecnologia, o método VPL, utilizado por WANG et al (2008) e SUBERO et al (2004) é o mais indicado para a avaliação de projetos do que o Payback por considerar o valor temporal do dinheiro, por ser um método determinístico e de rentabilidade. Ressalta-se que o método *Payback* avalia a liquidez do projeto, ou seja, o resultado mostra se a tecnologia leva muito ou pouco tempo para retornar o capital investido não considerando o fluxo de caixa total do projeto.

Capítulo 5

Avaliação e escolha das formas de aproveitamento de gás natural

5.1 – Tecnologias de aproveitamento do gás natural *Offshore*

O transporte de GN *Offshore* é realizado via marítimo, as tecnologias de *GNC*, *GNL*, *HGN*, e *GTL* possuem navios apropriados para este tipo de transporte. O GN pode ser transportado por *Gasoduto* submerso ou aproveitado na forma *GTW*, transformado em energia elétrica e enviado via cabos elétricos.

A partir da programação feita no Microsoft© Excel, calculou-se o VPL para cada tecnologia *Offshore* em função da vazão e a distância. As vazões utilizadas para este cálculo foram de 1, 50, 150 e 250 MMSCFD e as distâncias de 100, 500, 1000, 1500, 2000, 3000 e 4000 km. Estes valores foram utilizados devido à faixa de aplicabilidade dos CAPEXs, ou seja, os valores mínimos e máximos utilizados pelos autores. Os cálculos que geraram as Figuras 5.1 a 5.6 encontram-se no Apêndice 7.

A Figura 5.1 apresenta o cálculo do VPL em função da vazão e distância da tecnologia de *GNL*. É possível observar que à medida que aumenta a distância ou diminui a vazão de gás natural, o VPL diminui devido a aumento dos custos pela distância e diminuição da receita pelo baixo consumo de gás natural. O VPL apresentou-se positivo para as condições de distâncias e vazões estudadas, onde não foi tão alto em relação às demais tecnologias, ou seja, a inclinação da curva de superfície foi menor. Observa-se que para uma vazão maior de GN de 250 MMSCFD e uma distância menor de 100 km, o VPL foi de $ 904 MM. Verifica-se que para vazões baixas

e as distâncias estudadas, o VPL obtido foi próximo de zero devido ao alto custo de transporte de GN nessas condições.

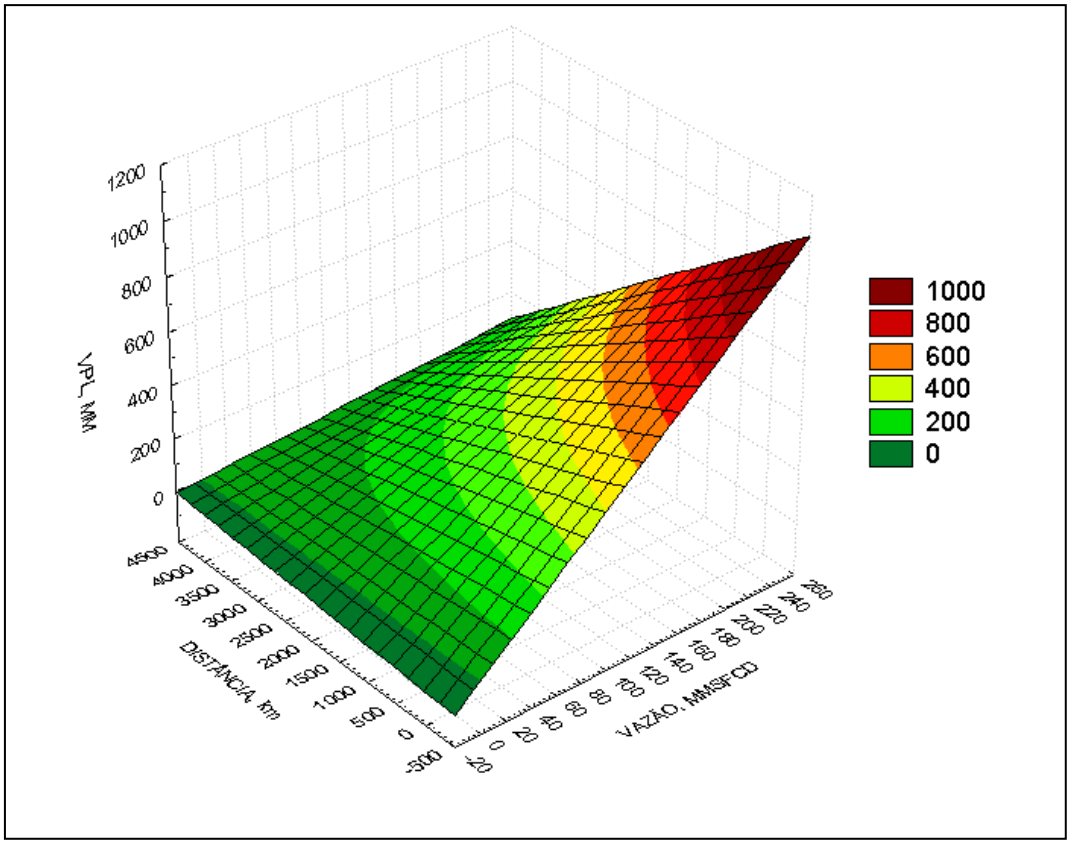


Figura 5.1: VPL da tecnologia *GNL Offshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.2 apresenta o VPL da tecnologia de *GNC*. Observa-se que para vazão de 1 MMSCFD e as distâncias estudadas, os resultados do VPL foram próximos de zero. Para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km, o VPL obtido foi de $ 1.805 MM, na qual apresentou valor mais alto em relação às demais tecnologias. A curva de superfície desta tecnologia apresentou um comportamento mais inclinado, e por esta razão, os valores de VPL foram superiores para determinadas vazões e distâncias em relação às tecnologias estudadas, indicando uma maior competitividade no mercado.

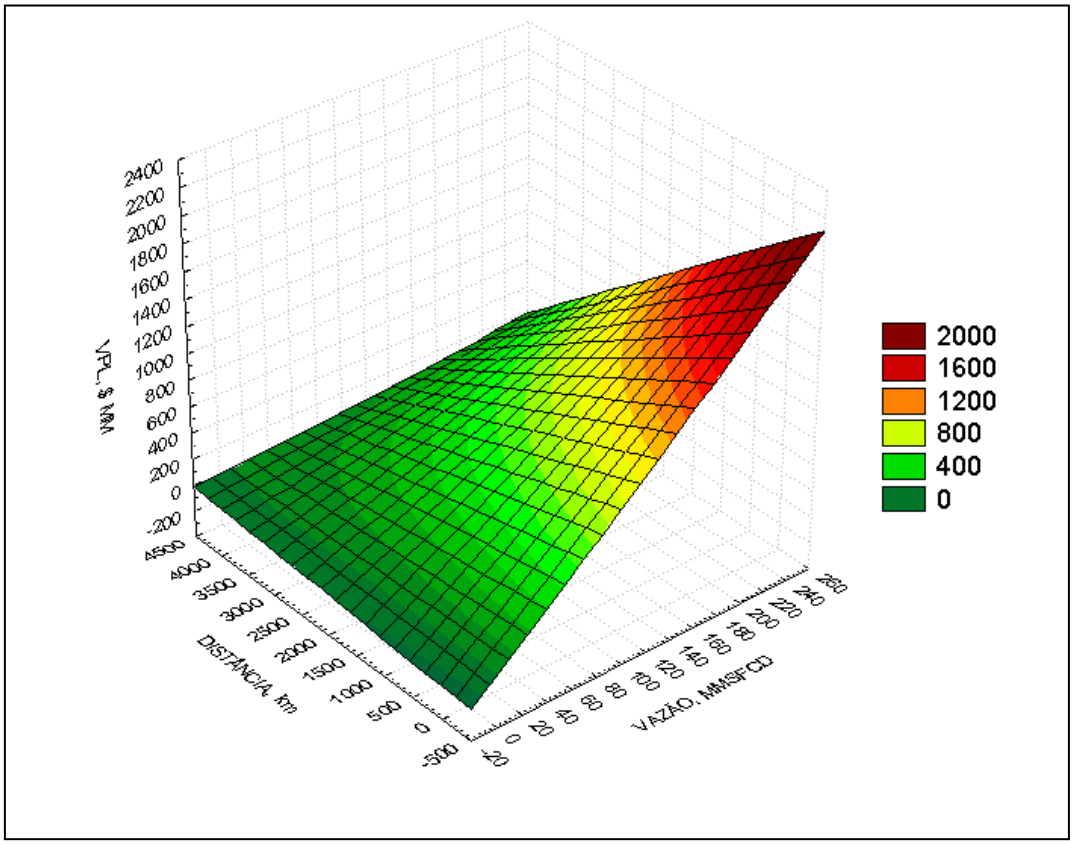


Figura 5.2: VPL da tecnologia *GNC Offshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.3 apresenta o VPL da tecnologia de *GASODUTO*. Observa-se que para vazão de 1 MMSCFD e qualquer distância estudada, o VPL tem valor negativo. Para a vazão de 50 MMSCFD e distâncias acima de 1000 km, o VPL obtido também foi negativo. Caso se utilize vazões entre 150 e 250 MMSCFD, o VPL torna-se negativo para distâncias acima de 2000 km. O maior valor do VPL foi de $ 1.518 MM para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km. O VPL da tecnologia de *GASODUTO* apresentou uma curva de superfície bastante inclinada, mas com uma área maior de valores negativos de VPL, indicando a sua inviabilidade econômica para determinadas vazões e médias a longas distâncias.

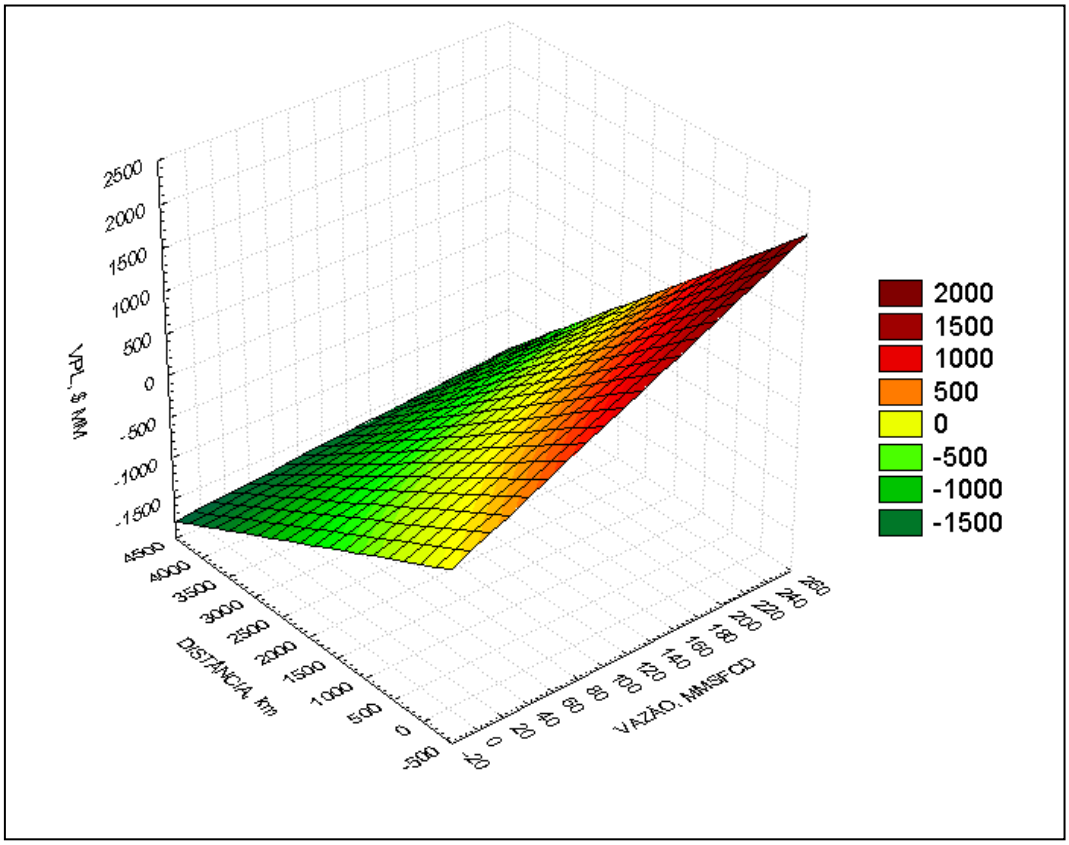


Figura 5.3: VPL da tecnologia *GASODUTO Offshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.4 apresenta o VPL da tecnologia de *HGN*. Observa-se que para qualquer vazão ou distância estudadas, o VPL foi positivo. O maior valor do VPL foi de $ 1.650 MM para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km. A tecnologia de *HGN* apresentou um VPL superior as demais tecnologias, principalmente em uma vazão menor de 1 MMSCFD em distâncias de 100 a 4000 km, e para as demais vazões em distâncias maiores que 1000 km, conforme observado no Apêndice 7. A curva de superfície da tecnologia de *HGN* indica que o VPL diminui com menos intensidade à medida que aumenta a distância, ou seja, a tarifa de transporte influencia um pouco menos em relação as demais tecnologias de aproveitamento do GN.

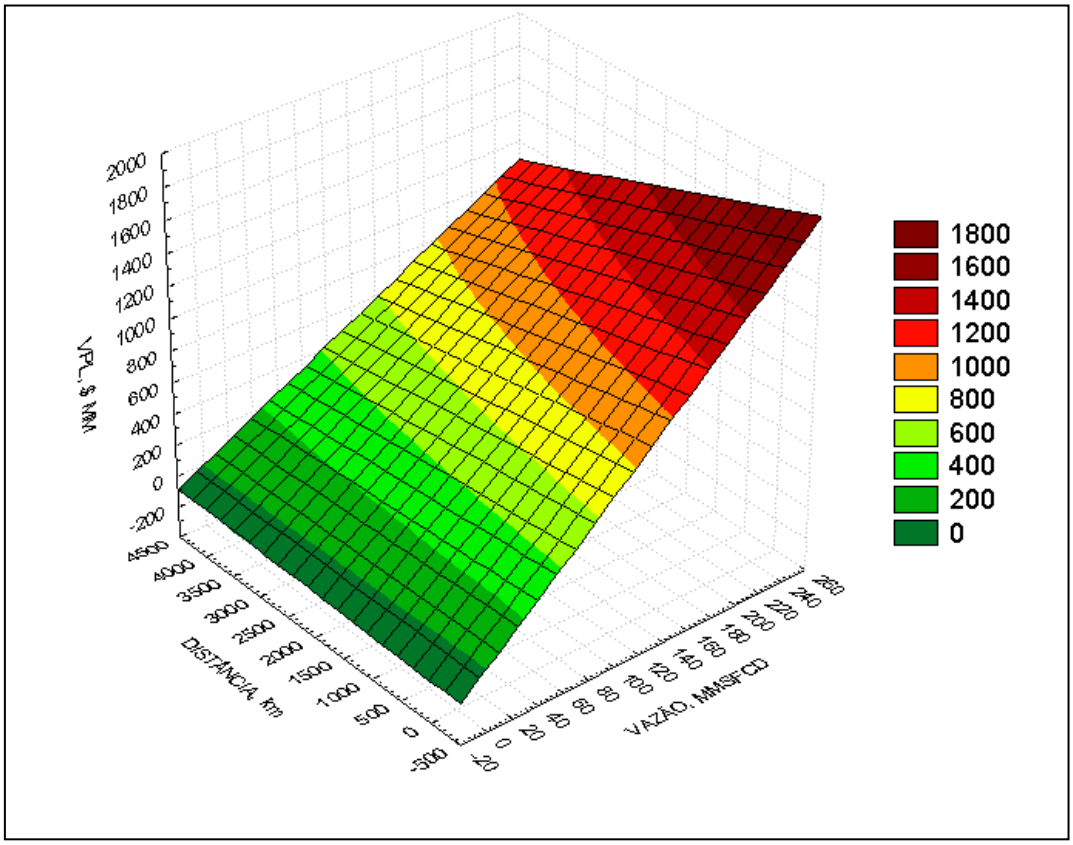


Figura 5.4: VPL da tecnologia *HGN Offshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.5 apresenta o VPL da tecnologia de *GTL*. Observa-se que para qualquer vazão ou distância estudadas, o VPL foi positivo. O maior valor do VPL foi de $ 1.011 MM para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km. A curva de superfície da tecnologia de *GTL* indica que o VPL diminui com um pouco menos de intensidade à medida que aumenta a distância em relação às demais tecnologias, com exceção da tecnologia de *HGN*, onde o VPL diminui com menos intensidade ainda. A tarifa de transporte para esta tecnologia é menor e, por esta razão, o VPL diminui menos. Os resultados apresentados mostram que o VPL desta tecnologia foi um pouco menor em relação às demais de acordo com a vazão e distância.

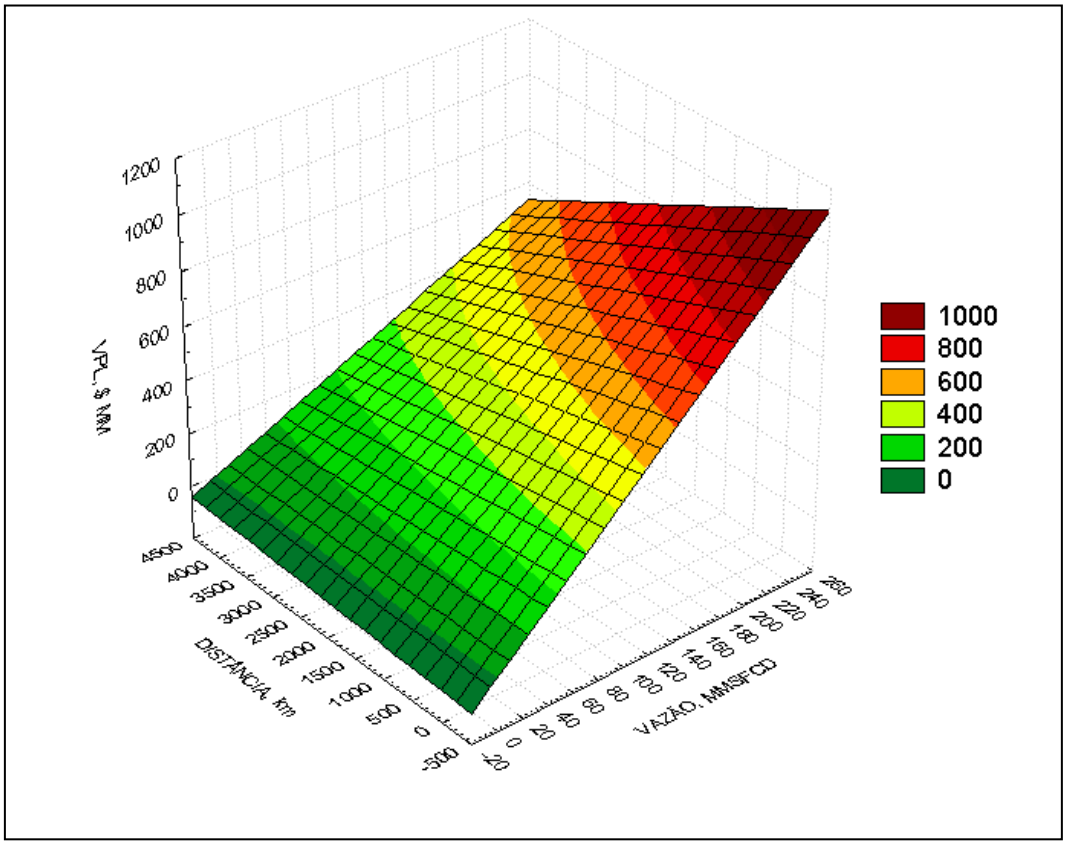


Figura 5.5: VPL da tecnologia *GTL Offshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.6 apresenta o VPL da tecnologia de *GTW*. Observa-se que o VPL da tecnologia de *GTW* apresentou uma curva de superfície mais acentuada para valores negativos em distâncias longas próximas de 4000 km em qualquer vazão. E, também apresentou VPL próximo de zero para a vazão de 1 MMSFCD. O maior valor do VPL foi de $ 1.210 MM para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km. De certa forma, a curva de superfície apresenta uma inclinação maior quando se utiliza vazões acima de 150 MMSFCD, o que indica uma competitividade no mercado para vazões altas em relação às demais tecnologias.

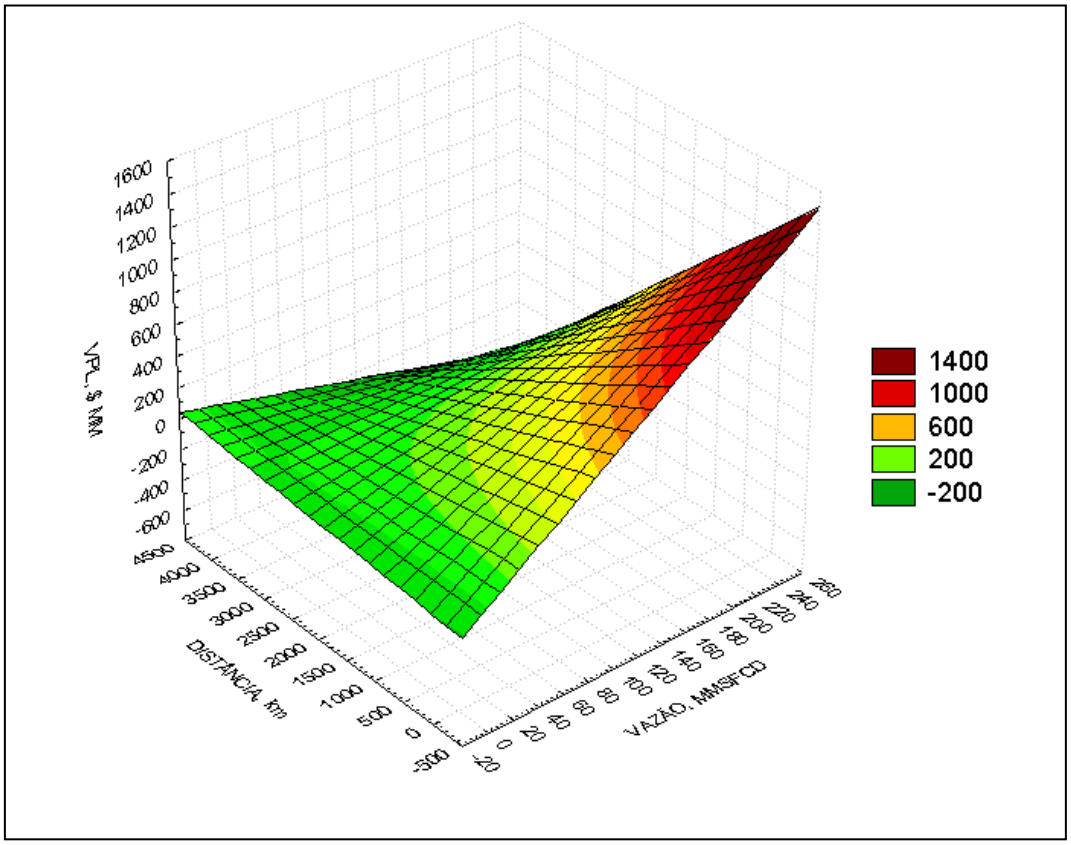


Figura 5.6: VPL da tecnologia *GTW Offshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

Os resultados mostram para um tempo de projeto de 20 anos e mesma taxa, a tecnologia de *Gasoduto* é na maioria dos casos, a tecnologia mais cara para o transporte de GN em área *Offshore*, ou seja, os custos de transporte são muito altos e precisam de um tempo de projeto maior para se tornar mais rentável. A tecnologia é inviável para vazões baixas, na qual apresentou VPL negativos. À medida que aumenta a vazão e distância, o aumento da receita faz com que para determinadas distâncias, seja viável o transporte.

Segundo SUBERO *et al* (2004), para a vazão de 100 MMSFCD e distância curta de 200 km, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou maior VPL seguido das tecnologias de *GNC* e *GNL* para uma taxa de desconto de 10% a.a e período de projeto de 30 anos.

A Tabela 5.1 apresenta os resultados do ranking das tecnologias de aproveitamento do GN, esta tabela foi baseada no Apêndice 7, que representa os

resultados das Figuras 5.1 a 5.6. De acordo com os VPLs obtidos, podem-se verificar as tecnologias que mais se destacaram em relação à vazão e a distância.

Tabela 5.1: Ranking das tecnologias de aproveitamento do GN *Offshore*.

Vazão	**Distância**	***GNL***	***Gasoduto***	***GNC***	***HGN***	***GTL***	***GTW***
1	100	*4*	*Inviável*	*5*	*1*	*3*	*2*
1	500	*4*	*Inviável*	*5*	*1*	*3*	*2*
1	1000	*4*	*Inviável*	*5*	*1*	*2*	*3*
1	1500	*4*	*Inviável*	*5*	*1*	*2*	*3*
1	2000	*3*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*4*
1	3000	*3*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*4*
1	4000	*3*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*Inviável*
50	100	*6*	*3*	*1*	*2*	*5*	*4*
50	500	*5*	*6*	*2*	*1*	*4*	*3*
50	1000	*5*	*Inviável*	*2*	*1*	*3*	*4*
50	1500	*5*	*Inviável*	*2*	*1*	*3*	*4*
50	2000	*4*	*Inviável*	*2*	*1*	*3*	*5*
50	3000	*4*	*Inviável*	*3*	*1*	*2*	*5*
50	4000	*3*	*Inviável*	*4*	*1*	*2*	*Inviável*
150	100	*6*	*3*	*1*	*2*	*5*	*4*
150	500	*6*	*3*	*1*	*2*	*5*	*4*
150	1000	*5*	*6*	*2*	*1*	*3*	*4*
150	1500	*5*	*6*	*2*	*1*	*3*	*4*
150	2000	*4*	*Inviável*	*2*	*1*	*3*	*5*
150	3000	*4*	*Inviável*	*2*	*1*	*3*	*5*
150	4000	*4*	*Inviável*	*3*	*1*	*2*	*Inviável*
250	100	*6*	*3*	*1*	*2*	*5*	*4*
250	500	*6*	*3*	*1*	*2*	*5*	*4*
250	1000	*6*	*4*	*2*	*1*	*3*	*5*
250	1500	*5*	*6*	*2*	*1*	*3*	*4*
250	2000	*4*	*6*	*2*	*1*	*3*	*5*
250	3000	*4*	*Inviável*	*2*	*1*	*3*	*5*
250	4000	*4*	*Inviável*	*3*	*1*	*2*	*Inviável*

Fonte: Elaboração Própria.

Com relação aos resultados, as tecnologias de *GNC* e *HGN* são bastante competitivas para vazões entre 50 e 250 MMSFCD. Ao utilizar vazões baixas de 1 MMSFCD, o *GTL* apresentou certa competitividade em relação a tecnologia de *HGN*. Já a tecnologia *GTW* começa a ser inviável para distâncias próximas a 4000 km. O *GNL*, *HGN* e *GTL* são as únicas tecnologias que apresentaram VPL positivo para as distâncias estudadas devido ao custo de investimento e tarifa de transporte ser menor que as demais tecnologias.

Segundo SUBERO *et al* (2004) e WANG *et at* (2008), a tecnologia de *GNC* apresentou uma maior rentabilidade para distâncias médias de transporte de GN e para distâncias mais longas, a tecnologia de *GNL*. O custo da tarifa de transporte do *GNL*

diminui para distâncias longas, por esta razão, a tecnologia de *GNL* apresentou maior rentabilidade.

Em distâncias inferiores a 500 km e vazão acima de 50 MMSCFD, o *GNC* é a tecnologia com maior rentabilidade por apresentar um VPL positivo superior às demais tecnologias seguido da tecnologia de *HGN*, que apresentou maior rentabilidade para distância acima de 500 km. Caso utilize vazões baixas de 1 MMSCFD, a tecnologia com maior rentabilidade foi o *HGN* por apresentar um VPL maior.

5.2 – Estudo de caso do aproveitamento do gás natural *Offshore*

A proposta desta seção é de calcular a viabilidade econômica das tecnologias de aproveitamento do GN *Offshore* no mercado brasileiro em função da vazão e a distância a partir das principais fontes de gás natural até destino final onde há pouca oferta de gás natural e entre os grandes centros consumidores, com base nas reservas de gás natural apresentadas no capítulo 2.

A Tabela 5.2 apresenta as distâncias entre a fonte e o destino final para o cálculo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do GN *Offshore*. De acordo com as distâncias desses mercados e o volume de gás natural transportado, pode-se então calcular a viabilidade econômica das tecnologias em estudo a partir da programação feita no Microsoft© Excel.

Tabela 5.2: Distância entre a Fonte e Destino de Gás Natural *Offshore*.

FONTE	DESTINO	DISTÂNCIA (km)
Rio Grande do Norte (Guamaré)	Pará (Belém)	1800
	Pernambuco (Recife)	500
	Maranhão (São Luis)	1000
	Ceará (Fortaleza)	300
São Paulo (Santos)	Santa Catarina (Florianópolis)	500
	Rio Grande do Sul (Porto Alegre)	1000
Bahia (São Francisco)	Sergipe (Aracaju)	400
	Alagoas (Maceió)	600
Rio de Janeiro (Cabiúnas)	São Paulo (Santos)	500
	Espírito Santo (Lagoa Parda)	500
Espírito Santo (Lagoa Parda)	São Paulo (Santos)	1000
	Bahia (São Francisco)	1000

Fonte: Elaboração própria com base no Google Maps.

O presente estudo levou em consideração as vazões de 50 e 250 MMSFCD para calcular a viabilidade econômica das formas de aproveitamento do GN. A escolha das vazões tomou como base os trabalhos de SUBERO *et al* (2004) e WANG *et al* (2008), na qual foram utilizadas uma vazão inferior e uma vazão mediana em relação aos dos autores.

A Figura 5.7 representa as rotas de transporte de GN *Offshore* entre cidades apresentadas na Tabela 5.2, na qual corresponde a uma distância aproximada utilizada para o calculo de viabilidade econômica de cada tecnologia.

