

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MODELO PARA A ANÁLISE ECONÔMICA E FINANCEIRA
EM PROJETOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA
COM FONTES ALTERNATIVAS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Breno Wottrich

Santa Maria, RS, Brasil

2010

MODELO PARA A ANÁLISE ECONÔMICA E FINANCEIRA EM PROJETOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA COM FONTES ALTERNATIVAS

por

Breno Wottrich

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente (CEEMA) da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientadora: Prof^a. Dra. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS, Brasil

2010

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado.

**MODELO PARA A ANÁLISE ECONÔMICA E FINANCEIRA EM
PROJETOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA COM
FONTES ALTERNATIVAS**

elaborada por
Breno Wottrich

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA

Luciane Neves Canha, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientadora)

Lineu Belico dos Reis, Dr. (USP)

Felix Alberto Farret, Dr. (UFSM)

Santa Maria, dia 27 de Setembro de 2010.

*“El saber y el valor contribuye
conjuntamente a la grandeza.
Hace al hombre inmortal
porque ellos lo son.
Tanto es uno cuanto sabe,
y el sabio todo lo puede.
Un hombre sin conocimientos
es un mundo a oscuras.
Es necesario tener ojos y manos,
es decir juicio y fortaleza.
Sin valor es estéril la sabiduría.”
(Baltasar Gracián)*

AGRADECIMENTOS

Esta dissertação de mestrado é resultado de diversas contribuições individuais. De fato, ela é fruto de um trabalho coletivo. Felizmente maior do que eu jamais poderia imaginar.

Primeiramente, gostaria de agradecer a minha família por todo o suporte. Especialmente meu pai (Paulo), mãe (Magali), irmão (Thales), e irmãs (Shana, Vanessa e Laura). Mesmo nem sempre geograficamente presentes, estiveram de forma constante dando seu apoio incondicional em todo o período. Estendendo a mão nos momentos difíceis e celebrando pequenas e grandes vitórias ao meu lado.

No ambiente acadêmico da UFSM e CEEMA, muitas amizades foram iniciadas e se estreitaram. Meu muito obrigado a Ricardo Amaral, por toda sua ajuda na extensa coleta de dados e pesquisas bibliográficas necessárias em todas as etapas da dissertação. A Alexandre Barin, pelo amplo auxílio em congressos e eventos internacionais e em aspectos burocráticos de documentação e defesa. E a Eric Daza, pela troca de informações e idéias.

Em especial, gostaria de agradecer a professora Luciane Neves Canha pela constante presença, conselhos, entendimento e orientação. Seu amplo conhecimento do setor, aliado ao seu enorme carisma e grande auxílio em minha evolução profissional e pessoal, foram de estrita importância, para não dizer essenciais, em todo o processo ao passar destes mais de dois anos.

Por fim, àquelas pessoas não mais presentes, porém que de forma sutil contribuíram, ainda que não explicitamente, para o desenvolvimento destas linhas, meu afetuoso obrigado.

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

MODELO PARA A ANÁLISE ECONÔMICA E FINANCEIRA EM PROJETOS PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA COM FONTES ALTERNATIVAS

AUTOR: BRENO WOTTRICH

ORIENTADORA: LUCIANE NEVES CANHA

Local e Data da Defesa: Santa Maria, 27 de Setembro de 2010.

O incremento de geração distribuída (GD) oferece uma série de benefícios para a sociedade, ao setor elétrico no qual estão inseridas e aos consumidores conectados a rede - em especial através da auto-produção de energia. Sobretudo para esta última situação, proponentes buscam solucionar problemas de estimação de custos em projetos de GD realizando estudos de pré-viabilidade de qualidade. Estes são de baixo custo e críticos para auxiliar a descartar projetos que não fazem sentido financeiro e econômico. Esta dissertação de mestrado aborda uma análise, através de metodologia específica, utilizando o *software* HOMER®, para o estudo de pré-viabilidade econômica e financeira (assim como técnica) de projetos envolvendo uma ampla gama de fontes distribuídas de pequeno porte conectadas à média tensão, com estudo de caso envolvendo a Universidade Federal de Santa Maria – RS (UFSM). Assim, desenvolve-se uma estrutura contemplando o contexto geral e interdisciplinar de projetos, para auxiliar a tomada de decisões referentes à melhor opção em custos para prosseguir a um estudo mais detalhado de viabilidade. Como resultado, a proposta para análises de sistemas com GD de pequeno porte provou uma robustez interessante, aliando os objetivos gerais da abordagem desenvolvida com a precisão de apontar indícios tangíveis de viabilidade de tecnologias (turbinas eólicas e microturbinas a biogás) para estudos futuros mais detalhados.

Palavras-chave: Análise Econômica/Financeira; Geração Distribuída; Software HOMER®.

ABSTRACT

**Master Thesis
Post-Graduation Program in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria**

MODEL FOR THE ECONOMIC AND FINANCIAL ANALYSIS OF DISTRIBUTED ENERGY GENERATION PROJECTS WITH ALTERNATIVE SOURCES

**AUTHOR: BRENO WOTTRICH
TUTOR: LUCIANE NEVES CANHA
Santa Maria, September 27 2010.**

The implementation of distributed generation (DG) offers many benefits to the society, the electrical sector where they operate, and the consumers connected to the network – especially due to their electricity self-production. For this case, proponents normally fight against costs estimation problems in projects of DG. In this way, low-cost and quality pre-feasibility studies are crucial when choosing the best financial and economical option. This Master thesis works on a specific methodology, with the software HOMER®, to the economic and financial (as well technical) pre-feasibility study of projects with several small DG sources connected to middle voltages. A case study is also implemented with input data collected in the region of the Federal University of Santa Maria (UFSM). Therefore, it is developed a structure enclosing the general and interdisciplinary context of the projects. It helps the decision making process concerning the best-cost criterion option to advance to a more detailed viability study. As a result, this analysis of small DG systems proved to be very insightful, aligning its general objectives with the preciseness of pointing out promising technologies (wind turbines and microturbines fuelled by biogas) for further detailed studies.

Keywords: Distributed Generation; Economic/Financial Analysis; Software HOMER®.

LISTA DE ABREVIATURAS

AND: Autoridade Nacional Designada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCHP: Combined Cooling Heating and Power

CER: Certificado de Emissão Reduzida

CHE: Central Hidrelétrica de Energia

CHP: Combined Heating and Power

DGP: Documento de Concepção do Projeto

EOD: Entidade Operacional Designada

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

GD: Geração Distribuída

GEE: Gases de Efeito Estufa

MDL: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MME: Ministério de Minas e Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PROINFA: Programa de Incentivos as Fontes Alternativas de Energia

ROI: Return on Investment

SIN: Sistema Interligado Nacional

T&D: Transmissão e Distribuição

TIR: Taxa Interna de Retorno

UHE: Usina Hidrelétrica de Energia

UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change

VPL: Valor Presente Líquido

WAAC: Weighted Average Cost of Capital

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Precisão de custos de projetos: estimado x real.	17
Figura 2.1 - Esquema de operação das células de combustível alimentadas com H ₂ e O ₂	27
Figura 2.2 - Diagrama esquemático de uma célula fotovoltaica.	29
Figura 2.3 - Principais componentes de turbinas eólicas.....	30
Figura 2.4 - Princípio de funcionamento de microturbinas.....	31
Figura 3.1 - Exemplo de curva de custos para o <i>software</i> HOMER®.....	38
Figura 3.2 - Conceito de adicionalidade e linha de base.	43
Figura 3.3 - Contratos futuros diários ECX EUA: preço e volume.	44
Figura 3.4 - Ciclo de projeto do MDL.	45
Figura 4.1 - Estrutura conceitual para análises.....	49
Figura 4.2 - Estrutura para simulações.	50
Figura 4.3 - Fluxo de processos fonte eólica.	51
Figura 4.4 - Carga média anual horária UFSM 2008 e limite participação individual de GD.	56
Figura 4.5 - Curva de potência turbina eólica PGE 20/35.....	59
Figura 4.6 - Curva de eficiência para células de combustível.....	61
Figura 4.7 - Curva de eficiência para microturbinas.....	63
Figura 4.8 - Contraste de custos totais de energia UFSM 2008: real x simulado.	68
Figura 4.9 - Contraste VPL utilizando curvas de capital linear e de progressão.....	68
Figura 4.10 - Variação do custo de investimento unitário para fonte eólica.....	69
Figura 4.11 - Custos típicos de investimento unitário para turbinas a gás.....	70
Figura 5.1 – Fluxos de caixa nominal para sistema atual, caso base e de diferenças.....	72
Figura 5.2 – Fluxo de caixa acumulativo nominal para o sistema de diferenças.	72
Figura 5.3 – Resultados de variações sensitivas para sistemas eólicos.	74
Figura 5.4 – VPL para geração eólica em função do fator de aspereza da superfície.....	75
Figura 5.5 – Previsão SELIC e variação IGP-M.....	76
Figura 5.6 – TIR e ROI para cenário base fonte eólica.....	80
Figura 5.7 – Tempos de retorno simples e descontado para cenário base fonte eólica.	80
Figura 5.8 – Variação da TIR nos cenários da fonte eólica: comparação com caso base.....	82

Figura 5.9 – Variação do tempo de retorno em cenários com fonte eólica: comparação com caso base.	82
Figura 5.10 – TIR em função dos percentiis de preços de emissões em sistemas eólicos.	83
Figura 5.11 – Resultados de variações sensitivas para sistemas com microturbinas.	85
Figura 5.12 – TIR e ROI para cenário base microturbinas.	90
Figura 5.13 – TIR e número de suínos com combustível ilimitado (caso base).	90
Figura 5.14 – Variação da TIR nos cenários de microturbina: comparação com caso base.	90
Figura 5.15 – TIR nos cenários de microturbinas com combustível ilimitado.	91

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1 - Custos do ciclo de projeto do MDL.	47
Quadro 4.1 - Tarifação UFSM 2008.	58
Quadro 4.2 - Resumo de resultados para o despacho coletivo.	65
Quadro 5.1 – Variações sensitivas gerais para sistemas individuais eólicos.	73
Quadro 5.2 – Cenários para análise financeira em projetos de geração eólica.....	75
Quadro 5.3 – Variações sensitivas no mecanismo de emissões para sistemas eólicos.	83
Quadro 5.4 – Variações sensitivas gerais para sistemas individuais eólicos.	84
Quadro 5.5 – Cenários para análise financeira em projetos com biogás.....	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Classificação de fontes de GD segundo interconexão com a rede.	26
Tabela 2.2 - Estimativas econômicas tecnologias de geração distribuída.....	33
Tabela 4.1 - Dados de entrada para sistemas eólicos.....	60
Tabela 4.2 - Dados de entrada para sistemas fotovoltaicos.....	60
Tabela 4.3 - Dados de entrada para sistemas com células de combustível.....	62
Tabela 4.4 - Produção média de dejetos suínos UFSM.....	62
Tabela 4.5 - Dados de entrada para sistemas com microturbinas.....	64
Tabela 5.1 – Valores normativos e econômicos para a fonte eólica (PROINFA).	77
Tabela 5.2– Cálculo biofertilizantes de resíduos.....	86

LISTA DE APÊNDICES

APÊNDICE A – Formulação matemática da curva de capital.....	102
APÊNDICE B – Fator de capacidade simulado turbinas eólicas	104

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	15
1.1. Justificativa e Foco da Dissertação.....	16
1.2. Objetivos	19
1.3. Distribuição dos Capítulos	19
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	21
2.1. Benefícios Associados	21
2.2. Dificuldades para Inserção	22
2.3. Aspectos Regulatórios de Incentivo.....	23
2.4. Parâmetros Técnicos das Principais Fontes	26
2.4.1. Células a Combustível a Hidrogênio	26
2.4.2. Painéis Fotovoltaicos.....	28
2.4.3. Turbinas Eólicas	29
2.4.4. Microturbinas a Biogás	31
2.5. Características Econômicas.....	32
3. ASPECTOS DE PROJETOS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	34
3.1. Revisão dos Estudos de Análise de Projetos.....	34
3.2. Softwares Disponíveis	35
3.2.1. Software RETScreen®	35
3.2.2. Software Hybrid2®	36
3.2.3. Software HOMER®	36
3.3. Variáveis Financeiras de Projetos	38
3.3.1. Valor Presente Líquido	38
3.3.2. Taxa Interna de Retorno.....	39
3.3.3. Média Ponderada do Custo de Capital.....	40
3.3.4. Retorno sobre Investimento	41
3.3.5. Tempo de Retorno do Capital	41
3.4. Mecanismos de Emissões	42
3.4.1. Adicionalidade e Linha de Base	43
3.4.2. Mercados de Carbono	44
3.4.3. Fases e Custos.....	45
4. METODOLOGIA DESENVOLVIDA	48
4.1. Estrutura Conceitual	48
4.1.1. Despacho Sensitivo Individual e Integrado	50
4.1.2. Determinação das Curvas Econômicas	52

4.2. Coleta e Processamento de Dados	55
4.2.1. Carga	56
4.2.2. Sistema Elétrico.....	57
4.2.3. Turbinas Eólicas	58
4.2.4. Painéis Fotovoltaicos.....	60
4.2.5. Células a Combustível a Hidrogênio	61
4.2.6. Microturbinas a Biogás	62
4.3. Simulações e Discussões Iniciais	64
4.4. Validações	66
5. VERIFICAÇÃO DE SENSIBILIDADE E FINANCEIRA DE PROJETOS	71
5.1. Metodologia	71
5.2. Sistema Eólico	73
5.2.1. Definição de Cenários	75
5.2.2. Taxa de Juros Real	76
5.2.3. Energia Vendida ao Sistema Elétrico	77
5.2.4. Estrutura das Emissões.....	78
5.2.5. Simulações de Cenários e Resultados Obtidos	79
5.3. Microturbinas a Biogás	83
5.3.1. Definição de Cenários	85
5.3.2. Incremento de Biofertilizantes	86
5.3.3. Desenvolvimento de Fator de Emissões	87
5.3.4. Simulações de Cenários e Resultados Obtidos	88
5.4. Análise Global dos Resultados e Conclusões Iniciais	91
6. CONCLUSÕES FINAIS E PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES	93
6.1. Perspectivas para Trabalhos Futuros	94

1. INTRODUÇÃO

Grandes mudanças ocorridas na regulação de indústrias de eletricidade e gás nas últimas duas décadas trouxeram consigo o conceito de Geração Distribuída (GD). Três fontes de pressão relativamente independentes - reestruturação, necessidade de nova capacidade instalada, e avanços tecnológicos - impulsionam coletivamente uma ampla inserção destas fontes (Arthur D. Little, 1999).

Neste contexto, é esperado que em muitos casos os projetos de geração de energia elétrica com menor custo serão os de pequena escala e estrategicamente localizados. Embora com valores de investimento unitários por potência instalada sejam ainda elevados (EC, 2008), instalações de GD contribuem na diminuição da demanda em horários de pico, quando os custos de energia são maiores e a rede está mais congestionada. Se localizadas nestas áreas, viabiliza-se também a redução da necessidade de expansão em redes de transmissão e distribuição (T&D) (Schwartz, 2005).

Diante de tal positivo cenário, apesar de haver uma necessidade indiscutível de disseminação de projetos envolvendo GD, evidenciam-se muitos obstáculos e empecilhos ao crescimento expressivo desta. Como pontos adicionais que provocam maior resistência ao seu crescimento, citam-se: (i) o não reconhecimento e a não exploração de suas vantagens por parcela expressiva dos agentes do setor elétrico; (ii) uma base regulatória ainda muito recente e com deficiências; (iii) pouca maturidade tecnológica de alguns tipos de geradores; e (iv) interpretação incorreta de conceitos ligados ao tema entre os agentes e profissionais do setor, fruto da não familiaridade destes com outros modelos de sistemas de energia elétrica, e em alguns casos, simples desconfiança (Romagnoli, 2005).

Nesta conjuntura, existem atualmente fontes de energia renovável e alternativa com excelente potencial para aumentar a habilidade dos avanços no desenvolvimento de tecnologias em geração distribuída: hoje é possível concretizar aplicações em até larga escala destes projetos de geração descentralizada. Tais sistemas devem procurar englobar aspectos práticos sobre o que parece viável em uma perspectiva econômica e gerencial.

Conexo a esta percepção, é decisivo salientar que para explorar o completo potencial de sistemas distribuídos de energia a tecnologia precisa ser demonstrada como comercialmente viável, de baixo risco, e aceitável para o público (Alam e Gao, 2007). Projetos pilotos têm papel de importância crescente no desenvolvimento econômico bem sucedido, na difusão da informação e na aceitação pública dos sistemas.

Focando estritamente em projetos impulsionados por consumidores independentes de pequeno, médio e grande porte, conectados sobretudo à média tensão, a implementação de GD em pequena escala visa principalmente a atender a necessidade de segurança do abastecimento e reduzir custos, incentivando a complementaridade com a conexão à concessionária local, eventualmente vendendo excedentes de produção.

No tocante a núcleos formados por instituições de fomento a pesquisas e ao ensino, o incremento de projetos compostos de fontes distribuídas de energia apresenta algumas conseqüências desejáveis, notadamente: desenvolvimento, aprimoramento e retenção de tecnologias de ponta; o exercício prático de *learning-by-doing*; integração interdisciplinar de diferentes núcleos de pesquisa; e a projeção da instituição como referência em estudos relacionados a integração e viabilidade econômica de sistemas alternativos híbridos de geração.