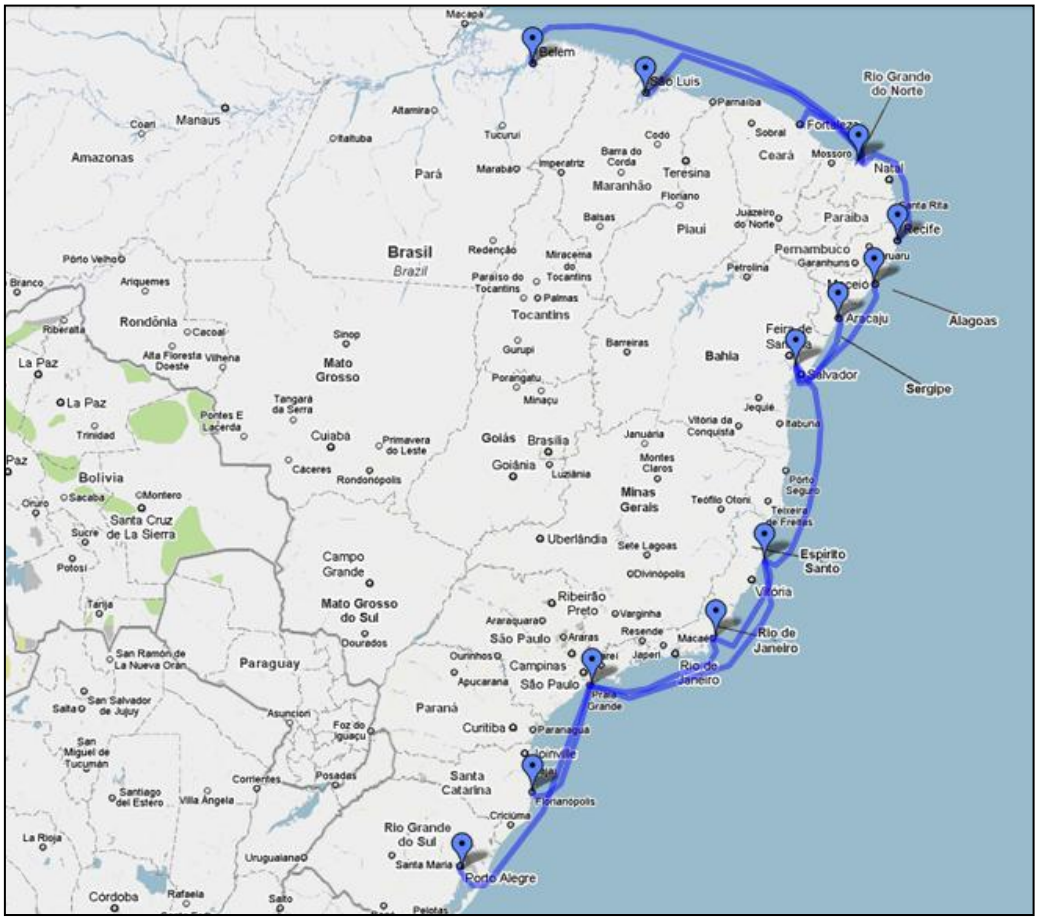


Figura 5.7: Distância entre a fonte e o destino do GN *Offshore*.
Fonte: Elaboração própria com base no Google Maps.

A seguir, são apresentadas as Figuras 5.8 a 5.15 com os resultados dos estudos de caso para vazões de 50 e 250 MMSCFD e distâncias apresentadas de acordo com a Tabela 5.2. Os cálculos que geraram as Figuras 5.8 a 5.15 encontram-se nos Apêndices 8 a 15.

A Figura 5.8 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o VPL para uma vazão de 50 MMSCFD e as distâncias estudadas. Os resultados mostram que a partir de distância em torno de 800 km, o VPL apresentou valores negativos para o transporte de GN por *Gasoduto*, ou seja, a tecnologia é inviável para essas condições. A tecnologia de *GNC* é bastante competitiva em relação à tecnologia de *HGN* para distâncias de até 500 km, pois, ambos apresentaram VPL próximos, a partir de 500 km, e a tecnologia de *HGN* é a mais rentável por apresentar VPL maior.

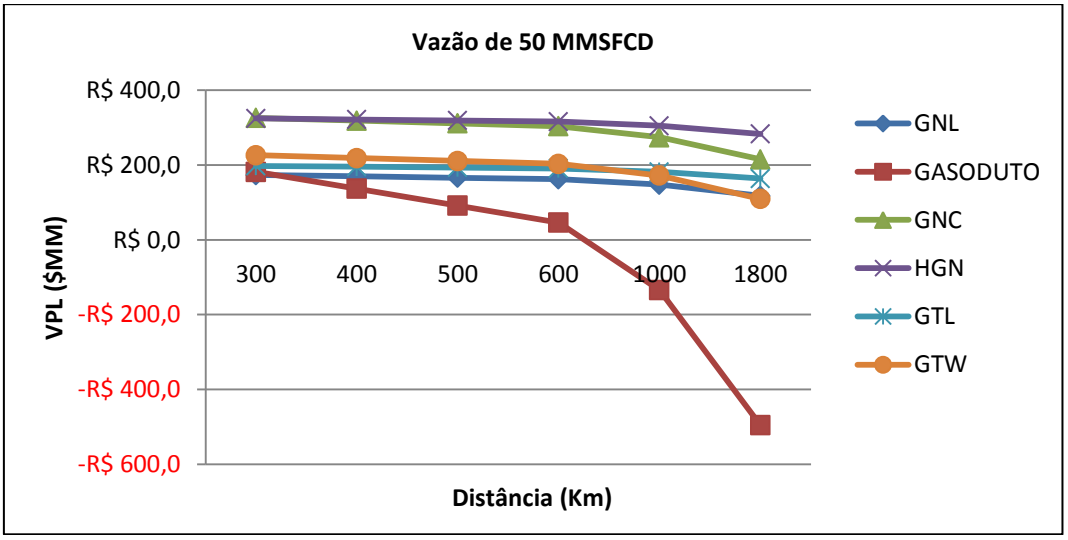


Figura 5.8: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.9 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando a TIR para uma vazão de 50 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou uma alta TIR, ou seja, esta taxa indica que o projeto apresenta uma rentabilidade alta devido ao baixo custo de investimento para este estudo de caso. Cada TIR indica a rentabilidade e esta taxa é intrínseca a cada projeto. Para uma distância acima de 500 km, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou a menor TIR, apresentando valor negativo a partir de 1800 km. Este estudo de viabilidade indica que para uma TIR maior que TMA, que neste caso é de 10% a.a, o projeto é viável economicamente, ou seja, para uma distância maior que 1000 km, o *Gasoduto* torna-se inviável economicamente.

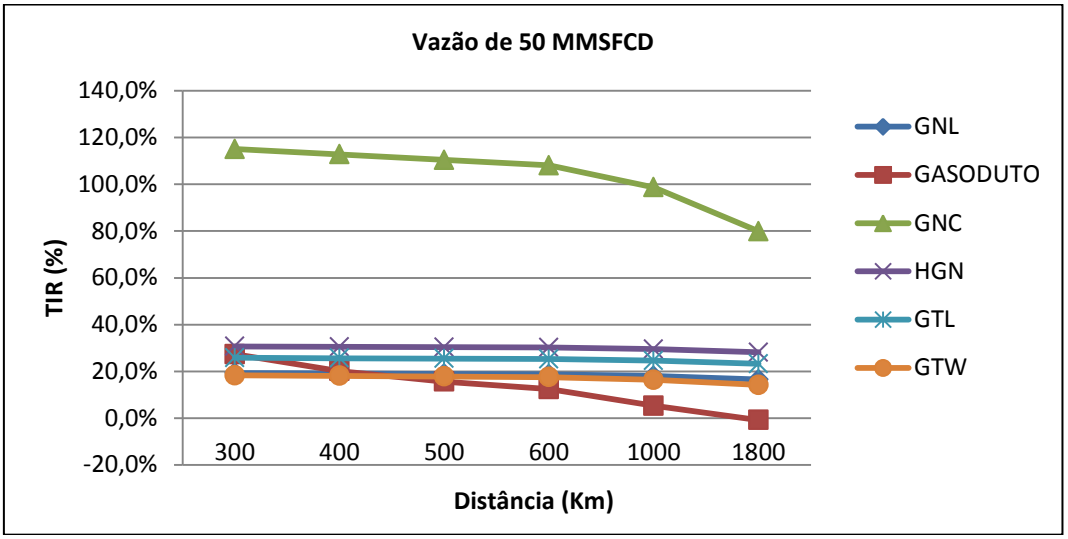


Figura 5.9: TIR x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.10 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o Payback simples (sem a taxa de desconto) para uma vazão de 50 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou um tempo retorno de investimento rápido diante das demais tecnologias. Para uma distância acima de 500 km, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou um tempo de retorno de investimento mais lento devido ao alto custo de investimento e por isso leva mais tempo para retornar o capital investido. Observa-se que as tecnologias de *GNL*, *GTL* e *GTW* apresentaram Payback entre 4 e 6 anos, essas tecnologias são bastante competitivas no mercado mas, perdem para as tecnologias de *GNC* e o *HGN*.

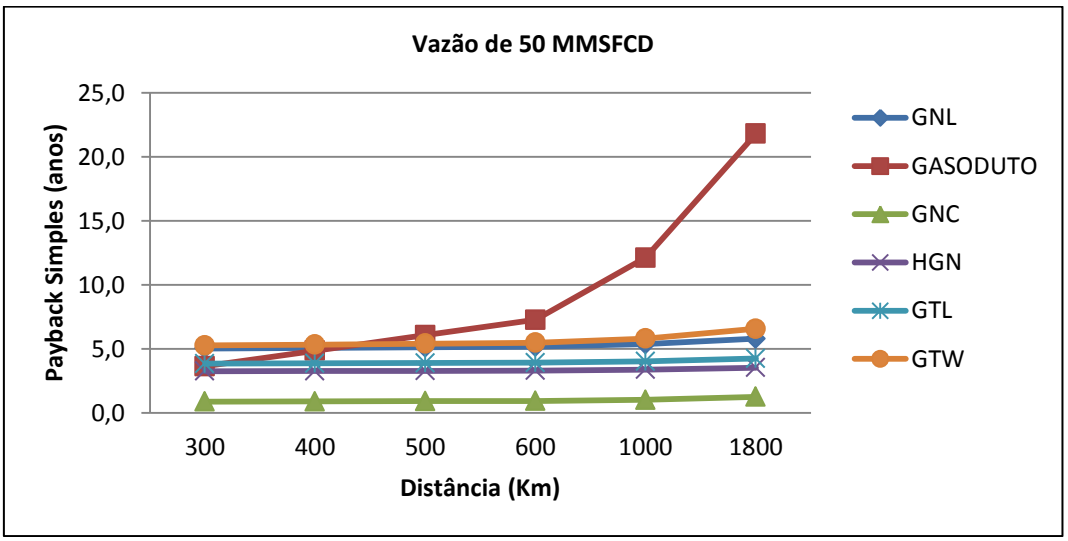


Figura 5.10: Payback Simples x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.11 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o Payback descontado para uma vazão de 50 MMSCFD e as distâncias estudadas. Este método de avaliação econômica utiliza uma TMA e a tecnologia de *GNC* apresentou um tempo de retorno de investimento rápido diante das demais tecnologias, mas com Payback maior em relação ao Payback Simples obtido anteriormente na Figura 5.10. Para uma distância acima de 500 km, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou um tempo de retorno de investimento mais lento devido ao alto custo de investimento e por isso leva mais tempo para retornar o capital investido.

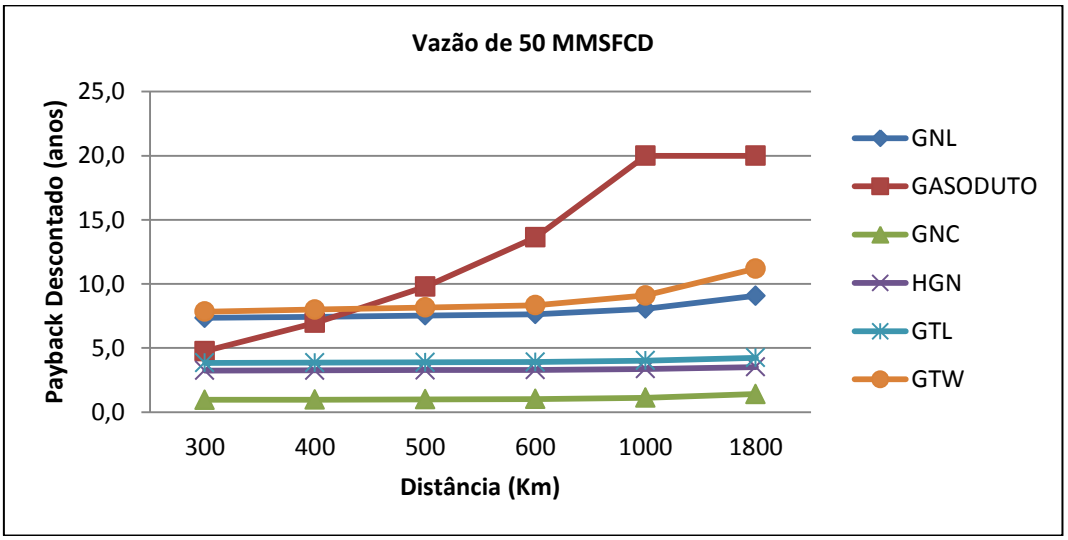


Figura 5.11: Payback descontado x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.12 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o VPL para uma vazão mais alta de 250 MMSCFD e as distâncias estudadas. Observa-se que ao aumentar a vazão de GN, o VPL também aumentou. A tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para distância inferior a 800 km, acima desta distância, a tecnologia de *HGN* apresentou maior rentabilidade e torna-se a tecnologia mais rentável economicamente. Observa-se que a tecnologia de *GNL* apresentou VPL inferior as demais tecnologias para distância inferior a 1000 km. Para a distância de 1800 km, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou o menor VPL.

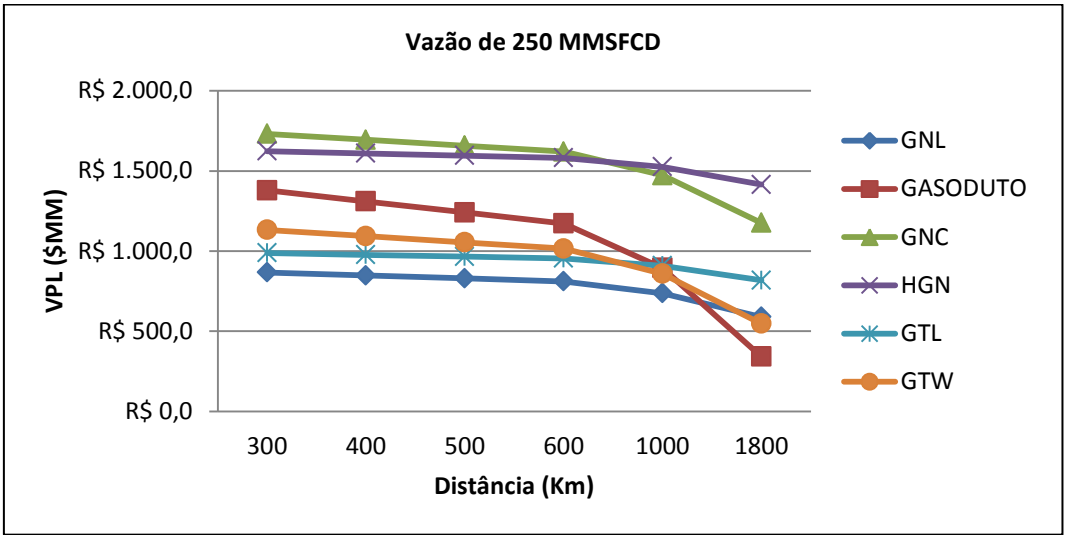


Figura 5.12: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.13 apresenta o estudo de viabilidade econômica das tecnologias de transporte de GN utilizando a TIR para uma vazão de 250 MMSCFD e as distâncias estudadas. Observa-se que ao aumentar a vazão de GN, houve um aumento da receita, a tecnologia de *GNC* apresentou uma alta TIR devido ao baixo custo de investimento. Para a distância de 1800 km, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou menor TIR, sendo que para distância inferior a 1000 km, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou a segunda maior TIR. As tecnologias de transporte são viáveis economicamente para esta vazão de GN e distâncias estudadas, pois apresentaram TIR maior que a TMA aplicada na avaliação de projetos.

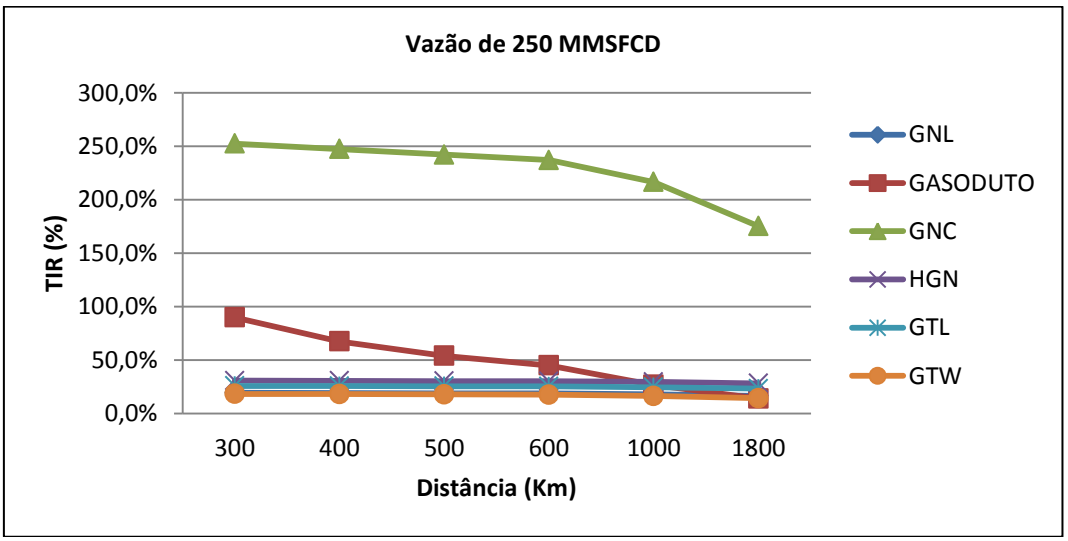


Figura 5.13: TIR x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.14 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o Payback simples (sem a taxa de desconto) para uma vazão de 250 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou um tempo de retorno de investimento rápido diante das demais tecnologias. Para uma distância de 1800 km, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou um tempo de retorno de investimento mais lento devido ao alto custo de investimento e por isso leva mais tempo para retornar o capital investido. Observa-se que para esta vazão e as distâncias estudadas, todas as tecnologias são viáveis economicamente para o tempo de projeto de 20 anos, na qual o tempo máximo de retorno do investimento foi de 6,7 anos para o *Gasoduto*.

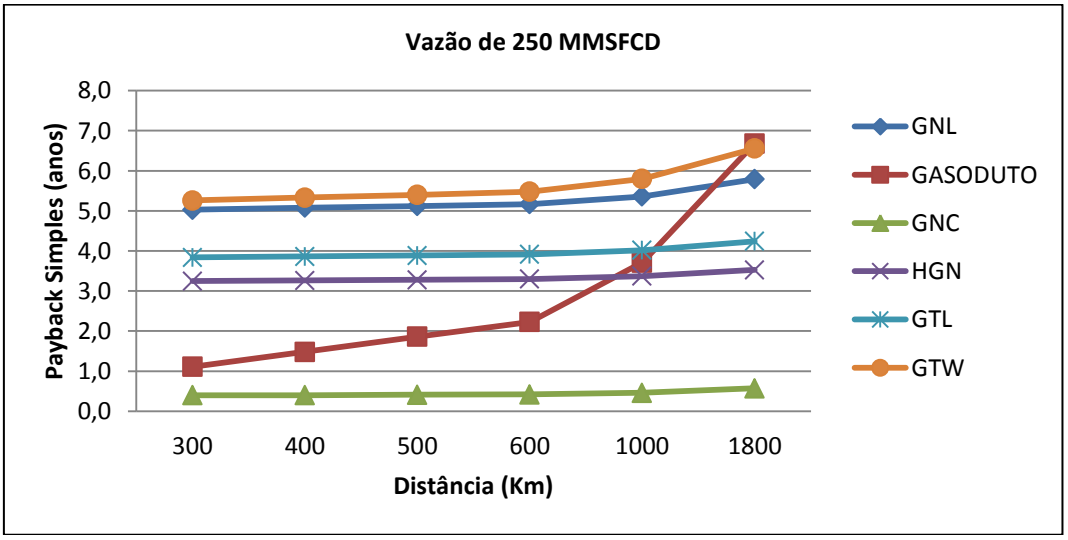


Figura 5.14: Payback Simples x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.15 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o Payback descontado para uma vazão de 250 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou um tempo de retorno de investimento rápido. Ao utilizar uma taxa de desconto, as tecnologias necessitam de mais tempo para retornar o capital investido em relação ao Payback simples. Para uma distância de 1800 km, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou um tempo de retorno de investimento mais lento devido ao alto custo de investimento. Observa-se que para esta vazão e as distâncias estudadas, todas as tecnologias são viáveis economicamente para o tempo de projeto de 20 anos, na qual o tempo máximo de retorno do investimento foi de 11,6 anos para o *Gasoduto*.

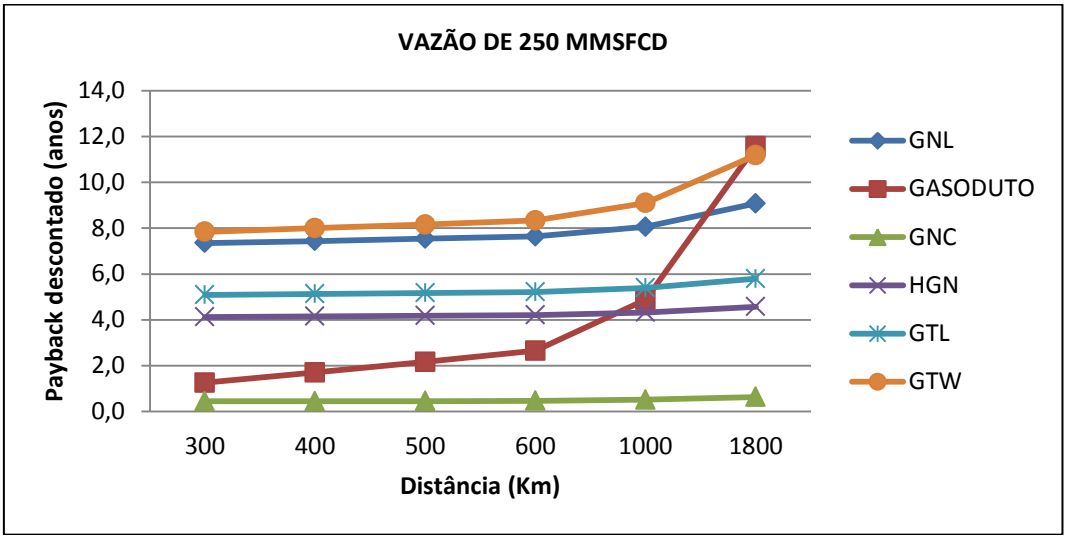


Figura 5.15: Payback descontado x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

De acordo com as Figuras 5.8 a 5.15, observa-se que à medida que aumenta a distância para uma determinada vazão de gás natural, o VPL diminui e a TIR também diminui, as tecnologias de transporte de GN também apresentaram um período Payback maior devido ao aumento do custo da tarifa de transporte, que é função da distância. Ao utilizar uma vazão de gás natural de 250 MMSCFD, verifica-se que há um aumento no custo de investimento, operação, tarifa de transporte e receita, consequentemente, há um aumento do VPL, TIR e Período Payback.

Segundo CHANG (2001) e BAIOCO *et al* (2007), as tecnologias que mais se destacaram foram o *GNC* e *GTW*. O Período Payback apresentou um tempo de retorno de investimento rápido, indicando em curto prazo que estas tecnologias são as mais promissoras para o aproveitamento do gás natural.

De acordo com os resultados, a tecnologia de *GNC* apresentou a melhor solução para o projeto de viabilidade econômica do aproveitamento do GN *Offshore* para distâncias inferiores a 600 km. Acima desta distância, a tecnologia de *HGN* torna-se mais competitiva em relação à tecnologia de *GNC* ao apresentar uma rentabilidade econômica melhor. Verifica-se que para o caso da tecnologia de *Gasoduto*, a variação da vazão e distância influencia muito mais do que nas demais tecnologias já que o custo do investimento é uma função da vazão e distância. Observa-se que para uma vazão de

50 MMSCFD, a tecnologia de *Gasoduto* torna-se inviável para distâncias maiores que 800 km. Ao aumentar a vazão de GN para 250 MMSFCD, a tecnologia torna-se viável para as distâncias estudadas e apresenta uma maior competitividade com o *GNC*. A tecnologia de *Gasoduto* é mais sensível em relação à variação da distância. Já as tecnologias de *HGN*, *GTL* e *GNL* são menos sensíveis.

5.3 – Tecnologias de aproveitamento do gás natural *Onshore*

O transporte de GN *Onshore* é realizado por caminhão apropriado entre a fonte de GN e o destino final. As tecnologias de transporte que utilizam caminhões são *GNC*, *GNL*, *HGN* e *GTL*. Para as demais tecnologias como *Gasoduto* e *GTW*, o transporte de GN é realizado por dutos ou transformado em energia elétrica e transportado via cabos, respectivamente.

A partir da programação feita no Microsoft© Excel, calculou-se o VPL para cada tecnologia *Onshore* em função da vazão e a distância final entre a fonte e o destino do GN. Os dados de entrada de vazão e distância foram os mesmos utilizados no segmento *Offshore*. Os cálculos que geraram as Figuras 5.16 a 5.21 encontram-se no Apêndice 16.

A Figura 5.16 apresenta o VPL da tecnologia de *GNL*. É possível observar que à medida que aumenta a distância ou diminui a vazão de gás natural, o VPL diminui devido a aumento dos custos pela distância e diminuição da receita pelo baixo consumo de gás natural. Para distâncias acima de 2000 km e qualquer vazão utilizada, o VPL para esta tecnologia foi negativo, ou seja, a tecnologia é inviável nessas condições de transporte de GN. A curva de superfície para esta tecnologia apresentou uma inclinação pouco acentuada quando comparado com as demais tecnologias. Ao utilizar uma vazão acima de 50 MMSFCD e distância de até 1500 km, a tecnologia apresentou VPLs positivo, viabilizando o transporte de GN. Observa-se que para a maior vazão utilizada de 250 MMSCFD e menor distância de 100 km, o VPL foi de $ 862 MM.

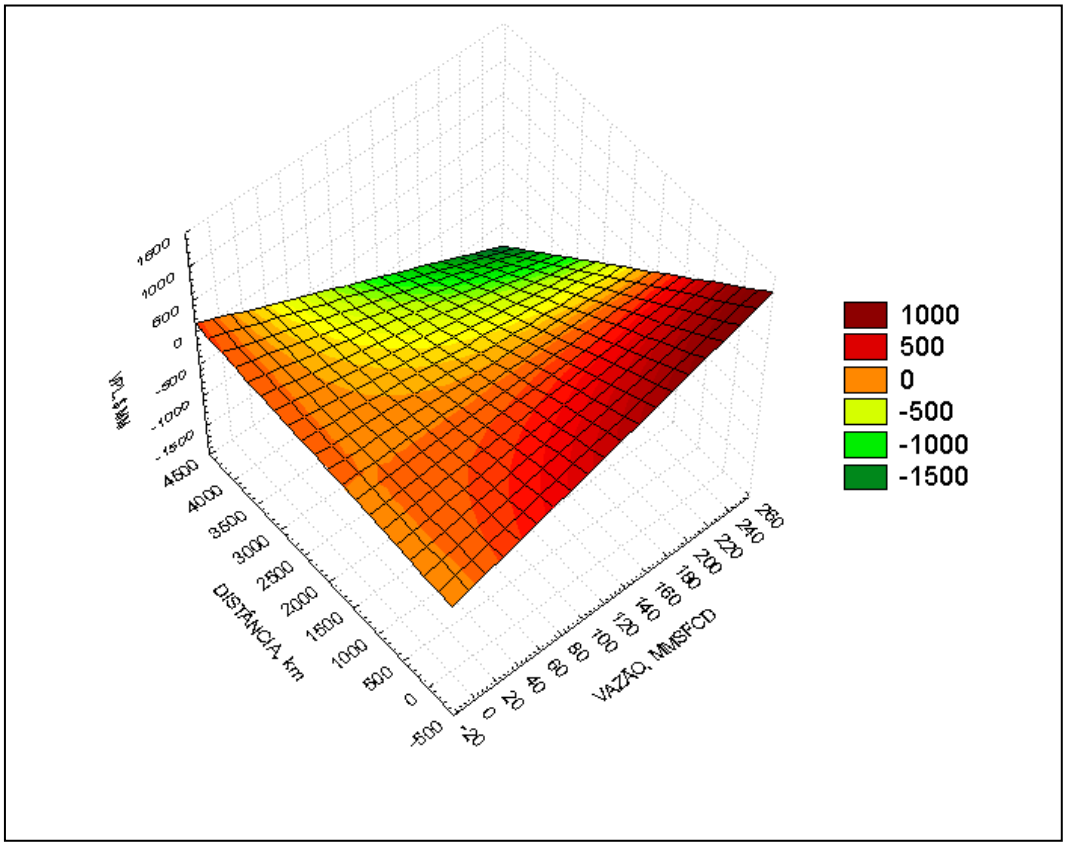


Figura 5.16: VPL da tecnologia *GNL Onshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.17 apresenta o VPL da tecnologia de *GNC*. Observa-se que para vazões inferiores a 50 MMSCFD, o VPL apresentou valores próximos de zero. A tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL de $ 1.752 MM para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km. Por esta razão, a tecnologia de *GNC* apresentou uma curva de superfície mais acentuada em relação às demais tecnologias. Ao utilizar vazões entre 100 a 250 MMSCFD, o VPL apresentou valores negativos para a distância acima de 2000 km, indicando a inviabilidade desta tecnologia nessas condições de transporte. Para esta mesma faixa de vazão e distância de até 1500 km, a tecnologia de *GNC* apresentou uma competitividade no mercado por apresentar VPLs altos.

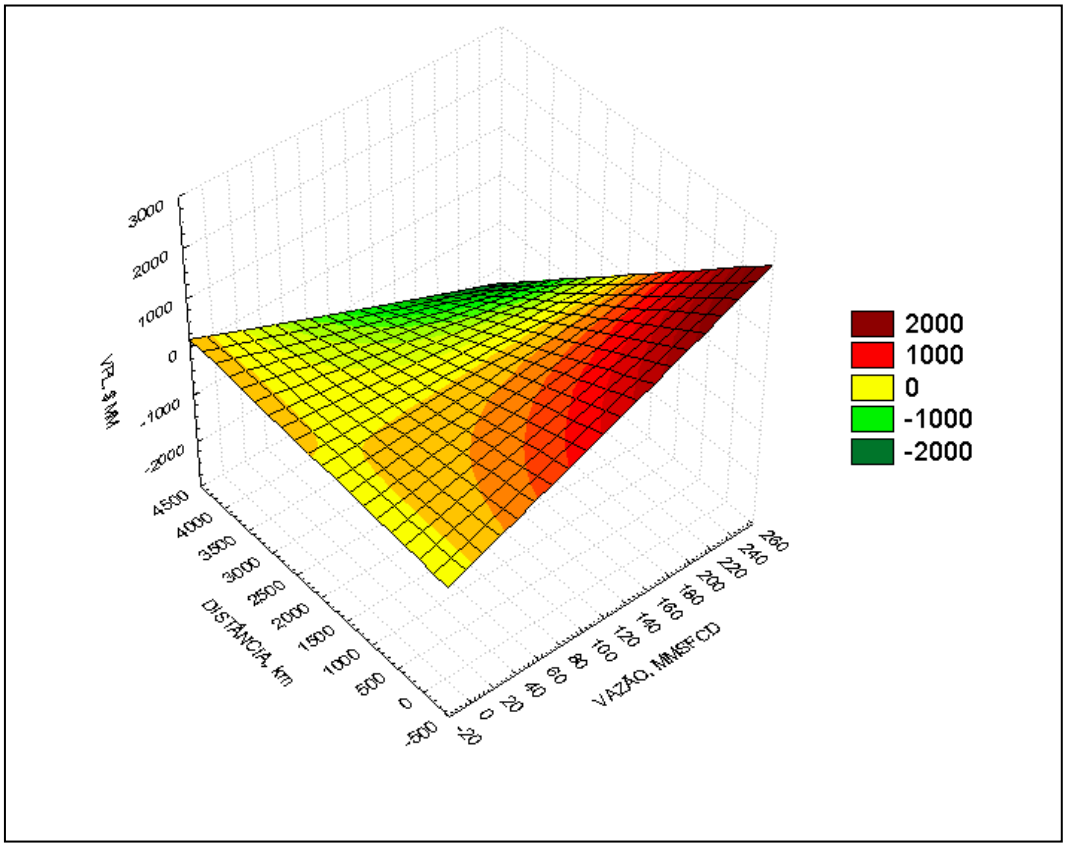


Figura 5.17: VPL da tecnologia *GNC Onshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.18 apresenta o VPL da tecnologia de *GASODUTO*. Para uma vazão baixa próxima de 1 MMSCFD e distâncias acima de 500 km, o VPL apresentou valores negativos, inviabilizando o transporte de GN. Para vazões de GN acima de 50 MMSCFD e distâncias acima de 3000 km, o VPL também apresentou valores negativos. O maior valor do VPL foi de $ 1.530 MM para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km. A tecnologia de *Gasoduto* apresentou uma curva de superfície acentuada para distâncias curtas de até 1000 km, na qual é a região com maiores VPLs. Para as distâncias acima de 3000 km, a curva de superfície da tecnologia de *Gasoduto* apresentou uma inclinação para valores negativos de VPLs, ou seja, esta tecnologia é inviável para o transporte de GN nessas condições devido ao custo de transporte aumentar muito com a distância.

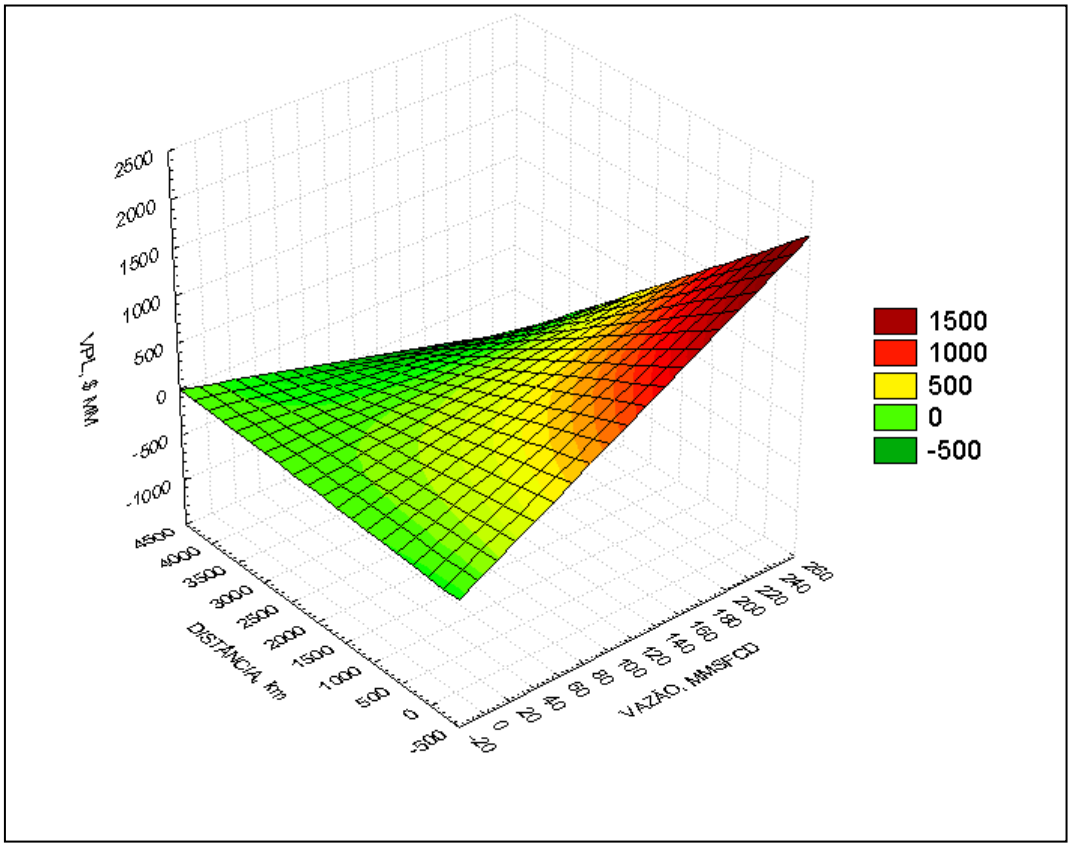


Figura 5.18: VPL da tecnologia *GASODUTO Onshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.19 apresenta o VPL da tecnologia de *HGN*. A tecnologia de HGN apresentou para qualquer vazão ou distância utilizada, valores positivos de VPLs. O maior valor do VPL foi de $ 1.531 MM para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km, na qual mostrou uma inclinação na curva de superfície um pouco inferior ao da tecnologia de *GNC*, mas superior às demais tecnologias. A tecnologia de *HGN* apresentou VPLs altos para vazões acima de 150 MMSFCD e mostrou uma sensibilidade menor em relação ao aumento da distância. Por esta razão, a tecnologia de *HGN* apresentou uma curva de superfície acentuada, e em distâncias de até 3500 km, nas vazões acima de 150 MMSFCD, a tecnologia de transporte de *HGN* é bastante competitiva no mercado nessas condições, por apresentar VPLs altos. Para vazões inferiores a 20 MMSFCD, a tecnologia de *HGN* apresentou VPLs próximo de zero.

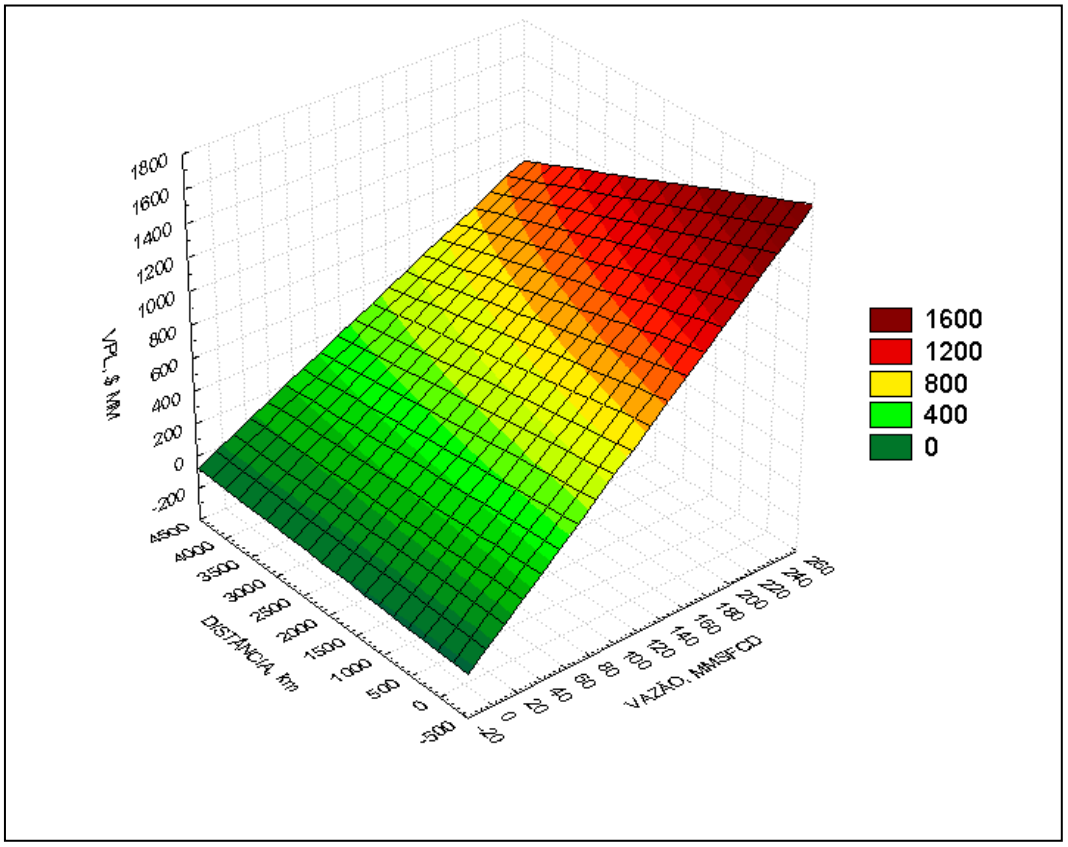


Figura 5.19: VPL da tecnologia *HGN Onshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.20 apresenta o VPL da tecnologia de *GTL*. A tecnologia de GTL apresentou valores positivo para qualquer vazão ou distância estudadas. O maior valor do VPL foi de $ 1.009 MM para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km. A curva de superfície da tecnologia de *GTL* não foi tão acentuada quanto às demais tecnologias. Observa-se através da curva de superfície que os maiores VPLs desta tecnologia foi para distâncias de até 1500 km e vazões acima de 200 MMSFCD. Para vazões baixas de aproximadamente 1 MMSFCD e as distâncias estudadas, o VPL foi próximo de zero.

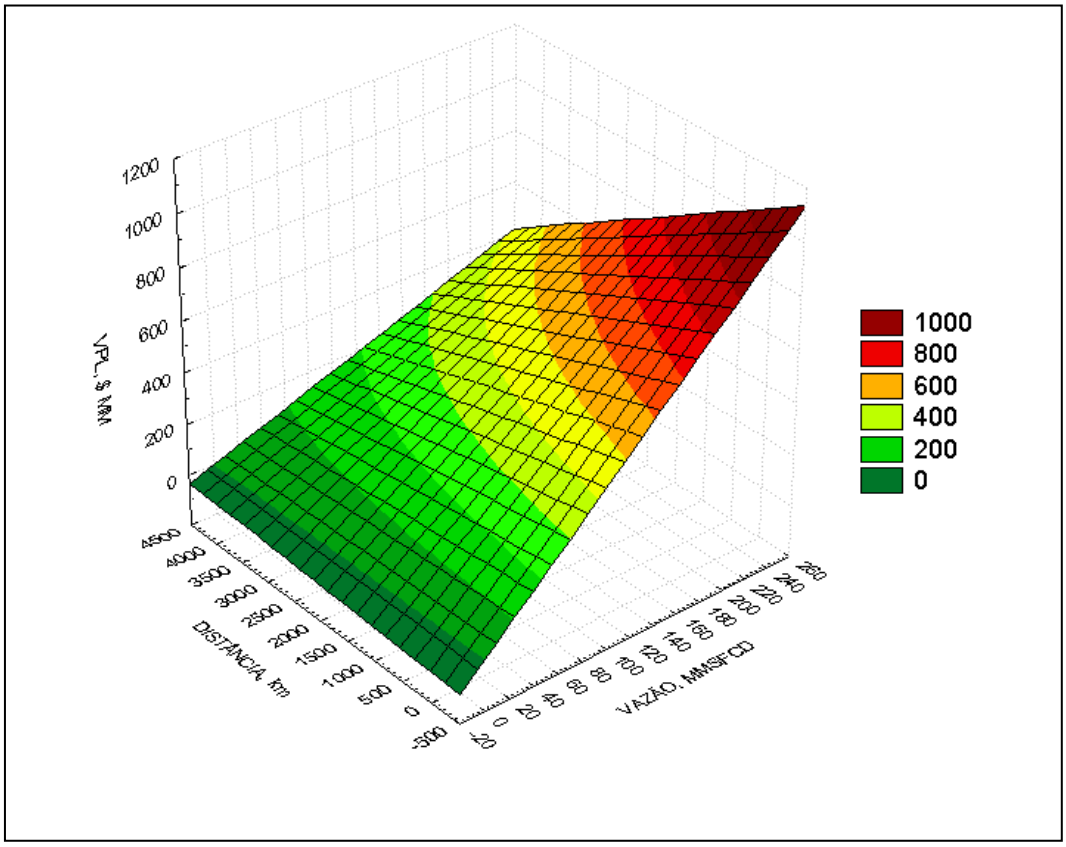


Figura 5.20: VPL da tecnologia *GTL Onshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.21 apresenta o VPL da tecnologia de *GTW*. A tecnologia de *GTW* apresentou uma curva de superfície acentuada para valores negativos de VPL para distâncias acima de 3500 km, inviabilizando o transporte de GN. O maior valor do VPL foi de $ 1.210 MM para a vazão de 250 MMSCFD e distância de 100 km. Observa-se que para vazões acima de 150 MMSFCD e distâncias de até 1000 km, a tecnologia de *GTW* apresentou maiores VPLs nessas condições.

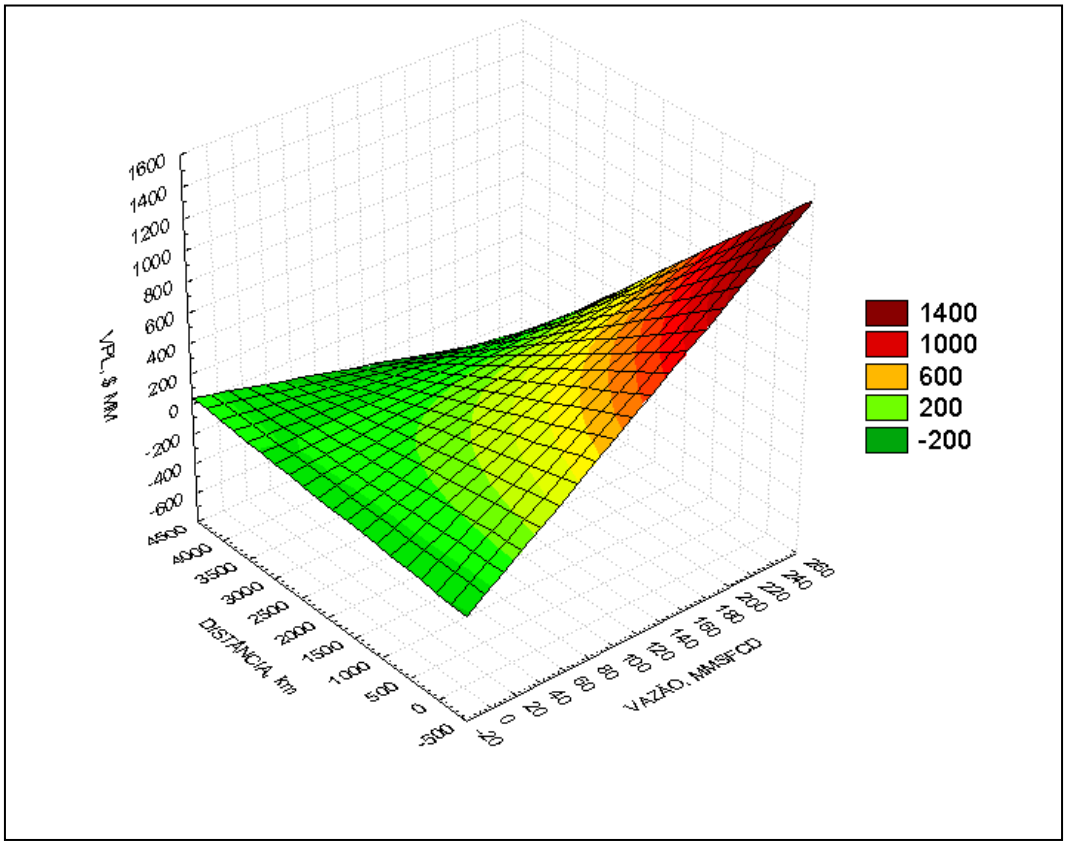


Figura 5.21: VPL da tecnologia *GTW Onshore* em função da distância e vazão.
Fonte: Elaboração Própria.

A Tabela 5.3 apresenta os resultados do ranking das tecnologias de aproveitamento do GN *Onshore*, esta tabela foi baseada no Apêndice 16, que representa os resultados das Figuras 5.16 a 5.21. De acordo com os VPLs obtidos, verifica-se que as tecnologias que mais se destacaram em relação à vazão e a distância foram o *HGN* e o *GTL*.

A tecnologia de *HGN* para esse estudo apresentou os melhores resultados para o transporte de GN *Onshore*, sendo a tecnologia com maior rentabilidade econômica. A tecnologia de *Gasoduto* é inviável para distâncias acima de 3000 km nas vazões acima de 50 MMSFCD e vazões inferiores a 50 MMSCFD para distâncias acima de 500 km, pois apresentou VPLs negativos. A tecnologia de *GTW* começa a ser inviável a partir de 3500 km. O *HGN* e *GTL* são as únicas tecnologias que apresentaram VPL positivo para as distâncias estudadas devido ao baixo custo de investimento e tarifa de transporte, portanto, apresentaram os melhores resultados tornando-se as principais tecnologias de transporte de GN no segmento *Onshore*. O transporte de *GNC* é inviável para baixas

vazões de GN para distâncias acima de 1000 km. E, inviável também para distâncias acima de 3000 km e vazões acima de 150 MMSFCD. A tecnologia de GNL apresentou o pior resultado para o transporte de GN devido ao alto custo de investimento e tarifa de transporte, tornando a tecnologia menos competitiva no mercado.

Tabela 5.3: Ranking das tecnologias de aproveitamento do GN *Onshore.*

Vazão	***Distância***	***GNL***	***Gasoduto***	***GNC***	***HGN***	***GTL***	***GTW***
1	100	*5*	*3*	*6*	*1*	*4*	*2*
1	500	*4*	*Inviável*	*5*	*1*	*3*	*2*
1	1000	*4*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*3*
1	1500	*4*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*3*
1	2000	*Inviável*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*3*
1	3000	*Inviável*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*3*
1	4000	*Inviável*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*Inviável*
50	100	*6*	*3*	*1*	*2*	*5*	*4*
50	500	*6*	*3*	*2*	*1*	*5*	*4*
50	1000	*6*	*2*	*5*	*1*	*3*	*4*
50	1500	*6*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*
50	2000	*Inviável*	*4*	*Inviável*	*1*	*2*	*3*
50	3000	*Inviável*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*3*
50	4000	*Inviável*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*Inviável*
150	100	*5*	*3*	*1*	*2*	*4*	*6*
150	500	*6*	*3*	*2*	*1*	*5*	*4*
150	1000	*6*	*2*	*3*	*1*	*4*	*5*
150	1500	*6*	*3*	*5*	*1*	*2*	*4*
150	2000	*Inviável*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*
150	3000	*Inviável*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*3*
150	4000	*Inviável*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*Inviável*
250	100	*6*	*3*	*1*	*2*	*5*	*4*
250	500	*6*	*3*	*2*	*1*	*5*	*4*
250	1000	*6*	*2*	*3*	*1*	*4*	*5*
250	1500	*6*	*3*	*5*	*1*	*2*	*4*
250	2000	*Inviável*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*
250	3000	*Inviável*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*3*
250	4000	*Inviável*	*Inviável*	*Inviável*	*1*	*2*	*Inviável*

Fonte: Elaboração Própria.

5.4 – Estudo de caso do aproveitamento do gás natural *Onshore*

Assim como a proposta da seção 5.2, o objetivo deste estudo é de calcular a viabilidade econômica das formas de transporte de GN *Onshore* no mercado brasileiro em função da vazão de GN e a distância entre fonte de GN até o destino final onde o mercado apresenta uma demanda de GN, mas com pouca oferta deste gás, utilizando a mesma programação feita no Microsoft© Excel. As vazões utilizadas foram 50 e 250 MMSFCD.

A Tabela 5.4 apresenta a distância entre a fonte e o destino final utilizado para o cálculo de viabilidade econômica das formas de transporte do GN *Onshore*. De acordo com as distâncias desses mercados e o volume de GN transportado, calculou-se a viabilidade econômica de cada tecnologia em estudo.

Tabela 5.4: Distância entre a Fonte e Destino de Gás Natural *Onshore*.

FONTE	DESTINO	DISTÂNCIA (km)
Rio Grande do Norte (Guamaré)	Piauí (Teresina)	1000
	Maranhão (São Luis)	1300
	Pará (Belém)	1800
	Ceará (Juazeiro do Norte)	500
	Tocantins (Palmas)	1800
São Paulo (Santos)	Goiás (Goiânia)	1000
	Mato Grosso (Cuiabá)	1800
	Brasília (Distrito Federal)	1000
	Santa Catarina (Joinville)	500
Bahia (São Francisco)	Sergipe (Aracaju)	300
	Alagoas (Maceió)	600
Rio de Janeiro (Cabiúnas)	Minas Gerais (Uberlândia)	1000
	Minas Gerais (Belo Horizonte)	500
	Espírito Santo (Vitória)	300
Espírito Santo (Lagoa Parda)	Bahia (São Francisco)	1000
	Tocantins (Palmas)	1800
	Bahia (Porto Seguro)	500

Fonte: Elaboração própria com base no Google Maps.

A Figura 5.22 representa as rotas de transporte de GN *Onshore* entre as cidades apresentadas na Tabela 5.4, na qual corresponde a uma distância aproximada utilizada para o calculo de viabilidade econômica de cada tecnologia. Essas rotas são as distâncias obtidas entre a fonte de GN e o destino final.

Figura 5.22: Distância entre a fonte e o destino do GN *Onshore.*
Fonte: Elaboração própria com base no Google Maps.

A seguir, são apresentadas as Figuras 5.23 a 5.30 com os resultados dos estudos de caso para vazões de 50 e 250 MMSCFD e distâncias apresentadas de acordo com a Tabela 5.4. Os cálculos que geraram as Figuras 5.23 a 5.30 encontram-se nos Apêndices 17 a 24.

A Figura 5.23 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o VPL para uma vazão de 50 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *HGN* apresentou VPL maior em relação às demais tecnologias e uma sensibilidade menor do VPL com o aumento da distância. Observa-se que a tecnologia *GNL* torna-se inviável para a distância de 1800 km. Para a distância de 300 km, as tecnologias *HGN*, *GNC* e *Gasoduto* são bastante competitivos para o transporte de GN, pois apresentaram VPL próximos.

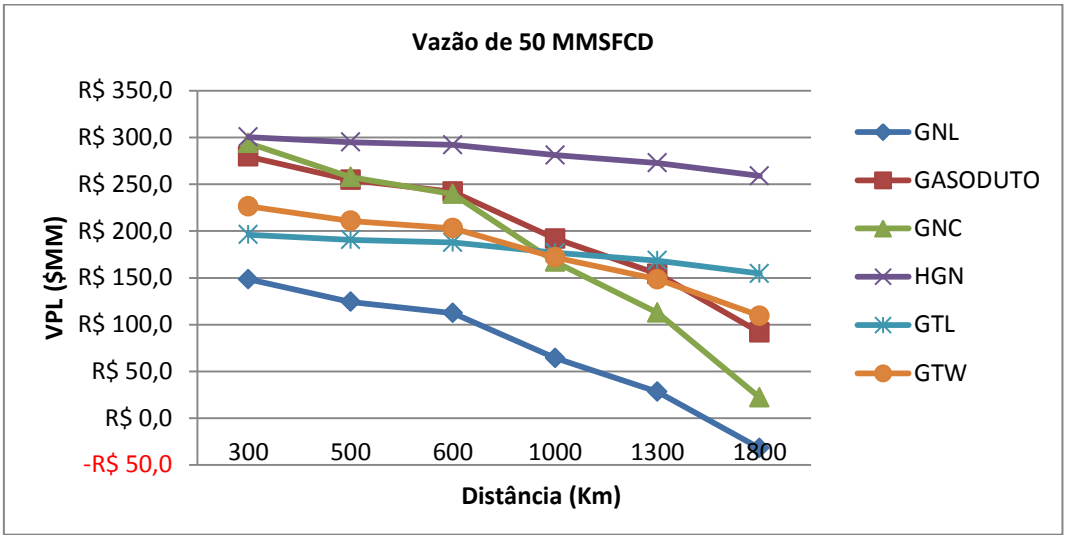


Figura 5.23: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.24 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando a TIR para uma vazão de 50 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou uma TIR mais alta em relação às demais tecnologias, ou seja, esta taxa indica que o projeto apresenta uma rentabilidade maior devido ao baixo custo de investimento para este estudo de caso. Para uma distância de 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou uma TIR maior. As tecnologias de transporte de GN que apresentarem TIR maior que a TMA, neste caso 10% a.a, são viáveis economicamente. Apenas a tecnologia *GNL* apresentou TIR menor que a TMA, para a distância de 1800 km, portanto, é inviável nesta condição.

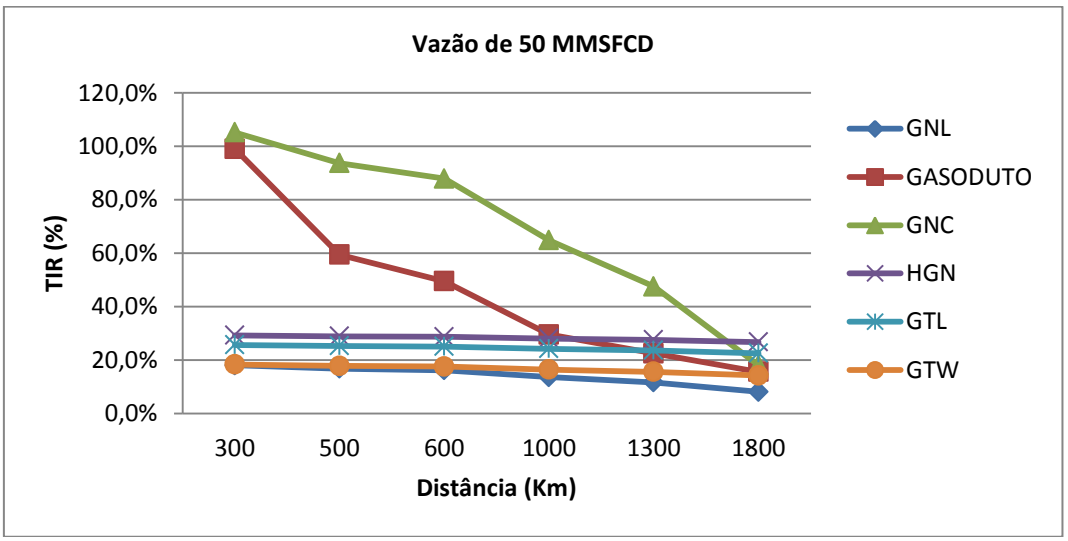


Figura 5.24: TIR x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.25 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o Payback simples (sem a taxa de desconto) para uma vazão de 50 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou um tempo retorno de investimento rápido diante das demais tecnologias para a distância de 300 a 1300 km. Para uma distância acima de 1300 km, o *HGN* passa a ter um Payback rápido de 3,7 anos. Observa-se que para esta vazão e a distâncias de 300 km, o *Gasoduto* e o *GNC* possuem Payback próximos, portanto, estas tecnologias são bastante competitivas. A tecnologia de *GNL* apresentou Payback alto, consequentemente, levou mais tempo para retornar o capital investido.

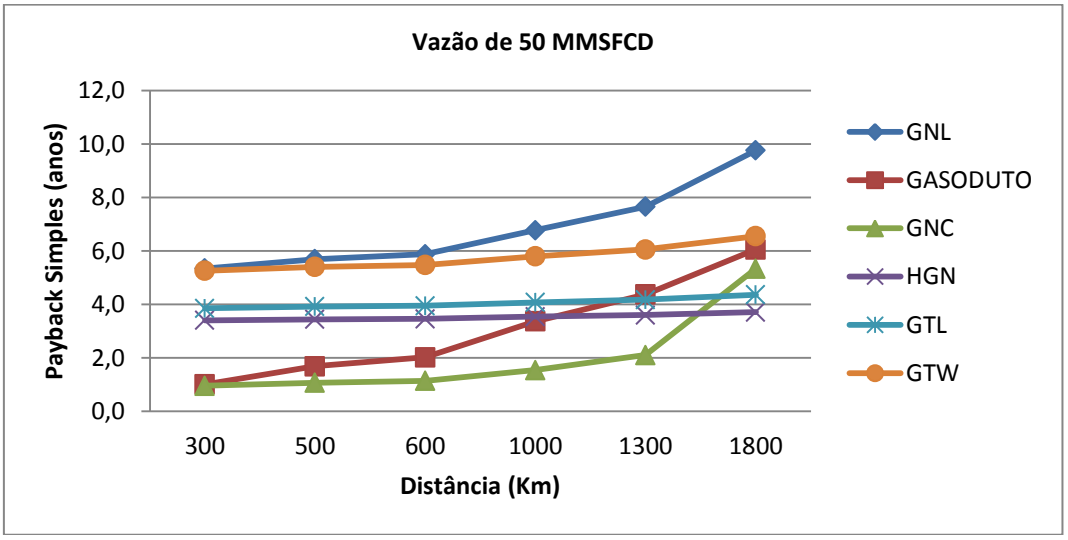


Figura 5.25: Payback Simples x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.26 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o Payback descontado para uma vazão de 50 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou um tempo retorno de investimento rápido para distâncias de 300 a 1300 km. Ao utilizar uma taxa de desconto, as tecnologias levam mais tempo para retornar o capital investido, ou seja, o Payback descontado é maior que o Payback simples. Para uma distância de 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou um Payback rápido. Observa-se que para esta vazão e a distâncias de 300 km, o *Gasoduto* e o *GNC* possuem Payback próximos, sendo bastante competitivos. A tecnologia de *GNL* torna-se inviável economicamente para distâncias de 1800 km, pois precisa de mais de 20 anos para retornar o capital de investimento.