1.1. Justificativa e Foco da Dissertação

O incremento de GD oferece uma série de benefícios para a sociedade, ao setor elétrico no qual estão inseridas e aos consumidores conectados à rede de energia. Para os dois primeiros grupos, seu advento notadamente diminui perdas de T&D, auxilia no controle de estabilidade do nível de tensão, diminui perdas reativas em linhas, aumenta a segurança de suprimento energético, e protege consumidores de variações de preços nos atuais mercados de energia (Rodríguez, 2002). Com relação à demanda, além do contexto já mencionado, do ponto de vista econômico, o investimento próprio em GD por pequenos e médios consumidores é interessante quando a eletricidade gerada tiver um custo menor que a abastecida via empresa concessionária ou pelo comercializador.

Desta forma, proponentes de projetos em GD, investidores e financiadores normalmente combatem problemas de estimação de custos, com possibilidade de

gastos excessivos, quando comparando financeiramente e tecnicamente as alternativas disponíveis com outras opções competitivas. O processo natural na resolução destas questões é avançar ao longo do projeto através de alguns passos, denominados: (i) análise de pré-viabilidade; (ii) análise de viabilidade; (iii) engenharia e desenvolvimento; e (iv) construção e comissionamento.

Destes, estudos de pré-viabilidade e viabilidade de qualidade, de baixo custo, são críticos para auxiliar os proponentes a descartarem projetos que não fazem sentido financeiro e econômico, assim como a focar esforços de engenharia antes da construção. Neste contexto, projetos de pré-viabilidade são definidos como:

Uma análise rápida e acessível, determinando em que pontos o projeto proposto tem uma boa chance de satisfazer os requisitos do proponente em lucros e efetividade de custos, e portanto mérito para um maior investimento de tempo e recursos em direção a um estudo de viabilidade. É caracterizado pelo uso de dados imediatos e acessíveis do *site*, estimativa grosseira de custos, e simples cálculos e julgamentos não raras vezes envolvendo regras pouco analíticas (RETScreen®, 2005, p. 31).

Cada passo dos acima descritos representa diferente grau de incerteza na estimativa técnica e de custos. Este conceito ilustra-se na Figura 1.1.

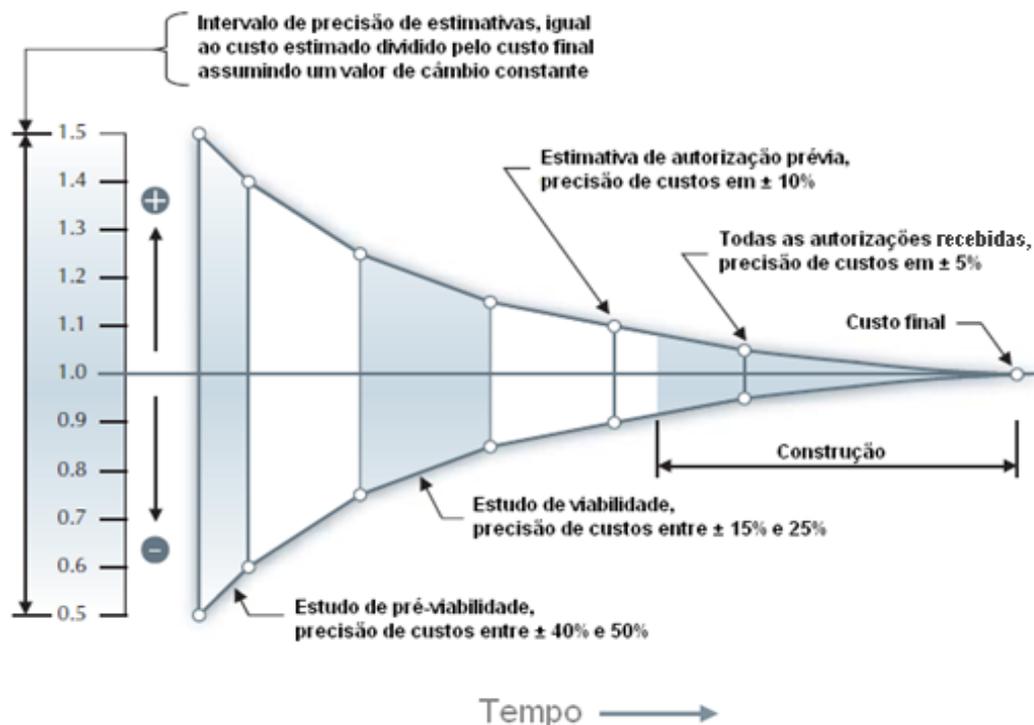


Figura 1.1 - Precisão de custos de projetos: estimado x real.

Fonte: adaptado de RETScreen®, 2005, p. 32.

Neste contexto, muitos são os trabalhos encontrados em vasta literatura contrastando a implementação de distintos sistemas de geração distribuída. Estes estudos normalmente são focados em aspectos econômicos de viabilidade (Allan e Avella, 1985) – (Cox e Duggiralla, 2006) e variáveis técnicas de análise (Simic e Mikilicic, 2007) – (Ashk e Balamurang, 2007). Mesmo de forma conjunta contribuindo para o desenvolvimento e maturidade da inserção de fontes de GD, normalmente estes englobam: (i) casos específicos em níveis de agregação detalhados em ordem a mensurar a viabilidade de funcionamento das unidades de geração para a carga e o sistema como um todo; ou (ii) metodologias genéricas abordando apenas fragmentos de processos financeiros ou técnicos.

Desta forma, esta dissertação de mestrado aborda uma análise através de metodologia específica para o estudo de pré-viabilidade econômica e financeira (assim como técnica) de projetos envolvendo uma ampla gama de fontes distribuídas conectadas a um dado sistema elétrico. Assim, tem-se uma estrutura robusta, rápida e acessível, envolvendo o contexto geral de um projeto, para auxiliar a tomada de decisões referentes à melhor opção em custos para prosseguir a um estudo mais detalhado de viabilidade.

Além do anteriormente justificado, a abordagem refere-se à GD de pequeno porte conectada à média¹ tensão, em especial a auto-produção de energia. Assim, têm-se como proponentes os consumidores (investidores) de média escala capazes de usufruir do benefício em custos que estes sistemas propõem e, eventualmente, vender sua energia excedente à rede. Uma vez que a geração situa-se no mesmo ponto de consumo, restrições de rede e fluxo de cargas, neste caso, não necessitam ser modelados, utilizando configurações em barramento único para investigar parâmetros técnicos.

¹ Por vezes os termos média tensão e alta tensão podem ser intercambiáveis, dependendo do contexto utilizado. IEEE (guia 1585, 2002) e IEEE (guia 1623, 2004) definem a faixa de 1 kV a 35 kV, enquanto ANSI (2003) estabelece valores entre 0,6 kV e 69 kV. Na presente dissertação de mestrado, para a realidade brasileira, considera-se média tensão principalmente valores de conexão entre 13,8 kV e 23 kV. Em realidade, cargas atendidas diretamente em 69 kV ou 138 kV também podem ser consideradas, desde que seu consumo justifique o atendimento por fontes de GD e os custos de transporte possam ser negligenciados.

1.2. Objetivos

Como objetivos específicos, citam-se:

1) Revisão das principais ferramentas computacionais disponíveis para a análise de projetos, bem como aspectos técnicos, financeiros e econômicos envolvendo as seguintes fontes de geração distribuída: painéis fotovoltaicos; células a combustível a hidrogênio; turbinas eólicas; e microturbinas a biogás.

2) Desenvolvimento de metodologia de referência com *software* específico, para auxílio na decisão do melhor sistema disponível sob critérios econômicos. Com fins práticos de aplicação e validação, a metodologia geral desenvolvida será exemplificada através de um estudo de caso com base no perfil de consumo e do sistema elétrico da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).

3) Indicação de estudo financeiro sensível detalhado com as melhores opções de projetos para a carga da UFSM, considerada como base para o estudo. Inserção de mecanismos adicionais (como mercados de emissões), para completa discriminação do impacto de diferentes cenários na tomada de decisão com critérios em custos de projetos de GD.

4) Discussão de questões relativas a novas formas de geração, viabilidade financeira/econômica de projetos e tendências regulatórias envolvendo o contexto amplo e interdisciplinar em torno de fontes de GD.

1.3. Distribuição dos Capítulos

Para melhor organizar o trabalho desenvolvido nesta dissertação, esta divide-se como segue.

O CAPÍTULO 2 apresenta a fundamentação teórica sobre sistemas de GD. Elaboram-se aspectos de custos e benefícios destes sistemas, esboçam-se conteúdos sobre incentivos regulatórios especialmente voltados ao mercado brasileiro, discriminam-se os parâmetros técnicos das principais fontes, e finalmente descrevem-se as características econômicas das tecnologias comumente empregadas

O CAPÍTULO 3 indica o referencial prático de projetos em GD. Engloba-se a revisão de estudos presentes na literatura sobre a análise econômica, técnica e

financeiras dos sistemas, os *softwares* mais conhecidos para este fim, variáveis financeiras comumente usadas na análise de projetos, e o processo de mecanismos de emissão sobre os moldes do Protocolo de Quioto.

O CAPÍTULO 4 desenvolve a metodologia de referência para sistemas com GD, estabelecendo uma estrutura conceitual, esboçando toda a coleta e processamento de dados envolvendo o estudo de caso, e apresentando os resultados de classificação de sistemas sobre critérios econômicos com o *software* HOMER®.

O CAPÍTULO 5 estrutura toda a parte de análise de sensibilidade e financeira do melhor sistema encontrado, verificando em maior grau suas especificações técnicas e incorporando variáveis adicionais de análise, tais como mercados de carbono e vendas de energia a rede.

Finalmente, o CAPÍTULO 6 refere-se as conclusões finais do trabalho, apontando as principais contribuições e perspectivas para desenvolvimentos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O termo geração distribuída é normalmente usado para designar a geração de eletricidade em pequena escala não havendo, contudo, consenso sobre como este deveria ser exatamente definido. Conforme mostrado em pesquisa realizada pelo Congresso Internacional de Pesquisa em Eletricidade da Distribuição (CIRED - *Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution*), não há concordância na definição deste termo (Pepermans et al., 2005). Alguns países definem geração distribuída de acordo com o nível de tensão, enquanto outros partem do princípio de que é conectada a redes onde cargas domésticas são atendidas diretamente. Outros países determinam como tendo algumas características básicas (por exemplo, usando fontes de energia renováveis, cogeração, sendo não despacháveis, etc.). Uma elaboração coerente do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), e também usada nesta dissertação de mestrado, é que o termo geração distribuída seja usado para designar fontes de geração de eletricidade suficientemente menores que plantas de geração centralizadas de base de tal forma a permitir a interconexão delas em quase qualquer ponto do sistema elétrico.

Elaboram-se nos próximos itens os conceitos-chave sobre o tema.

2.1. Benefícios Associados

Na última década, o conceito de diversas fontes de energia em pequena escala dispersas pela rede ganhou um considerável interesse. Os principais impulsores desta nova tendência estão relacionados com as inovações tecnológicas ocorridas em meio a um ambiente econômico sujeito a mudanças. A Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*, 2002) lista cinco fatores principais que contribuem para esta evolução: i) desenvolvimento de tecnologias de GD; ii) restrições na construção de novas linhas de transmissão; iii) aumento da demanda de consumidores por uma alta segurança e continuidade de abastecimento; iv) o processo de liberalização de mercados de eletricidade; v) e preocupação sobre mudanças climáticas. Especialmente os dois últimos pontos

parecem oferecer os benefícios mais significativos, uma vez que é improvável que GD seria capaz de evitar o desenvolvimento de novas linhas de transmissão. Como princípio mínimo, a rede tem que ser capaz de dar *back-up* para as unidades de geração presentes no sistema.

No ambiente liberalizado de mercado, a GD oferece um número de benefícios para os seus participantes. Uma das mais interessantes características é a sua flexibilidade devido ao tamanho reduzido e aos menores tempos construtivos destas fontes se comparados à maioria dos tipos de plantas de geração², permitindo assim aos agentes responder rapidamente à mudanças econômicas e regulatórias.

Neste ínterim, GD também pode evitar os custos de T&D para consumidores finais. A produção local, sendo normalmente localizada mais próxima dos pontos de consumo e conectada a média tensão, resulta em economias de custos de transporte de energia para os consumidores em até 30% do valor total de sua eletricidade. Quanto menor a escala do consumidor, maior a parcela percentual paga por serviços de transporte em sua tarifa. Desta forma, a possibilidade de redução de custos de energia (tanto elétrica quanto térmica – cogeração) pela demanda de pequeno e médio porte aparece como um dos maiores potenciais direcionadores à GD pela carga (Purchala et al., 2006).

2.2. Dificuldades para Inserção

Uma das maiores dificuldades no sucesso da implementação de GD é o seu alto custo de capital por kW instalado se comparado com unidades em larga escala. Além disto, as tecnologias de GD apresentam valores significativamente diferentes de investimentos.

A relação entre GD e qualidade de energia é ambígua. Por exemplo, em áreas onde o controle de tensão apresenta dificuldades, GD pode contribuir porque sua conexão geralmente ocasiona um aumento da tensão da rede (IEA, 2002). Dondi et al. (2002) também menciona os efeitos positivos de GD para o controle de tensão e para correções do fator de potência da rede.

² O valor de sua flexibilidade é provavelmente negligenciado quando são feitas avaliações econômicas de GD. Estudo baseado na teoria do valor ótimo sugere que as unidades de geração flexíveis operando durante períodos de pico podem ser muito mais lucrativas do que as análises tradicionais sugerem (Purchala et al., 2006).

Por outro lado, a introdução em larga escala de GD pode trazer instabilidade ao perfil de tensão: a tensão pela rede pode flutuar devido ao fluxo bi-direcional de potência ativa e aos fluxos de potência reativa que aparecem quando é introduzido um controle insuficiente no sistema – conhecido como “*hunting*”. Adicionalmente, o fluxo bi-direcional de potência ativa torna difícil a sintonia do sistema de proteção: curtos-circuitos e sobrecargas são acarretados por múltiplas fontes, cada qual independentemente não detectando a anomalia. Eventualmente, uma situação de “ilhamento” pode ocorrer na qual um gerador local mantém energizada uma parte da rede desconectada, levando a uma situação problemática para a manutenção (Pepermans et al., 2005).

Outro problema que pode ser mencionado é com relação à previsão de geração em sistemas descentralizados. A inerente característica intermitente e dispersa de muitas tecnologias pode acarretar dificuldades crescentes na gestão entre oferta e demanda de eletricidade, necessitando como consequência uma maior capacidade de *back-up* do sistema.

2.3. Aspectos Regulatórios de Incentivo

A inserção de GD em sistemas elétricos vem acompanhada, primeiramente, por uma profunda mudança regulatória para adaptar a atividade de distribuição aos desafios técnicos de conexão das fontes e a uma retribuição adequada de todos os agentes envolvidos. Alguns sinais econômicos para facilitar a integração da GD em redes de distribuição incluem: (i) regular custos de interconexão para evitar barganha e discriminação; (ii) usar um sistema de tarifação da rede que reflita o custo real de uso do sistema, levando em conta a localização do alimentador e seu tempo de operação; e (iii) incentivar a GD a fornecer serviços ancilares, através de arranjos comerciais com o Operador do Sistema (Arriaga, 2009).

Outro componente crítico de regulação refere-se ao tratamento de novos investimentos. A escolha do instrumento regulatório adequado depende dos objetivos de implementação específicos: curto *versus* longo prazo, existência ou não de sistemas de comercialização, etc. As medidas mais populares referem-se a *feed-*

in tariff (Menanteau et al., 2003) e certificados verdes³ (Ringel, 2006). Conceitualmente, os leilões de energia parecem também estarem bem adaptados ao problema (Arriaga, 2009).

O mercado brasileiro de eletricidade apresenta características singulares que o distinguem das estruturas presentes em outros países ao redor do mundo. Sua matriz energética é predominantemente hidrelétrica, com usinas de grande porte e operação centralizada. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2009), no ano de 2009, 89,9% da geração total de eletricidade (MWh) no Sistema Interligado Nacional⁴ (SIN), mais sistemas isolados, foi proveniente de fontes renováveis – hidráulica (83,7%), biomassa (5,9%), e eólica (0,3%). Com relação as não-renováveis, tem-se: gás natural (2,9%), derivados de petróleo (3,1%), nuclear (2,8%), e carvão e derivados (1,5%). Do total de potência instalada (MW) de empreendimentos em operação até final de 2008, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2008), 71,31% (74.753 MW) correspondem a usinas hidrelétricas (UHE), enquanto 2,29% (2.400 MW) referem-se a pequenas hidrelétricas⁵ (PCH).

Imerso nesta conjuntura, dado o caráter centralizado de geração no país e a necessidade de diversificar a matriz energética nacional, veio a luz da legislação vigente um incentivo regulatório através da definição pela legislação brasileira do conceito de GD, com a Lei 10.848/04 (MME, 2004/03), o Decreto 5.163/04 (MME, 2004/07) e a Resolução Normativa ANEEL 167/05 (ANEEL, 2005). Assim, enquadra-se como GD a produção de energia elétrica para o empreendimento que estiver necessariamente conectado diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto:

- Usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 30 MW; e
- Usinas termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Para as usinas a biomassa e aquelas que utilizam

³³ O uso de certificados verdes não se aplica a todas as formas de geração distribuída. As fontes normalmente contempladas com este instrumento são definidas dentro do contexto de energias renováveis, tais como a geração de energia por turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos.