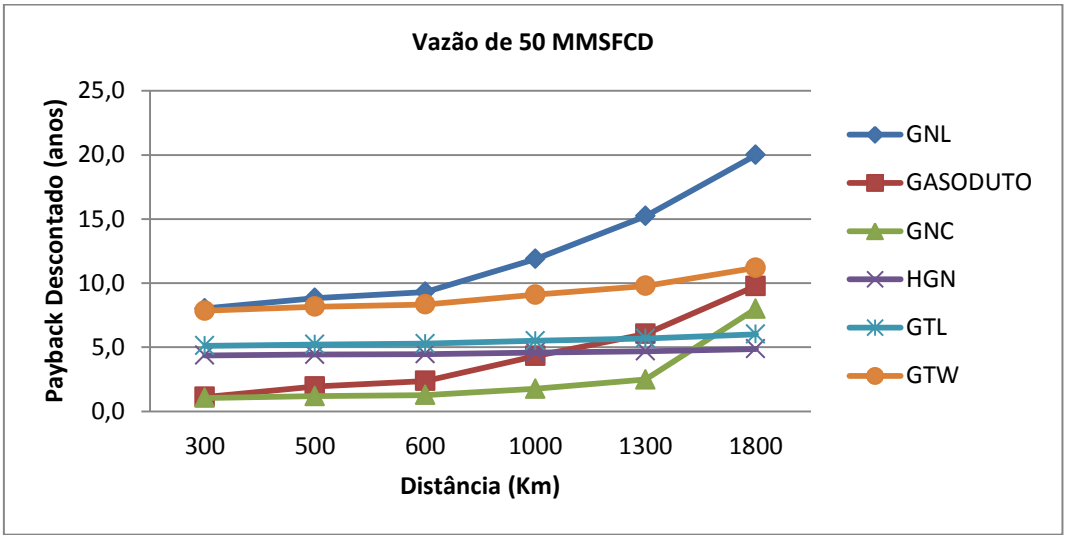


Figura 5.26: Payback descontado x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.27 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o VPL para uma vazão de 250 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *HGN* apresentou VPL maior para as distâncias acima de 500 km, para distâncias inferiores a 500 km, o *GNC* torna-se economicamente mais rentável por apresentar VPL maior. Observa-se que a tecnologia *GNL* torna-se inviável para a distância de 1500 km. A tecnologia de *HGN* apresentou uma menor sensibilidade do VPL com o aumento da distância.

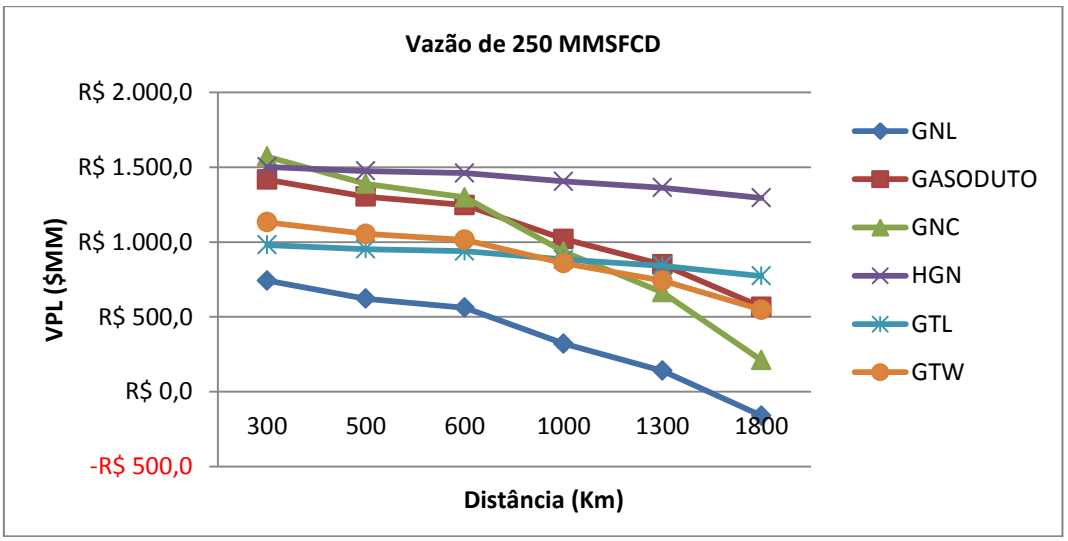


Figura 5.27: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.28 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando a TIR para uma vazão de 250 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou uma TIR mais alta em relação às demais tecnologias devido ao baixo custo de investimento e aumento brusco da receita. As tecnologias são viáveis economicamente, com exceção da tecnologia de *GNL*, que apresentou TIR menor que a TMA, sendo inviável o transporte para a distância de 1800 km.

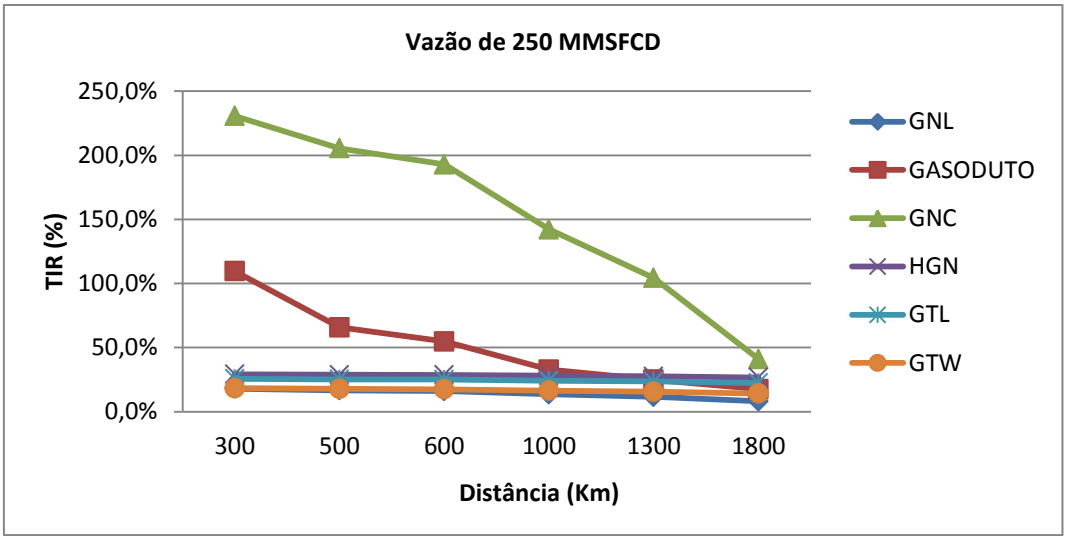


Figura 5.28: TIR x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.29 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o Payback simples (sem a taxa de desconto) para uma vazão de 250 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou um Payback rápido em relação às demais tecnologias. Observa-se que para esta vazão e a distâncias de 300 km, o *Gasoduto* e o *GNC* possuem Payback próximos. A tecnologia de *GNL* apresentou maior sensibilidade do VPL em relação ao aumento da distância, sendo a tecnologia de *HGN* a que apresentou menor sensibilidade.

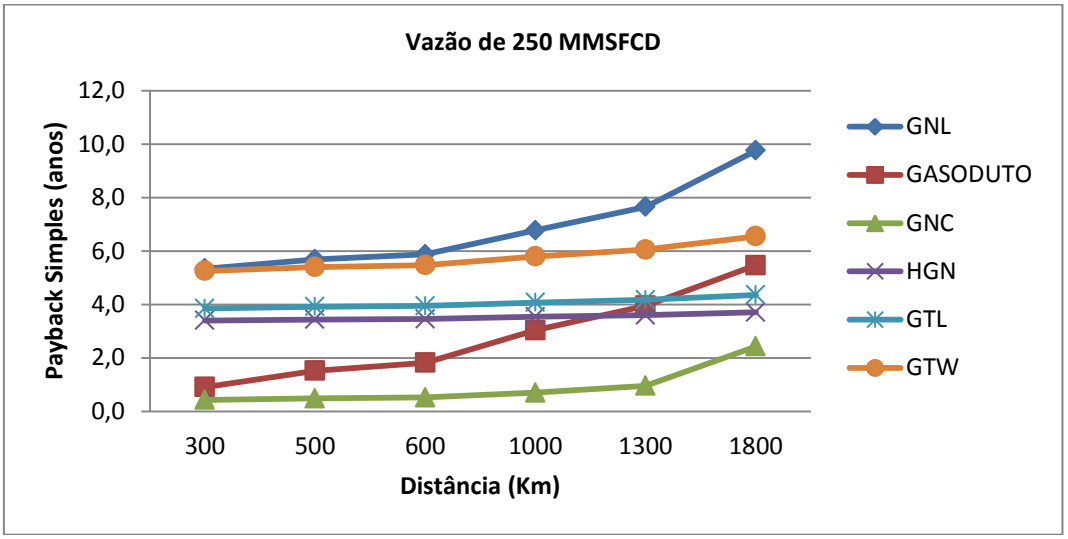


Figura 5.29: Payback Simples x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 5.30 apresenta o estudo de viabilidade econômica utilizando o Payback descontado para uma vazão de 250 MMSCFD e as distâncias estudadas. A tecnologia de *GNC* apresentou um tempo retorno de investimento rápido. Observa-se que para esta vazão e a distâncias de 300 km, o *Gasoduto* e o *GNC* possuem Payback próximos. Observa-se que a tecnologia de *GNL* precisa de mais de 20 anos para retornar o capital de investimento, ou seja, a tecnologia é inviável economicamente.

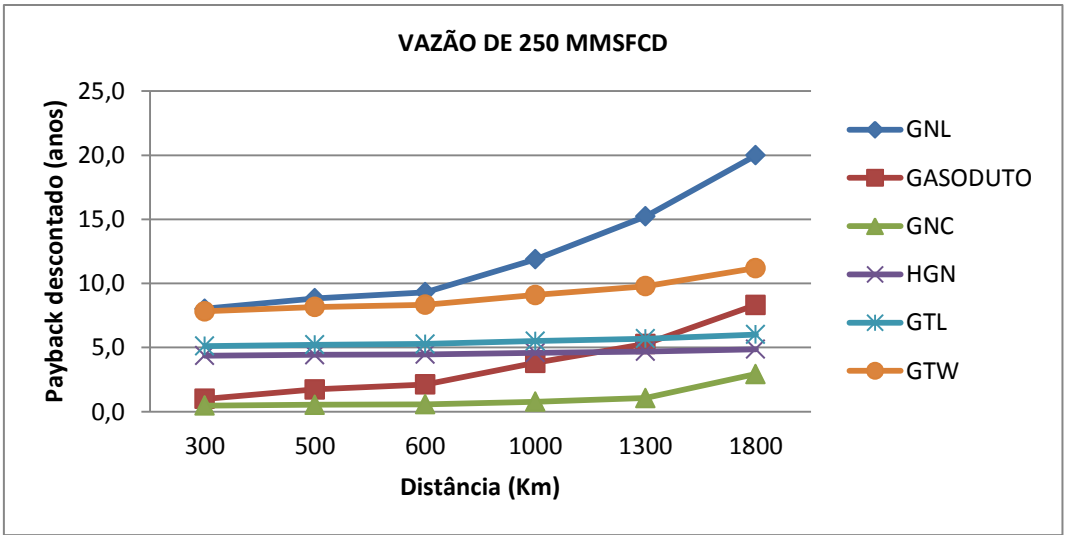


Figura 5.30: Payback descontado x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.
Fonte: Elaboração Própria.

De acordo com as Figura 5.23 a 5.30, observou-se que para o estudo de caso *Onshore*, as tecnologias de aproveitamento do GN apresentaram uma diminuição no VPL e TIR com o aumento da distância, e um aumento no Payback devido ao aumento dos custos de tarifa de transporte, que é função da distância, indicando um comportamento similar ao estudo *Offshore*.

O aproveitamento do gás natural *Onshore* requer investimentos logísticos em caminhões adaptados. O custo de tarifa de transporte por esta modal é superior ao utilizado por navios. Por esta razão, o custo do aproveitamento do gás natural pelas tecnologias estudadas é maior em relação ao segmento *Offshore.*

A tecnologia de *HGN* apresentou VPL superior para as vazões estudadas, com exceção da vazão de 250 MMSFCD e distância de 300 km, onde a tecnologia de *GNC* apresentou VPL superior à tecnologia de *HGN*. Verifica-se que para as tecnologias de *HGN* e *GTL*, o aumento da distância influencia menos em relação as demais tecnologias, ou seja, apresentou uma sensibilidade menor a esta variável. Já as tecnologias de *Gasoduto*, *GNC* e *GNL* apresentaram maior sensibilidade.

Capítulo 6

Análise de Sensibilidade

6.1 – Análise de sensibilidade das tecnologias *Offshore*

A proposta desta seção é estudar o comportamento indicador de viabilidade econômica das tecnologias de aproveitamento do GN *Offshore* em relação à variação do preço de venda do GN e a taxa de desconto. Utilizou-se o VPL por ser um método determinístico e de rentabilidade para a avaliação de viabilidade econômica das tecnologias em função das taxas de desconto de 10%, 15% e 20% a.a para distâncias de 300, 1000 e 1800 km nas vazões de 50 e 250 MMSCFD. A variação do preço de venda do gás natural de ± 10, 25 e 50% foram utilizadas com base no preço de venda do GN apresentado na Tabela 3.1.

As Figuras 6.1 a 6.14 apresentam os resultados de análise de sensibilidade para cada tecnologia *Offshore*, onde os dados representados nas figuras encontram-se nas tabelas localizados nos Apêndices 25 a 38. Além destas figuras, utilizou-se estes dados para verificar quais tecnologias são mais sensíveis as variáveis estudadas neste capítulo.

A Figura 6.1 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 50% e uma vazão de 50 MMSCFD. Observa-se que ao diminuir o preço de venda do GN, o VPL das tecnologias torna-se negativo para qualquer taxa de desconto e distância de transporte estudado, ou seja, as tecnologias são inviáveis na avaliação de projetos no período de 20 anos. As tecnologias de *GTW* e *HGN* são mais sensíveis a variação da taxa de desconto e a tecnologia de *GNC* é menos sensível.

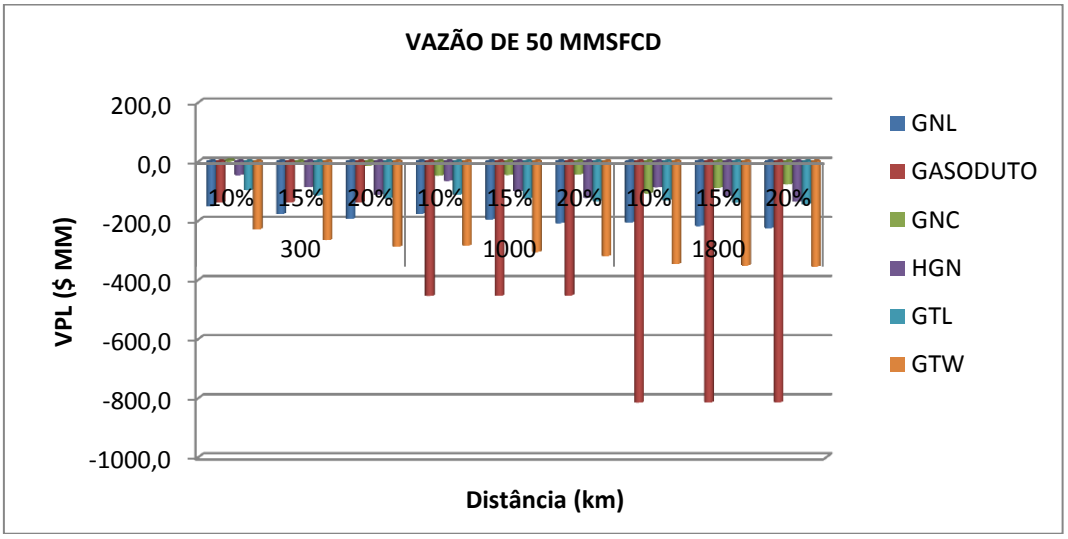


Figura 6.1: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.2 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 25% e uma vazão de 50 MMSCFD. Ao diminuir o preço de venda do GN, algumas tecnologias são viáveis economicamente dependendo da taxa de desconto e distância utilizada. A tecnologia de *GNC* é viável para as distâncias e as taxas de desconto utilizadas, sendo a tecnologia de *HGN* a segunda melhor tecnologia para as taxas de desconto de 10 e 15% a.a. Ao aumentar a taxa de desconto, o VPL tende a diminuir devido aos valores monetários serem descontados a essa taxa. Ao utilizar às distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou VPL maior a uma taxa de 10% a.a, sendo que a 15%, a tecnologia de *GNC* apresentou melhor rentabilidade. A tecnologia de *Gasoduto* é inviável para este preço de venda do GN, com exceção da distância de 300 km e taxa de desconto de 10% a.a. Apesar da inviabilidade, esta tecnologia apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto. Já as tecnologias de *GNC* e *HGN* apresentaram uma sensibilidade maior.

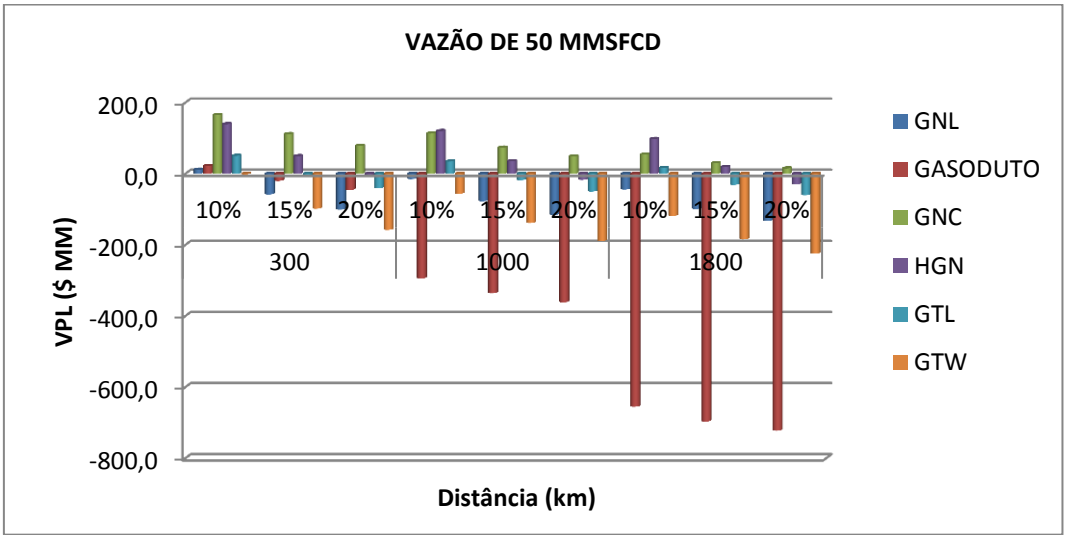


Figura 6.2: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.3 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 10% e uma vazão de 50 MMSCFD. Observa-se que ao diminuir o preço de venda do GN, as tecnologias de *GNC* e *HGN* são viáveis economicamente para as taxas de desconto utilizadas. Ao aumentar a distância, o custo de investimento também aumenta, a tecnologia *Gasoduto* torna-se inviável por apresentar VPL negativo para distâncias de 1000 e 1800 km. As tecnologias de *GNL*, *GTL* e *GTW* também apresentaram VPL negativo para determinadas taxas de desconto e distâncias. A tecnologia de *GNC* apresentou VPL maior para distância de 300 km. Em distâncias maiores e taxa de desconto de 10% a.a, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL, sendo que ao utilizar taxas de desconto de 15 e 20% a.a, a tecnologia de *GNC* apresentou maior rentabilidade. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto e as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

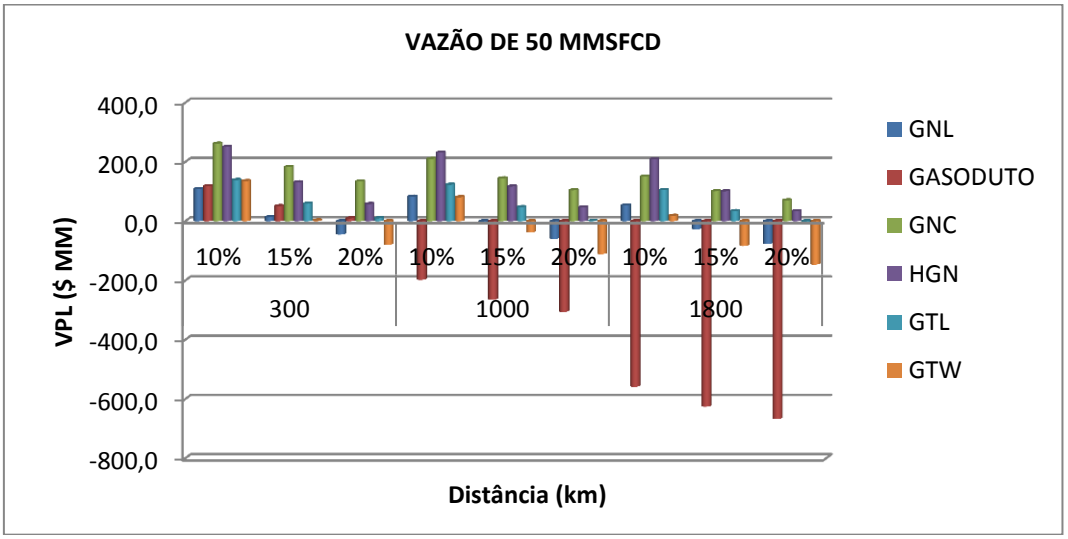


Figura 6.3: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.4 apresenta os resultados do VPL para um preço atual de venda do GN variando a taxa de desconto para uma vazão de 50 MMSCFD. Observa-se que ao variar a taxa de desconto, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para as distâncias de 300 e 1000 km e taxas de desconto de 15 e 20%. Ao utiliza a taxa de desconto de 10%, a tecnologia de *GNC* apresentou VPL superior a tecnologia de *HGN* para a distância de 300 km. Nas distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL, sendo que ao utilizar a taxa de desconto de 20%, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL. A tecnologia de *Gasoduto* mostrou-se inviável para distância acima de 1000 km. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto e as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

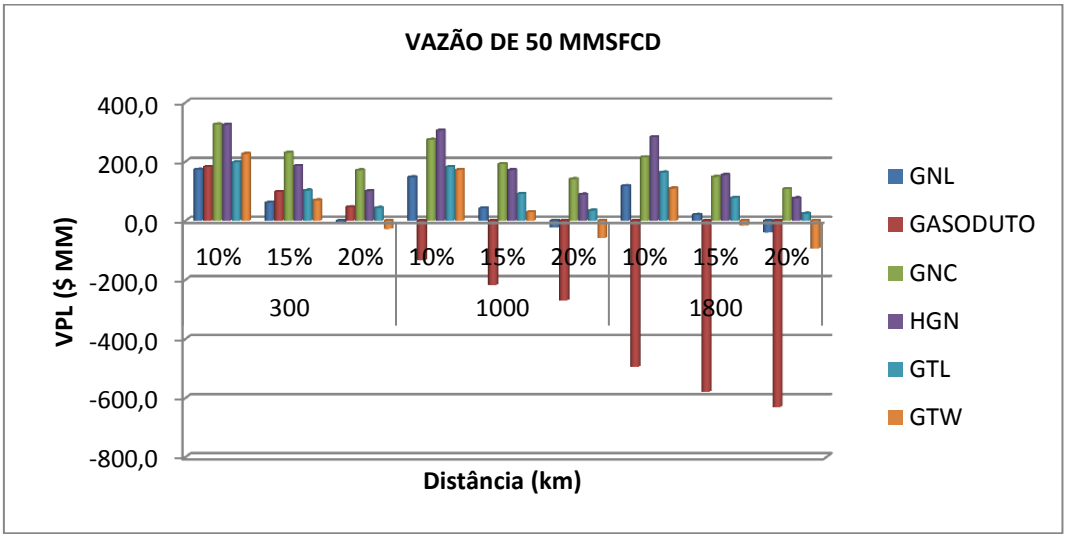


Figura 6.4: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.5 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 10% e uma vazão de 50 MMSCFD. Observa-se que ao aumentar o preço de venda do GN, as tecnologias são viáveis economicamente para as taxas de desconto utilizadas a uma distância de 300 km. A tecnologia de *Gasoduto*, para as distâncias de 1000 e 1800 km torna-se inviável economicamente. Ao utilizar uma taxa de desconto de 10% a.a, as tecnologias *GNC* e *HGN* apresentaram VPL próximos a uma distância de 300 km. Para as distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto e a as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

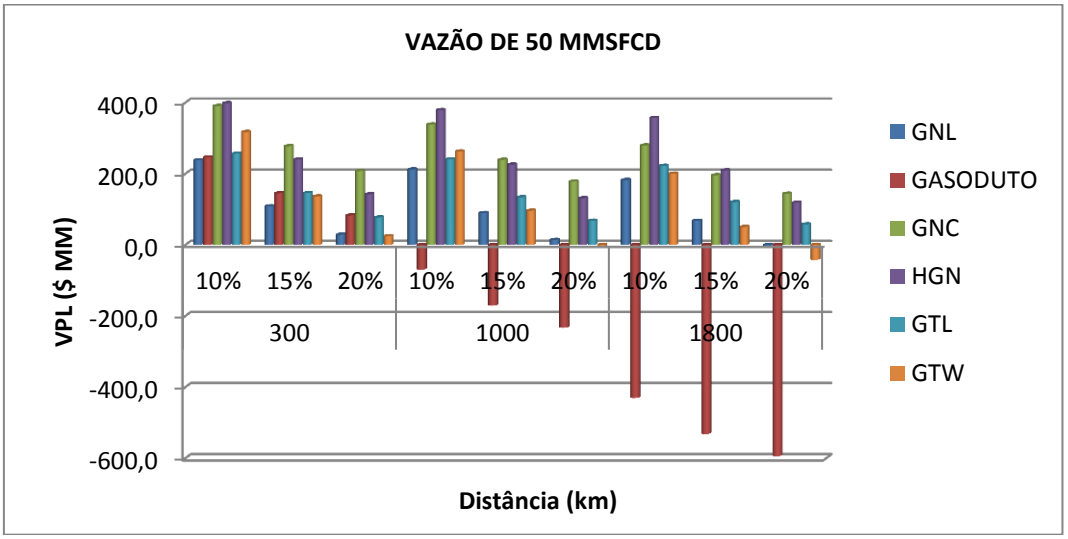


Figura 6.5: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.6 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 25% e uma vazão de 50 MMSCFD. Observa-se que ao aumentar o preço de venda do GN, as tecnologias são viáveis economicamente para as taxas de descontos e distâncias utilizadas com exceção do *Gasoduto* para distâncias de 1000 e 1800 km, que foi inviável. A tecnologia de *HGN* apresentou VPL maior para a taxa de desconto de 10% a.a. Ao utilizar taxas de desconto de 15 e 20% a.a, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para distâncias de 300 e 1000 km. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto e as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

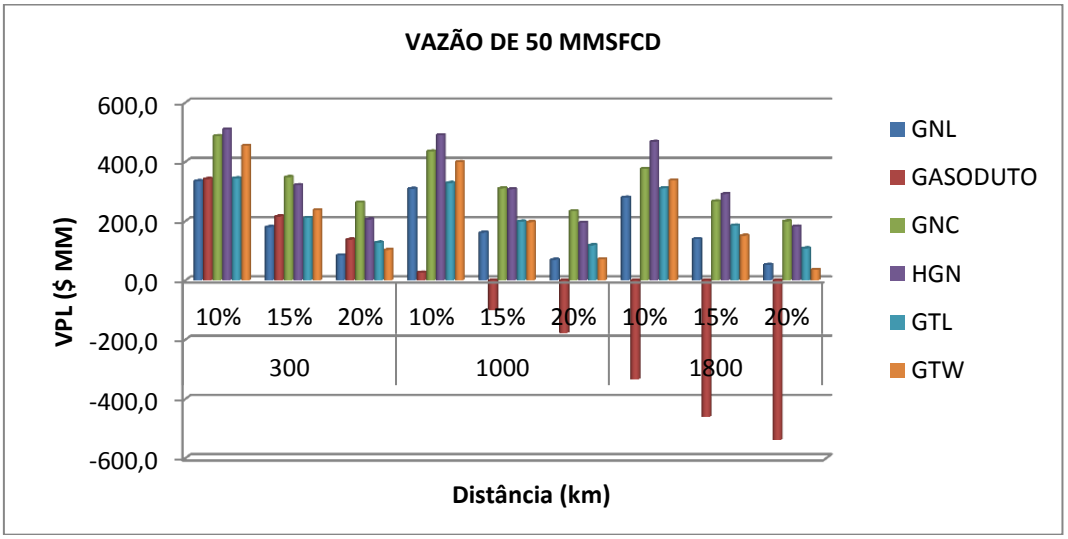


Figura 6.6: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.7 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 50% e uma vazão de 50 MMSCFD. Ao aumentar o preço de venda do GN, a tecnologia de *Gasoduto* continua inviável para a distância de 1000 km e taxa de desconto de 20% a.a e para distância de 1800 km em qualquer taxa utilizada. Ao utilizar uma taxa de desconto de 10% a.a e distância de 300 km, as tecnologias *GTW* e *HGN* apresentaram VPL próximos, seguido do *GNC*. Ao aumentar essa distância para 1000 e 1800 km, na mesma taxa de desconto, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL, seguido do *GTW* e *GNC*. Para a taxa de desconto de 15% a.a nas distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, e as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

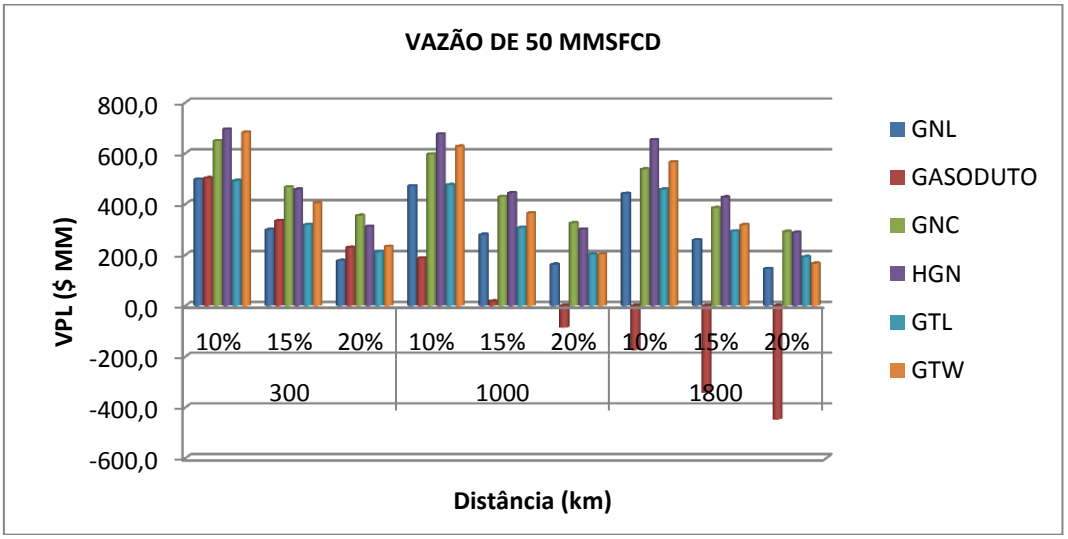


Figura 6.7: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.8 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 50% e uma vazão de 250 MMSCFD. Ao diminuir o preço de venda do GN, as tecnologias são inviáveis economicamente mesmo com o aumento da receita ocasionada pelo aumento da vazão de GN, com exceção do *GNC* para a distância de 300 km nas taxas de 10% e 15%, onde a tecnologia é viável por apresentar VPL positivo devido ao baixo custo de investimento.