⁴ O Sistema Interligado Nacional é formado pelas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2010).

⁵ De acordo com ANEEL (1998), PCH é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disso, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km².

resíduos de processo como combustível não é exigida a eficiência mínima de 75%.

A forma de participação do mercado das fontes de GD fica limitada aos seguintes pontos:

- Comercialização de energia a partir de chamadas públicas diretamente com as distribuidoras, até o limite de 10% de suas cargas;
- Participação como gerador nos leilões regulados de energia nova, de ajustes, e de reserva promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- Comercialização de energia diretamente com consumidores livres ou comercializadores.

O principal mérito do marco é a possibilidade de contratação de GD para ajustes da previsão de demanda das distribuidoras em 10% de sua carga, uma vez que têm um prazo de implantação mais curto e uma modalidade de contratação mais flexível que os grandes empreendimentos. Assim, a contratação através de leilões e chamadas públicas parece ser o principal instrumento de incentivo à disseminação de GD no mercado brasileiro atualmente⁶.

Por fim, uma outra frente de incentivo, passível de aproveitamento pelas tecnologias de GD, refere-se ao Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), onde o conceito de *feed-in tariff*, conjuntamente com propostas regulatórias adicionais, foi instituído para acelerar a penetração de fontes alternativas de energia (eólica, PCH's, e biomassa) no sistema elétrico brasileiro (ANEEL, 2010). Uma vez que sua primeira fase está finalizando, existem ainda dúvidas regulatórias sobre o lançamento de uma segunda etapa. Também, algumas fontes de GD não se inserem no programa, como termoelétricas movidas a combustíveis fósseis.

⁶ Para o leilão de fontes alternativas realizado nos dias 25 e 26 de Agosto de 2010, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) habilitou tecnicamente, para o leilão de reserva, 366 usinas, totalizando 10.745 MW de potência instalada, com contratação final de 1.206,6 MW (33 usinas). No caso do leilão de A-3, 368 empreendimentos foram tecnicamente habilitados, somando 10.415 MW de capacidade, e com resultado final em 1.685,6 MW (56 usinas). Os empreendimentos vencedores gerarão energia elétrica a partir de centrais eólicas, termelétricas movidas à biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, resíduos de madeira e capim-elefante) e pequenas centrais hidrelétricas (EPE, 2010). Importante salientar que muitas, porém não todas, fontes de GD podem participar do mecanismo, uma vez que se refere somente a fontes alternativas de energia.

2.4. Parâmetros Técnicos das Principais Fontes

Sistemas de GD englobam a utilização de tecnologias comprovadas e comercialmente disponíveis, como motores de combustão interna, turbinas a gás e sistemas de cogeração, bem como tecnologias emergentes como módulos fotovoltaicos, aerogeradores, células a combustível, entre outros.

O tipo e a capacidade da unidade de geração distribuída desempenham um papel importante na sua interconexão com a rede de distribuição da empresa concessionária. As plantas de GD, conforme sinaliza R. W. Beck & Distributed Utilities Associates (2000), podem ser definidas pela sua fonte de combustível, interface de conexão e porte, segundo demonstra-se na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Classificação de fontes de GD segundo grau de penetração.

Tecnologia	Fonte de Combustível	Interface	Pequeno < 100 kW	Intermediário 100 kW – 1 MW	Grande > 1 MW
Pequenas turbinas a gás	Combustível fóssil e biogás	Conexão direta			X
Motores recíprocos com geradores síncronos ou de indução	Combustível fóssil e biogás	Conexão direta	X	X	X
Geotérmico	Renovável	Conexão direta		X	X
PCHs	Renovável	Conexão direta		X	X
Eólica	Renovável	Inversor	X	X	X
Fotovoltaico	Renovável	Inversor	X	X	
Células a combustível	Combustível fóssil e renovável	Inversor	X	X	X
Solar térmico	Renovável	Conexão direta	X	X	X
Microturbinas	Combustível fóssil e biogás	Inversor	X	X	

Fonte: R. W. Beck & Distributed Utilities Associates, 2000.

A seguir elaboram-se as principais características técnicas funcionais das principais fontes de geração distribuída, foco desta dissertação de mestrado.

2.4.1. Células a Combustível a Hidrogênio

As células (pilhas) a combustível são dispositivos eletroquímicos que convertem diretamente a energia química do combustível em eletricidade através de reações de oxidação e redução, ou seja, sem passar pela combustão. Basicamente,

cada célula unitária de uma célula de combustível é formada por dois eletrodos, ânodo e cátodo, e um eletrólito entre eles. Fruto da oxidação do combustível no ânodo e da redução do oxidante no cátodo, é gerada corrente elétrica. O combustível mais utilizado é o hidrogênio, e o oxidante é o oxigênio do ar. Em muitos aspectos, a célula de combustível é semelhante a uma bateria comum. Entretanto, na primeira, os reagentes são fornecidos externamente e de maneira contínua. Na Figura 2.1 apresenta-se o esquema de operação das células a combustível alimentadas com H_2 e O_2 .

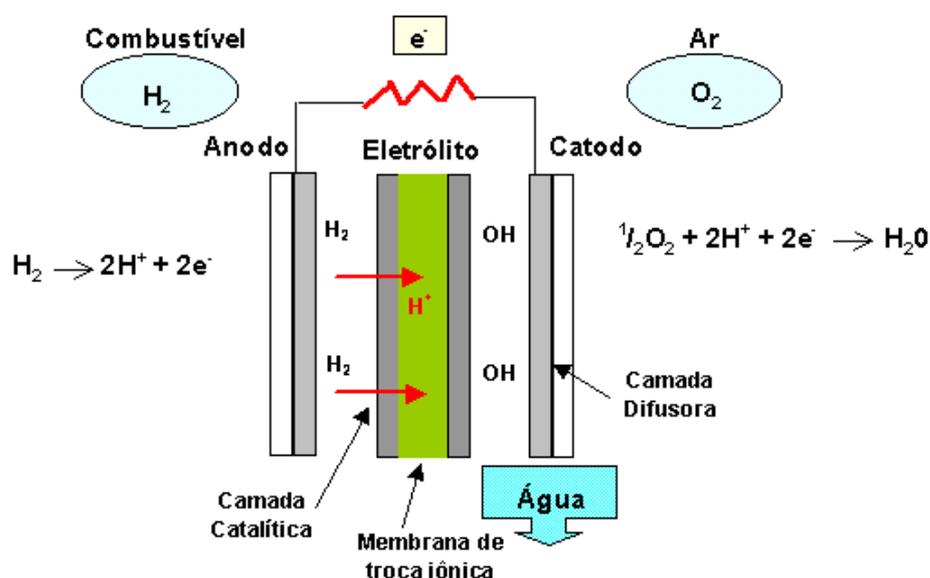


Figura 2.1 - Esquema de operação das células a combustível alimentadas com H_2 e O_2 .

As células a combustível, de um modo geral, apresentam vantagens inerentes em relação aos motores a combustão interna e outras máquinas térmicas. Entre elas: (i) maior eficiência energética; (ii) maior eficiência em carga parcial; (iii) menor impacto ambiental; (iv) menor poluição sonora; (v) maior confiabilidade; (vi) montagem em módulos; (vii) possibilidade de cogeração; (viii) flexibilidade de combustível; e (ix) flexibilidade de aplicação (Tolmasquim, 2003).

As células a combustível são classificadas principalmente em função do eletrólito utilizado. Este não pode ser permeável ao combustível e ao oxidante e nem ser condutor eletrônico. Por outro lado, a condutividade iônica deve ser alta. São cinco os tipos de células a combustível, nomeados a seguir: (i) *Alkaline Fuel Cell*

(AFC); (ii) *Proton Exchange Membrane Fuel Cell* (PEMFC); (iii) *Phosphoric Acid Fuel Cell* (PAFC); (iv) *Molten Carbonate Fuel Cell* (MCFC); e (v) *Solid Oxid Fuel Cell* (SOFC).

Neste contexto, o hidrogênio é o combustível mais aconselhado e todas as células a combustível podem funcionar com este gás. Embora ele seja o elemento químico mais abundante encontrado na natureza, não está presente na forma gasosa. Para obtê-lo é necessário extraí-lo de substâncias, como a água e compostos orgânicos. Alguns processos comuns envolvem a eletrólise da água por eletricidade ou a radiação solar; a reforma a vapor de hidrocarbonetos; e a oxidação parcial de óleos pesados e do carvão. A reforma a vapor do gás natural, cujo maior constituinte é o metano, é o método mais barato de produzir hidrogênio. Aproximadamente 48% da produção mundial de hidrogênio é gerada a partir deste processo (Tolmasquim, 2003).

2.4.2. Painéis Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são compostos de células semicondutoras de eletricidade. O material mais comum utilizado na fabricação das células é o silício. O cristal de silício puro não apresenta cristais livres e, portanto, é um mau condutor de eletricidade. Entretanto, materiais pentavalentes como o fósforo, quando introduzidos na rede cristalina, possuem um elétron a mais para formar ligações covalentes com o silício. (silício tipo N). Já materiais como boro (tipo P) dão origem a existências de lacunas. A dopagem de cristais com átomos resulta, portanto, na existência de cargas livres (Fraidenaich, 1995).

Ao incidir luz sobre a célula fotovoltaica, é estabelecido um campo elétrico interno na interface da junção P-N, dando origem a uma corrente que atravessa a carga externa. A presença desta carga estabelece uma diferença de potencial nos extremos da junção, que varia de acordo com a corrente que a atravessa. Na Figura 2.2 ilustra-se o conceito. O módulo fotovoltaico é uma associação de células conectadas em série, sendo a corrente que as atravessa a mesma, enquanto que a potência é o produto entre a tensão nos extremos do módulo e a corrente que o atravessa.

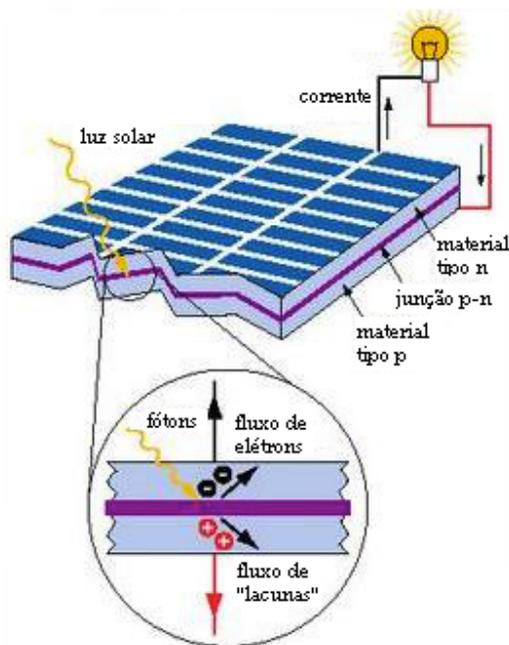


Figura 2.2 - Diagrama esquemático de uma célula fotovoltaica.

Com relação a sistemas fotovoltaicos, a alimentação de cargas de corrente contínua pode ser realizada com uma conexão direta. Exemplos são sistemas de bombeamento, iluminação pública isolada, retransmissores, sistemas de depuração de águas, entre outros. Instalações com ligação à rede, com a utilização também de inversores, são soluções favoráveis em ramificações terminais da rede de distribuição elétrica, melhorando a qualidade do serviço e garantindo prestações mínimas em caso de falha da rede convencional. A potência instalada nestes casos é reduzida, normalmente, a ordem das dezenas de kW.

2.4.3. Turbinas Eólicas

Turbinas eólicas dependem da velocidade dos ventos para criar as forças aerodinâmicas para provocar rotação. Um anemômetro que continuamente mede a velocidade dos ventos é parte da maioria dos sistemas de controle de turbinas eólicas. Quando as velocidades do vento são altas o suficiente para sobrepor-se à fricção, os controles permitem a rotação do rotor. As hélices em movimento ativam um eixo que está ligado à caixa de engrenagens que aumentam a velocidade do

eixo de rotação. Este eixo, conectado ao gerador, produz energia elétrica. Na Figura 2.3 demonstram-se os principais componentes de geração eólica.

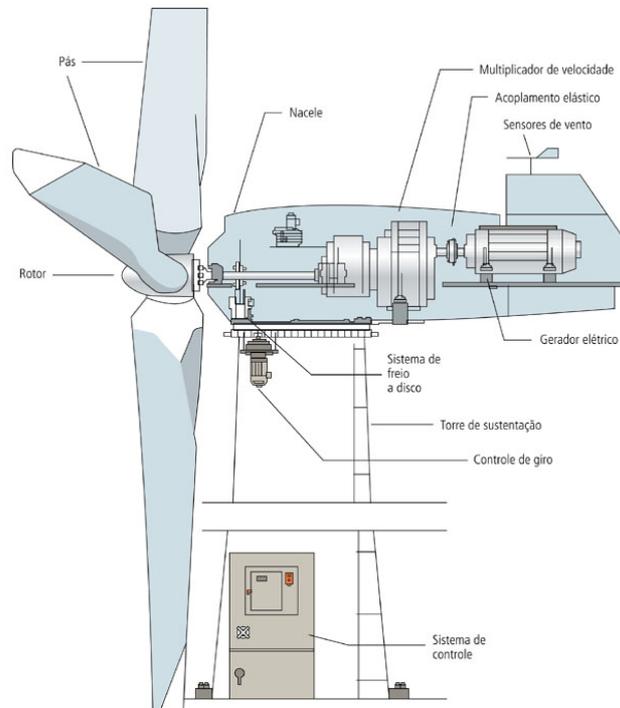


Figura 2.3 - Principais componentes de turbinas eólicas.

Fonte: ANEEL, 2005.

A característica mais importante a ser observada na instalação de um aerogerador é se o ambiente de instalação do mesmo possui condições meteorológicas favoráveis a este tipo de sistema, como vento forte e de longa duração. Este vento deve ser suficiente para gerar a quantidade de energia requerida, dependendo diretamente dos períodos do ano, devido ao fato de haver uma conseqüente variação do vento entre as diferentes estações. É importante observar que a instalação dos aerogeradores, no caso de existir sistemas de armazenamento, deve estar próxima às baterias para evitar perdas (na linha) e no mínimo a 10 metros do solo para melhor captação dos ventos (Barin, 2007).

Historicamente, a tecnologia eólica era mais competitiva em regiões remotas, desconectada do sistema de distribuição e fornecendo apenas pequenas quantidades de energia, tipicamente menores que 10 kW. Nestes sistemas, turbinas eólicas são utilizadas para carregar baterias que armazenam energia para atender a

demanda. Para sistemas híbridos, devido sua grande complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular a cada caso. Já para sistemas interligados à rede e isolados, a potência de turbinas eólicas não costuma ultrapassar os 200 kW, enquanto para sistemas centralmente conectados tipicamente varia entre os 200 kW e 2 MW. Neste último *layout* apresentam vantagens inerentes da geração distribuída, tais como redução de perdas, custo evitado de expansão da rede e a gestão na hora de ponta quando o regime de ventos coincide com o pico da curva de carga.

2.4.4. Microturbinas a Biogás

Baseadas no mesmo princípio das turbinas a gás convencionais, microturbinas são turbinas de gás a combustão de alta velocidade (até aproximadamente 100.000 rpm) em faixas de potência de 20 kW a 500 kW. Microturbinas tipicamente consistem em um compressor e uma turbina, montados sobre o mesmo eixo, um combustor, e um recuperador. Podem ser acopladas a um gerador de corrente contínua ou de corrente alternada de alta frequência devido a suas altas velocidades de rotação. O recuperador é utilizado para capturar o calor perdido para então aquecer o ar da combustão. Assim é reduzido o consumo de combustível, o que reduz a produção de NO_x e aumenta a eficiência geral do processo - utilizando um recuperador eficiente (~85%), a eficiência elétrica pode ser dobrada e atingir valores de 33 % (Willis e Scott, 2000). Na Figura 2.4 pode-se conferir os principais processos simplificados de funcionamento de microturbinas (sem recuperador).

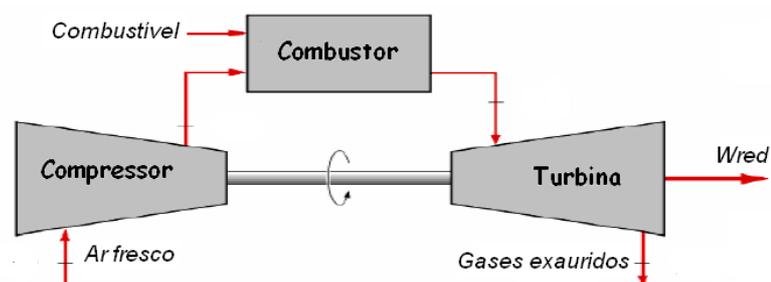


Figura 2.4 - Princípio de funcionamento de microturbinas.