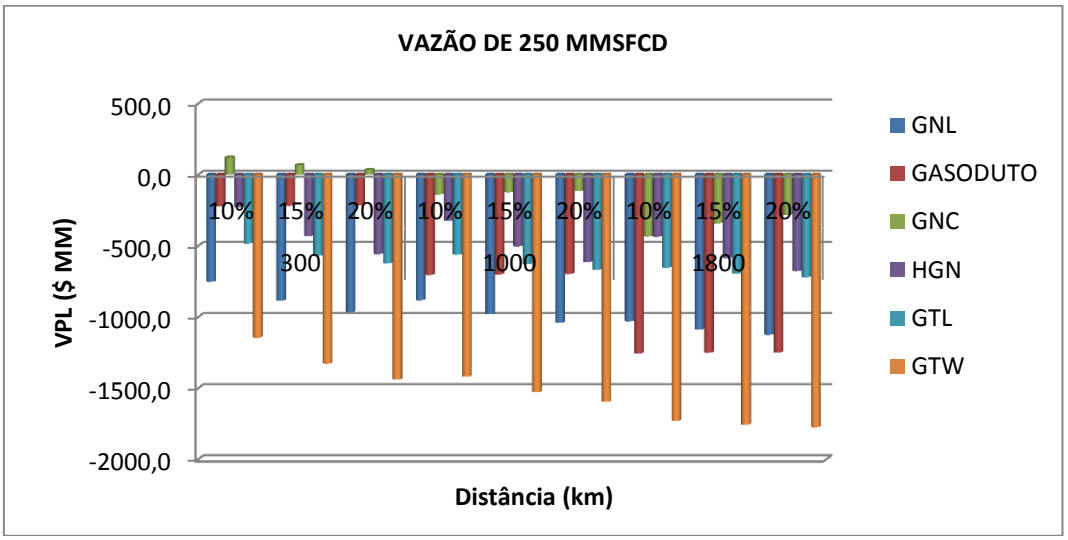


Figura 6.8: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.9 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 25% e uma vazão de 250 MMSCFD. Observa-se que ao diminuir o preço de venda do GN, a tecnologia de *GTW* é inviável para qualquer taxa e distância. A tecnologia de *GNC* apresentou VPL maior para as distâncias e taxas de desconto utilizadas, com exceção a distância de 1800 km e taxa de desconto de 10% a.a. A tecnologia de *Gasoduto* apresentou um VPL menor ao da tecnologia de *GNC* quando utilizado uma distância de 300 km e taxas de desconto de 15 e 20% a.a. Para a distância de 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL ao utilizar uma taxa de desconto de 10% a.a. A tecnologia de *GNC* apresentou uma menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, já as tecnologias *GTW* e *HGN* maior sensibilidade.

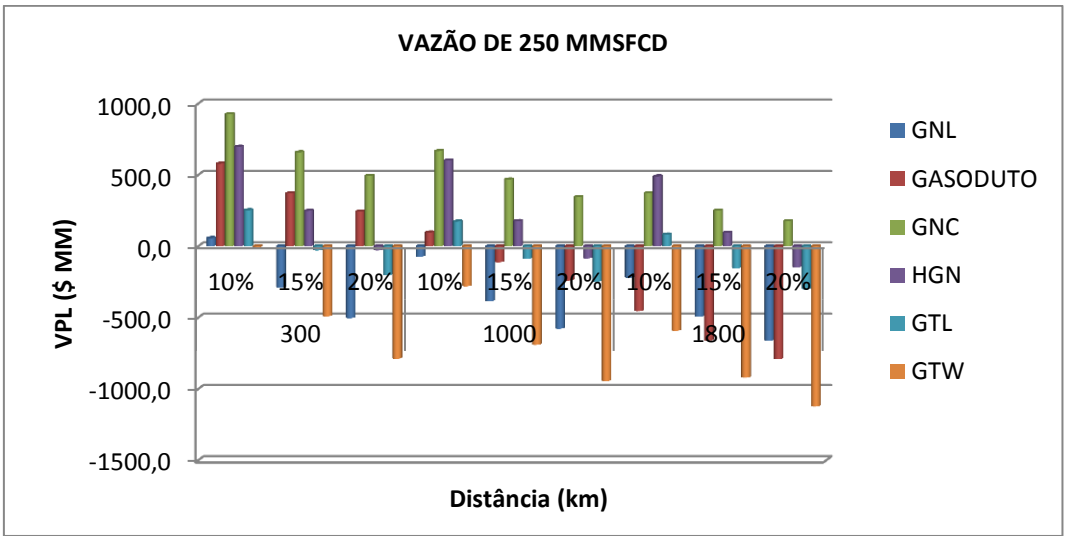


Figura 6.9: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.10 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 10% e uma vazão de 250 MMSCFD. As tecnologias de *GNC* e *HGN* apresentaram VPL positivo para os casos estudados. Observa-se que para a distância de 300 km, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL seguido das tecnologias de *Gasoduto* e *HGN* com exceção para a taxa de desconto de 10% a.a, onde a tecnologia de *HGN* apresentou VPL superior ao da tecnologia de *Gasoduto*. Para as distâncias de 1000 e 1800 km, o VPL da tecnologia de *GNC* foi superior ao utilizar taxas de desconto de 15 e 20% a.a. As tecnologias de *GNC* e *HGN* apresentaram VPL próximos quando utilizado taxa de desconto de 10% a.a, indicando uma competitividade no mercado. As

tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade à variação da taxa de desconto e a tecnologia de *GNC* a menor.

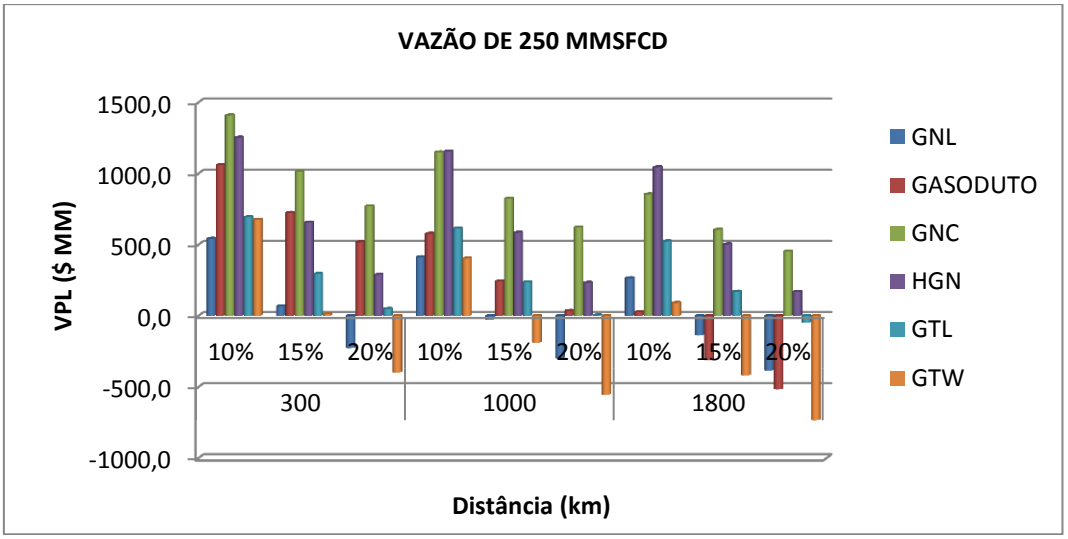


Figura 6.10: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.11 apresenta os resultados do VPL para um preço atual de venda do GN variando a taxa de desconto para uma vazão de 250 MMSCFD. Observa-se que ao variar a taxa de desconto, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para as taxas de desconto de 15 e 20%. Ao utiliza a taxa de desconto de 10%, a tecnologia de *GNC* apresentou VPL superior a tecnologia de *HGN* para a distância de 300 km e nas distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL. As tecnologias de *GNL* e *GTW* mostraram-se inviáveis para as taxas de desconto de 20%. A tecnologia de *Gasoduto* apresentou VPL negativo para as taxas de desconto de 15 e 20% na distância de 1800 km, sendo inviável economicamente. As tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade à variação da taxa de desconto e a tecnologia de *GNC* a menor sensibilidade.

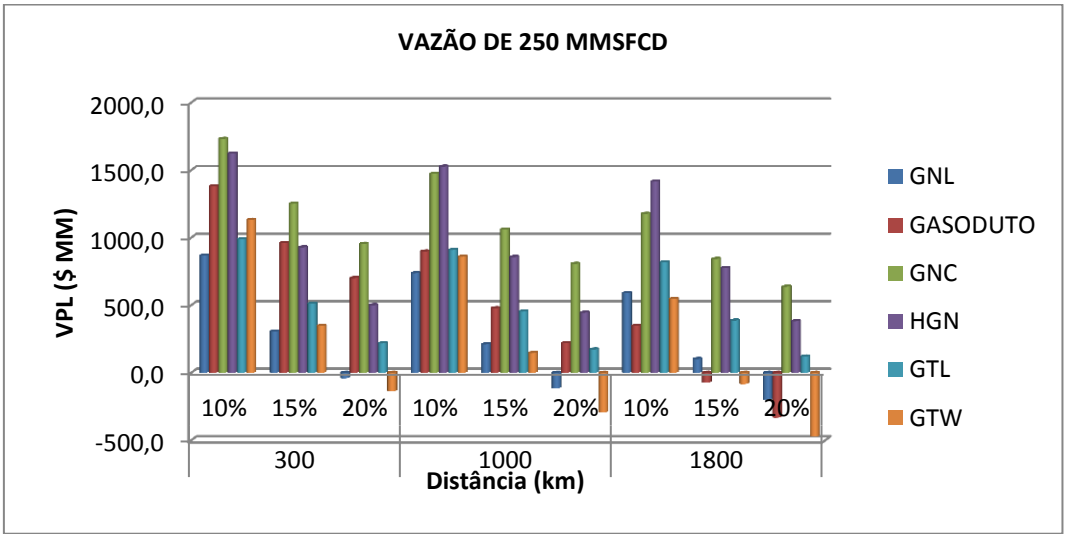


Figura 6.11: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.12 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 10% e uma vazão de 250 MMSCFD. Ao aumentar o preço de venda do GN, algumas tecnologias apresentaram VPL negativo como à tecnologia de *GTW* para a taxa de desconto de 20% nas distâncias de 1000 e 1800 km, as tecnologias de *Gasoduto* e *GNL* também apresentaram VPL negativo para a distância de 1800 km na taxa de desconto de 20% a.a. Ao utilizar uma distância de 300 km, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para as taxas de desconto utilizadas. Caso utilize uma taxa de desconto de 20% a.a, a tecnologia de *Gasoduto* apresentou o segundo maior VPL, e na taxa de desconto de 15% a.a, as tecnologias de *Gasoduto* e *HGN* apresentaram VPL próximos. Para uma distância de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *GNC* apresentou VPL superior às demais tecnologias nas taxas de desconto de 15 e 20% a.a. Quando utilizou uma taxa de desconto de 10% a.a e distância de 1000 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto e as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

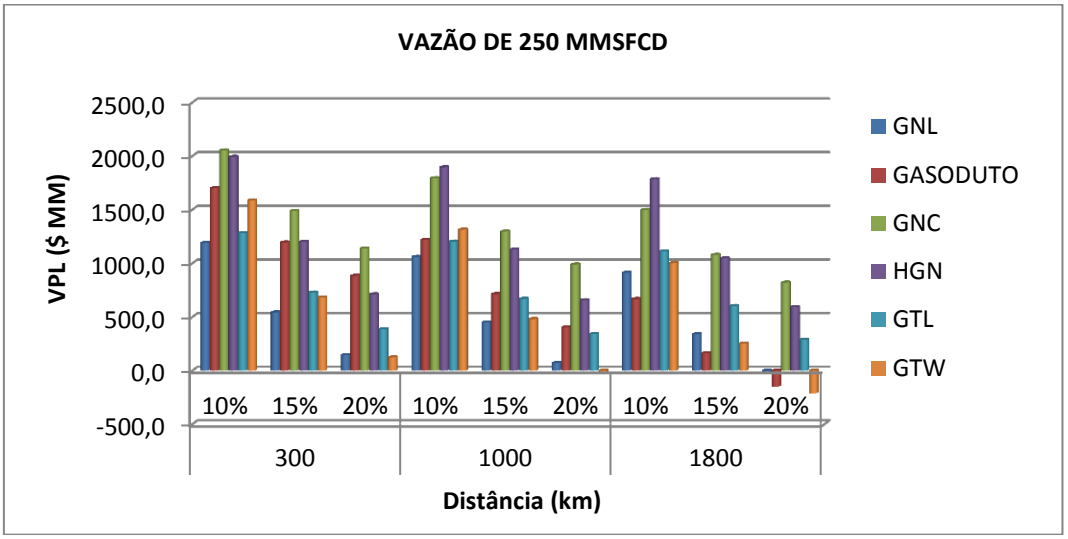


Figura 6.12: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.13 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 25% e uma vazão de 250 MMSCFD. Observa-se que ao aumentar o preço de venda do GN, todas as tecnologias de transporte de gás natural são viáveis economicamente, na qual a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL seguido da tecnologia de *HGN* para distâncias de 300 e 1000 km nas taxas de desconto de 15 e 20% a.a. As tecnologias de *Gasoduto* e *HGN* apresentaram VPL próximos e superiores às demais tecnologias para as taxas de desconto de 10% e 15% a.a nas distâncias de 300 e 1800 km, respectivamente. As tecnologias de *Gasoduto* e *GNC* apresentaram menor sensibilidade à variação da taxa de desconto e as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

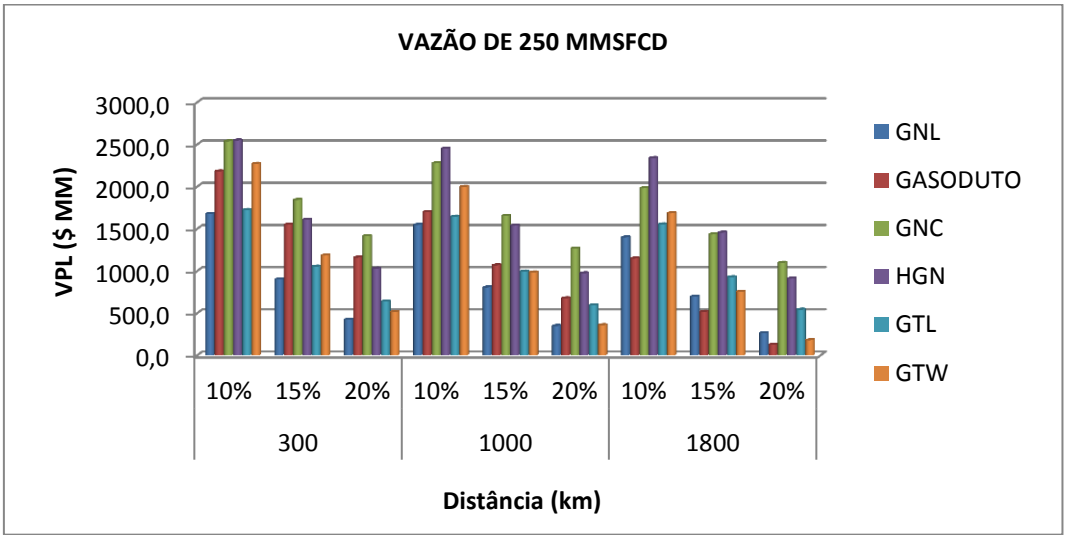


Figura 6.13: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.14 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 50% e uma vazão de 250 MMSCFD. Ao aumentar o preço de venda do GN, todas as tecnologias de transporte de gás natural são viáveis economicamente devido ao aumento da receita. Observa-se que para uma taxa de desconto de 10% a.a, a tecnologia de *HGN* apresentou VPL superior às demais tecnologias. Ao utilizar uma taxa de desconto de 10% e 20% a.a para as distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL. Observa-se que na distância de 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou VPL maior para a taxa de desconto de 15% a.a, já na taxa de desconto de 20% a.a, a tecnologia de *GNC* foi a que obteve maior VPL. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto sendo as tecnologias de *HGN* e *GTW* a maior sensibilidade.

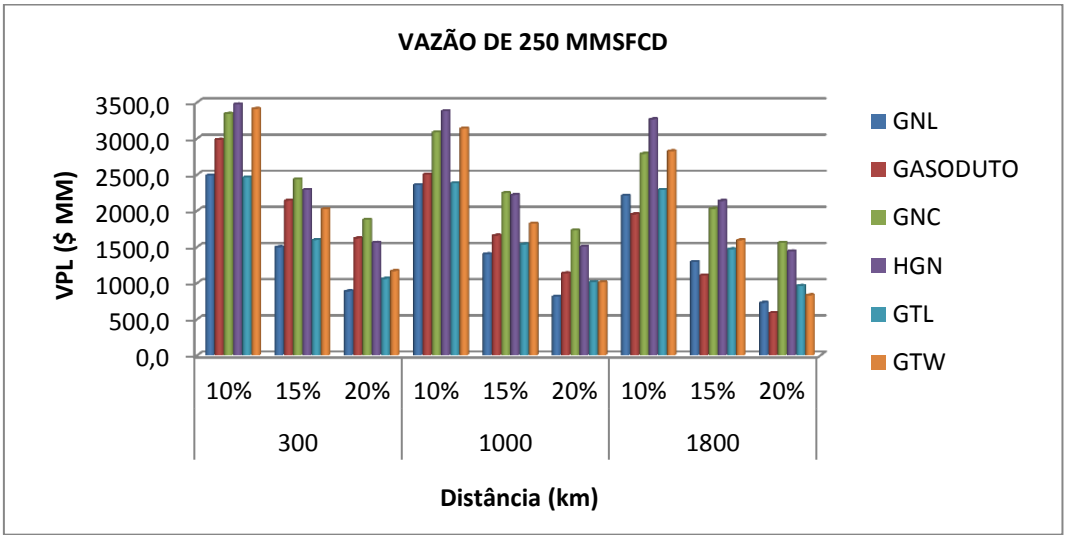


Figura 6.14: VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

De acordo com os resultados, as tecnologias de transporte de *HGN* e *GNC Offshore* apresentaram-se como sendo as tecnologias mais promissoras para o transporte de GN, devido a uma maior rentabilidade em relação às demais tecnologias. A tecnologia de *GNC* apresentou uma menor sensibilidade à variação da taxa de desconto e as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade. As tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade à variação do preço de venda do GN e a tecnologia de *GTL* menor sensibilidade. As tecnologias *HGN*, *GNL* e *GTL* apresentaram uma menor sensibilidade à variação da distância de transporte do GN. Já a tecnologia de *Gasoduto* apresentou maior sensibilidade à variação da distância.

6.2 – Análise de sensibilidade das tecnologias *Onshore*

A proposta desta seção é de estudar o comportamento indicador de viabilidade econômica das tecnologias de aproveitamento do GN *Onshore* em relação à variação do preço de venda do gás natural e a taxa de desconto. Da mesma forma que a seção 6.1, utilizou-se o VPL como método de avaliação de viabilidade econômica das tecnologias de transporte de GN em função das taxas de desconto de 10%, 15% e 20% a.a para as distâncias de 300, 1000 e 1800 km nas vazões de 50 e 250 MMSCFD. A variação do preço de venda do GN de ± 10, 25 e 50% apresentado na Tabela 3.5, parte do princípio

que o custo de venda do GN é o mesmo tanto no segmento *Offshore* quanto no *Onshore* devido às reservas desta fonte de energia ser as mesmas utilizadas nesses segmentos.

As Figuras 6.15 a 6.28 apresentam os estudos de análise de sensibilidade para cada tecnologia *Onshore*, onde os dados referentes às figuras encontram-se nas tabelas localizados nos Apêndices 39 a 52. Utilizou-se estes dados e as figuras para avaliar a variação destes parâmetros para cada tecnologia estudada.

A Figura 6.15 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 50% e uma vazão de 50 MMSCFD. Observa-se que ao diminuir o preço de venda do GN, o VPL das tecnologias torna-se negativo para qualquer taxa de desconto e distância de transporte utilizada, ou seja, as tecnologias são inviáveis para o período de projeto de 20 anos.

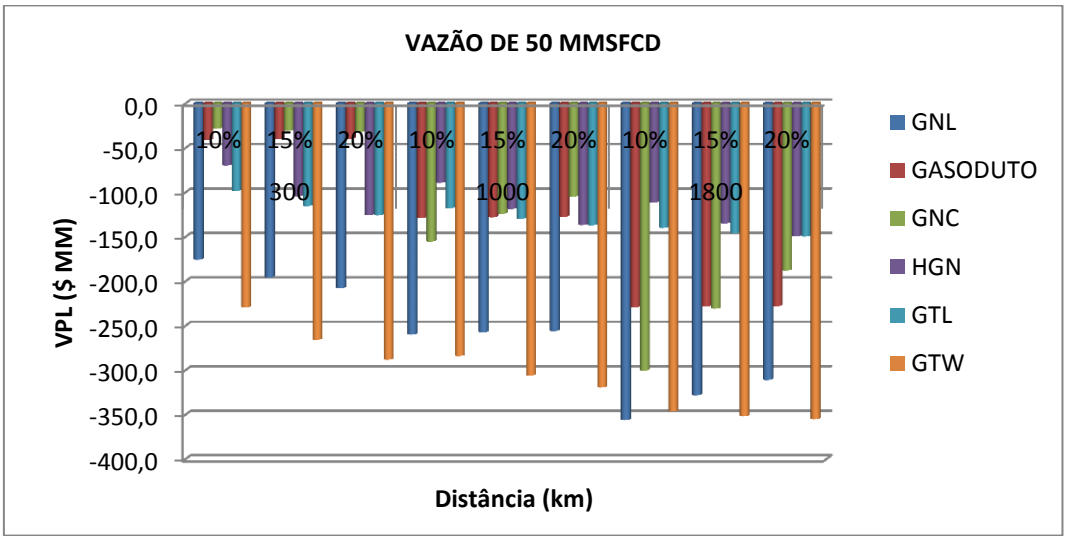


Figura 6.15: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.16 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 25% e uma vazão de 50 MMSCFD. Observa-se que ao diminuir o preço de venda do GN, as tecnologias de *GNL* e *GTW* são inviáveis economicamente para qualquer taxa de desconto e distância estudada. Para uma distância de 300 km, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL seguido da tecnologia de *Gasoduto*. Caso utilize distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* torna-se a tecnologia mais

rentável para as taxas de desconto de 10% e 15% a.a, onde o VPL foi positivo e superior às demais tecnologias. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo as tecnologias de *HGN* e *GTW* a maior sensibilidade.

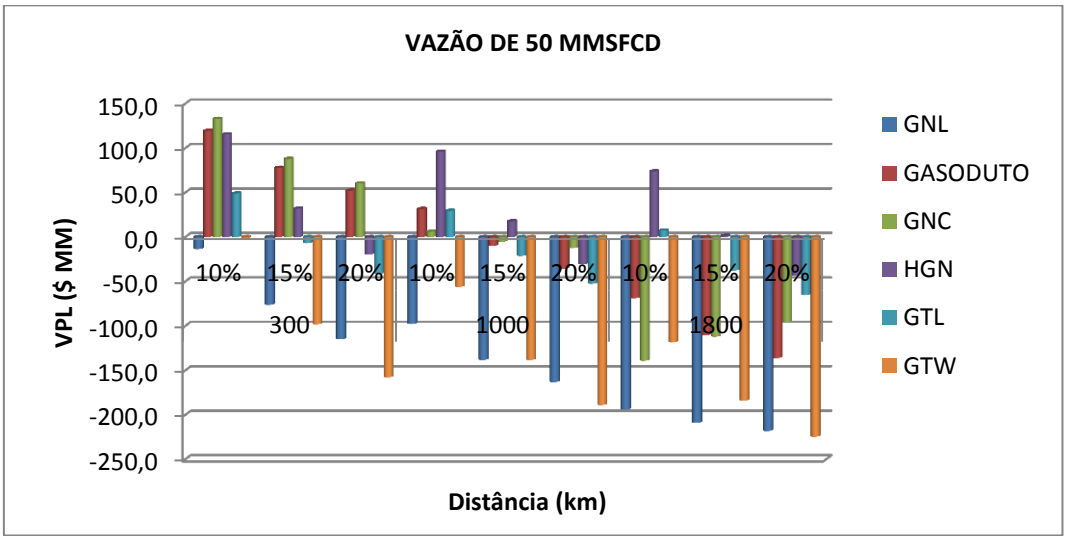


Figura 6.16: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.17 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 10% e uma vazão de 50 MMSCFD. Ao diminuir o preço de venda do GN, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para distância de 300 km nas taxas de desconto utilizadas. Para as distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL com exceção à distância de 1000 km e taxa de desconto de 20% a.a, que neste caso a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL. Observa-se que a taxa de desconto de 10% a.a e distância de 300 km, as tecnologias *Gasoduto*, *HGN* e *GNC* são bastante competitivas, onde apresentaram VPL próximos. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo as tecnologias de *HGN* e *GTW* a maior sensibilidade.

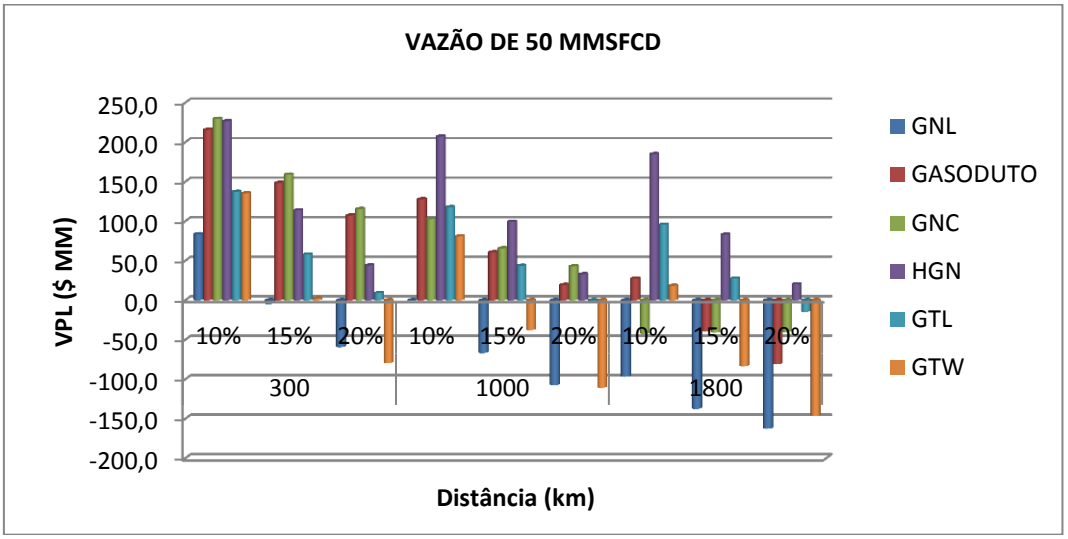


Figura 6.17: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.18 apresenta os resultados do VPL para um preço atual de venda do GN variando a taxa de desconto para uma vazão de 50 MMSCFD. Observa-se que ao variar a taxa de desconto, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para as taxas de desconto de 15 e 20% na distancia de 300 km. Ao utiliza a taxa de desconto de 10%, a tecnologia de *HGN* apresentou VPL superior a tecnologia de *GNC* para a distância de 300 km e nas distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL com exceção da distância de 1000 km e taxa de desconto de 20%, na qual a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL. As tecnologias de *GNL* e *GTW* mostraram-se inviáveis para as taxas de desconto de 20%. A tecnologia de *Gasoduto* apresentou VPL negativo para as taxas de desconto de 15 e 20% na distância de 1800 km, sendo inviável economicamente. As tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade à variação da taxa de desconto e a tecnologia de *GNC* a menor sensibilidade.

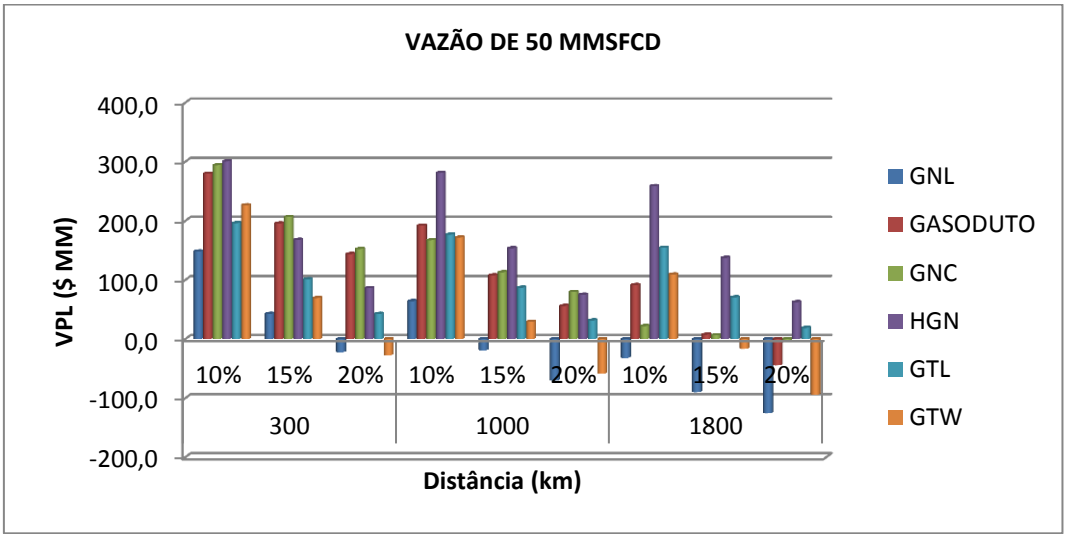


Figura 6.18: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.19 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 10% e uma vazão de 50 MMSCFD. Observa-se que ao aumentar o preço de venda do GN, as maiorias das tecnologias apresentaram VPL positivo com exceção do *GNL* e *GTW* para distâncias de 1000 e 1800 km e taxas de desconto de 15 e 20% a.a. A tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL para a taxa de desconto de 10% a.a nas distâncias estudadas. Para as distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL para as taxas de descontos utilizadas, sendo que na distância de 1000 km e taxa de desconto de 20% a.a, as tecnologias *GNC* e *HGN* apresentaram VPL próximos. Para distância de 300 km, a tecnologia de *GNC* apresentou VPL superior às demais tecnologias para as taxas de 15 e 20% a.a. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo que as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade em relação à taxa de desconto.

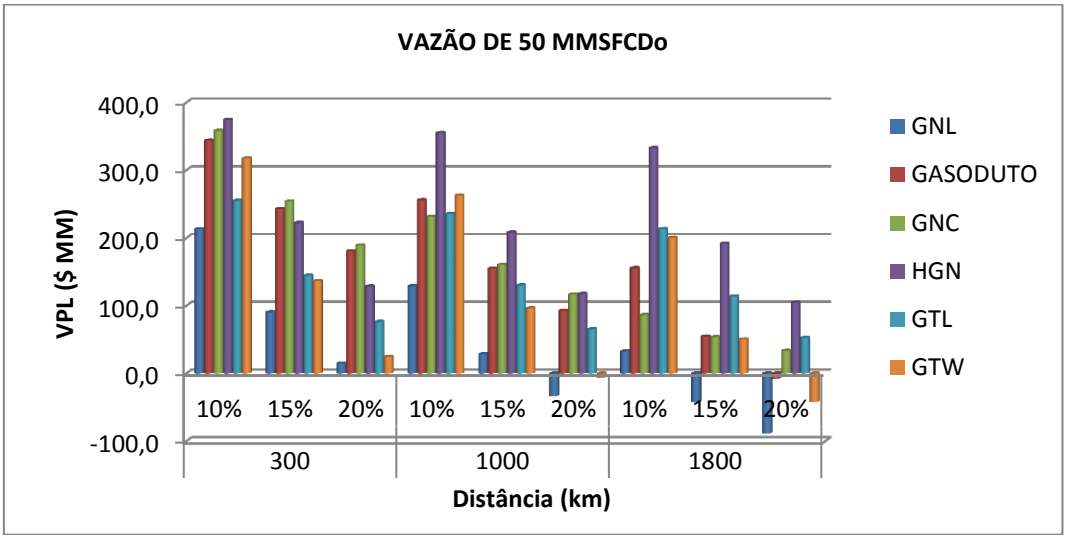


Figura 6.19: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.20 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 25% e uma vazão de 50 MMSCFD. Ao aumentar o preço de venda do GN, todas as tecnologias possuem VPL positivo com exceção da tecnologia de *GNL* para a taxa de desconto de 20% a.a e distância de 1800 km. Para as distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL em relação às demais tecnologias e por esta razão a tecnologia é mais rentável. Ao utilizar uma distância de 300 km, a tecnologia de *GNC* apresentou VPL um pouco superior às tecnologias *Gasoduto* e *HGN* para as taxas de desconto de 15 e 20% a.a. Caso utilize uma taxa de desconto de 10% a.a, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL em relação às demais tecnologias de transporte de gás natural. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo que as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

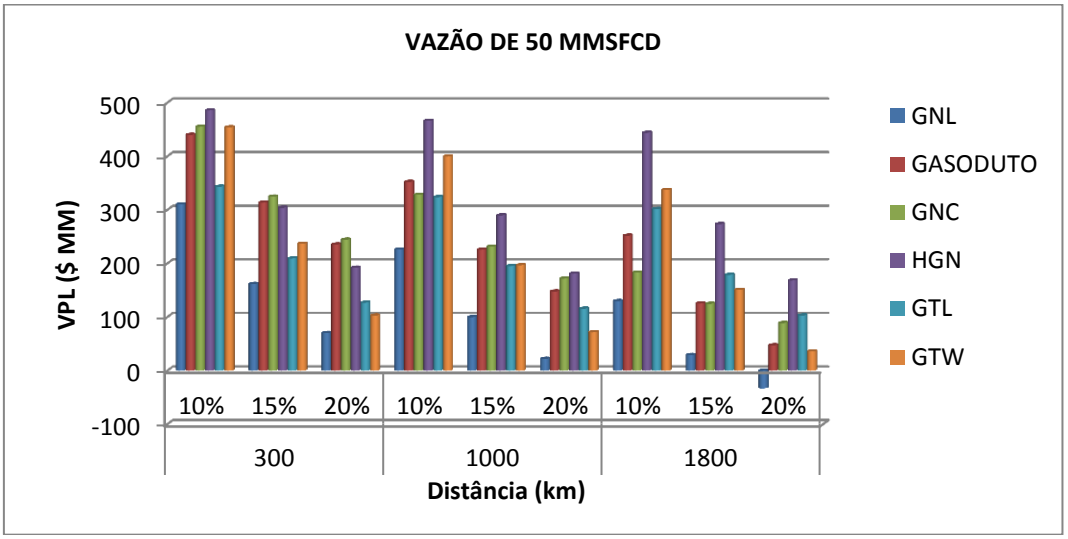


Figura 6.20: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.21 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 50% e uma vazão de 50 MMSCFD. As tecnologias de transporte de GN apresentaram VPL positivo para as distâncias e taxas de desconto utilizadas, indicando a viabilidade econômica. Observa-se que as tecnologias *HGN* e *GTW* apresentaram VPL bem próximos para a taxa de desconto de 10% na distância de 300 km. Para as distâncias de 1000 e 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL em relação às demais tecnologias. Caso utilize a distância de 300 km, as tecnologias *Gasoduto*, *GNC* e *HGN* apresentaram VPLs próximos para a taxa de desconto de 15% a.a e VPLs próximos para as tecnologias *Gasoduto* e *GNC* na taxa de desconto de 20% a.a. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo que as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

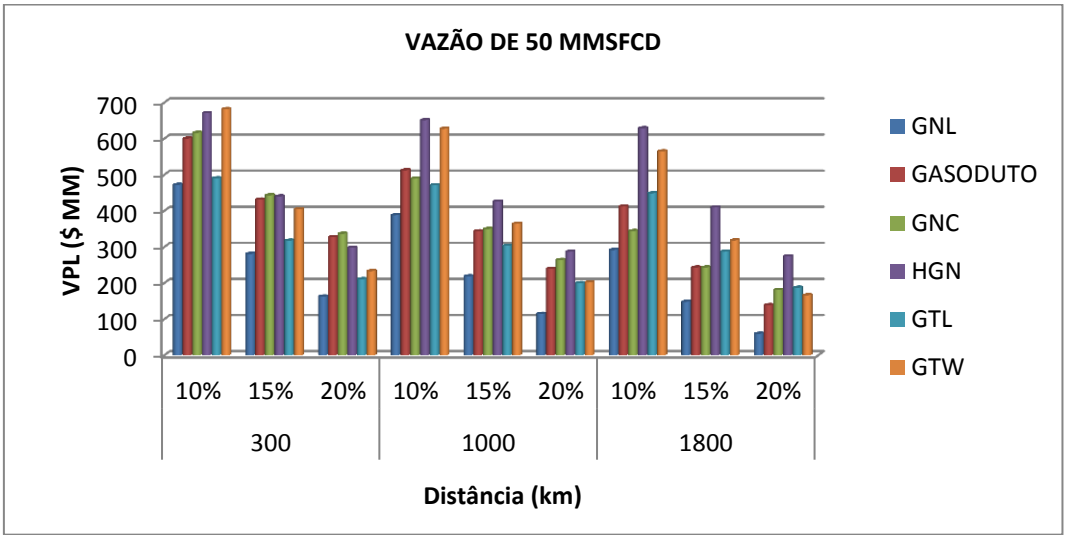


Figura 6.21: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.22 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 50% e uma vazão de 250 MMSCFD. Observa-se que ao diminuir o preço de venda do GN, todas as tecnologias de transporte de GN apresentaram VPLs negativos, por esta razão, as tecnologias são inviáveis para o transporte de GN.

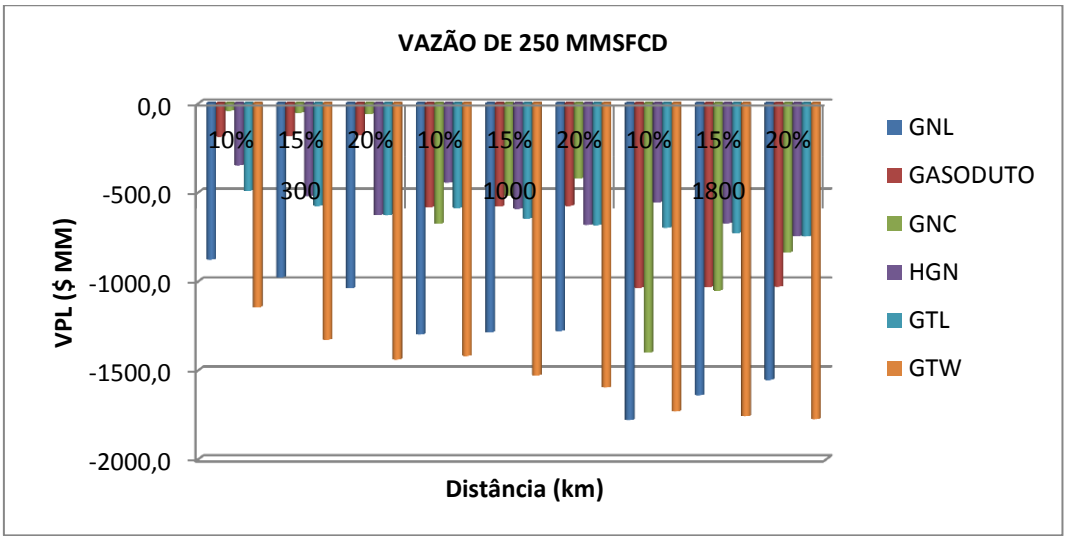


Figura 6.22: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.23 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 25% e uma vazão de 250 MMSCFD. Ao diminuir o preço de venda do GN, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para a distância de 300 km, seguido da

tecnologia de *Gasoduto*. Ao aumentar a distância para 1000 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL para uma taxa de desconto de 10% a.a e VPL próximo ao da tecnologia de *GNC* para a taxa de desconto de 15% a.a. Para a taxa desconto de 20% a.a, somente a tecnologia de *GNC* apresentou VPL positivo. Ao utilizar a distância de 1800 km, somente as tecnologias de *HGN* e *GTL* são viáveis economicamente a uma taxa de desconto de 10% a.a por apresentar VPL positivo, sendo a tecnologia de *HGN* a mais rentável. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo que as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

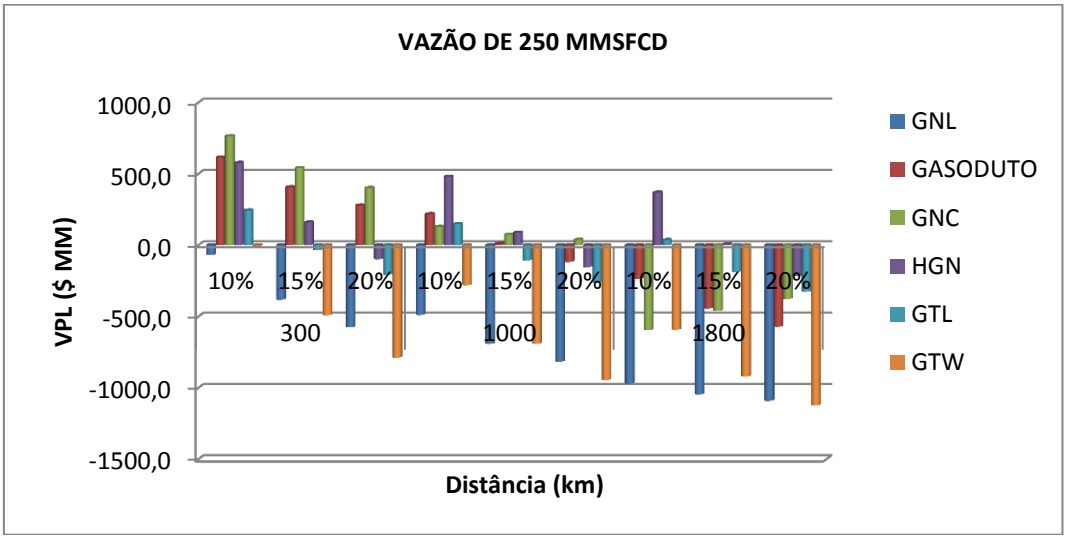


Figura 6.23: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.24 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de menos 10% e uma vazão de 250 MMSCFD. Observa-se que ao diminuir o preço de venda do GN, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para distância de 300 km. Para a distância de 1000 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL com exceção na taxa de desconto de 20% a.a, onde a tecnologia de *GNC* é mais rentável. Na distância de 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL tendo como segunda melhor tecnologia o *GTL*, com exceção a taxa de desconto de 20% a.a, onde somente a tecnologia de *HGN* apresentou VPL positivo. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo que as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

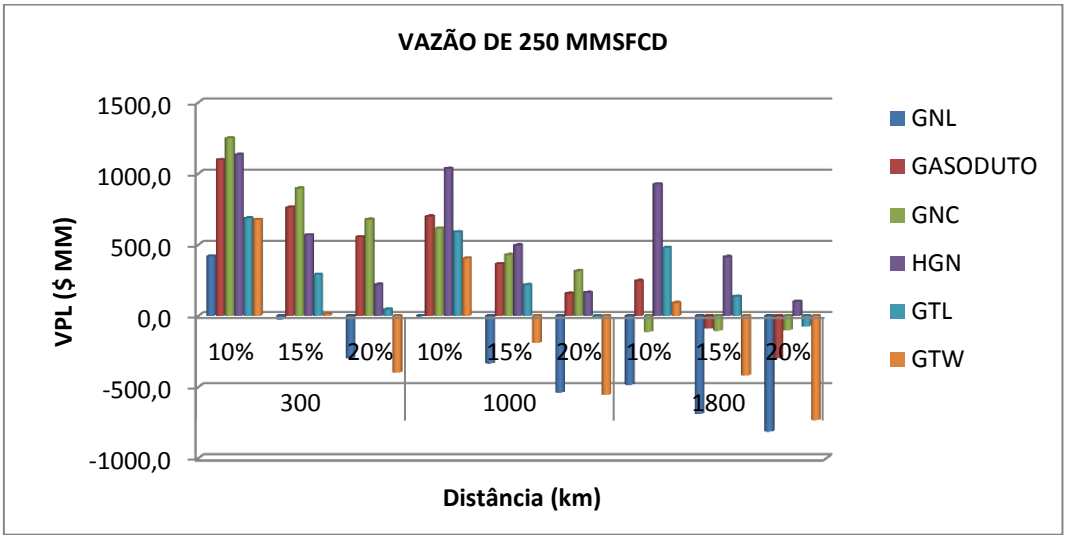


Figura 6.24: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.25 apresenta os resultados do VPL para um preço atual de venda do GN variando a taxa de desconto para uma vazão de 250 MMSCFD. Observa-se que ao variar a taxa de desconto, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL para a distância de 300 km. Ao utiliza a taxa de desconto de 20%, a tecnologia de *GNC* também apresentou maior VPL para a distância de 1000. As tecnologias de *GNL* e *GTW* mostraram-se inviáveis para as taxas de desconto de 20%. A tecnologia de *Gasoduto* apresentou VPL negativo para as taxas de desconto de 20% na distância de 1800 km, sendo inviável economicamente. A tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL para as distâncias de 1000 e 1800 km, com exceção quando utilizado a taxa de desconto de 20% e distância de 1000 km, onde a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto e as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

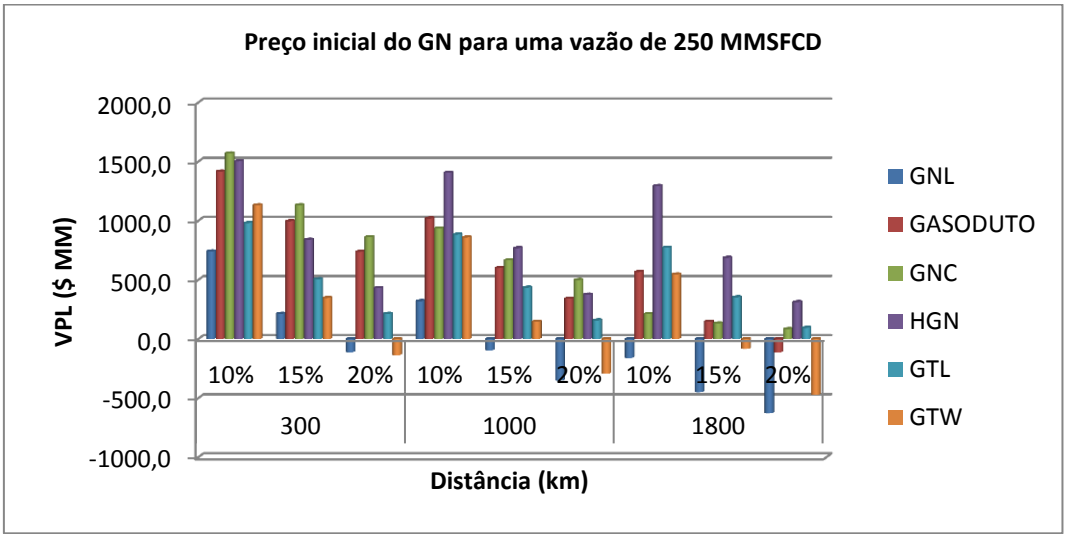


Figura 6.25: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.26 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 10% e uma vazão de 250 MMSCFD. Ao aumentar o preço de venda do GN, as tecnologias de transporte de GN são viáveis economicamente para a distância de 300 km onde a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL. Para a distância de 1000 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL para as taxas de desconto de 10 e 15% a.a, já ao utilizar uma taxa de desconto de 20% a.a, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL. Caso utilize uma distância de 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL, sendo a tecnologia mais rentável, seguido da tecnologia de *GTL*. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo que as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

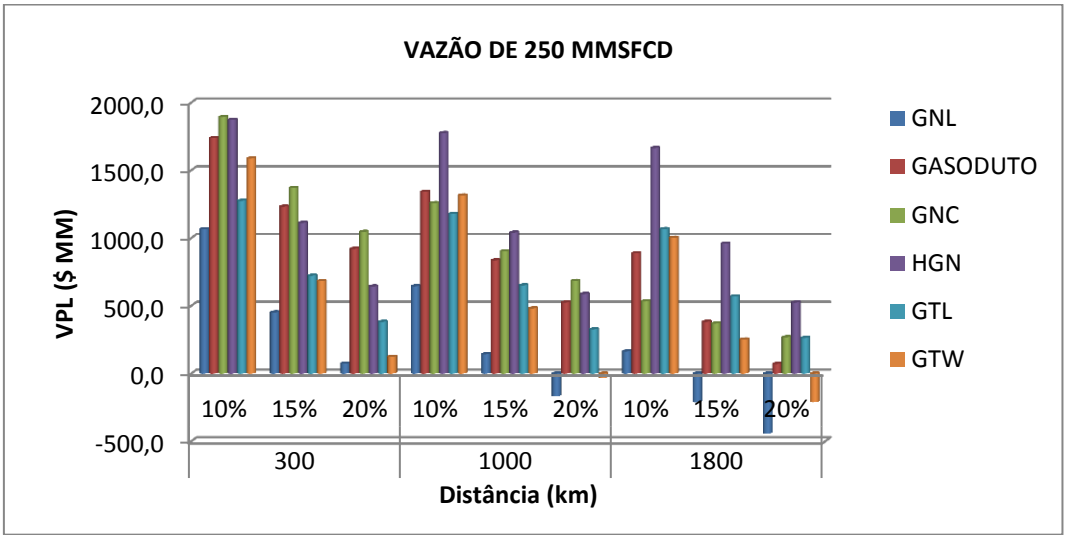


Figura 6.26: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.27 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 25% e uma vazão de 250 MMSCFD. Observa-se que ao aumentar o preço de venda do GN, a tecnologia de *GNL* é inviável para uma distância de 1800 km a uma taxa de desconto de 20% a.a, a essa distância, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL para as taxas de desconto utilizadas. Para uma distância de 300 km, a tecnologia de *HGN* também apresentou VPL maior para a taxa de desconto de 10% a.a, caso utilize taxas de desconto de 15 e 20% a.a, a tecnologia de *GNC* torna-se mais rentável por apresentar maior VPL. Na distância de 1000 km e taxas de desconto de 10 e 15% a.a, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL enquanto que para a taxa de desconto de 20% a.a, a tecnologia de *GNC* apresentou VPL superior ao da tecnologia de *HGN*. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo que as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

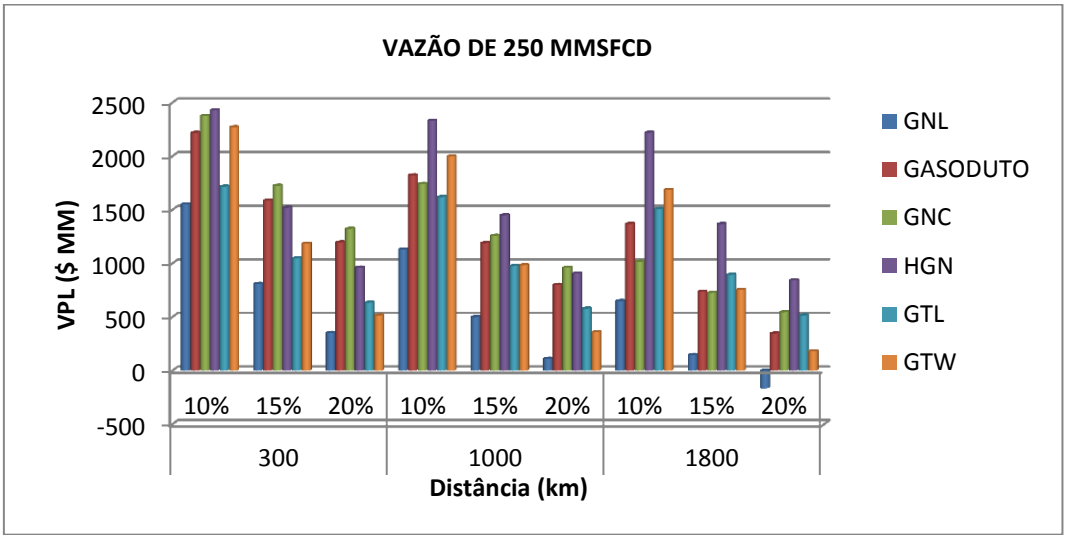


Figura 6.27: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 6.28 apresenta os resultados do VPL para um preço de venda do GN de mais 50% e uma vazão de 250 MMSCFD. Ao aumentar o preço de venda do GN, todas as tecnologias de transporte de GN apresentaram VPL positivo, por esta razão, as tecnologias são viáveis economicamente. Na distância de 1800 km, a tecnologia de *HGN* apresentou maior VPL, sendo a tecnologia mais rentável economicamente. Ao utilizar uma distância de 1000 km para as taxas de desconto de 10 e 15% a.a, a tecnologia de *HGN* também apresentou maior VPL, enquanto que na taxa de desconto de 20% a.a, as tecnologias de *HGN* e *GNC* apresentaram VPL bem próximos, indicando uma competitividade no mercado. Para a distância de 300 km e taxas de desconto de 15 e 20% a.a, a tecnologia de *GNC* apresentou maior VPL, e ao utilizar uma taxa de desconto de 10% a.a, as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram VPL próximos. A tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto, sendo que as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade.

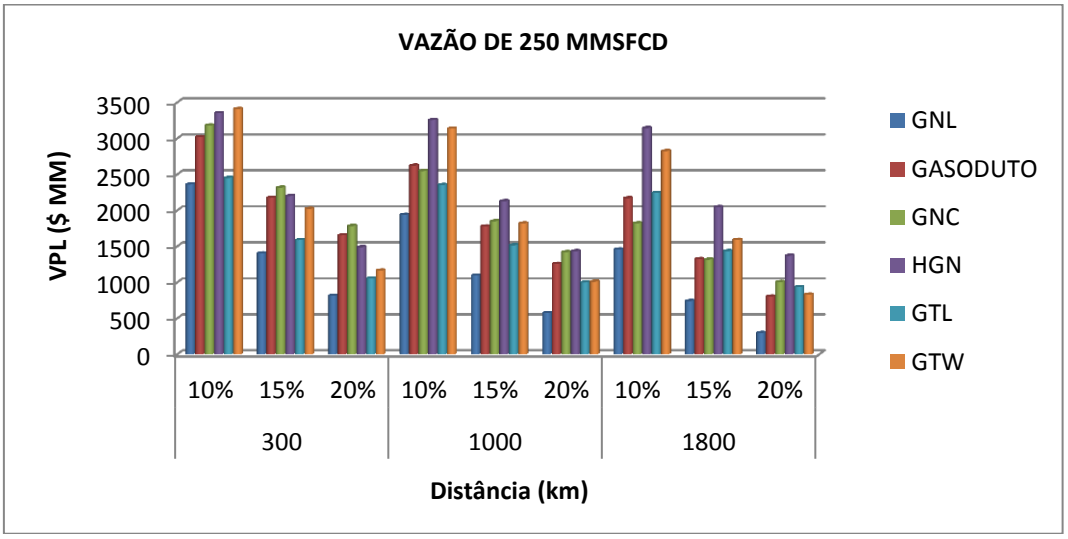


Figura 6.28: VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.

Fonte: Elaboração Própria.

De acordo com os resultados, as tecnologias mais promissoras para o transporte de GN *Onshore* são as tecnologias de *HGN*, *GTL*, *GNC* e *GTW*. Verifica-se que a tecnologia de *GTL* apresentou uma menor sensibilidade a variação do preço do GN e as tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram maior sensibilidade. As tecnologias de *HGN* e *GTL* apresentaram uma menor sensibilidade à variação da distância. A tecnologia de *GNC* apresentou maior sensibilidade à variação da distância e uma menor sensibilidade a variação da taxa de desconto. As tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram uma maior sensibilidade à variação da taxa de desconto. A tecnologia de *Gasoduto* apresentou maior sensibilidade a variação da distância.

Capítulo 7

Conclusão e Sugestões

De acordo com a avaliação econômica de projetos, o método VPL utilizado para avaliar a análise de sensibilidade comprovou que tecnologias *HGN* e *GNC* são as mais indicadas para o aproveitamento do gás natural *Offshore*, por apresentar um VPL maior em relação às demais tecnologias. As tecnologias de *GTW* e *HGN* apresentaram uma maior sensibilidade em relação à variação do preço do gás natural e a variação da taxa de desconto. As tecnologias de *HGN* e *GTL* apresentaram uma menor sensibilidade à variação da distância e a tecnologia de *GNC* apresentou menor sensibilidade à variação da taxa de desconto. As tecnologias de *GNC*, *GTL* e *Gasoduto* apresentaram menor sensibilidade à variação do preço de venda do GN.

A tecnologia de Gasoduto *Offshore* apresentou um custo de investimento muito alto para o transporte de gás natural. Esta tecnologia é hoje a mais utilizada para o escoamento do gás até os centros consumidores. Tendo em vista que ao utilizar uma alternativa de aproveitamento do gás natural menos custosa, a exploração do reservatório continuará sendo viável economicamente por um tempo maior, consequentemente, aumentará o índice de recuperação do reservatório de gás fazendo com que não seja abandonado precocemente.

O transporte de gás natural *Onshore* apresentou três tecnologias promissoras, *HGN*, *GTL* e *GNC*. As tecnologias de *HGN* e *GTW* apresentaram uma maior sensibilidade em relação à variação do preço de venda do gás natural e a variação da taxa de desconto. As tecnologias de *HGN* e *GTL* apresentaram menor sensibilidade à variação da distância, e as tecnologias de GNC, GNL e Gasoduto apresentaram maior sensibilidade. A tecnologia de *GNC* apresentou uma menor sensibilidade à variação da taxa de desconto. As tecnologias de *GTL*, *GNC* e *Gasoduto* apresentaram uma menor

sensibilidade em relação à variação do preço de venda do GN. Caso o mercado necessite de produtos de maior valor agregado, a tecnologia de *GTL* é mais indicada por apresentar uma menor sensibilidade à variação da distância e uma sensibilidade menor em relação à variação do preço de venda do gás natural.

A escolha da melhor tecnologia tanto no segmento *Offshore* e *Onshore* vai depender da distância do mercado consumidor, a taxa de desconto e o preço de venda do gás natural aplicado. A tecnologia de *HGN* é menos sensível a variação da distância, ou seja, esta tecnologia consegue atender os mercados consumidores mais distantes, mas o preço de venda do GN e a taxa de desconto influenciam na sua competitividade. A tecnologia de *GNC* apresentou uma menor sensibilidade à variação da taxa de desconto e uma maior sensibilidade à variação da distância, atendendo somente a mercados mais próximos. Se o mercado apresenta uma variação da taxa de desconto, a tecnologia de *HGN* não é recomendada por apresentar maior sensibilidade, enquanto que a tecnologia de *GNC* é menos sensível.

Comparando os segmentos *Offshore* e *Onshore*, as tecnologias de transporte de *GNL*, *GNC*, *HGN* e *GTL Offshore* apresentaram VPL superior ao segmento *Onshore*. O volume de gás natural transportado por navio é muito superior ao transportado por caminhão, por esta razão, os custos de tarifa de transporte são menores fazendo com que estas tecnologias *Offshore* sejam mais rentáveis. A tecnologia de Gasoduto *Onshore* apresentou um VPL maior em relação ao segmento *Offshore* devido ao custo de investimento ser menor e uma maior sensibilidade ao variar a distância devido aos CAPEXs serem em função da vazão e distância, os custos de transporte aumentam consideravelmente fazendo com seja inviável para longas distâncias.

Ressalta-se que as restrições ao acesso destas tecnologias de aproveitamento do gás natural fazem com que o *HGN*, *GNC* e *GTL* sejam as tecnologias mais difíceis de viabilizar a exploração de reservatórios de gás natural abandonados, devido ao desenvolvimento e amadurecimento tecnológico de cada tecnologia. O *GTW* e *GTL* são tecnologias para o aproveitamento do gás natural, ou seja, o mercado consumidor deve apresentar uma demanda maior de energia ou de produtos de maior valor agregado para que seja viável a utilização destas tecnologias. As tecnologias de *Gasoduto* e *GNL* são

as mais utilizadas para o transporte do gás natural atualmente, sendo o *Gasoduto* para distância curta e o *GNL* em média a longa distância.

As principais sugestões para trabalhos futuros são:

- Implementar uma avaliação econômica de projetos para a exportação do gás natural do pré-sal para o continente Europeu, Africano e America do Norte;
- Avaliar o preço do gás natural quando estes são tradicionalmente associados aos combustíveis substitutos nos países importadores de gás natural, tais como: *Henry Hub* e *National Balancing Point* (NBP);
- Avaliar os aspectos de viabilidade técnica de cada tecnologia, fator de acesso, restrição às tecnologias, segurança operacional e os riscos do transporte do gás natural através das formas liquefeito, comprimido, sólido, etc;
- Aprimoramentos da planilha de cálculo de viabilidade econômica com a entrada de novas variáveis para o fluxo de caixa, tais como: perfil de desembolso do capital investido, incidência de tributos, depreciação e/ou amortização, custos de investimentos e operacionais de cada equipamento, etc...

Referências Bibliográficas

AL-SAADOON, F. T.; NSA, A. U.; Economics of LNG Projects; Presentation at the Production and Symposium held in Oklahoma, USA, 4-6 April, 2009;

BAIOCO, J. S.; SANTARÉM, C. A.; BONÉ, R. B.; FILHO, V. J. M. F.; Custos e benefícios econômicos de tecnologias de transporte de gás natural no Brasil - 4º PDPETRO, Campinas, SP; 21-24 de Outubro de 2007;

BALOGUN, O. M.; Economics Viability of Gas-To-Liquids in Nigeria; Presentation at the 33rd Annual International Technical Conference and Exhibition in Abuja, Nigeria, 3-5 August, 2009;

BEN - Balanço Energético Nacional 2010, ano base 2009. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em <www.ben.epe.gov.br> acessado em 15 de Outubro de 2010;

BM&F BOVESPA – Bolsa de mercadorias e futuros da Bovespa. Disponível em <http://www.bmfbovespa.com.br> Acessado em 21 de janeiro de 2010;

BP – BRITISH PETROLEUM; Statistical Review of World Energy June. Disponível em <http://www.bp.comr> Acessado em 02de agosto de 2009;

BR - PETROBRAS DISTRIBUIDORA – Site da empresa - Disponível em <http://www.br.com.br> Acessado em 26 de março de 2009;

BRITTO, M. P. T. de; Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural no Brasil: Estratégia Empresarial e Seus Desafios. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia de Produção, 2002.