Microturbinas são utilizadas em geração distribuída e em processos de cogeração (onde a eficiência global pode chegar aos 85%). Os recentes avanços da eletrônica e processos de controle também permitem a estas unidades serem conectadas diretamente ao sistema elétrico de uma maneira remota. Como principais vantagens, citam-se: (i) grande flexibilidade e modularidade, funcionando com uma ampla gama de combustíveis (propano, gás natural, biogás, querosene, diesel); (ii) baixa emissão de gases poluentes; (iii) possibilidade de implementação de cogeração, com tecnologias conhecidas como *Combined Heating and Power* (CHP) e *Combined Cooling, Heating and Power* (CCHP); e (iv) manutenção simples em intervalos relativamente longos.

Aliado as características previamente citadas, microturbinas estão ganhando parcelas crescentes do mercado em geração de energia por biogás de aterros e de biodigestão. Esta tecnologia permite o funcionamento a baixos níveis energéticos de gás, apresenta menores emissões e custos de manutenção, e está disponível em escala mais competitiva que turbinas convencionais a gás.

O biogás é produzido por digestão anaeróbia, por meio de digestores, na ausência completa de oxigênio, onde bactérias utilizam matéria orgânica (dejetos) para produzir principalmente o gás metano (CH_4). A composição final do gás após a decomposição reside, basicamente, de 60-65% CH_4 e 30-40% CO_2 . Em termos gerais, todo nitrogênio (N), fósforo (P) e potássio (K) ficam nos dejetos digeridos. A grande vantagem da utilização do combustível natural está também nas reduções de emissões que proporciona, uma vez que o metano antes emitido é capturado e utilizado para produção de energia. Outro benefício com relação ao biogás de dejetos resulta da sua disponibilidade normalmente doméstica e isenta de custos para produção, como também a possibilidade de utilizar os subprodutos acima citados (N, P, e K) como excelentes fontes de biofertilizantes.

2.5. Características Econômicas

Levando em conta uma estimativa de custos e eficiências de várias tecnologias de geração de GD, Pfeifenberger et al. (1997) indicam quatro possibilidades de vantagens competitivas econômicas na inserção destas tecnologias: (i) onde a GD puder adiar investimentos em linhas de Transmissão e

Distribuição (T&D) e melhorar a confiabilidade dos sistemas existentes; (ii) prática de cogeração; (iii) no atendimento de consumidores de alto custo para o sistema elétrico; e (iv) quando a estrutura tarifária possibilitar ganhos ao consumidor, mesmo que os custos de GD sejam superiores aos custos médios ou marginais da geração centralizada.

Tabela 2.2 apresenta uma estimativa de custos e de eficiência de vários sistemas⁷ de GD, para o ano de 2005. Como pode ser aferido, com exceção das quatro situações acima citadas, é necessária uma significativa redução dos custos de capital das tecnologias de GD para torná-las competitivas frente às opções convencionais de geração centralizada.

Tabela 2.2 - Estimativas econômicas tecnologias de geração distribuída.

Sistema	Energia Primária	Eficiência de geração (%)	Investimento (US\$/kW)	Custo da Energia (US\$/MWh)
Motor Alternativo	Gas Natural	28 – 50	700 - 2.000	145 - 185
	Diesel			
	Biogás	80 – 85 (cogeração)		
	Propano			
Turbina a Gás	Gas Natural	25 – 60	550 – 2.500	75 - 115
	Biogás	70 – 90 (cogeração)		
	Propano			
Microturbina	Gas Natural	25 – 30	1.400 – 2.200	70 - 275
	Biogás			
	Propano	85 (cogeração)		
	Hidrogênio			
PCH	Água	80 - 90	550 - 4.500	80 - 235
Fotovoltaica	Sol	14	8.000 – 12.000	665 – 1.130
Eólica	Vento	43	1.000 - 3.000	95 - 140

Fonte: adaptado de RETScreen® (2005), EC (2008).

⁷ Os valores de investimento englobam todos os custos iniciais de projeto, que vão desde projetos de pré-viabilidade até a entrada comercial da geração, tais como construção e comissionamento, equipamentos inversores, e sistemas de tratamento de combustíveis (biogás). Sistemas de cogeração não são abordados nos custos mencionados.

3. ASPECTOS DE PROJETOS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Abordam-se neste capítulo conteúdos relevantes para projetos de GD. Englobam-se a revisão de estudos da literatura, indicadores financeiros de análise de risco em projetos e, finalmente, descrevem-se partes relevantes da metodologia inserida dentro dos mercados de emissões.

3.1. Revisão dos Estudos de Análise de Projetos

Ao longo dos anos recentes, muitos tópicos de investigação e metodologias distintas foram gerados sobre a viabilidade de projetos de GD, tanto para aspectos técnicos, econômicos e regulatórios sobre as mais distintas premissas.

Sistemas híbridos de pequena escala em comunidades isoladas são usualmente objetos de análise. Estudo realizado por Fung et al. (2002) prova o impacto econômico de sistemas integrando módulos fotovoltaicos, geradores eólicos, geradores a diesel, banco de baterias e inversores. Com esta proposta, chega-se à conclusão de que o melhor sistema em termos econômicos seria o Eólico/Diesel/Bateria/Inversor. O trabalho baseado no *software* HOMER® parte de custos locais de investimentos e não parece tratar o sistema sob uma óptica financeira detalhada.

Outra abordagem com a mesma ferramenta computacional é publicada por Graditi et al. (2006). Fontes de GD como painéis fotovoltaicos, células a combustível, e turbinas eólicas são simuladas sobre diversas premissas regulatórias, inclusive incorporando na análise os mecanismos de emissões. Os investimentos presentes são instituídos de forma constante, sem considerar as tendências das economias de escala. E também, é definida a carga como auto-produtora, desconectada do sistema elétrico.

Já Allan e Avella (1985) partem da metodologia matemática para estabelecer um modelo de confiabilidade para turbinas eólicas, utilizando uma extensão com base no Valor Presente Líquido (VPL) para avaliar seu benefício econômico. Para finalizar a lista, a mesma linha de raciocínio é utilizada no trabalho de Barsoum et al.

(2008), porém primeiramente é empregada a ferramenta MATLAB® Simulink com a finalidade de modelar variáveis técnicas do sistema, para então ser realizada uma análise de viabilidade econômica detalhada.

3.2. Softwares Disponíveis

As principais ferramentas computacionais disponíveis para a avaliação técnica, econômica e financeira de GD na rede são descritas a seguir.

3.2.1. Software RETScreen®

O *software* RETScreen® *Clean Analysis Project Software* (RETScreen®, 2009) é uma poderosa ferramenta de análise financeira de projetos de geração renovável idealizada pelo centro Canadense *Natural Resource Canada's* (NRCan).

Trabalhando com modelos de planilhas de dados, o software pode ser usado para avaliar a produção e economia de energia, reduções de emissões, e análises financeiras e de risco para diversos projetos, não apenas de energia renovável como também da eficiência energética. A ferramenta também inclui um amplo banco de dados de produtos, projetos, hidrologia e condições climáticas.

As informações sobre produtos presentes derivam de diversos fabricantes comerciais de equipamentos existentes e são exibidos com um objetivo informativo apenas. Enquanto dados meteorológicos históricos são extraídos pelo *software* por estações de medição terrestre e/ou pelos dados de satélite obtidos pela NASA.

Mesmo apresentando características atraentes, este *software* é útil para uma análise detalhada de aspectos financeiros de projetos isolados envolvendo apenas uma tecnologia de geração. Assim um ponto negativo reside, por exemplo, na não possibilidade de comparar distintos sistemas de forma conjunta com base em algum critério específico.

3.2.2. Software Hybrid2®

Hybrid2®, *The Hybrid Power System Simulation Model* (Hybrid2, 2010), é desenvolvido pelo *Renewable Energy Research Laboratory* (RERL) da Universidade de Massachusetts, Estados Unidos. É um modelo computacional probabilístico e de series temporais, usando série de dados de cargas, velocidade de ventos, irradiação solar, temperatura e do sistema elétrico para prever a dinâmica do sistema elétrico híbrido.

Os sistemas híbridos deste *software* podem incluir três tipos de cargas elétricas, múltiplas turbinas eólicas de diferentes tipos, painéis fotovoltaicos, vários geradores diesel, banco de baterias, e quatro tipos de conversores de energia. Sua principal vantagem está na possibilidade de implementação de uma ampla variedade de estratégias de despacho⁸. Uma ferramenta econômica também é incluída para calcular os benefícios do projeto, usando uma série de indicadores de performance.

Mesmo empregando estratégias de despacho completas para sistemas de GD, modelando de forma precisa as variáveis técnicas, e possuindo ferramentas para análise econômica de projetos, o Hybrid2® apresenta algumas limitações importantes. As possibilidades de conexão de fontes são restritas (3 fontes), e não realiza automaticamente a seleção do melhor sistema com base em diversas opções disponíveis. Cada estrutura é avaliada individualmente de acordo com suas características técnicas.

3.2.3. Software HOMER®

HOMER® (HOMER®, 2010) é um modelo computacional proposto pelo *National Renewable Laboratory* (NREL), o Laboratório Nacional de Energias Renováveis americano, para pesquisa e desenvolvimento em energias renováveis e eficiência energética. Este *software* foi desenvolvido para avaliar opções de projeto em sistemas com fontes de energia conectadas ou não a rede, podendo ser empregado em aplicações isoladas, remotas e com geração distribuída.

⁸ Segundo os idealizadores, 180 estratégias de despacho são possíveis, apresentando uma biblioteca com as 12 opções comumente empregadas.

O algoritmo de análise de sensibilidade e de otimização do HOMER® permite avaliar a viabilidade técnica e econômica de uma ampla gama de opções tecnológicas, levando em conta a variação de custos e a disponibilidade das fontes de energia. A ferramenta implementa os cálculos de balanço de energia para cada configuração possível, e então estima o custo de instalação e operação do sistema durante o tempo de vida do projeto.

Os cálculos de custos do sistema consideram parâmetros como investimento inicial, reposição, operação e manutenção, combustível, e taxa de juros. Para o principal resultado econômico, o *software* apresenta uma classificação das configurações pelo seu Valor Presente Líquido (VPL), que é usada para comparar opções de projetos. O HOMER® calcula o VPL através das equações (3.1) e (3.2).

$$VPL = \frac{C_{an}}{FRC(i, R_{proj})} \quad (3.1)$$

$$FRC(i, N) = \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (3.2)$$

onde:

VPL = valor presente líquido (\$);

C_{an} = custo anualizado total (\$/ano);

FRC = fator de recuperação do capital;

i = taxa de juros real (%);

R_{proj} = tempo de vida do projeto (anos);

N = número de anos.

Outro fator importante para simulações é a curva de custos. Para um número desejado discreto de valores de potências a serem simuladas para uma dada tecnologia, define-se como os custos irão variar. Estes são relacionados com investimento inicial, reposição, e operação e manutenção. Assim, para todo

componente do sistema, seleciona-se o intervalo de potência a ser instalada e seus respectivos custos associados. Conforme ilustra a Figura 3.1, para cada potência despachada no sistema incide uma despesa específica. Neste exemplo, crescendo linearmente à medida que são adicionadas mais unidades.

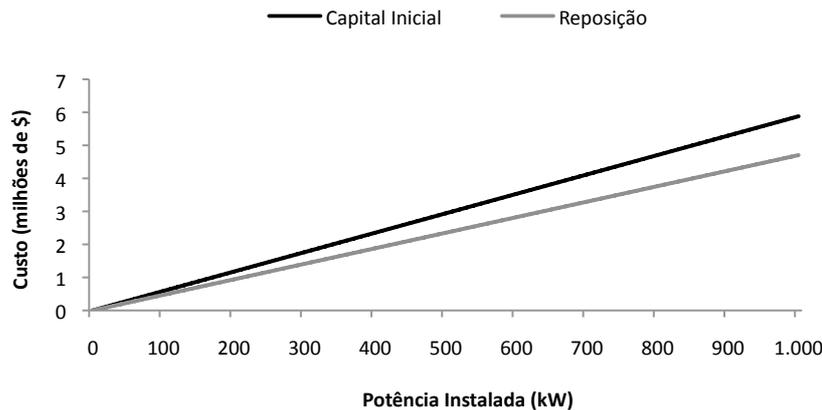


Figura 3.1 - Exemplo de curva de custos para o *software* HOMER®.

HOMER® representa uma poderosa ferramenta de análise econômica e técnica de projetos em GD. Como principais pontos negativos, dispõe de estratégias de despacho limitadas e não possibilita o controle de carga em baterias. Também, o *software* não permite modelar incrementos graduais de dados de entrada ao longo dos períodos de simulações, tais como aumento/retração da demanda.

3.3. Variáveis Financeiras de Projetos

A seguir são mencionados índices e métodos comumente utilizados para a análise de viabilidade financeira de projetos. Em conjunto, vêm a auxiliar a tomada de decisão envolvendo critérios de risco.

3.3.1. Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é definido como a diferença entre o valor presente de fluxo de caixa esperados de um projeto e seu custo inicial. Um VPL positivo sugere que o projeto é viável para uma dada taxa de desconto esperada,

enquanto que um valor negativo aponta que o investimento não seria justificável. Assim, um dos critérios para avaliar a viabilidade de projetos parte primeiramente do pressuposto que o VPL deve ser positivo, sendo regido pela Equação (3.3):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (3.3)$$

sendo:

t = número de anos do projeto;

n = total número de anos contábeis do projeto;

FC_t = fluxo de caixa no ano t (\$);

i = taxa de desconto (%);

I_0 = investimento inicial (\$).

3.3.2. Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) e o VPL estão estritamente relacionados: a TIR é obtida quando o VPL de um projeto é zero. Assim, tem-se a máxima taxa de desconto permitida por um projeto para que ele possa ser considerado viável. Aqui é encontrado um critério adicional e complementar para a viabilidade de projetos. Além do VPL ser superior a zero, a TIR deve ser maior que a taxa de desconto considerada. Assim sendo, elaborando na Equação (3.4):

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (3.4)$$

3.3.3. Média Ponderada do Custo de Capital

A Média Ponderada do Custo de Capital (WACC - *Weighted Average Cost of Capital*) refere-se ao cálculo do custo total de capital para uma firma onde cada parcela é proporcionalmente balanceada. É a média ponderada dos custos dos diversos componentes de financiamento, incluindo dívida, patrimônio líquido e títulos híbridos, utilizados por uma empresa para financiar suas necessidades financeiras. Todas as fontes de capital – ações em bolsas de valores, fundos, e qualquer outro tipo de débito de longo prazo – são incluídos no cálculo do WACC.

É o mínimo retorno que uma companhia deve obter sobre seus investimentos para satisfazer credores, proprietários, e outros provedores de capital. Quanto mais complexa a estrutura de capital da empresa, mais elaborado é o seu cálculo. Para a situação simples de somente estar financiando suas operações por débito e capital próprio, vem a Equação (3.5).

$$WACC = \left(\frac{E}{D + E} \right) \cdot C_e + \left(\frac{D}{D + E} \right) \cdot C_d \cdot (1 - t_c) \quad (3.5)$$

onde:

C_e = custo do capital próprio;

C_d = custo de débito;

E = valor de mercado do capital próprio da firma;

D = valor de mercado do débito da firma;

t_c = imposto corporativo.

Uma prática comumente utilizada é empregar o WACC como a taxa de desconto i de um projeto para descontar o fluxo de caixa e obter o VPL. Nesta linha de pensamento, outra condição suplementar para que um projeto seja dado como aceitável financeiramente reside no critério de que a taxa interna de retorno seja

maior que o custo de capital da empresa ($TIR > WACC$). O que parece razoável, uma vez que a decisão de investimento em qualquer projeto (de GD, por exemplo), deve fazer sentido financeiro a ponto de ser capaz de compensar os débitos adquiridos, juntamente com o custo de oportunidade alternativo sobre o valor de capital da empresa.

3.3.4. Retorno sobre Investimento

O Retorno sobre Investimentos (ROI – *Return On Investment*) é utilizado para comparar a eficiência de um investimento ou para contrastar seu desempenho com um grupo de opções alternativas. O cálculo deste indicador pode diferir consideravelmente dependendo do caso a ser analisado. Um conceito geral é descrito por:

$$ROI = \frac{(\text{Ganho sobre investimento} - \text{Custo do investimento})}{\text{Custo do investimento}} \quad (3.6)$$

ROI é um índice bastante popular por sua versatilidade e simplicidade. Se um investimento não tem um ROI positivo, ou não há outras oportunidades com maiores ROI, então o investimento não deve ser feito.

3.3.5. Tempo de Retorno do Capital

O Tempo de Retorno (*Payback*) refere-se ao tempo decorrido entre o investimento inicial no momento o qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. O *payback* pode ser: (i) nominal, se calculado com base no fluxo de caixa com valores nominais, e; (ii) presente líquido, se calculado com base no fluxo de caixa com valores trazidos ao valor presente (normalmente utilizando o WACC).

É considerado um método de análise com fortes limitações, porque não leva em conta corretamente os riscos presentes, financiamentos, e outras considerações

importantes, como o custo de oportunidade de um projeto. Para sua obtenção, a seguinte condicional é estabelecida:

$$\textit{Payback} = T \textit{ quando } \sum_{t=0}^T FC_t = I_0 \quad (3.7)$$

Considerando as outras variáveis constantes, o investimento com menor *payback* é considerado a melhor opção, porque o valor é recuperado mais cedo, estando então disponível para demais usos. Também, um menor *payback* é visto como um menor risco, pois é normalmente assumido que quanto mais longo o *payback*, mais incertos são os retornos positivos de caixa. Por esta razão, o índice é algumas vezes utilizado como critério de risco que deve ser preenchido antes de realizar as decisões de investimentos.