CEM INTERNATIONAL – Site da empresa - Disponível em <www.cem-int.com.au> - Acessado em 20 de Maio de 2009;

CHANG, S.; Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of *Offshore* Stranded Gas, SPE – Society of Petroleum Engineers, Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 17-19 April 2001;

CLENNELL, M. B; Hidrato de Gás Submarino: natureza, ocorrência e perspectivas para exploração na margem continental brasileira; Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia - IGEO, Universidade Federal da Bahia; Artigo aceito em 03 de setembro de 2001; Brazilian Journal of Geophysics, Vol. 18(3), 2000;

ECONOMIDES, M. J; SUN, K.; SUBERO, G.; Compressed Natural Gas (CNG): An Alternative to Liquefied Natural Gas (LNG); University of Houston, SPE Production and Operations, May 2006;

ENERSEA TRANSPORT LCC – Site da empresa - Disponível em <http://www.enerseatransport.com> - Acessado em 20 de Maio de 2009;

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDE) 2010-2019. Disponível em <www.epe.gov.br> acessado em 15 de outubro de 2010;

FABOZZI, F. J.; PETERSON, P. P.; Financial Management and Analysis, John Wiley & Sons Ltd; Wiley Finance; Second Edition, Canada, 2003;

GARROUCH, A. A.; Economics Viability of Gas-To-Liquids Technology; Presentation at the Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium held in Dallas, USA, 1-3 April, 2007;

GAUL, D.; TOBIN, J.; Additions to capacity on the U. S. Natural Gas Pipeline Network – Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, July 2008;

GOOGLE MAPS - Disponível em < http://maps.google.com.br> Acessado em 12 de novembro de 2009;

IFP – INNOVATION ENERGY ENVIRONMENT - *GTL*: Prospects for Development, Panorama 2006. Disponível em <www.ifp.fr> acessado em 20 de março de 2009;

INDUSTCARDS – Site da empresa - Disponível em <www.industcards.com> acessado em 20 de março de 2009;

KANDA, H.; ECONOMICS STUDY OF NATURAL GAS TRANSPORTATION WITH NATURAL GAS HYDRATE (NGH) PELLETS; Presentation at the 23rd World Gas Conference, Amsterdam, Holanda, 2006;

KAWASAKI, T.; BANDO, K.; SUEHIRO, Y.; SPE; JAPAN OIL, GAS METALS NATIONAL CORPORATION; NHG Chain: A New Gas Transportation Concept; Presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 December, 2008;

KHATANIAR, S.; Technical and Economics Issues in Transportation of *GTL* Products from Alaskan North Slop to the Markets; Presentation at the International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Westem Regional Meeting held in Bakersfield, California, USA, 16-18 March, 2004;

MARTINEZ, D. B.; Projeto Final de curso de Engenharia Química - Transporte de Gás Natural sob a forma de Hidratos Gasosos; UFRJ, Escola de Química; Agosto de 2009;

MOURA, N. R. de; Apresentação: Desafios tecnológicos para o gás natural; Petrobras, Novembro de 2007;

NAJIBI, H.; ECONOMICS EVALUATION OF NATURAL GAS TRANSPORTATION FROM IRAN'S SOUTH-PARS GAS FIELD TO MARKET; Applied Thermal Engineering, 2008;

NGH JAPAN – Site da empresa - Disponível em <www.nghjapan.mes.co.jp/english> acessado em 20 de março de 2009;

OGUGBUE, C. C.; ECONOMICS OF *GTL* TECHNOLOGY FOR GAS UTILIZATION; Presentation at the Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium held in Dallas, USA, 1-3 April, 2007;

PATEL, B.; Gas MONETISATION: A TECHNO-ECONOMIC COMPARISON OF GAS-TO-LIQUIDS AND LNG; 7th World Congress of Chemical Engineering, Glasgow, 2005;

PERRUT, F. M.; Potencial para Difusão das Tecnologias Alternativas ao Transporte do Gás Natural no Brasil: O Caso Gás Natural Comprimido e Gás Natural Liquefeito. Universidade federal do rio de janeiro, Instituto de economia, Monografia de bacharelado, Agosto, 2005;

PETROBRAS – Site da empresa (Banco de imagens) - Disponível em <http://bip.petrobras.com.br> - Acessado em 20 de Maio de 2009;

PETROBRAS – Site da empresa - Disponível em <http://www.petrobras.com.br> - Acessado em 14 de setembro de 2010;

POULALLION, P.; Manual do Gás Natural – Confederação Nacional da Indústria/Conselho para Assuntos de Energia (CNI/COASE), 1986;

RAJNAUTH, J.; GAS TRANSPORTATION: PRESENT AND FUTURE; Presentation at the Gas Technology Symposium Joint Conference held in Calgary, Canada, 16-19 June, 2009;

REVISTA FATOR. Disponível em <www.revistafator.com.br> - Acessado em 20 de Maio de 2009;

RIGOLIN, P. H. da C.; Avaliação global dos modos energéticos de transporte do gás natural inclusive como energia secundária; universidade de SÃO Paulo; USP - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia 2007;

RODENHEBER, É. J.; Gerente Geral de Operações de Ativos de Energia; Fórum Abnee Tec - Matriz Energética, Política Para Energias, Alternativas: biomassa, Solar, Eólica, Nuclear, Gás, Pchs, 2007;

SALTELLI, A.; TARANTOLA, S.; CAMPOLONGO, F.; RATTO, M.; Sensitivity Analysis In Practice - A Guide To Assessing Scientific Models; John Wiley & Sons Ltd; Joint Research Centre of the European Commission, Ispra, Italy, 2004;

SANTOS, J. A. – Apostila do curso de Análise de Investimento, Avaliação Econômica de Projetos; Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), Almirante Barroso, 52 - 21º andar, Centro, Rio de Janeiro; 2009;

SEA NATURAL GAS – Site da empresa - Disponível em <www.coselle.com> acessado em 20 de março de 2009;

SHELL – Site da empresa - Disponível em <http://www.shell.com> Acessado em 12 de fevereiro de 2009;

SUBERO, G.; SUN, K.; DESHPANDE, A.; MCLAUGHLIN, J.; J, M.; A Comparative Study of Sea-Going Natural Gas Transport. SPE – Society of Petroleum Engineers, Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A, 26-29 September 2004;

THOMAS, S.; DAWE, R. A. Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use; Petroleum Engineering Unit, Department of Chemical Engineering, The University of West Indies, St. Augustine, Trinidad and Tobago, Received 3 January 2002;

TRANSGAS – Site da empresa - Companhia de Transporte de Gás Natural. Disponível em <http://www.transgas.com.br> Acessado em 12 de fevereiro de 2009;

U. S. Department of energy - Liquefied Natural Gas: Understand the Basic Facts. Disponível em <http://www.energy.gov> Acessado em 10 de fevereiro de 2009;

WANG, X.; PORCU, M. M.; SPE; XGAS; Economides Consultants. The Potential of Compressed Natural Gas Transport in Asia; Presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 December, 2008;

WATANABE, S.; TAKAHASHI, S.; MIZUBAYASHI, H.; A Demonstration Project of NGH Land Transportation System; Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008),Vancouver, British Columbia, CANADA, July 6-10, 2008;

WATANABE, T.; GAS TO WIRE (*GTW*) SYSTEM FOR DEVELOPING “SMALL GAS FIELD” AND EXPLOITING “ASSOCIATED GAS”; Presentation at the International Oil and Gas Conference and Exhibition held in Beijing, China, 5-7 December, 2006;

XGAS – Site da empresa - Disponível em <http://www.xgas.us> Acessado em 20 de fevereiro de 2009;

APÊNDICES

Apêndice 1: Dados da literatura de custos da tecnologia *GNL Offshore.*

Autor \ Ano	CAPEX	Unidade	OPEX	Unidade	Tarifa de transporte	Unidade	Preço do GN (VENDA)	Unidade	Preço do GN (COMPRA)	Unidade
CHANG \ 2001	600	$/TPA	0.5	$/MMBTU	0.2	$ / MMBTU / 1000 km	2.4	$/MMBTU	0.25	$/MSCF
WAGNER \ 2002	= 0.0014*(VAZAO)* ^2 - 1.6491* (VAZAO) + 604.67	$/TPA	= 0.000001*(VAZAO) ^2 - 0.0017* (VAZAO) + 1.1857	$/MMBTU	2	$ / MMBTU	N/A	N/A		
SUBERO \ 2004	476	$/TPA	=(-0.2568)* LN(VAZAO) +2.0648	$/MMBTU	0.2	$ / MMBTU / 1000 km	3.5	$/MMBTU		
RAJNAUTH \ 2008	290	$/TPA	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A		
AL-SAADOON \ 2009	12.8	$/MMBTU	5-6 % CAPEX	$/MMBTU	N/A	N/A	1 a 5	$/MMBTU		
BALOGUN \ 2009	830	$/TPA	0.40	$/MMBTU	0.4	$ / MMBTU	5.4	$/MMBTU	0.25 a 1.5	$/MMBTU
PATEL \ 2005	330	$/TPA	0.3	$/MMBTU	N/A	N/A	3.0 a 3.5	$/MMBTU	0.6 a 1.0	$/MMBTU

Apêndice 2: Dados da literatura de custos da tecnologia *GASODUTO Offshore.*

Autor \ Ano	CAPEX	Unidade	OPEX	Unidade	Tarifa de transporte	Unidade	Preço do GN (VENDA)	Unidade	Preço do GN (COMPRA)	Unidade
CHANG \ 2001	500000	$ / km	0.9	$/MMBTU	N/A	N/A	2.5	$/MMBTU	0.25	$/MSCF
WAGNER \ 2002	= 0.00005*(VAZAO) ^2 –0.0608*(VAZAO) + 24.417	$/MMBTU	= 0.000001*(VAZAO) ^2 - 0.0012*(VAZAO) + 0.5076	$/MMBTU	1	$/MMBTU	N/A	N/A		
SUBERO \ 2004	=(1200*(VAZAO) +0.3917)	$ / km	1.0	$/MMBTU	=1%*(VAZAO)	$/MMBTU/1000 km	3.5	$/MMBTU		
RAJNAUTH \ 2008	2000000	$ / km	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A		

Apêndice 3: Dados da literatura de custos da tecnologia *GNC Offshore*.

Autor \ Ano	CAPEX	Unidade	OPEX	Unidade	Tarifa de transporte	Unidade	Preço do GN (VENDA)	Unidade	Preço do GN (COMPRA)	Unidade
CHANG \ 2001	60	$ MM	0.07	$/SCFD.YR	21	$/MM / YR / 1000 km	2.25	$/MMBTU	0.25	$/MSCF
WAGNER \ 2002	= -0.0006*(VAZAO) + 0.8914	$/MMBTU	=0.000002*(VAZAO) ^2 - 0.0021*(VAZAO) + 1.4246	$/MMBTU	1.7	$/MMBTU	N/A	N/A		
SUBERO \ 2004	=11.495*(VAZAO) ^(-0.4879)	$/MMBTU	0.65	$/MMBTU	0.4	$ / MMBTU / 1000 km	3.5	$/MMBTU		

Apêndice 4: Dados da literatura de custos da tecnologia *HGN Offshore*.

Autor \ Ano	CAPEX	Unidade	OPEX	Unidade	Tarifa de transporte	Unidade	Preço do GN (VENDA)	Unidade	Preço do GN (COMPRA)	Unidade
CHANG \ 2001	50%	CAPEX DO *GTL*	0.37	$/MMBTU	0.15	$ / MMBTU / 1000 km	2.3	$/MMBTU	0.25	$/MSCF
KANDA \ 2006	100	$ / TPA	N/A	N/A	N/A	N/A	4.5 a 5.5	$/MMBTU	1	$/MMBTU
NAJIBI \ 2008	4,0	$ MM / MMSCFD	N/A	N/A	N/A	N/A	4	$/MMBTU	0.5	$/MMBTU

Apêndice 5: Dados da literatura de custos da tecnologia *GTW Offshore*.

Autor \ Ano	CAPEX	Unidade	OPEX	Unidade	Tarifa de transporte	Unidade	Preço do GN (VENDA)	Unidade	Preço do GN (COMPRA)	Unidade
CHANG \ 2001	1	$ / WATT	5 % CAPEX	$ / WATT	N/A	N/A	32 a 157	$ / MWH	0.25	$/MSCF
WATANABE \ 2006	1.2 a 1.6	$ / WATT	= -0.0003*(VAZAO)^2 + 0.2827*(VAZAO) + 0.6283	$ MM /yr	0,03	$ / WATT / 1000 km	40	$ / MWH	N/A	N/A

Apêndice 6: Dados da literatura de custos da tecnologia *GTL Offshore*.

Autor \ Ano	CAPEX	Unidade	OPEX	Unidade	Tarifa de transporte	Unidade	Preço do GN (VENDA)	Unidade	Preço do GN (COMPRA)	Unidade
CHANG \ 2001	40000	$/BPD	10	$/BBL	1.35	$/BBL / 1000 km	25	$/BBL	0.25	$/MSCF
OGUGBUE \ 2007	20000 a 40000	$/BPD	5 a 7 % CAPEX	$/BPD	N/A	N/A	25 a 40	$/BBL		
GARROUCH \ 2007	20000 a 40000	$/BPD	7 % CAPEX	$/BPD	N/A	N/A	18 a 32	$/BBL	9 a 10	$/BBL
AL-SAADOON \ 2005	20000 a 40000	$/BPD	5 a 7 % CAPEX	$/BPD	N/A	N/A	10 a 38	$/BBL	1 a 5	$ / MMBTU
BALOGUN \ 2009	39300	$/BPD	6	$/BBL	N/A	N/A	35	$/BBL	0.5 a 1.5	$ / MMBTU
KHATANIAR \ 2004	20000 a 33000	$/BPD	5.6 % CAPEX	$/BPD	N/A	N/A	21	$/BBL	N/A	N/A
PATEL \ 2005	25000	$/BPD	N/A	N/A	N/A	N/A	23 a 30	$/BBL	6 a 10	$/BBL

Apêndice 7: Resultados das Figuras 5.1 a 5.6 do VPL de cada tecnologia *Offshore*.

Vazão	Distância	*GNL*	*Gasoduto*	*GNC*	*HGN*	*GTL*	*GTW*
1	100	*3,6*	*-32,9*	*2,6*	*6,6*	*4,0*	*4,8*
1	500	*3,3*	*-190,1*	*2,0*	*6,4*	*3,9*	*4,2*
1	1000	*2,9*	*-386,5*	*1,2*	*6,1*	*3,6*	*3,4*
1	1500	*2,6*	*-583,0*	*0,5*	*5,8*	*3,4*	*2,7*
1	2000	*2,2*	*-779,4*	*-0,2*	*5,5*	*3,2*	*1,9*
1	3000	*1,5*	*-1172,3*	*-1,7*	*5,0*	*2,7*	*0,3*
1	4000	*0,7*	*-1565,2*	*-3,2*	*4,4*	*2,3*	*-1,2*
50	100	*180,7*	*272,2*	*341,0*	*330,2*	*202,2*	*242,0*
50	500	*165,9*	*91,8*	*311,4*	*319,1*	*193,1*	*210,8*
50	1000	*147,4*	*-133,7*	*274,4*	*305,2*	*181,8*	*154,0*
50	1500	*128,9*	*-359,3*	*237,4*	*291,3*	*170,4*	*132,8*
50	2000	*110,4*	*-584,8*	*200,4*	*277,4*	*159,1*	*93,8*
50	3000	*73,4*	*-1035,9*	*126,4*	*249,7*	*136,4*	*15,8*
50	4000	*36,4*	*-1487,0*	*52,3*	*221,9*	*113,7*	*-62,2*
150	100	*542,2*	*895,1*	*1069,0*	*990,5*	*606,6*	*726,0*
150	500	*497,8*	*667,1*	*980,2*	*957,2*	*579,4*	*632,4*
150	1000	*442,3*	*382,2*	*869,2*	*915,5*	*545,3*	*515,4*
150	1500	*386,7*	*97,2*	*758,1*	*873,9*	*511,3*	*398,4*
150	2000	*331,2*	*-187,7*	*647,1*	*832,3*	*477,2*	*281,4*
150	3000	*220,2*	*-757,6*	*425,1*	*749,0*	*409,1*	*47,4*
150	4000	*109,2*	*-1327,5*	*203,0*	*665,7*	*341,0*	*-186,6*
250	100	*903,6*	*1517,9*	*1805,6*	*1650,8*	*1011,1*	*1210,1*
250	500	*829,6*	*1242,4*	*1657,5*	*1595,3*	*965,7*	*1054,1*
250	1000	*737,1*	*898,1*	*1472,5*	*1525,9*	*908,9*	*859,0*
250	1500	*644,6*	*553,7*	*1287,4*	*1456,5*	*852,2*	*664,0*
250	2000	*552,1*	*209,4*	*1102,4*	*1387,1*	*795,4*	*469,0*
250	3000	*367,0*	*-479,3*	*732,3*	*1248,3*	*681,9*	*79,0*
250	4000	*182,0*	*-1168,0*	*362,2*	*1109,6*	*568,4*	*-311,1*

Apêndice 8: Resultados da Figura 5.8 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.

VPL	**DISTÂNCIAS**					
TECNOLOGIAS	**300**	**400**	**500**	**600**	**1000**	**1800**
GNL	*R$ 173,3*	*R$ 169,6*	*R$ 165,9*	*R$ 162,2*	*R$ 147,4*	*R$ 117,8*
GASODUTO	*R$ 181,8*	*R$ 136,7*	*R$ 91,5*	*R$ 46,3*	*-R$ 134,3*	*-R$ 495,7*
GNC	*R$ 326,1*	*R$ 318,7*	*R$ 311,3*	*R$ 303,9*	*R$ 274,3*	*R$ 215,1*
HGN	*R$ 324,6*	*R$ 321,8*	*R$ 319,1*	*R$ 316,3*	*R$ 305,2*	*R$ 283,0*
GTL	*R$ 197,7*	*R$ 195,4*	*R$ 193,1*	*R$ 190,9*	*R$ 181,8*	*R$ 163,6*
GTW	*R$ 226,4*	*R$ 218,6*	*R$ 210,8*	*R$ 203,0*	*R$ 171,8*	*R$ 109,4*

Apêndice 9: Resultados da Figura 5.9 da TIR x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.

TIR	**DISTÂNCIAS**					
TECNOLOGIAS	**300**	**400**	**500**	**600**	**1000**	**1800**
GNL	*19,3%*	*19,1%*	*18,9%*	*18,7%*	*18,0%*	*16,5%*
GASODUTO	*27,3%*	*20,1%*	*15,6%*	*12,4%*	*5,3%*	*-0,8%*
GNC	*115,1%*	*112,8%*	*110,4%*	*108,1%*	*98,7%*	*79,9%*
HGN	*30,7%*	*30,5%*	*30,3%*	*30,2%*	*29,5%*	*28,2%*
GTL	*25,8%*	*25,6%*	*25,4%*	*25,3%*	*24,6%*	*23,2%*
GTW	*18,3%*	*18,1%*	*17,8%*	*17,5%*	*16,4%*	*14,2%*

Apêndice 10: Resultados da Figura 5.10 do Payback Simples x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.

PAYBACK SIMPLES	**DISTÂNCIAS**					
TECNOLOGIAS	**300**	**400**	**500**	**600**	**1000**	**1800**
GNL	*5,0*	*5,1*	*5,1*	*5,2*	*5,4*	*5,8*
GASODUTO	*3,6*	*4,9*	*6,1*	*7,3*	*12,1*	*21,8*
GNC	*0,9*	*0,9*	*0,9*	*0,9*	*1,0*	*1,3*
HGN	*3,2*	*3,3*	*3,3*	*3,3*	*3,4*	*3,5*
GTL	*3,8*	*3,9*	*3,9*	*3,9*	*4,0*	*4,2*
GTW	*5,3*	*5,3*	*5,4*	*5,5*	*5,8*	*6,6*

Apêndice 11: Resultados da Figura 5.11 do Payback descontado x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.

PAYBACK DESCONTADO	**DISTÂNCIAS**					
TECNOLOGIAS	**300**	**400**	**500**	**600**	**1000**	**1800**
GNL	*7,4*	*7,4*	*7,5*	*7,6*	*8,1*	*9,1*
GASODUTO	*4,8*	*7,0*	*9,8*	*13,6*	*20,0*	*20,0*
GNC	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,0*	*1,1*	*1,4*
HGN	*4,1*	*4,1*	*4,2*	*4,2*	*4,3*	*4,6*
GTL	*5,1*	*5,1*	*5,2*	*5,2*	*5,4*	*5,8*
GTW	*7,8*	*8,0*	*8,2*	*8,3*	*9,1*	*11,2*

Apêndice 12: Resultados da Figura 5.12 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.

VPL	**DISTÂNCIAS**					
TECNOLOGIAS	**300**	**400**	**500**	**600**	**1000**	**1800**
GNL	*R$ 866,6*	*R$ 848,1*	*R$ 829,6*	*R$ 811,1*	*R$ 737,1*	*R$ 589,1*
GASODUTO	*R$ 1.379,3*	*R$ 1.310,1*	*R$ 1.240,9*	*R$ 1.171,8*	*R$ 895,1*	*R$ 341,7*
GNC	*R$ 1.731,3*	*R$ 1.694,3*	*R$ 1.657,3*	*R$ 1.620,3*	*R$ 1.472,3*	*R$ 1.176,2*
HGN	*R$ 1.623,1*	*R$ 1.609,2*	*R$ 1.595,3*	*R$ 1.581,4*	*R$ 1.525,9*	*R$ 1.414,9*
GTL	*R$ 988,4*	*R$ 977,0*	*R$ 965,7*	*R$ 954,3*	*R$ 908,9*	*R$ 818,1*
GTW	*R$ 1.132,1*	*R$ 1.093,1*	*R$ 1.054,1*	*R$ 1.015,0*	*R$ 859,0*	*R$ 547,0*

Apêndice 13: Resultados da Figura 5.13 da TIR x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.

TIR	**DISTÂNCIAS**					
TECNOLOGIAS	**300**	**400**	**500**	**600**	**1000**	**1800**
GNL	*19,3%*	*19,1%*	*18,9%*	*18,7%*	*18,0%*	*16,5%*
GASODUTO	*89,8%*	*67,4%*	*53,9%*	*44,9%*	*26,7%*	*13,9%*
GNC	*252,5%*	*247,4%*	*242,2%*	*237,1%*	*216,5%*	*175,3%*
HGN	*30,7%*	*30,5%*	*30,3%*	*30,2%*	*29,5%*	*28,2%*
GTL	*25,8%*	*25,6%*	*25,4%*	*25,3%*	*24,6%*	*23,2%*
GTW	*18,3%*	*18,1%*	*17,8%*	*17,5%*	*16,4%*	*14,2%*

Apêndice 14: Resultados da Figura 5.14 do Payback Simples x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.

PAYBACK SIMPLES	**DISTÂNCIAS**					
TECNOLOGIAS	**300**	**400**	**500**	**600**	**1000**	**1800**
GNL	*5,0*	*5,1*	*5,1*	*5,2*	*5,4*	*5,8*
GASODUTO	*1,1*	*1,5*	*1,9*	*2,2*	*3,7*	*6,7*
GNC	*0,4*	*0,4*	*0,4*	*0,4*	*0,5*	*0,6*
HGN	*3,2*	*3,3*	*3,3*	*3,3*	*3,4*	*3,5*
GTL	*3,8*	*3,9*	*3,9*	*3,9*	*4,0*	*4,2*
GTW	*5,3*	*5,3*	*5,4*	*5,5*	*5,8*	*6,6*

Apêndice 15: Resultados da Figura 5.15 do Payback descontado x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.

PAYBACK DESCONTADO	**DISTÂNCIAS**					
TECNOLOGIAS	**300**	**400**	**500**	**600**	**1000**	**1800**
GNL	*7,4*	*7,4*	*7,5*	*7,6*	*8,1*	*9,1*
GASODUTO	*1,3*	*1,7*	*2,2*	*2,7*	*4,9*	*11,6*
GNC	*0,4*	*0,4*	*0,5*	*0,5*	*0,5*	*0,6*
HGN	*4,1*	*4,1*	*4,2*	*4,2*	*4,3*	*4,6*
GTL	*5,1*	*5,1*	*5,2*	*5,2*	*5,4*	*5,8*
GTW	*7,8*	*8,0*	*8,2*	*8,3*	*9,1*	*11,2*

Apêndice 16: Resultados das Figuras 5.16 a 5.21 do VPL de cada tecnologia *Onshore*.

Vazão	**Distância**	***GNL***	***Gasoduto***	***GNC***	***HGN***	***GTL***	***GTW***
1	100	*3,4*	*4,6*	*2,4*	*6,1*	*4,0*	*4,8*
1	500	*2,5*	*-2,3*	*0,9*	*5,9*	*3,8*	*4,2*
1	1000	*1,3*	*-11,0*	*-0,9*	*5,6*	*3,5*	*3,4*
1	1500	*0,1*	*-19,7*	*-2,7*	*5,3*	*3,3*	*2,7*
1	2000	*-1,1*	*-28,4*	*-4,5*	*5,1*	*3,0*	*1,9*
1	3000	*-3,5*	*-45,8*	*-8,2*	*4,5*	*2,4*	*0,3*
1	4000	*-5,9*	*-63,2*	*-11,8*	*4,0*	*1,9*	*-1,2*
50	100	*172,4*	*304,8*	*330,3*	*306,1*	*201,7*	*242,0*
50	500	*124,3*	*254,6*	*257,7*	*295,0*	*190,6*	*210,8*
50	1000	*64,1*	*191,9*	*167,1*	*281,1*	*176,7*	*171,8*
50	1500	*4,0*	*129,2*	*76,4*	*267,2*	*162,8*	*132,8*
50	2000	*-56,1*	*66,4*	*-14,3*	*253,4*	*149,0*	*93,8*
50	3000	*-176,4*	*-59,0*	*-195,6*	*225,6*	*121,2*	*15,8*
50	4000	*-296,7*	*-184,5*	*-377,0*	*197,9*	*93,5*	*-62,2*
150	100	*517,2*	*917,5*	*1036,8*	*918,3*	*605,1*	*726,0*
150	500	*372,9*	*779,1*	*819,2*	*885,0*	*571,8*	*632,4*
150	1000	*192,4*	*606,0*	*547,2*	*843,4*	*530,2*	*515,4*
150	1500	*12,0*	*433,0*	*275,2*	*801,7*	*488,5*	*398,4*
150	2000	*-168,4*	*260,0*	*3,1*	*760,1*	*446,9*	*281,4*
150	3000	*-529,2*	*-86,0*	*-540,9*	*676,8*	*363,6*	*47,4*
150	4000	*-890,1*	*-432,1*	*-1084,9*	*593,6*	*280,4*	*-186,6*
250	100	*862,0*	*1530,1*	*1751,9*	*1530,5*	*1008,5*	*1210,1*
250	500	*621,4*	*1303,5*	*1389,2*	*1475,0*	*953,0*	*1054,1*
250	1000	*320,7*	*1020,2*	*935,8*	*1405,6*	*883,6*	*859,0*
250	1500	*20,0*	*736,9*	*482,5*	*1336,2*	*814,2*	*664,0*
250	2000	*-280,7*	*453,6*	*29,1*	*1266,8*	*744,8*	*469,0*
250	3000	*-882,1*	*-113,0*	*-877,6*	*1128,1*	*606,1*	*79,0*
250	4000	*-1483,5*	*-679,6*	*-1784,4*	*989,3*	*467,3*	*-311,1*

Apêndice 17: Resultados da Figura 5.23 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.

VPL	**DISTÂNCIAS**					
TECNOLOGIAS	**300**	**500**	**600**	**1000**	**1300**	**1800**
GNL	*R$ 148,3*	*R$ 124,3*	*R$ 112,3*	*R$ 64,1*	*R$ 28,1*	*-R$ 32,1*
GASODUTO	*R$ 279,7*	*R$ 254,6*	*R$ 242,1*	*R$ 191,9*	*R$ 154,3*	*R$ 91,5*
GNC	*R$ 294,0*	*R$ 257,7*	*R$ 239,6*	*R$ 167,1*	*R$ 112,7*	*R$ 22,0*
HGN	*R$ 300,6*	*R$ 295,0*	*R$ 292,2*	*R$ 281,1*	*R$ 272,8*	*R$ 258,9*
GTL	*R$ 196,2*	*R$ 190,6*	*R$ 187,8*	*R$ 176,7*	*R$ 168,4*	*R$ 154,5*
GTW	*R$ 226,4*	*R$ 210,8*	*R$ 203,0*	*R$ 171,8*	*R$ 148,4*	*R$ 109,4*

Apêndice 18: Resultados da Figura 5.24 da TIR x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.

TIR	DISTÂNCIAS					
TECNOLOGIAS	**300**	**500**	**600**	**1000**	**1300**	**1800**
GNL	*18,0%*	*16,8%*	*16,2%*	*13,6%*	*11,6%*	*8,1%*
GASODUTO	*99,0%*	*59,4%*	*49,5%*	*29,5%*	*22,5%*	*15,6%*
GNC	*105,2%*	*93,7%*	*87,9%*	*64,8%*	*47,5%*	*18,1%*
HGN	*29,2%*	*28,9%*	*28,7%*	*28,1%*	*27,6%*	*26,7%*
GTL	*25,7%*	*25,3%*	*25,0%*	*24,2%*	*23,6%*	*22,5%*
GTW	*18,3%*	*17,8%*	*17,5%*	*16,4%*	*15,6%*	*14,2%*

Apêndice 19: Resultados da Figura 5.25 do Payback Simples x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.

PAYBACK SIMPLES	DISTÂNCIAS					
TECNOLOGIAS	**300**	**500**	**600**	**1000**	**1300**	**1800**
GNL	*5,3*	*5,7*	*5,9*	*6,8*	*7,7*	*9,8*
GASODUTO	*1,0*	*1,7*	*2,0*	*3,4*	*4,4*	*6,1*
GNC	*1,0*	*1,1*	*1,1*	*1,5*	*2,1*	*5,3*
HGN	*3,4*	*3,4*	*3,5*	*3,5*	*3,6*	*3,7*
GTL	*3,9*	*3,9*	*3,9*	*4,1*	*4,2*	*4,4*
GTW	*5,3*	*5,4*	*5,5*	*5,8*	*6,1*	*6,6*

Apêndice 20: Resultados da Figura 5.26 do Payback descontado x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD.

PAYBACK DESCONTADO	DISTÂNCIAS					
TECNOLOGIAS	**300**	**500**	**600**	**1000**	**1300**	**1800**
GNL	*8,0*	*8,8*	*9,3*	*11,9*	*15,2*	*20,0*
GASODUTO	*1,1*	*1,9*	*2,4*	*4,3*	*6,0*	*9,8*
GNC	*1,1*	*1,2*	*1,3*	*1,8*	*2,5*	*8,0*
HGN	*4,4*	*4,4*	*4,5*	*4,6*	*4,7*	*4,9*
GTL	*5,1*	*5,2*	*5,3*	*5,5*	*5,7*	*6,0*
GTW	*7,8*	*8,2*	*8,3*	*9,1*	*9,8*	*11,2*

Apêndice 21: Resultados da Figura 5.27 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.