3.4. Mecanismos de Emissões

Dentro do contexto do Protocolo de Quioto (United Nations, 1998), onde países em desenvolvimento são obrigados a respeitar limites de emissões, instaurou-se um conceito adicional, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Este é um processo através do qual países desenvolvidos podem cumprir parte de seus compromissos de redução e limitação de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) por meio do financiamento de projetos e transferência de tecnologias limpas para a promoção de desenvolvimento sustentável em países em desenvolvimento.

Desta forma, investidores em tecnologias de captura, seqüestro ou anulação de emissões de dióxido de carbono, como proponentes de investimentos em GD, podem se beneficiar economicamente participando neste mercado. Assim, para que sejam mensurados os benefícios da implementação de atividades de projeto de MDL, é necessária primeiramente a demonstração clara de dois conceitos chaves dos projetos: adicionalidade e linha de base.

3.4.1. Adicionalidade e Linha de Base

Sob o ângulo da redução de emissões, em projeto de MDL, a adicionalidade dos benefícios está diretamente relacionada com a linha de base. Por exemplo: sem um projeto de MDL (substituição de combustível fóssil por renovável), a emissão de uma determinada unidade industrial seria X. Nesse caso, X é a linha de base. Com o projeto, a emissão passaria a ser Y. A diferença X-Y se constitui na adicionalidade. Figura 3.2 indica melhor o conceito.

Quando se considera o caso de uma atividade já instalada e em funcionamento, é fácil visualizar a linha de base de suas emissões e, conseqüentemente, os ganhos adicionais que um projeto de MDL lhe traria, fato que também se aplica, de um modo geral, a projetos de sumidouros e de resgate de gases geradores de efeito estufa. Para novos empreendimentos, a tarefa pode ser mais complicada (CEBS, 2003).

A linha de base de uma atividade de projeto MDL é o cenário que representa, de forma razoável, as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta. Na elaboração do Documento de Concepção do Projeto (DCP) deve ser incluída a descrição da metodologia da linha de base. Já existem diversas referências disponíveis de metodologias aprovadas (UNFCCC, 2010). Contudo, o investidor também pode sugerir novas abordagens.

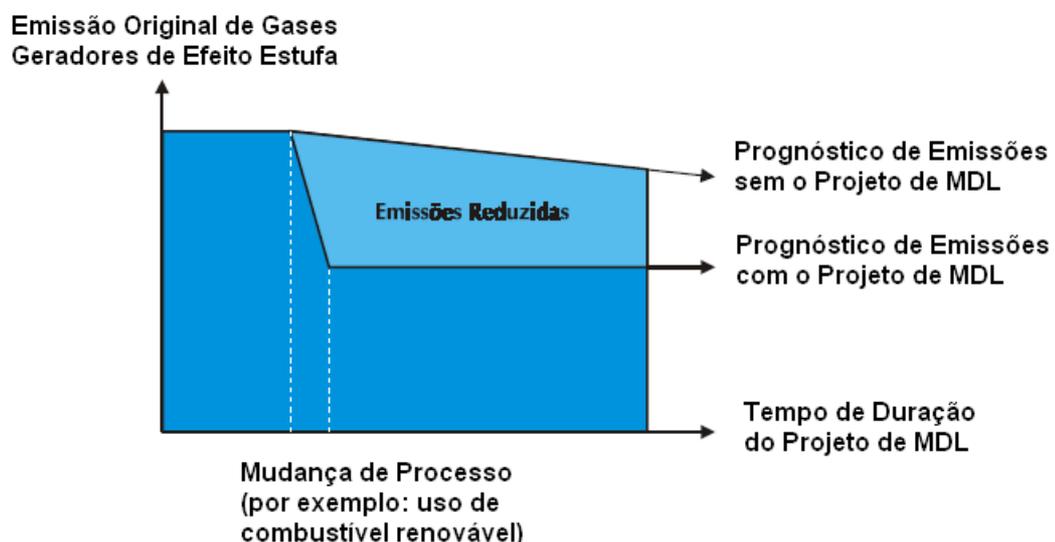


Figura 3.2 - Conceito de adicionalidade e linha de base.

3.4.2. Mercados de Carbono

Existe atualmente uma variedade de referências de preços, formas de comercialização e maneiras de contratação no mercado de carbono para venda e compra de sua moeda: os Certificados de Emissão Reduzida (CER). Estes se organizam tanto nos moldes do mercado “oficial” quanto no mercado voluntário, onde compradores não qualificados demonstram interesse na aquisição dos créditos.

A oferta e a demanda encontram-se de diferentes maneiras: através de flexíveis acordos bilaterais - negociação de balcão - entre as partes (instituições financeiras, comercializadoras independentes, empresas privadas, entidades jurídicas federais e municipais, entre outras); e através de negociações em bolsas internacionais por meio de contratos futuros, de opções e à vista.

Existindo diferentes custos de abatimento de GEE, passam a existir incentivos econômicos para que empresas comecem a oferecer este tipo de serviço, denominado comércio de emissões (*emissions trade*). Cria-se, portanto, um valor de mercado para o carbono. Este valor é estimado em US\$ 12 t/C ou aproximadamente US\$ 4 por tonelada de CO₂, segundo Moura-Costa (1998). O Banco Mundial, citado no BNDES & MCT (1999), estima que o valor de mercado dos CER de gases de efeito estufa estará entre US\$ 5 e US\$ 15 por tonelada de carbono reduzida. O nível de incerteza do mercado é bem ilustrado na Figura 3.3, demonstrando a volatilidade dos preços desde março de 2009 na bolsa ECX EUA.



Figura 3.3 – Preço contratos futuros ECX EUA.

Fonte: adaptado de ECX, 2010.

3.4.3. Fases e Custos

Para que resultem em CER, as atividades de projeto do MDL devem, necessariamente passar por diversas etapas no ciclo de projeto, cada qual com um custo distinto. Discrimina-se na Figura 3.4 o fluxo de sete processos presentes no ciclo completo, bem como as entidades formalmente nominadas para cuidar de cada etapa. Sintetiza-se no Quadro 3.1 os principais processos, com uma estimativa dos valores envolvidos.

A elaboração do Documento de Concepção do Projeto (DCP), além de descrever as atividades de projeto e dos respectivos participantes, indica de forma clara e transparente, entre outros: (i) descrição, informações técnicas e localização do projeto; (ii) metodologia da linha de base utilizada e justificativa para adicionalidade, bem como limites do projeto; definição do período de obtenção de créditos (7 anos, renováveis duas vezes); (iii) metodologia de monitoramento e plano de monitoramento; (iv) cálculo das emissões de linha de base, projeto e fuga; e (v) documentos e referências sobre impactos ambientais.

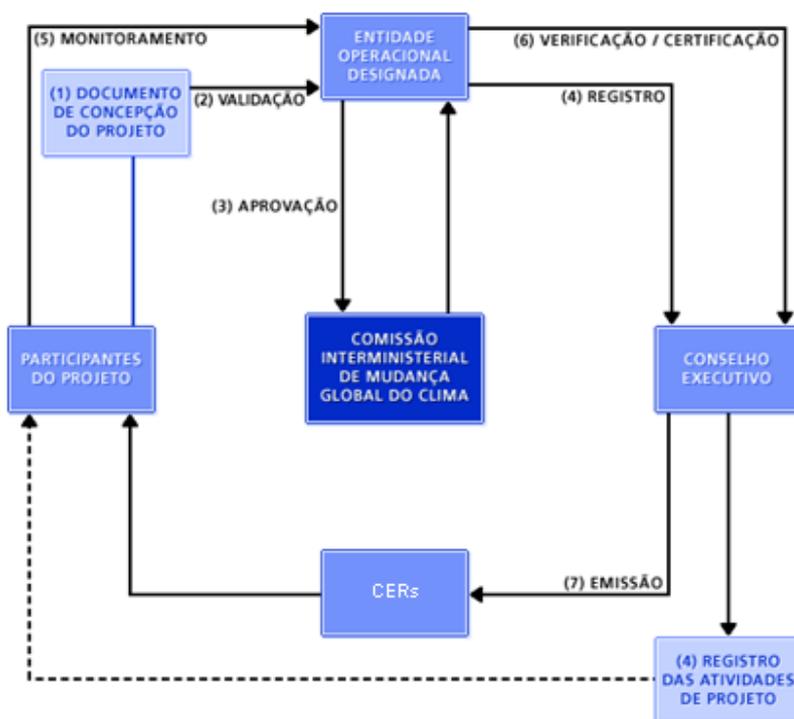


Figura 3.4 - Ciclo de projeto do MDL.

Fonte: BM&FBOVESPA, 2010.

Na validação, a Entidade Operacional Designada (EOD) avalia e valida a atividade de projeto do MDL proposta, checando se a atividade de projeto do MDL atende aos critérios de elegibilidade; se todos os procedimentos requeridos foram aplicados de forma correta e satisfatória, ou seja, transparente e conservadora.

Durante a fase de registro o Conselho Executivo aceita formalmente a atividade de projeto do MDL com base no relatório de validação da EOD e carta de aprovação da Autoridade Nacional Designada (AND) do país sede. O Conselho Executivo pode solicitar uma revisão do relatório de validação caso requisitos estabelecidos não tenham sido atendidos.

Para o monitoramento e certificação, a EOD verifica se as reduções de emissões de gases de efeito estufa monitoradas ocorreram como resultado da atividade de projeto do MDL. A certificação formal é baseada no relatório de verificação e é considerada definitiva 15 (quinze) dias após ter sido recebida pelo Conselho Executivo. Esta certificação garante que as reduções de emissões de gases de efeito estufa realmente ocorreram em decorrência da atividade de projeto.

Finalmente, na emissão das CER, o relatório de certificação inclui solicitação da EOD para que o Conselho Executivo emita um montante de CER correspondente ao total de emissões reduzidas obtidas em um determinado período de monitoramento do projeto. A emissão ocorre 15 (quinze) dias após o recebimento da solicitação, a menos que seja requisitada a revisão da emissão das CER. O administrador do registro do MDL deposita as CER certificadas nas contas abertas nesse mesmo Registro, descontando uma parte para cobrir gastos administrativos e outras destinadas a um fundo de adaptação, de acordo com o solicitado no DCP, em nome das devidas partes, bem como dos participantes das atividades de projeto do MDL.

Fases	Custos		Atividades
Concepção do Projeto	US\$ 20.000 – US\$ 60.000		Desenho conceitual e de viabilidade
	US\$ 5.000 – US\$ 50.000		Elaboração
Validação	US\$ 15.000 – US\$ 40.000		Processo da avaliação da EOD para comprovar se o projeto se ajusta aos requisitos do MDL
Negociação de Contratos	US\$ 10.000 – US\$ 40.000		Redação do Contrato de Compra – Venda de CER
Registro	≤ 15.000 tCO ₂ anuais	US\$ 5.000	Aceitação oficial pela junta Executiva de um projeto validado
	> 15.000 e ≤ 50.000 tCO ₂ anuais	US\$ 10.000	
	> 50.000 e ≤ 100.000 tCO ₂ anuais	US\$ 15.000	
	> 100.000 e ≤ 200.000 tCO ₂ anuais	US\$ 20.000	
	> 200.000 tCO ₂ anuais	US\$ 30.000	
Verificação / Certificação	US\$ 3.000 – US\$ 15.000 anuais		Atividades da EOD
Emissão de CER	2% do valor dos certificados		A Junta Executiva emite os CER e registra
Venda de CER	3% - 15% do valor dos certificados		Gastos de comercialização

Quadro 3.1 - Custos do ciclo de projeto do MDL.

Fonte: UNESA, 2005.

4. METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Apresenta-se neste capítulo a análise detalhada de todas as etapas propostas para construção de um modelo abrangente de referência para sistemas de geração distribuída, indicando-se uma óptica geral técnica para parâmetros funcionais e avaliando-se comparativamente as estruturas possíveis sobre critérios econômicos. Para tanto, o *software* HOMER® é utilizado. Também, para facilitar o entendimento das etapas indicadas, este capítulo divide-se em: construção conceitual; coleta e processamento de dados; simulações; validações; e primeiras discussões dos resultados obtidos.

4.1. Estrutura Conceitual

Um dos critérios essenciais na abordagem conceitual é a verificação de ferramenta computacional apropriada para atingir os objetivos propostos. Dentre as opções mais atraentes mencionadas no Capítulo 3, o *software* HOMER® destaca-se pela possibilidade de modelagem de uma ampla gama de fontes de GD, com precisão técnica e de custos, focando os resultados em classificação econômica. Assim, optou-se pela ferramenta para prosseguir os estudos. Figura 4.1 ilustra a proposta geral para nortear simulações com geração distribuída. Utiliza-se o *software* HOMER® para o devido despacho técnico do sistema, classificando as fontes seguindo lógicas econômicas.

A Figura 4.2 indica a estrutura construída para simulações. O trabalho realiza-se em barramento único – corrente contínua (CC) e/ou corrente alternada (CA). Ou seja, considera-se que todas as fontes de GD, assim como a carga, estão conectadas ao mesmo ponto. Uma vez que o foco está em sistemas de pequena magnitude e em auto-geração, a avaliação de restrições técnicas da rede e do fluxo de carga não tem relevância para o objetivo do atual modelo⁹. Também, não se modela tecnicamente o conversor equivalente nas simulações. Considera-se que

⁹ Esta abordagem seria necessária em etapas posteriores de avaliação de projetos, com uma análise técnica detalhada mensurando o impacto de conexões ao fluxo de carga e necessidades de reforçar redes.

este investimento esteja incluso nos custos de investimento e O&M de cada tecnologia.

O primeiro passo concretizado é o levantamento dos tipos de geração distribuída a serem trabalhadas. No caso da presente dissertação, tomam-se como base *turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos, células a combustível a hidrogênio, e microturbinas a biogás* (dejetos suínos).

Sabendo-se as tecnologias empregadas, parte-se para a *modelagem técnica*, tantos dos tipos de geração disponíveis quanto do sistema elétrico em que a carga e as fontes estão conectadas – levando-se em consideração a demanda real e disponibilidades energéticas da região. Este é um processo iterativo com o *despacho sensível individual*, uma vez que determinados parâmetros técnicos e de entrada das curvas econômicas são em realidade estimados baseando-se no perfil individual de funcionamento da geração no sistema.

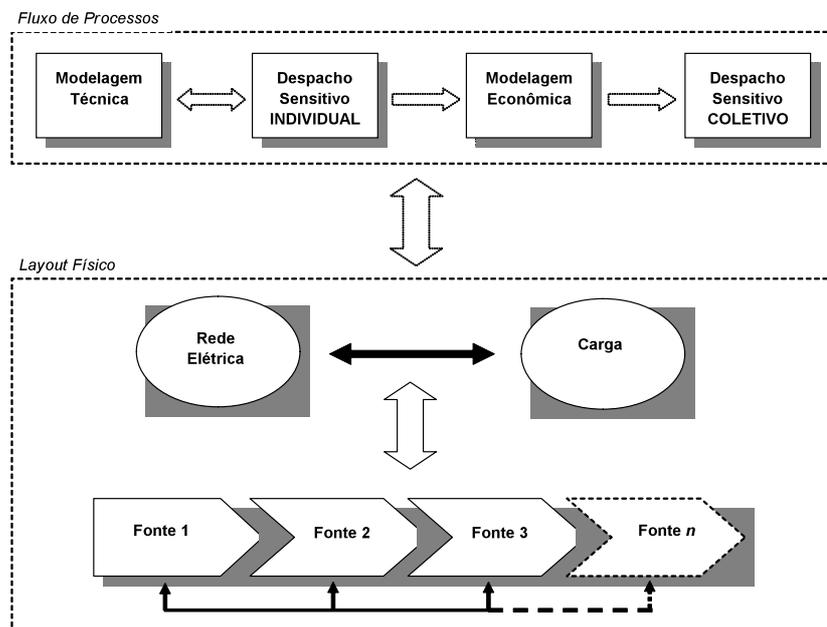


Figura 4.1 - Estrutura conceitual para análises.

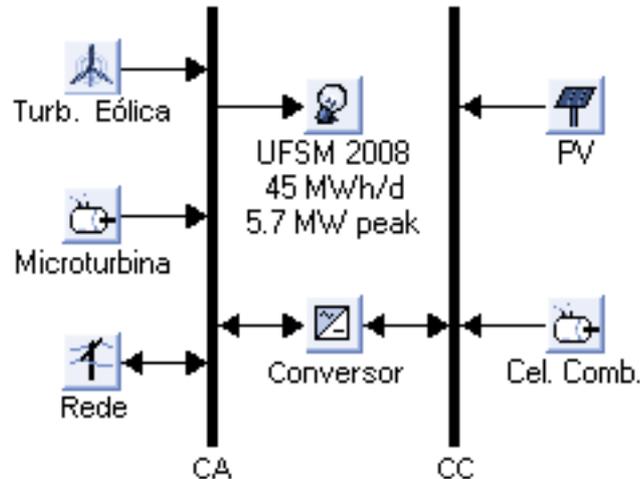


Figura 4.2 - Estrutura para simulações.

Por limitações do próprio *software* utilizado, as tecnologias de GD seguem um despacho dual para avaliação da combinação adequada envolvendo todas as formas de geração – *despacho sensitivo integrado*. Assim, o modelo segue simulações em pares, avaliando a matriz de melhor classificação econômica baseado no VPL, para então chegar à estrutura ótima para avaliação financeira detalhada (tópico do próximo capítulo).

Elaboram-se nos próximos itens dois dos principais processos da estrutura conceitual: despacho sensitivo individual; e formulações de curvas de investimentos para o despacho econômico.

4.1.1. Despacho Sensitivo Individual e Integrado

Cada tipo de geração previamente estabelecida representa uma especificidade em estruturas conceituais. Com todos os dados técnicos necessários de entrada realisticamente estimados, simulações são implementadas individualmente para a definição dos parâmetros a serem utilizados para a definição das curvas de investimentos. Uma vez que no momento o interesse não está em variáveis econômicas, estas são desprezadas nesta etapa sem contudo influenciar em nenhum aspecto os resultados esperados. Figura 4.3 exemplifica o fluxo de processos para turbinas eólicas.

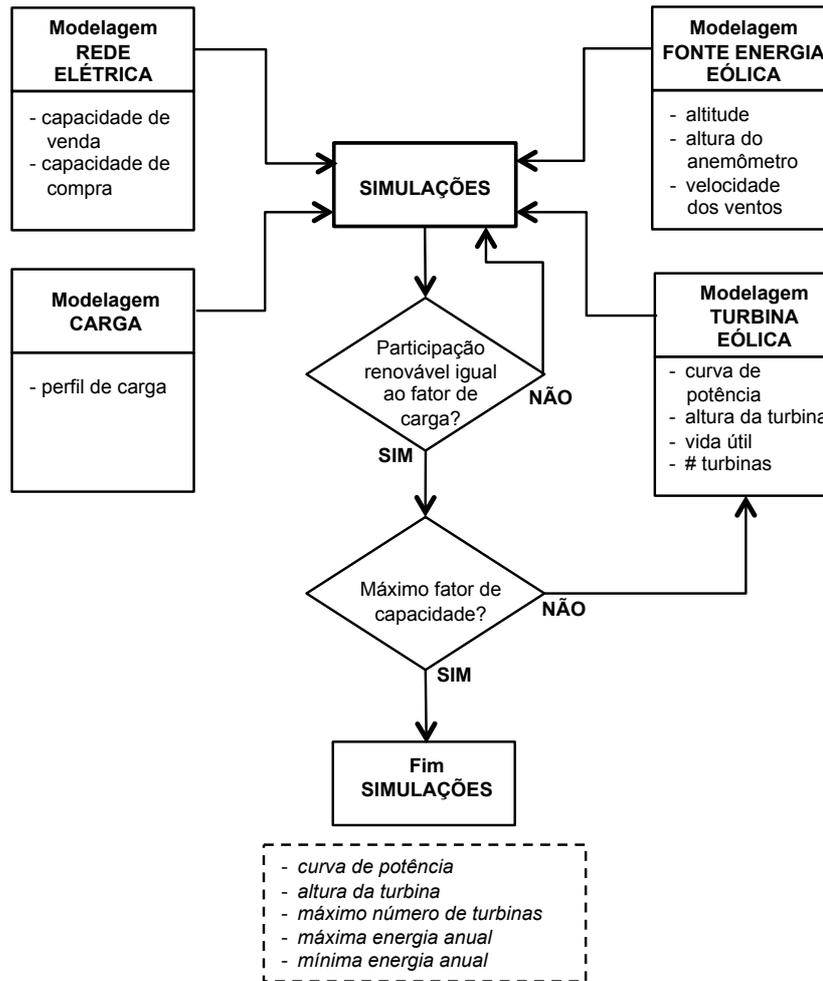


Figura 4.3 - Fluxo de processos fonte eólica.

O objetivo principal da estrutura é obter alguns parâmetros técnicos de saída no momento em que a parcela de geração renovável se assemelhe ao fator de carga e quando a turbina selecionada proporcione o máximo possível fator de capacidade no sistema. O fator de carga é estabelecido como um limite necessário de participação das fontes individuais conectadas a carga e a rede. Então, o tipo de turbina a ser empregado (altura da turbina e curva de potência) resulta de diversas tentativas com algumas sugestões presentes na biblioteca do próprio *software* e por pesquisas bibliográficas. Estabelecendo-se um número inicial suficiente de turbinas no sistema, pode-se então realizar diversas iterações até atender as duas condições já explicadas – parcela renovável igual a fator de carga e máximo fator de capacidade no sistema - e, assim, ter-se presente as seguintes variáveis para a *modelagem econômica* e o *despacho sensível coletivo* demonstrados na Figura 4.1:

curva de potência, altura da turbina, máximo número de turbinas, e máxima e mínima energia eólica anual.

As demais fontes conectadas expressam a mesma lógica de processos indicada pela Figura 4.3, com a distinção de que utilizam outros fatores técnicos de entrada e remetem a diferentes variáveis ao fim do processo de simulação para extensão ao despacho definitivo. No tocante a este último, as curvas de investimentos para nortear custos de capital e operação e manutenção de projetos são essenciais. Propõem-se no próximo item uma metodologia de curvas econômicas para este fim.

4.1.2. Determinação das Curvas Econômicas

A metodologia para a determinação de curvas econômicas parte inicialmente da conjuntura de que os custos dos investimentos, operação e manutenção, e da reposição de fontes de GD não variam linearmente com a potência a ser instalada e energia gerada. Em outras palavras, a variação marginal de despesas para cada unidade adicional de potência não é constante. Assim, as curvas de entrada do *software* - tamanho x custo – seguem um comportamento não-linear para potências intermediárias entre valores padronizados inferiores e superiores por *megawatt-hora* de instalação¹⁰. Então, estabelece-se como abordagem mais realista considerar que para altas potências a serem instaladas o ganho em custos para a instalação de uma unidade adicional é menor que para pequenas potências. Em outras palavras, o ganho em custos unitários de instalação, em \$/kW, de 1 kW para 2 kW, por exemplo, é maior que de 100 kW para 101 kW.

O primeiro passo na metodologia é definir dois pontos extremos de custos em \$/kW para as equações – um para a primeira unidade no sistema e outro para a última a ser despachada (definida pelo *despacho sensitivo individual*). Com dois pontos de custos de instalação já presentes, umas séries de equações direcionam a obtenção de valores intermediários entre os limites já constituídos. Segue-se a mesma linha de raciocínio para os custos de O&M. Abaixo são ilustradas as

¹⁰ Normalmente os custos unitários para grandes projetos são considerados inferiores que em construções de pequena magnitude, devido principalmente as normalmente encontradas economias de escala e escopo.

relações matemáticas sugeridas por esta dissertação de mestrado para as tecnologias abordadas. Exemplificação do desenvolvimento matemático para obtenção destas equações segundo o Apêndice A.

a) Turbinas Eólicas: As equações $W(n)_{cap}$ e $W(n)_{O\&M}$ referem, respectivamente, aos custos de instalação (\$) e operação e manutenção (\$/ano) para $2 \leq n \leq N$ número de turbinas. N é relacionado ao máximo número de turbinas no sistema. $P(n)$ é a potência nominal (kW) de n número de turbinas. L_{ws} e L_{wi} denotam, correspondentemente, o limite superior e inferior dos custos de instalação por *quillowatt* (\$/kW). E_{ws} e E_{wi} indicam os limites superior e inferior de energia gerada (kWh/ano) pela fonte eólica, quando operando com N e 1 números de turbinas. Para terminar, β é o custo médio de manutenção por *quillowatt-hora* gerado (\$/kWh). Quando n igual a 1, os valores iniciais das séries são estabelecidos por $W(n=1)_{cap}$ e $W(n=1)_{O\&M}$.

$$W(n)_{cap} = \left[\frac{W(n-1)_{cap}}{P(n-1)} - \frac{2 \cdot (L_{ws} - L_{wi}) \cdot (N+1-n)}{N \cdot (N-1)} \right] \cdot P(n) \quad (4.1)$$

$$W(n)_{O\&M} = W(n-1)_{O\&M} + \frac{2 \cdot \beta \cdot (E_{ws} - E_{wi}) \cdot (N+1-n)}{N \cdot (N-1)} \quad (4.2)$$

$$W(n=1)_{cap} = P(n) \cdot L_{ws} \quad (4.3)$$

$$W(n=1)_{O\&M} = \beta \cdot E_{wi} \quad (4.4)$$

b) Painéis Fotovoltaicos: $S(n)_{cap}$ e $S(n)_{O\&M}$ são os custos de instalação (\$) e de operação e manutenção (\$/ano) para $2 \cdot P_i \leq n \leq P_s$ potência despachada. A variável n varia em intervalos discretos, sempre múltiplo de P_i . Este último e P_s , por sua vez, são relacionados com a potência solar (kWp) mínima e máxima simulada no sistema. L_{ss} e L_{si} indicam o limite superior e inferior dos custos de instalação por *quillowatt* (\$/kW). Por último, K_s e K_i são o limite inferior e superior de operação e manutenção (\$/ano) para a fonte. Os valores iniciais para as séries são obtidos com $S(n=P_i)_{cap}$ e $S(n=P_i)_{O\&M}$.

$$S(n)_{cap} = \left[\frac{S(n - P_i)_{cap}}{n - P_i} - \frac{2 \cdot P_i (P_s + P_i - n) \cdot (L_{ss} - L_{si})}{P_s \cdot (P_s - P_i)} \right] \cdot n \quad (4.5)$$

$$S(n)_{O\&M} = S(n - P_i)_{O\&M} + \frac{2 \cdot P_i \cdot (P_s + P_i - n) \cdot (K_s - K_i)}{P_s \cdot (P_s + P_i)} \quad (4.6)$$

$$S(n = P_i)_{cap} = n \cdot L_{ss} \quad (4.7)$$

$$S(n = P_i)_{O\&M} = 2 \cdot P_i \cdot \frac{K_s - K_i}{P_s + P_i} \quad (4.8)$$

c) Célula a Combustível: $F(n)_{cap}$ e $F(n)_{O\&M}$ aludem aos custos de instalação (\$) e custos de Operação e Manutenção (O&M) (\$/h) para $2 \cdot P_i \leq n \leq P_s$ potências despachadas. O n varia em intervalos discretos, sempre múltiplos de P_i , que por sua vez, juntamente com P_s são relacionados com a potência mínima e máxima (kW) das células a combustível no sistema. L_{fs} e L_{fi} relacionam os limites inferior e superior de custos de instalação por *quilowatt* (\$/kW). O fator α é a relação percentual de custos anuais de O&M conectados com o capital investido. Os valores iniciais das séries são direcionados utilizando $F(n = P_i)_{cap}$ e $F(n = P_i)_{O\&M}$.

$$F(n)_{cap} = \left[\frac{F(n - P_i)_{cap}}{n - P_i} - \frac{2 \cdot P_i (P_s + P_i - n) \cdot (L_{fs} - L_{fi})}{P_s \cdot (P_s - P_i)} \right] \cdot n \quad (4.9)$$

$$F(n)_{O\&M} = \left(\frac{\alpha}{100} \right) \cdot \left(\frac{1}{8.760} \right) \cdot F(n)_{cap} \quad (4.10)$$

$$F(n = P_i)_{cap} = P_i \cdot L_{fs} \quad (4.11)$$

$$F(n = P_i)_{O\&M} = \left(\frac{\alpha}{100} \right) \cdot \left(\frac{1}{8.760} \right) \cdot F(n = P_i)_{cap} \quad (4.12)$$

d) *Microturbinas*: para esta última fonte, $M(n)_{cap}$ e $M(n)_{O\&M}$ indicam os custos de instalação (\$) e operação e manutenção (\$/h) para $2 \leq n \leq N$ número de microturbinas. N é o máximo número de microturbinas no sistema. $P(n)$ a potência nominal (kW) de n microturbinas. L_{ms} e L_{mi} representam o limite superior e inferior dos custos de instalação por *quilowatt* (\$/kW). E_{ms} e E_{mi} indicam os limites superior e inferior de energia gerada (kWh/ano) pelas microturbinas quando operando com N e 1 unidades. Por fim, φ_i é o custo médio de manutenção (\$/kWh) para E_{ms} *quilowatt-hora* gerados e φ_s para E_{mi} *quilowatt-hora* gerados. Quando n igual a 1, os valores iniciais são calculados por $M(n=1)_{cap}$ e $M(n=1)_{O\&M}$.

$$M(n)_{cap} = \left[\frac{M(n-1)_{cap}}{P(n-1)_i} - \frac{2 \cdot (L_{ms} - L_{mi}) \cdot (N+1-n)}{N \cdot (N-1)} \right] \cdot P(n) \quad (4.13)$$

$$M(n)_{O\&M} = M(n-1)_{O\&M} + \left(\frac{1}{8.760} \right) \cdot \frac{2 \cdot (\varphi_i \cdot E_{ms} - \varphi_s \cdot E_{mi}) \cdot (N+1-n)}{N \cdot (N-1)} \quad (4.14)$$

$$M(n=1)_{cap} = P(n) \cdot L_{ms} \quad (4.15)$$

$$M(n=1)_{O\&M} = \left(\frac{1}{8.760} \right) \cdot \varphi_s \cdot E_{mi} \quad (4.16)$$

4.2. Coleta e Processamento de Dados

Com o fim prático de aplicação e validação da metodologia geral elaborada nos itens anteriores para cargas de médio porte atendidas a média tensão, utiliza-se o perfil da UFSM (sistema elétrico e carga) como estudo de caso. Para as tecnologias empregadas, com o intuito de preservar a generalidade do estudo, indicam-se valores técnicos e econômicos padronizados que podem, portanto, serem empregados por análises semelhantes.

4.2.1. Carga

Para a entrada dos valores horários de carga, importou-se um arquivo texto padrão com 8.760 valores horários da demanda da UFSM referidos a todo o ano de 2008, último ano em que houve medição única em toda a instituição¹¹. O *software* HOMER®, com base na importação destes valores horários de demanda, remete a alguns parâmetros, entre eles: média de energia diária (44.829 kWh/dia), média total de potência (1.868 kW), e fator de carga (0,327). Este último sendo usado como base para a definição do limite superior de *despacho sensitivo individual* por parte das fontes de GD. Figura 4.4 apresenta o perfil anual médio diário de demanda, bem como o limite médio anual estabelecido de participação unitária das distintas tecnologias renováveis no sistema.

Finalizando este foco, deve-se ressaltar que o valor da carga usado para simulações no HOMER® é fixo. Ou seja, não é possível acréscimos de demanda ao longo dos anos de análise de projeto. Este fato tem impacto importante quando simulados projetos com amplos tempos de vida, uma vez que a tendência do sistema real é gradativamente aumentar sua carga (maior número de alunos, equipamentos, cursos, prédios, etc).

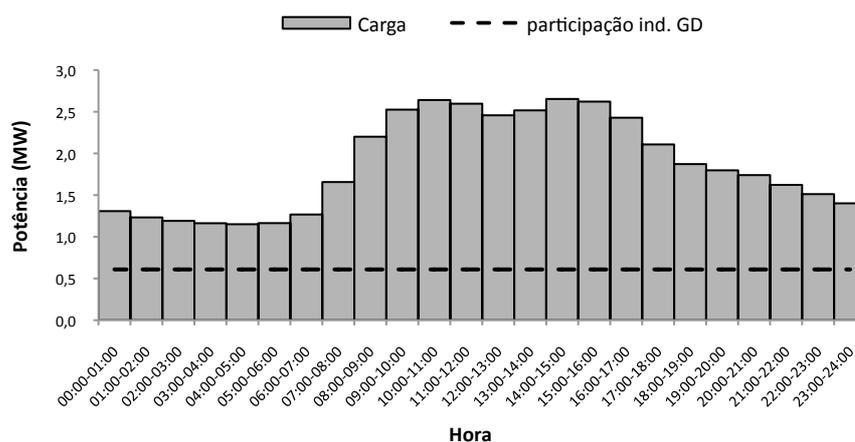


Figura 4.4 - Carga média anual horária UFSM 2008 e limite participação individual de GD.

¹¹ Em finais de 2008, a contabilização de energia foi dividida em três contas separadas: UFSM, Hospital Universitário de Santa Maria (HUSM) e Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

4.2.2. Sistema Elétrico

Neste item, buscam-se valores cobrados pela concessionária local à UFSM. Para esta definição, encontraram-se primeiramente os valores mais recentes estabelecidos pelo regulador (ANEEL, 2008). Tais valores devidamente corrigidos para inserção do PIS, COFINS e ICMS na tarifação. Mensalmente, a indexação em 2008 dos encargos e tributos é obtida através da concessionária local (AES SUL, 2009). Assim, calcula-se para cada mês o multiplicador da tarifa ex-tributos que é então acrescentado aos valores brutos estabelecidos pelo agente regulador.