VPL	DISTÂNCIAS					
TECNOLOGIAS	**300**	**500**	**600**	**1000**	**1300**	**1800**
GNL	*R$ 741,7*	*R$ 621,4*	*R$ 561,3*	*R$ 320,7*	*R$ 140,3*	*-R$ 160,4*
GASODUTO	*R$ 1.416,8*	*R$ 1.303,5*	*R$ 1.246,8*	*R$ 1.020,2*	*R$ 850,2*	*R$ 566,9*
GNC	*R$ 1.570,5*	*R$ 1.389,2*	*R$ 1.298,5*	*R$ 935,8*	*R$ 663,8*	*R$ 210,4*
HGN	*R$ 1.502,8*	*R$ 1.475,0*	*R$ 1.461,1*	*R$ 1.405,6*	*R$ 1.364,0*	*R$ 1.294,6*
GTL	*R$ 980,8*	*R$ 953,0*	*R$ 939,1*	*R$ 883,6*	*R$ 842,0*	*R$ 772,6*
GTW	*R$ 1.132,1*	*R$ 1.054,1*	*R$ 1.015,0*	*R$ 859,0*	*R$ 742,0*	*R$ 547,0*

Apêndice 22: Resultados da Figura 5.28 da TIR x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.

TIR	DISTÂNCIAS					
TECNOLOGIAS	**300**	**500**	**600**	**1000**	**1300**	**1800**
GNL	*18,0%*	*16,8%*	*16,2%*	*13,6%*	*11,6%*	*8,1%*
GASODUTO	*109,6%*	*65,8%*	*54,8%*	*32,8%*	*25,0%*	*17,6%*
GNC	*230,7%*	*205,4%*	*192,8%*	*142,2%*	*104,3%*	*41,0%*
HGN	*29,2%*	*28,9%*	*28,7%*	*28,1%*	*27,6%*	*26,7%*
GTL	*25,7%*	*25,3%*	*25,0%*	*24,2%*	*23,6%*	*22,5%*
GTW	*18,3%*	*17,8%*	*17,5%*	*16,4%*	*15,6%*	*14,2%*

Apêndice 23: Resultados da Figura 5.29 do Payback Simples x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.

PAYBACK SIMPLES	DISTÂNCIAS					
TECNOLOGIAS	**300**	**500**	**600**	**1000**	**1300**	**1800**
GNL	*5,3*	*5,7*	*5,9*	*6,8*	*7,7*	*9,8*
GASODUTO	*0,9*	*1,5*	*1,8*	*3,0*	*4,0*	*5,5*
GNC	*0,4*	*0,5*	*0,5*	*0,7*	*1,0*	*2,4*
HGN	*3,4*	*3,4*	*3,5*	*3,5*	*3,6*	*3,7*
GTL	*3,9*	*3,9*	*3,9*	*4,1*	*4,2*	*4,4*
GTW	*5,3*	*5,4*	*5,5*	*5,8*	*6,1*	*6,6*

Apêndice 24: Resultados da Figura 5.30 do Payback descontado x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD.

PAYBACK DESCONTADO	DISTÂNCIAS					
TECNOLOGIAS	**300**	**500**	**600**	**1000**	**1300**	**1800**
GNL	*8,0*	*8,8*	*9,3*	*11,9*	*15,2*	*20,0*
GASODUTO	*1,0*	*1,7*	*2,1*	*3,8*	*5,3*	*8,3*
GNC	*0,5*	*0,5*	*0,6*	*0,8*	*1,1*	*2,9*
HGN	*4,4*	*4,4*	*4,5*	*4,6*	*4,7*	*4,9*
GTL	*5,1*	*5,2*	*5,3*	*5,5*	*5,7*	*6,0*
GTW	*7,8*	*8,2*	*8,3*	*9,1*	*9,8*	*11,2*

Apêndice 25: Resultados da Figura 6.1 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	300			1000			1800		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*-150,5*	*-177,0*	*-193,3*	-176,4	*-196,0*	*-208,1*	*-206,0*	*-217,8*	*-225,0*
GASODUTO	*-138,6*	*-137,7*	*-137,2*	-454,3	*-453,5*	*-453,0*	*-815,2*	*-814,4*	*-813,8*
GNC	*4,0*	*-6,9*	*-13,5*	-47,8	*-44,9*	*-43,2*	*-107,0*	*-88,5*	*-77,0*
HGN	*-45,5*	*-86,4*	*-111,6*	*-64,9*	*-100,7*	*-122,7*	*-87,1*	*-117,0*	*-135,4*
GTL	*-96,6*	*-114,0*	*-124,7*	*-112,5*	*-125,7*	*-133,8*	*-130,6*	*-139,0*	*-144,2*
GTW	*-229,1*	*-265,5*	*-287,9*	-283,8	*-305,7*	*-319,2*	*-346,2*	*-351,5*	*-354,9*

Apêndice 26: Resultados da Figura 6.2 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	300			1000			1800		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*11,4*	*-57,9*	*-100,7*	*-14,5*	*-77,0*	*-115,5*	*-44,1*	*-98,7*	*-132,4*
GASODUTO	*21,7*	*-19,9*	*-45,5*	*-294,0*	*-335,6*	*-361,3*	*-654,9*	*-696,5*	*-722,1*
GNC	*165,1*	*111,6*	*78,6*	*113,3*	*73,5*	*49,0*	*54,1*	*30,0*	*15,1*
HGN	*139,6*	*49,7*	*-5,8*	*120,1*	*35,4*	*-16,9*	*97,9*	*19,0*	*-29,6*
GTL	*50,5*	*-5,8*	*-40,6*	*34,7*	*-17,5*	*-49,7*	*16,5*	*-30,9*	*-60,1*
GTW	*-1,4*	*-98,1*	*-157,7*	*-56,0*	*-138,2*	*-188,9*	*-118,4*	*-184,1*	*-224,6*

Apêndice 27: Resultados da Figura 6.3 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	300			1000			1800		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*108,6*	*13,5*	*-45,1*	*82,7*	*-5,5*	*-59,9*	*53,0*	*-27,3*	*-76,8*
GASODUTO	*117,9*	*50,9*	*9,5*	*-197,9*	*-264,9*	*-306,3*	*-558,7*	*-625,8*	*-667,1*
GNC	*261,8*	*182,7*	*133,9*	*209,9*	*144,6*	*104,3*	*150,7*	*101,0*	*70,4*
HGN	*250,6*	*131,3*	*57,7*	*231,2*	*117,0*	*46,6*	*209,0*	*100,7*	*33,9*
GTL	*138,8*	*59,1*	*9,9*	*122,9*	*47,4*	*0,8*	*104,8*	*34,0*	*-9,6*
GTW	*135,3*	*2,4*	*-79,5*	*80,7*	*-37,7*	*-110,7*	*18,3*	*-83,6*	*-146,4*

Apêndice 28: Resultados da Figura 6.4 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*173,3*	*61,1*	*-8,1*	*147,4*	*42,1*	*-22,9*	*117,8*	*20,3*	*-39,8*
GASODUTO	*182,0*	*98,0*	*46,2*	*-133,7*	*-217,8*	*-269,6*	*-494,6*	*-578,7*	*-630,5*
GNC	*326,2*	*230,0*	*170,8*	*274,4*	*192,0*	*141,1*	*215,2*	*148,4*	*107,3*
HGN	*324,6*	*185,7*	*100,1*	*305,2*	*171,4*	*89,0*	*283,0*	*155,1*	*76,3*
GTL	*197,7*	*102,3*	*43,6*	*181,8*	*90,7*	*34,5*	*163,6*	*77,3*	*24,1*
GTW	*226,4*	*69,4*	*-27,4*	*171,8*	*29,3*	*-58,6*	*109,4*	*-16,6*	*-94,3*

Apêndice 29: Resultados da Figura 6.5 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*238,1*	*108,7*	*29,0*	*212,2*	*89,7*	*14,2*	*182,6*	*67,9*	*-2,8*
GASODUTO	*246,1*	*145,1*	*82,9*	*-69,6*	*-170,6*	*-232,9*	*-430,5*	*-531,5*	*-593,8*
GNC	*390,6*	*277,4*	*207,6*	*338,8*	*239,3*	*178,0*	*279,6*	*195,8*	*144,1*
HGN	*398,6*	*240,1*	*142,4*	*379,2*	*225,8*	*131,3*	*357,0*	*209,5*	*118,6*
GTL	*256,5*	*145,6*	*77,2*	*240,6*	*133,9*	*68,2*	*222,5*	*120,6*	*57,8*
GTW	*317,5*	*136,4*	*24,7*	*262,9*	*96,3*	*-6,5*	*200,5*	*50,4*	*-42,2*

Apêndice 30: Resultados da Figura 6.6 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*335,2*	*180,2*	*84,6*	*309,3*	*161,1*	*69,7*	*279,7*	*139,4*	*52,8*
GASODUTO	*342,3*	*215,9*	*137,9*	*26,6*	*-99,9*	*-177,9*	*-334,3*	*-460,8*	*-538,8*
GNC	*487,3*	*348,5*	*262,9*	*435,5*	*310,4*	*233,3*	*376,3*	*266,9*	*199,4*
HGN	*509,7*	*321,8*	*205,9*	*490,2*	*307,5*	*194,8*	*468,0*	*291,1*	*182,1*
GTL	*344,8*	*210,5*	*127,7*	*328,9*	*198,8*	*118,6*	*310,8*	*185,5*	*108,3*
GTW	*454,2*	*236,9*	*102,9*	*399,6*	*196,7*	*71,7*	*337,2*	*150,9*	*36,0*

Apêndice 31: Resultados da Figura 6.7 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*497,2*	*299,2*	*177,2*	*471,3*	*280,2*	*162,4*	*441,6*	*258,4*	*145,4*
GASODUTO	*502,6*	*333,7*	*229,6*	*186,9*	*17,9*	*-86,2*	*-174,0*	*-342,9*	*-447,1*
GNC	*648,4*	*466,9*	*355,1*	*596,6*	*428,9*	*325,4*	*537,4*	*385,3*	*291,6*
HGN	*694,7*	*457,8*	*311,8*	*675,3*	*443,5*	*300,6*	*653,1*	*427,2*	*287,9*
GTL	*491,9*	*318,7*	*211,9*	*476,0*	*307,0*	*202,8*	*457,9*	*293,7*	*192,4*
GTW	*682,0*	*404,4*	*233,2*	*627,4*	*364,2*	*202,0*	*565,0*	*318,3*	*166,3*

Apêndice 32: Resultados da Figura 6.8 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*-752,5*	*-884,8*	*-966,4*	*-882,1*	*-980,1*	*-1040,5*	*-1030,1*	*-1088,9*	*-1125,2*
GASODUTO	*-222,8*	*-218,5*	*-215,9*	*-704,9*	*-700,6*	*-698,0*	*-1255,9*	*-1251,6*	*-1248,9*
GNC	*120,5*	*66,3*	*32,8*	*-138,6*	*-124,2*	*-115,3*	*-434,7*	*-341,9*	*-284,7*
HGN	*-227,4*	*-432,0*	*-558,1*	*-324,6*	*-503,4*	*-613,7*	*-435,6*	*-585,0*	*-677,2*
GTL	*-483,0*	*-570,0*	*-623,7*	*-562,4*	*-628,4*	*-669,1*	*-653,2*	*-695,2*	*-721,0*
GTW	*-1145,7*	*-1327,6*	*-1439,7*	*-1418,8*	*-1528,3*	*-1595,9*	*-1730,8*	*-1757,7*	*-1774,3*

Apêndice 33: Resultados da Figura 6.9 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*57,1*	*-289,6*	*-503,3*	*-72,5*	*-384,8*	*-577,4*	*-220,5*	*-493,7*	*-662,1*
GASODUTO	*578,7*	*370,8*	*242,6*	*96,6*	*-111,3*	*-239,5*	*-454,4*	*-662,3*	*-790,5*
GNC	*926,0*	*658,5*	*493,6*	*666,9*	*468,0*	*345,4*	*370,9*	*250,3*	*176,1*
HGN	*697,8*	*248,3*	*-28,9*	*600,7*	*176,8*	*-84,4*	*489,6*	*95,2*	*-148,0*
GTL	*252,7*	*-29,1*	*-202,9*	*173,3*	*-87,5*	*-248,3*	*82,4*	*-154,3*	*-300,3*
GTW	*-6,8*	*-490,3*	*-788,3*	*-279,9*	*-691,0*	*-944,4*	*-591,9*	*-920,4*	*-1122,9*

Apêndice 34: Resultados da Figura 6.10 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*542,8*	*67,5*	*-225,5*	*413,3*	*-27,7*	*-299,6*	*265,2*	*-136,5*	*-384,2*
GASODUTO	*1059,6*	*724,3*	*517,6*	*577,5*	*242,2*	*35,5*	*26,5*	*-308,7*	*-515,4*
GNC	*1409,3*	*1013,9*	*770,0*	*1150,3*	*823,4*	*621,9*	*854,2*	*605,7*	*452,5*
HGN	*1253,0*	*656,4*	*288,7*	*1155,8*	*585,0*	*233,1*	*1044,8*	*503,4*	*169,6*
GTL	*694,1*	*295,4*	*49,6*	*614,7*	*237,0*	*4,1*	*523,8*	*170,2*	*-47,8*
GTW	*676,5*	*12,2*	*-397,4*	*403,5*	*-188,6*	*-553,6*	*91,4*	*-418,0*	*-732,1*

Apêndice 35: Resultados da Figura 6.11 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*866,6*	*305,6*	*-40,3*	*737,1*	*210,4*	*-114,3*	*589,1*	*101,5*	*-199,0*
GASODUTO	*1380,2*	*960,0*	*701,0*	*898,1*	*477,9*	*218,9*	*347,1*	*-73,0*	*-332,0*
GNC	*1731,5*	*1250,8*	*954,3*	*1472,5*	*1060,3*	*806,2*	*1176,4*	*842,6*	*636,8*
HGN	*1623,1*	*928,5*	*500,3*	*1525,9*	*857,1*	*444,8*	*1414,9*	*775,5*	*381,3*
GTL	*988,4*	*511,7*	*217,9*	*908,9*	*453,3*	*172,5*	*818,1*	*386,6*	*120,5*
GTW	*1132,1*	*347,1*	*-136,8*	*859,0*	*146,4*	*-293,0*	*547,0*	*-83,1*	*-471,5*

Apêndice 36: Resultados da Figura 6.12 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*1190,5*	*543,7*	*145,0*	*1060,9*	*448,5*	*70,9*	*912,9*	*339,6*	*-13,8*
GASODUTO	*1700,8*	*1195,7*	*884,4*	*1218,7*	*713,6*	*402,3*	*667,7*	*162,7*	*-148,7*
GNC	*2053,8*	*1487,6*	*1138,6*	*1794,7*	*1297,2*	*990,5*	*1498,6*	*1079,5*	*821,1*
HGN	*1993,2*	*1200,6*	*712,0*	*1896,0*	*1129,2*	*656,5*	*1785,0*	*1047,6*	*593,0*
GTL	*1282,6*	*728,1*	*386,2*	*1203,2*	*669,7*	*340,8*	*1112,4*	*602,9*	*288,8*
GTW	*1587,6*	*682,0*	*123,7*	*1314,6*	*481,3*	*-32,4*	*1002,6*	*251,9*	*-210,9*

Apêndice 37: Resultados da Figura 6.13 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*1676,2*	*900,8*	*422,8*	*1546,7*	*805,6*	*348,7*	*1398,7*	*696,8*	*264,0*
GASODUTO	*2181,7*	*1549,3*	*1159,4*	*1699,6*	*1067,2*	*677,3*	*1148,6*	*516,3*	*126,4*
GNC	*2537,1*	*1843,0*	*1415,1*	*2278,0*	*1652,5*	*1266,9*	*1981,9*	*1434,8*	*1097,6*
HGN	*2548,3*	*1608,8*	*1029,6*	*2451,2*	*1537,4*	*974,0*	*2340,1*	*1455,7*	*910,5*
GTL	*1724,0*	*1052,6*	*638,7*	*1644,6*	*994,2*	*593,2*	*1553,8*	*927,4*	*541,3*
GTW	*2271,0*	*1184,4*	*514,6*	*1997,9*	*983,7*	*358,4*	*1685,9*	*754,3*	*179,9*

Apêndice 38: Resultados da Figura 6.14 do VPL x Distância *Offshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*2485,8*	*1496,1*	*885,9*	*2356,3*	*1400,8*	*811,8*	*2208,2*	*1292,0*	*727,1*
GASODUTO	*2983,2*	*2138,6*	*1617,9*	*2501,1*	*1656,5*	*1135,8*	*1950,1*	*1105,5*	*584,8*
GNC	*3342,6*	*2435,2*	*1875,8*	*3083,5*	*2244,8*	*1727,7*	*2787,5*	*2027,1*	*1558,3*
HGN	*3473,6*	*2289,0*	*1558,8*	*3376,4*	*2217,6*	*1503,2*	*3265,4*	*2136,0*	*1439,7*
GTL	*2459,7*	*1593,5*	*1059,5*	*2380,2*	*1535,1*	*1014,0*	*2289,4*	*1468,3*	*962,1*
GTW	*3409,9*	*2021,8*	*1166,0*	*3136,8*	*1821,0*	*1009,8*	*2824,8*	*1591,6*	*831,4*

Apêndice 39: Resultados da Figura 6.15 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*-175,5*	*-195,3*	*-207,6*	*-259,7*	*-257,2*	*-255,7*	*-355,9*	*-328,0*	*-310,8*
GASODUTO	*-40,9*	*-40,0*	*-39,5*	*-128,7*	*-127,8*	*-127,3*	*-229,1*	*-228,2*	*-227,7*
GNC	*-28,2*	*-30,5*	*-32,0*	*-155,2*	*-123,9*	*-104,6*	*-300,2*	*-230,5*	*-187,5*
HGN	*-69,5*	*-104,1*	*-125,4*	*-89,0*	*-118,4*	*-136,5*	*-111,2*	*-134,7*	*-149,2*
GTL	*-98,1*	*-115,1*	*-125,6*	*-117,5*	*-129,4*	*-136,7*	*-139,7*	*-145,7*	*-149,4*
GTW	*-229,1*	*-265,5*	*-287,9*	*-283,8*	*-305,7*	*-319,2*	*-346,2*	*-351,5*	*-354,9*

Apêndice 40: Resultados da Figura 6.16 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*-13,6*	*-76,3*	*-115,0*	*-97,8*	*-138,2*	*-163,1*	*-194,0*	*-208,9*	*-218,2*
GASODUTO	*119,4*	*77,8*	*52,2*	*31,6*	*-10,0*	*-35,6*	*-68,8*	*-110,4*	*-136,0*
GNC	*132,9*	*87,9*	*60,2*	*6,0*	*-5,4*	*-12,4*	*-139,1*	*-112,1*	*-95,4*
HGN	*115,5*	*32,0*	*-19,5*	*96,1*	*17,7*	*-30,6*	*73,9*	*1,4*	*-43,4*
GTL	*49,0*	*-6,9*	*-41,4*	*29,6*	*-21,2*	*-52,6*	*7,4*	*-37,6*	*-65,3*
GTW	*-1,4*	*-98,1*	*-157,7*	*-56,0*	*-138,2*	*-188,9*	*-118,4*	*-184,1*	*-224,6*

Apêndice 41: Resultados da Figura 6.17 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*83,6*	*-4,9*	*-59,4*	*-0,6*	*-66,8*	*-107,5*	*-96,8*	*-137,5*	*-162,6*
GASODUTO	*215,6*	*148,5*	*107,2*	*127,8*	*60,7*	*19,4*	*27,4*	*-39,6*	*-81,0*
GNC	*229,6*	*159,0*	*115,5*	*102,6*	*65,7*	*42,9*	*-42,5*	*-41,0*	*-40,1*
HGN	*226,5*	*113,6*	*44,0*	*207,1*	*99,3*	*32,9*	*184,9*	*83,0*	*20,2*
GTL	*137,3*	*58,0*	*9,1*	*117,9*	*43,7*	*-2,1*	*95,7*	*27,4*	*-14,8*
GTW	*135,3*	*2,4*	*-79,5*	*80,7*	*-37,7*	*-110,7*	*18,3*	*-83,6*	*-146,4*

Apêndice 42: Resultados da Figura 6.18 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*148,3*	*42,8*	*-22,3*	*64,1*	*-19,1*	*-70,5*	*-32,1*	*-89,9*	*-125,5*
GASODUTO	*279,7*	*195,7*	*143,9*	*191,9*	*107,9*	*56,1*	*91,5*	*7,5*	*-44,3*
GNC	*294,0*	*206,4*	*152,3*	*167,1*	*113,0*	*79,7*	*22,0*	*6,4*	*-3,2*
HGN	*300,6*	*168,0*	*86,3*	*281,1*	*153,7*	*75,2*	*258,9*	*137,4*	*62,5*
GTL	*196,2*	*101,2*	*42,7*	*176,7*	*86,9*	*31,6*	*154,5*	*70,6*	*18,9*
GTW	*226,4*	*69,4*	*-27,4*	*171,8*	*29,3*	*-58,6*	*109,4*	*-16,6*	*-94,3*

Apêndice 43: Resultados da Figura 6.19 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*213,1*	*90,4*	*14,7*	*128,9*	*28,5*	*-33,5*	*32,7*	*-42,3*	*-88,5*
GASODUTO	*343,8*	*242,8*	*180,6*	*256,0*	*155,0*	*92,7*	*155,6*	*54,6*	*-7,6*
GNC	*358,5*	*253,8*	*189,2*	*231,5*	*160,4*	*116,6*	*86,4*	*53,8*	*33,6*
HGN	*374,6*	*222,4*	*128,6*	*355,1*	*208,2*	*117,5*	*332,9*	*191,8*	*104,8*
GTL	*255,0*	*144,5*	*76,4*	*235,6*	*130,2*	*65,3*	*213,4*	*113,9*	*52,6*
GTW	*317,5*	*136,4*	*24,7*	*262,9*	*96,3*	*-6,5*	*200,5*	*50,4*	*-42,2*

Apêndice 44: Resultados da Figura 6.20 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*310,3*	*161,8*	*70,3*	*226,1*	*99,9*	*22,1*	*129,8*	*29,2*	*-32,9*
GASODUTO	*440,0*	*313,5*	*235,6*	*352,2*	*225,7*	*147,7*	*251,8*	*125,4*	*47,4*
GNC	*455,1*	*324,8*	*244,5*	*328,2*	*231,5*	*171,9*	*183,1*	*124,8*	*88,9*
HGN	*485,6*	*304,1*	*192,2*	*466,2*	*289,8*	*181,0*	*444,0*	*273,5*	*168,3*
GTL	*343,3*	*209,4*	*126,9*	*323,9*	*195,1*	*115,8*	*301,7*	*178,8*	*103,1*
GTW	*454,2*	*236,9*	*102,9*	*399,6*	*196,7*	*71,7*	*337,2*	*150,9*	*36,0*

Apêndice 45: Resultados da Figura 6.21 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 50 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*472,2*	*280,8*	*162,9*	*388,0*	*218,9*	*114,7*	*291,8*	*148,2*	*59,7*
GASODUTO	*600,3*	*431,4*	*327,3*	*512,5*	*343,6*	*239,4*	*412,1*	*243,2*	*139,1*
GNC	*616,2*	*443,3*	*336,7*	*489,3*	*349,9*	*264,0*	*344,2*	*243,3*	*181,1*
HGN	*670,7*	*440,1*	*298,0*	*651,2*	*425,8*	*286,9*	*629,0*	*409,5*	*274,2*
GTL	*490,4*	*317,6*	*211,0*	*471,0*	*303,3*	*199,9*	*448,8*	*287,0*	*187,2*
GTW	*682,0*	*404,4*	*233,2*	*627,4*	*364,2*	*202,0*	*565,0*	*318,3*	*166,3*

Apêndice 46: Resultados da Figura 6.22 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -50% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*-877,4*	*-976,7*	*-1037,8*	*-1298,4*	*-1286,2*	*-1278,6*	*-1779,6*	*-1639,9*	*-1553,8*
GASODUTO	*-186,2*	*-181,9*	*-179,2*	*-582,8*	*-578,5*	*-575,9*	*-1036,1*	*-1031,8*	*-1029,1*
GNC	*-40,5*	*-52,1*	*-59,2*	*-675,3*	*-518,8*	*-422,3*	*-1400,6*	*-1052,1*	*-837,2*
HGN	*-347,7*	*-520,4*	*-626,9*	*-444,9*	*-591,8*	*-682,5*	*-555,9*	*-673,5*	*-746,0*
GTL	*-490,5*	*-575,6*	*-628,0*	*-587,7*	*-647,0*	*-683,6*	*-698,7*	*-728,6*	*-747,1*
GTW	*-1145,7*	*-1327,6*	*-1439,7*	*-1418,8*	*-1528,3*	*-1595,9*	*-1730,8*	*-1757,7*	*-1774,3*

Apêndice 47: Resultados da Figura 6.23 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -25% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*-67,9*	*-381,4*	*-574,8*	*-488,8*	*-691,0*	*-815,6*	*-970,0*	*-1044,7*	*-1090,8*
GASODUTO	*615,3*	*407,4*	*279,2*	*218,7*	*10,8*	*-117,4*	*-234,6*	*-442,5*	*-570,7*
GNC	*765,0*	*540,1*	*401,5*	*130,3*	*73,5*	*38,5*	*-595,1*	*-459,8*	*-376,4*
HGN	*577,5*	*159,8*	*-97,7*	*480,4*	*88,4*	*-153,2*	*369,4*	*6,8*	*-216,8*
GTL	*245,1*	*-34,7*	*-207,2*	*148,0*	*-106,1*	*-262,8*	*36,9*	*-187,8*	*-326,3*
GTW	*-6,8*	*-490,3*	*-788,3*	*-279,9*	*-691,0*	*-944,4*	*-591,9*	*-920,4*	*-1122,9*

Apêndice 48: Resultados da Figura 6.24 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de -10% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*417,9*	*-24,3*	*-296,9*	*-3,1*	*-333,8*	*-537,7*	*-484,2*	*-687,6*	*-812,9*
GASODUTO	*1096,2*	*760,9*	*554,3*	*699,6*	*364,3*	*157,6*	*246,3*	*-89,0*	*-295,6*
GNC	*1248,3*	*895,5*	*678,0*	*613,6*	*428,8*	*314,9*	*-111,8*	*-104,5*	*-100,0*
HGN	*1132,7*	*568,0*	*219,9*	*1035,5*	*496,6*	*164,3*	*924,5*	*414,9*	*100,8*
GTL	*686,5*	*289,8*	*45,3*	*589,4*	*218,4*	*-10,3*	*478,3*	*136,8*	*-73,8*
GTW	*676,5*	*12,2*	*-397,4*	*403,5*	*-188,6*	*-553,6*	*91,4*	*-418,0*	*-732,1*

Apêndice 49: Resultados da Figura 6.25 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN atual variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*741,7*	*213,8*	*-111,7*	*320,7*	*-95,7*	*-352,5*	*-160,4*	*-449,5*	*-627,7*
GASODUTO	*1416,8*	*996,7*	*737,6*	*1020,2*	*600,0*	*341,0*	*566,9*	*146,8*	*-112,3*
GNC	*1570,5*	*1132,4*	*862,3*	*935,8*	*665,7*	*499,2*	*210,4*	*132,4*	*84,3*
HGN	*1502,8*	*840,1*	*431,5*	*1405,6*	*768,7*	*376,0*	*1294,6*	*687,0*	*312,5*
GTL	*980,8*	*506,2*	*213,6*	*883,6*	*434,7*	*158,0*	*772,6*	*353,1*	*94,5*
GTW	*1132,1*	*347,1*	*-136,8*	*859,0*	*146,4*	*-293,0*	*547,0*	*-83,1*	*-471,5*

Apêndice 50: Resultados da Figura 6.26 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +10% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*1065,6*	*451,9*	*73,5*	*644,6*	142,4	*-167,3*	*163,5*	*-211,4*	*-442,5*
GASODUTO	*1737,4*	*1232,4*	*921,0*	*1340,8*	835,7	*524,4*	*887,5*	*382,5*	*71,1*
GNC	*1892,8*	*1369,3*	*1046,6*	*1258,0*	902,6	*683,5*	*532,7*	*369,3*	*268,6*
HGN	*1872,9*	*1112,2*	*643,2*	*1775,7*	1040,8	*587,7*	*1664,7*	*959,1*	*524,2*
GTL	*1275,0*	*722,5*	*381,9*	*1177,9*	651,1	*326,3*	*1066,9*	*569,5*	*262,8*
GTW	*1587,6*	*682,0*	*123,7*	*1314,6*	481,3	*-32,4*	*1002,6*	*251,9*	*-210,9*

Apêndice 51: Resultados da Figura 6.27 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +25% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*1551,3*	*809,0*	*351,4*	*1130,3*	*499,5*	*110,6*	*649,2*	*145,8*	*-164,6*
GASODUTO	*2218,3*	*1585,9*	*1196,1*	*1821,7*	*1189,3*	*799,4*	*1368,4*	*736,0*	*346,2*
GNC	*2376,1*	*1724,6*	*1323,0*	*1741,4*	*1258,0*	*960,0*	*1016,0*	*724,7*	*545,1*
HGN	*2428,0*	*1520,3*	*960,8*	*2330,9*	*1448,9*	*905,2*	*2219,8*	*1367,3*	*841,7*
GTL	*1716,4*	*1047,0*	*634,4*	*1619,3*	*975,6*	*578,8*	*1508,3*	*894,0*	*515,3*
GTW	*2271,0*	*1184,4*	*514,6*	*1997,9*	*983,7*	*358,4*	*1685,9*	*754,3*	*179,9*

Apêndice 52: Resultados da Figura 6.28 do VPL x Distância *Onshore* para uma vazão de 250 MMSCFD com preço do GN de +50% variando a taxa de desconto.

DISTÂNCIAS	**300**			**1000**			**1800**		
Taxa de Desconto	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**	**10%**	**15%**	**20%**
GNL	*2360,91*	*1404,2*	*814,44*	*1939,92*	*1094,7*	*573,64*	*1458,8*	*740,98*	*298,4*
GASODUTO	*3019,8*	*2175,2*	*1654,5*	*2623,17*	*1778,6*	*1257,9*	*2169,9*	*1325,3*	*804,6*
GNC	*3181,63*	*2316,9*	*1783,8*	*2546,91*	*1850,2*	*1420,7*	*1821,5*	*1316,9*	*1005,8*
HGN	*3353,27*	*2200,6*	*1490*	*3256,12*	*2129,2*	*1434,4*	*3145,1*	*2047,5*	*1370,9*
GTL	*2452,11*	*1587,9*	*1055,1*	*2354,96*	*1516,5*	*999,57*	*2243,9*	*1434,9*	*936,1*
GTW	*3409,86*	*2021,8*	*1166*	*3136,84*	*1821*	*1009,8*	*2824,8*	*1591,6*	*831,4*