O Quadro 4.1 representa os valores por energia e capacidade utilizados nas simulações. Por limites de dados de entrada do HOMER®, implementam-se médias ao invés de utilizar dados mensais. Estipula-se o horário de ponta das 18 às 21 horas para os meses normais, e de 19 às 22 horas em horário de verão – Novembro a Fevereiro. E tarifações de ponta são somente estabelecidas em dias de semana.

Para a inserção de uma possível taxa para compra pelo sistema elétrico do excesso de energia gerada pelas fontes alternativas, no presente trabalho preferiu-se abordar o sistema como nunca vendendo eletricidade para a distribuidora local. Esta decisão é estabelecida baseada em diversos fatores, entre eles: tamanho sempre limitado dos projetos englobando as fontes alternativas se comparados com a carga da UFSM; dificuldade de estabelecer valores de mercado da energia para as fontes solar e célula de combustível; e impossibilidade de discriminação de tarifas específicas, por fonte, para o caso de mais de um tipo de geração, levando a formação de preços médios de energia que distorceriam a análise econômica.

Nesta etapa da metodologia, negligenciam-se as emissões relacionadas com a energia provida da rede. Hipóteses de venda de energia a rede e processos inseridos dentro do Protocolo de Quioto são formulados na análise financeira detalhada de um projeto específico, que é precisamente o tópico do próximo capítulo.

Mês	Capacidade (R\$/kW)		Energia (R\$/kWh)			
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta Seca	Ponta Úmida	Fora de Ponta Seca	Fora de Ponta Úmida
Janeiro	53,62	13,21	--	0,261	--	0,163
Fevereiro	51,24	12,63	--	0,249	--	0,156
Março	52,73	12,99	--	0,257	--	0,160
Abril	55,93	13,78	--	0,272	--	0,170
Maio	57,52	14,17	0,310	--	0,192	--
Junho	57,28	14,11	0,309	--	0,191	--
Julho	55,34	13,64	0,298	--	0,185	--
Agosto	52,87	13,03	0,285	--	0,177	--
Setembro	52,41	12,91	0,282	--	0,175	--
Outubro	54,26	13,37	0,292	--	0,181	--
Novembro	56,77	13,99	0,306	--	0,190	--
Dezembro	57,66	14,21	--	0,281	--	0,175
Média	54,80	13,50	0,297	0,264	0,185	0,165

Quadro 4.1 - Tarifação UFSM 2008.

Fonte: ANEEL, (2008), AES SUL (2009).

4.2.3. Turbinas Eólicas

Para a inserção das fontes de energia, todo o processo parte da precisão dos parâmetros técnicos e da definição de uma curva de custos confiável para o seu despacho econômico.

Especificamente com relação a características de turbinas eólicas, são três os dados relevantes: curva de potência, altura da turbina, e tempo de vida do projeto. Para os dois primeiros itens, conforme explicita o fluxo de processos da Figura 4.3, simulam-se diversos tipos de fabricantes para encontrar o melhor fator de capacidade possível de acordo com as velocidades dos ventos estimadas na região. Assim, a turbina PGE 20/35, de 35 kW, com a altura da turbina em 42 metros, obteve o melhor desempenho, com um fator de capacidade em 18,2%. Sua curva de potência empregada pode ser analisada na Figura 4.5. Interessante ressaltar que este valor está muito abaixo da média mundial – 30%. Ilustração de todos os fabricantes utilizados segundo o Apêndice B.

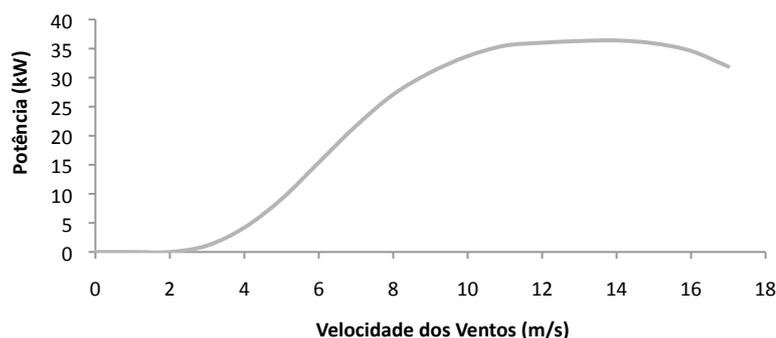


Figura 4.5 - Curva de potência turbina eólica PGE 20/35.

A fonte primária de energia (velocidade dos ventos) dentro da área da universidade é obtida através do banco de dados da NASA (2009), para uma altitude acima do nível do mar de 281 metros e medições a 10 metros de altura. Estes dados são coletados em base mensal para posterior desagregação a dados horários pela distribuição probabilística *Weibull*¹² presente no próprio *software*. Em realidade, para estudos de viabilidade de implementação de projetos, normalmente faz-se necessária exaustiva prospecção *in site* de dois anos no mínimo para mensurar o potencial de energia dos ventos. Contudo, a fonte escolhida é tida como válida para um primeiro estudo de capacidade e, portanto, pode ser referenciada também para avaliações de projetos semelhantes.

Tabela 4.1 oferece os demais parâmetros necessários na modelagem do sistema. Como uma fonte padronizada e confiável para nortear os limites de custos dos investimentos, a livraria canadense RETScreen® (2005) fornece limites médios, em \$CAD/kW para o ano de 2005, para projetos de fontes renováveis no Canadá. Para o valor de β , Gipe (1995) é consultado. O câmbio estabelecido em todo o trabalho é de 1 CAD/USD – 1,68 BRL.

¹² HOMER® ajusta os dados médios mensais de velocidades dos ventos a distribuição probabilística levando em conta vários parâmetros de entrada, tais como o fator *Weibull* k , fator de auto-correlação de velocidades entre horas consecutivas, padrão de concentração diurna, e horas de pico da velocidade dos ventos.

Tabela 4.1 - Dados de entrada para sistemas eólicos.

Variável	Valor	Unidade
Tempo de vida	15	anos
Máximo número de turbinas (N)	100	turbinas
Limite inferior de investimentos (L_{wi})	1.680	R\$/kW
Limite superior de investimentos (L_{ws})	5.040	R\$/kW
Limite inferior de energia (E_{wi})	55.706	kWh/ano
Limite superior de energia (E_{ws})	5.570.568	kWh/ano
Custo médio de O&M (β)	0,0235	R\$/kWh

4.2.4. Painéis Fotovoltaicos

Uma vez que painéis solares podem, em teoria, serem infinitamente conectados em série e paralelo para obter determinada potência, seleciona-se, aleatoriamente, uma variação de 10 kW para simulações com esta fonte. Também estabelece-se um sistema de rastreamento de dois eixos, levando em consideração os efeitos da temperatura na geração com valores indicados pelo *software*. Na Tabela 4.2 encontram-se os principais parâmetros para simulações para esta tecnologia.

Tabela 4.2 - Dados de entrada para sistemas fotovoltaicos.

Variável	Valor	Unidade
Fator de redução	95	%
Refletância do solo	20	%
Tempo de vida	30	anos
Potência inferior (P_i)	10	kW
Potência superior (P_s)	2.840	kW
Limite inferior de investimentos (L_{si})	13.440	R\$/kW
Limite superior de investimentos (L_{ss})	20.160	R\$/kW
Limite superior de O&M (K_s)	40.330	R\$/ano
Limite inferior de O&M (K_i)	0	R\$/ano

Os valores de O&M para a fonte solar dependem da quantidade de horas necessárias no ano e, tipicamente, apresenta valores pouco significativos neste tipo de sistema. O número de 240 horas de manutenção por ano é então definido para a geração de 2.840 kW. A média do intervalo que RETScreen® (2005) sugere para O&M é estabelecida em reais em R\$168/h, chegando assim finalmente ao limite de

operação e manutenção para projetos fotovoltaicos em R\$ 40.330/ano. K_i é, por definição, aproximadamente zero, uma vez que projetos de pequena escala têm seguidamente seus valores de O&M negligenciados.

A radiação solar dentro da área da universidade é obtida através do banco de dados da NASA (2009), com a latitude, longitude e fuso horário da região. Os limites de investimentos são calculados com as indicações de RETScreen® (2005).

4.2.5. Células a Combustível a Hidrogênio

Um aspecto importante quando modelando tecnologias de geração como geradores genéricos em HOMER® é a definição da curva de eficiência, que demonstra a eficiência térmica e elétrica da unidade em relação ao nível de carga. Para as células a combustível, seleciona-se uma unidade comercial de 5 kW (PLUG POWER, 2009) para as simulações. Assim, tomando seus valores publicados estimados de consumo do gás hidrogênio para diferentes níveis de funcionamento, e também valorizando uma recuperação de calor na faixa de 50% para cogeração, a Figura 4.6 pode ser instituída.

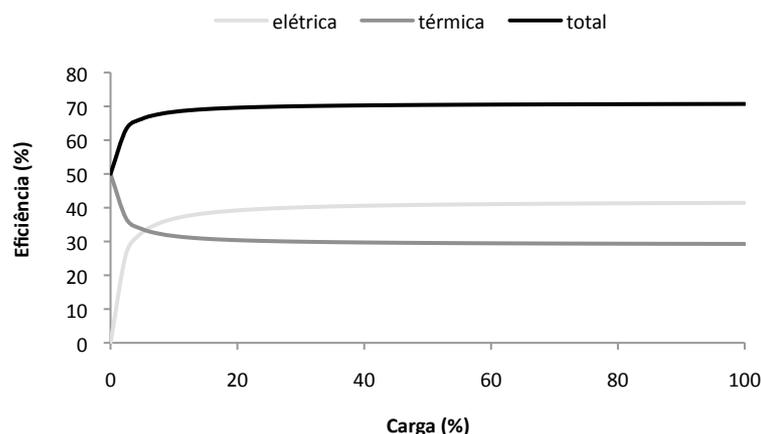


Figura 4.6 - Curva de eficiência para células de combustível.

Os valores energéticos do gás hidrogênio são baseados em padrões do próprio *software*. Para o custo de fornecimento deste gás, Netto (2007) noticia a metodologia da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) para estimativas de preços no Brasil deste insumo. Novamente, RETScreen® (2005) é consultado

para intervalos de investimentos. Tabela 4.3 aponta as informações pertinentes para a completa modelagem desta tecnologia.

Tabela 4.3 - Dados de entrada para sistemas com células a combustível.

Variável	Valor	Unidade
Tempo de operação	40.000	horas
Mínima razão de carga	60	%
Recuperação de calor	50	%
PCI hidrogênio	120	MJ/Kg
Densidade hidrogênio	0,09	kg/m ³
Preço hidrogênio	3,28	R\$/m ³
Potência inferior (P_i)	5	kW
Potência superior (P_s)	610	kW
Limite inferior de investimentos (L_{fi})	6.720	R\$/kW
Limite superior de investimentos (L_{fs})	12.936	R\$/kW
Fator de O&M (α)	5	%

4.2.6. Microturbinas a Biogás

Na área da universidade, existe um amplo prospecto de utilização de biogases para produção de energia – notavelmente de dejetos suínos. Assim, optou-se por modelar também esta forma de geração com microturbinas, uma tecnologia que vem se desenvolvendo exponencialmente e ganhando maturidade nos últimos anos.

Tabela 4.4 indica uma estimativa da produção diária total suína de esterco passível de ser gaseificada por biodigestores (digestão anaeróbica) para posterior geração de energia elétrica e térmica.

Tabela 4.4 - Produção média de dejetos suínos UFSM.

Categoria	Número	Esterco (Kg/dia)	Produção Total (Kg/ano)
Matrizes (gestação e lactação)	14	5,00	25.550
Cachaços	2	3,00	2.190
Leitões (7,5 Kg)	27	0,35	3.449
Terminação ¹³ (80 Kg)	2	2,30	1.679
Suínos (18 Kg)	17	2,30	14.272
Suínos (15 Kg)	120	2,30	100.740
TOTAL	182	--	147.880

Fonte: adaptado de EMBRAPA, 2002.

¹³ Define-se como o suíno preparado para a venda.

Neste sentido, várias fontes consultadas confirmam valores divergentes para produção de gás equivalente aos resíduos suínos gerados. Como algumas referências, cita-se Gaspar (2003) que afirma que para a geração de 1 m³ de biogás é necessário cerca de 12 kg de dejetos suínos (esterco). Também, Teixeira (1985) menciona três outros trabalhos que utilizam o mesmo valor de referência adotado, 0,18 m³/animal/dia. De fato, levando-se em consideração uma média geral em criação de 2,25 kg/suíno/dia, o cálculo remete a 0,1875 m³/suíno/dia, convergindo portanto aos mesmos valores em ambos estudos. Comparando-se os resultados nas fontes de dados, no primeiro caso tem-se uma produção estimada de gás para UFMS em 12.323,31 m³/ano, enquanto que para o segundo obtém-se uma média em 11.957,40 m³/ano. Assim, optou-se para esta dissertação a fonte que relata em um nível mais agregado e detalhado a relação entre suínos, produção de dejetos e liberação de biogás – 12 kg esterco produz em média 1 m³ de gás, que totalizam 12.323,31 m³/ano.

Existem unidades comerciais de microturbinas dentro de uma ampla faixa de potências, sendo que os limites inferiores situam-se ao redor de dezenas de *quillowatts*. Neste contexto, a unidade modular CR30 do fabricante Capstone, de 30 kW, é escolhida para nortear os parâmetros técnicos desta tecnologia. Sabendo-se que para este padrão são consumidos 20,472 m³/h (457 MJ/h) de biogás a plena carga, deriva-se então a curva de eficiência da Figura 4.7.

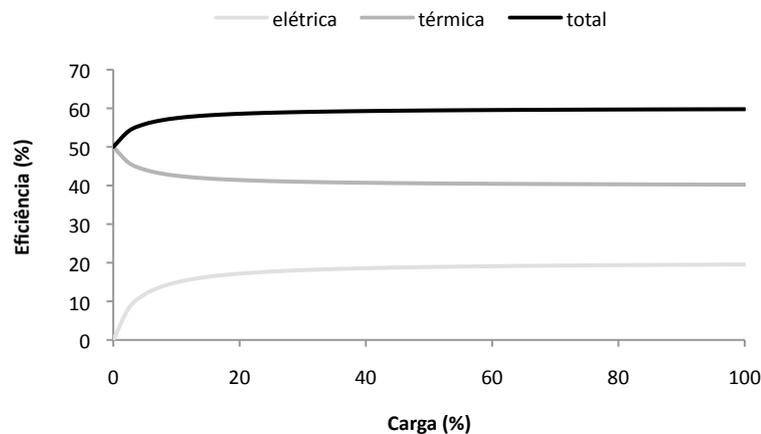


Figura 4.7 - Curva de eficiência para microturbinas.

Os limites de investimentos não podem ser estabelecidos com a referência utilizada para as demais fontes, devido a RETScreen® (2005) não abordar este tipo de tecnologia¹⁴. Em realidade, existem dificuldades crescentes em encontrar na literatura padrões de intervalos de custos iniciais para microturbinas. Assim, os valores superiores e inferiores de investimentos presentes na Tabela 4.5 são estimações pessoais após ampla pesquisa bibliográfica levando em conta o sistema completo de instalação até operação inicial com microturbinas, recuperadores e biodigestores. Para o intervalo de custos de O&M, DER (2009) é consultado.

Tabela 4.5 - Dados de entrada para sistemas com microturbinas.

Variável	Valor	Unidade
Tempo de operação	65.000	horas
Mínima razão de carga	60	%
Recuperação de calor	50	%
PCI biogás	27	MJ/kg
Densidade biogás	1,2173	kg/m ³
Preço biogás	0,00	R\$/m ³
Limite de consumo de biogás	12.323	m ³ /ano
Conteúdo de carbono	37,5	%
Máximo número de turbinas (N)	21	turbinas
Limite inferior de energia (E_{mi})	262	kWh/ano
Limite superior de energia (E_{ms})	5.500	kWh/ano
Limite inferior de investimentos (L_{mi})	2.352	R\$/kW
Limite superior de investimentos (L_{ms})	3.696	R\$/kW
Custo inferior de O&M (φ_i)	0,0084	R\$/kWh
Custo superior de O&M (φ_s)	0,0269	R\$/kWh

4.3. Simulações e Discussões Iniciais

Com todas as variáveis técnicas do sistema definidas e as curvas econômicas específicas já calculadas baseadas nos dados padrões adquiridos, implementa-se o último passo da metodologia: o despacho individual e coletivo das fontes de geração distribuída junto com a rede elétrica e a carga.

¹⁴ Como a publicação é construída com uma base de dados de projetos até o ano em que foi publicada (2005), possivelmente microturbinas não apresentavam maturidade tecnológica suficiente em território Canadense para que fosse possível qualquer estimativa prática de seus custos.

Quadro 4.2 demonstra a síntese dos resultados. Importante ressaltar que todos os valores referem-se ao padrão fixo de taxa de juros anual em 6% e 25 anos como o tempo de vida contábil do projeto.

O interesse do trabalho desenvolvido para este capítulo está em uma classificação relativa entre fontes, e não em mensurar sua viabilidade econômica detalhada no sistema. Assim, parâmetros como a taxa de juros e o tempo de vida do projeto são estabelecidos de forma coerente, mas não definitiva, uma vez que afetam de uma forma global as simulações e, portanto, não influenciam a classificação dos resultados pelo VPL entre as unidades geradoras.

Turbina Eólica	Painél Fotovoltaico	Potência Ótima (kW)				Capital Inicial (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Total VPL (R\$)	Custo Energia (R\$/kWh)
		Cel. Comb.		Microturbina					
		Anual	Ponta	Anual	Ponta				
--	--	--	--	--	--	0	5.324.044	68.059.152	0,325
3.500	--	--	--	--	--	5.880.000	4.535.222	63.855.360	0,305
3.500	10	--	--	--	--	6.081.600	4.530.908	64.001.812	0,306
3.500	--	5	--	--	--	5.944.680	4.610.900	64.887.456	0,310
3.500	--	--	5	--	--	5.944.680	4.538.728	63.964.856	0,306
3.500	--	--	--	30	--	5.990.880	4.538.856	64.012.696	0,306
3.500	--	--	--	--	30	5.990.880	4.526.627	63.856.368	0,305
--	10	--	--	--	--	201.600	5.319.622	68.204.224	0,326
--	10	5	--	--	--	266.280	5.394.771	69.229.560	0,331
--	10	--	5	--	--	266.280	5.323.048	68.312.688	0,327
--	10	--	--	30	--	312.480	5.313.187	68.232.840	0,326
--	10	--	--	--	30	312.480	5.298.484	68.044.896	0,325
--	--	5	--	--	--	64.680	5.399.193	69.084.488	0,330
--	--	5	--	30	--	175.560	5.392.758	69.113.104	0,330
--	--	5	--	--	30	175.560	5.378.056	68.925.160	0,330
--	--	--	5	--	--	64.680	5.327.470	68.167.616	0,326
--	--	--	5	30	--	175.560	5.321.034	68.196.232	0,326
--	--	--	5	--	30	175.560	5.306.332	68.008.288	0,325
--	--	--	--	30	--	110.880	5.317.609	68.087.768	0,326
--	--	--	--	--	30	110.880	5.302.907	67.899.824	0,325

Quadro 4.2 - Resumo de resultados para o despacho coletivo.

A *potência ótima* é o valor despachado de cada fonte na situação onde o VPL apresenta seu valor mínimo, ou seja, para os sistemas de geração economicamente menos custosos. Para células a combustível e microturbinas, dois diferentes despachos são simulados: *Anual* correspondendo a operação forçada durante todo o ano; e *Ponta* estabelecendo um funcionamento somente durante horários de ponta em dias de semana. Para a fonte solar, células a combustível, e microturbinas, sempre o melhor despacho refere-se à menor potência possível de ser utilizada, ou seja, 10 kW, 5 kW, e 30 kW. Este fato se deve a natureza ainda onerosa das duas primeiras formas de geração, enquanto que para a última é relacionado à limitação de biogás para geração. Já para a fonte movida pelos ventos, a saída ótima esteve

no valor máximo de turbinas a serem utilizadas: 3.500 kW (100 turbinas). Este resultado aponta uma possível vantagem financeira na implantação deste tipo de geração em média escala na área da UFSM.

O *capital inicial* é o custo total instalado do equipamento no início do projeto. Importante enfatizar que apenas o custo bruto inicial gasto não implica em viabilidade, ou não, de um projeto. Este valor inicial tem influência direta no fluxo de caixa da obra, necessitando assim de engenharias financeiras para seu correto gerenciamento e financiamento.

Custos de operação, apresentados em base anual, relacionam-se ao valor despendido durante os 25 anos do projeto em reposições, O&M e combustível (H₂ e biogás), decrescido de taxa específica que direciona o ativo ainda presente (todos os equipamentos) ao final do tempo contábil com a devida taxa de depreciação ao longo dos anos. Todos os valores totais são decompostos em fluxos de caixa iguais anuais pelo HOMER® através de fator multiplicativo.

Finalmente, pela classificação segundo o VPL de todos os projetos, os que mostraram a possibilidade de pré-viabilidade econômica são os com a forma de geração eólica, em R\$ 63.855.360, e microturbina em ponta, com R\$ 67.899.824. Se comparados com os valores líquidos de compra de energia apenas da rede – R\$ 68.059.152 – uma análise preliminar indica que também sua implementação contribuiria para a diminuição dos custos de energia para a carga. Assim, as duas formas de geração acima citadas são escolhidas para a análise de viabilidade financeira detalhada e de sensibilidade.

4.4. Validações

Este processo congrega a análise da utilidade do modelo construído e suposições feitas ao longo da metodologia proposta. Neste ínterim, especialmente duas formas de validação são estabelecidas: contrastar resultados de custos de energia simulados com os atuais tarifados à UFSM; e mensurar o impacto no VPL das curvas de investimentos formuladas com uma representação linear de variação de valores de acordo com a potência a ser despachada.

Para tanto, testes estatísticos para relações entre duas variáveis são implementados. Este método de comparar amostras de dados é geralmente usado para provar que existe uma significância estatística entre as duas variáveis. Sempre, uma hipótese zero (H_0) e uma hipótese alternativa (H_1) são formuladas como segue:

H_0 – As médias das duas amostras de dados são consideradas iguais;

H_1 – As médias das duas amostras de dados *não* são consideradas iguais.

As suposições são sempre estabelecidas unicaudais, ou seja, sem direção positiva ou negativa. Também, uma distinção deve ser feita entre os testes paramétricos e os não-paramétricos. Se as amostras podem ser consideradas seguindo uma distribuição normal (hipótese zero aceita), o teste *Student-t* para diferenças em médias é executado para variâncias iguais e diferentes. Se as distribuições não são normais, um teste não paramétrico, com menos poder e chamado *Man-Whitney U* é calculado. O nível de segurança considerado na comparação está em 5%, significando que se um teste neste nível é estabelecido e então decide-se rejeitar a hipótese zero (significância menor que 5%), pode-se afirmar que “há significativa evidência ao nível de 5% para sugerir que a hipótese é falsa”, e H_0 é rejeitada.

Figura 4.8 ilustra a comparação gráfica entre os valores reais cobrados pela concessionária local à instituição no ano de 2008 (curva *real*) e os obtidos pelos resultados de simulações com dados de entrada de carga e tarifação média de potência e energia calculada (curva *simulado*). Através do teste estatístico *Student-t*, pode-se provar com um grau de significância de 36,95% que os dados obtidos pelo modelo são considerados iguais aos dados reais publicados. Assim, a estrutura de modelagem da carga e do sistema elétrico é validada.

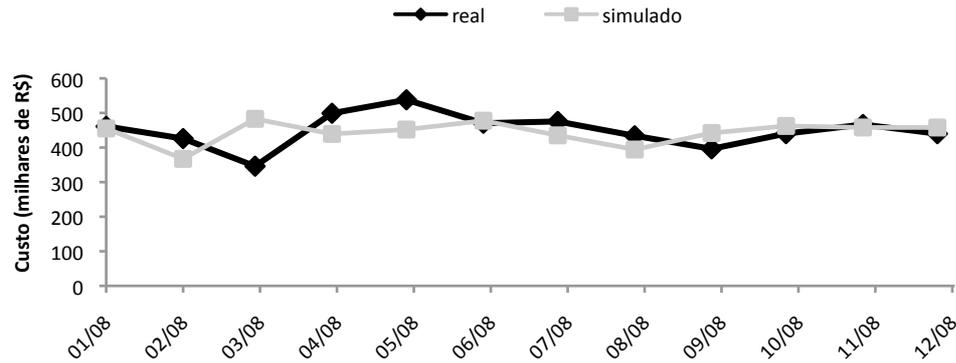


Figura 4.8 - Contraste de custos totais de energia UFSM 2008: real x simulado.

Outro critério interessante é relacionado ao contraste das curvas de investimentos construídas com as relações lineares normalmente empregadas por vasta literatura. Em outras palavras, se todas as relações de progressões matemáticas para valores de investimentos e O&M propostas por esta dissertação são relevantes e têm impacto no despacho econômico das unidades.

Assim, Figura 4.9 demonstra, para o sistema simulado com a fonte eólica, as curvas de capital (*Capital Linear* e *Capital Progressão*) e as curvas dos resultados obtidos quando simulando com estas duas entradas de custos (*VPL Linear* e *VPL Progressão*). A análise gráfica remete a valores divergentes. De fato, aplicando-se novamente o teste estatístico, pode-se ser ratificado com um grau de significância em 0% que as médias das duas curvas de VPL *não* são consideradas iguais.

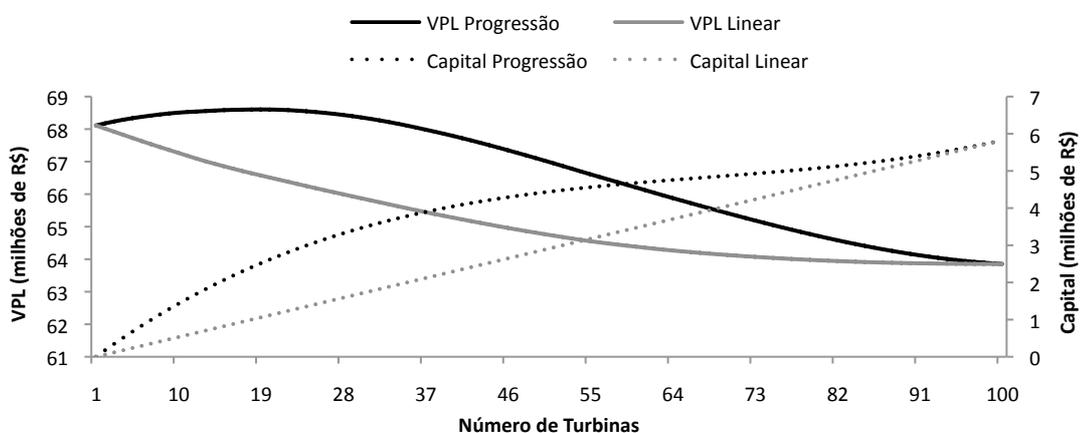


Figura 4.9 - Contraste VPL utilizando curvas de capital linear e de progressão.

Este resultado valida uma vez mais a metodologia proposta, com indícios apontando para uma abordagem geral mais realista se utilizadas o grupo de equações elaboradas para as distintas fontes de GD ao invés de simplesmente relações lineares para nortear a variação de custos de investimento iniciais em função da potência instalada.

Por fim, algumas tendências de perfil das curvas de investimento encontradas na literatura também ratificam as curvas construídas. Figura 4.10 apresenta o perfil do custo unitário dos investimentos para a fonte eólica em função da potência simulada, obtida pela manipulação da Equação (4.1) e Equação (4.3) e com os dados fornecidos pela Tabela 4.1. Enquanto que a Figura 4.11 indica um estudo de custos para projetos de turbinas a gás no Canadá para o ano de 2005 (RETScreen®, 2005, p. 256). Afere-se desta forma que a tendência de ganhos em custos pela escala de projetos parece não seguir normalmente uma relação linear, com as curvas presentes na Figura 4.10 e Figura 4.11 demonstrando basicamente o mesmo perfil de decréscimo em custos unitários em função da potência instalada.

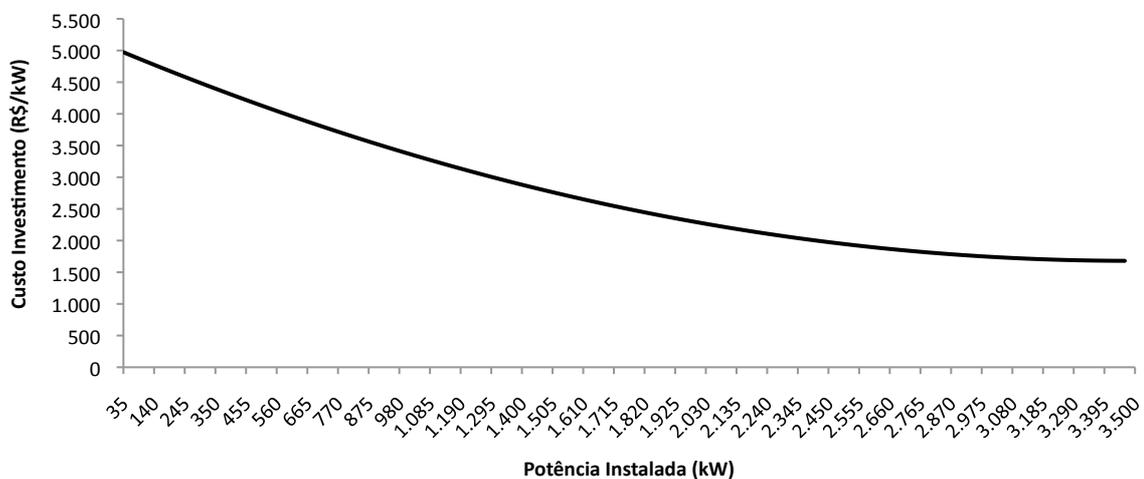


Figura 4.10 - Variação do custo de investimento unitário para fonte eólica.

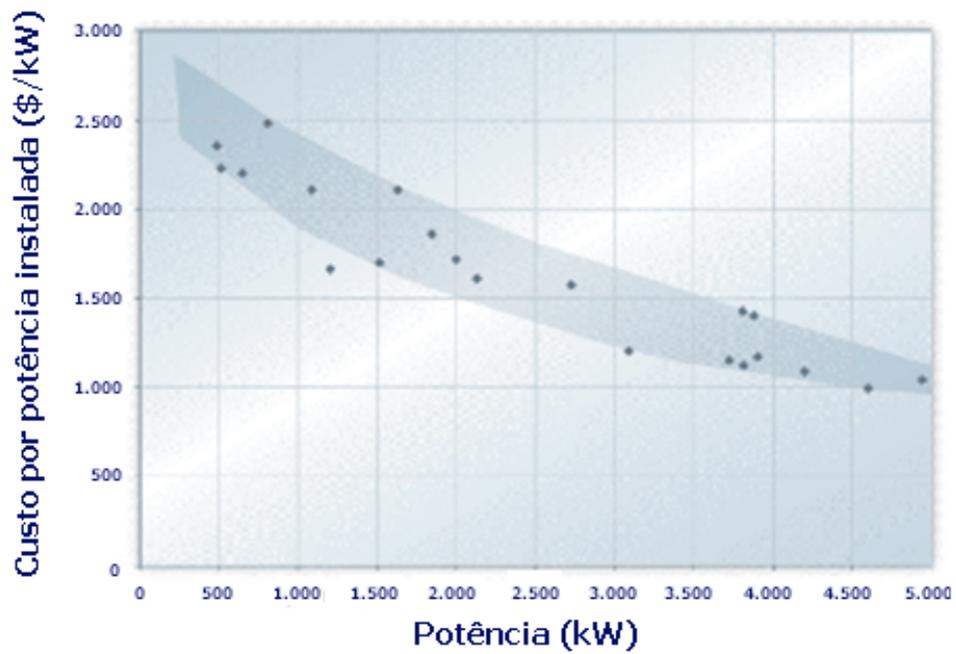


Figura 4.11 - Custos típicos de investimento unitário para turbinas a gás.

Fonte: adaptado de RETScreen® , 2005, p. 252.

5. VERIFICAÇÃO DE SENSIBILIDADE E FINANCEIRA DE PROJETOS

Para uma primeira visão da influência das variáveis envolvidas no sistema, trabalham-se diversas análises de sensibilidade. Estas tomam como base os dois sistemas previamente escolhidos pelas suas tendências positivas na análise em custos: tecnologia eólica e de microturbinas. Também, uma apreciação aprofundada da variação de parâmetros vem a auxiliar de forma adicional a avaliação de viabilidade técnica destas estruturas. Por conseguinte, valora-se a parte financeira dos projetos específicos para levar em conta outros critérios, tais como custos de emissões e possíveis vendas de energias excedentes a rede.

5.1. Metodologia

Na verificação de influências de sensibilidade, estabelece-se alguns percentuais: -50%, -25%, -10%, 0%, 10%, 25%, 50%. Deste modo, escolhem-se variáveis-chaves do sistema e mensura-se seu impacto nos resultados.

Quando verificando a estrutura financeira dos projetos, com os dados apresentados pelas simulações do *software*, o procedimento utilizado fundamenta-se, segundo a Figura 5.1, em tomar os dados do fluxo de caixa nominal das diversas estruturas de turbinas/microturbinas conectadas (*Sistema Real*) para então descontar o fluxo de caixa nominal do sistema somente representado pela carga e pela rede elétrica (*Caso Base*). Deste modo, apresenta-se viável o cálculo dos parâmetros financeiros do projeto isolado.

Para o cálculo da TIR, o fluxo de caixa de cada ano é trasladado ao valor presente do período zero. Assim, calcula-se a taxa para qual o VPL apresenta valor nulo. No tocante ao ROI, a diferença entre o sistema atual e o caso base do fluxo de caixa acumulativo nominal (Figura 5.2) no ano zero é descontada da diferença de caixa acumulativo no último ano, então dividido pelo tempo de vida contábil, para finalmente ser dividido novamente pela diferença do fluxo de caixa nominal acumulativo do ano zero. Graficamente, o *tempo de retorno simples* são os anos em que o fluxo de caixa acumulativo da diferença entre o sistema atual e o caso base

passa de um valor negativo a positivo. O mesmo se aplica para o *tempo de retorno descontado*, com a distinção que este leva em conta a taxa de juros real do projeto.

Repetem-se todos os processos acima descritos foram para cada faixa de potência instalada de projetos de GD.

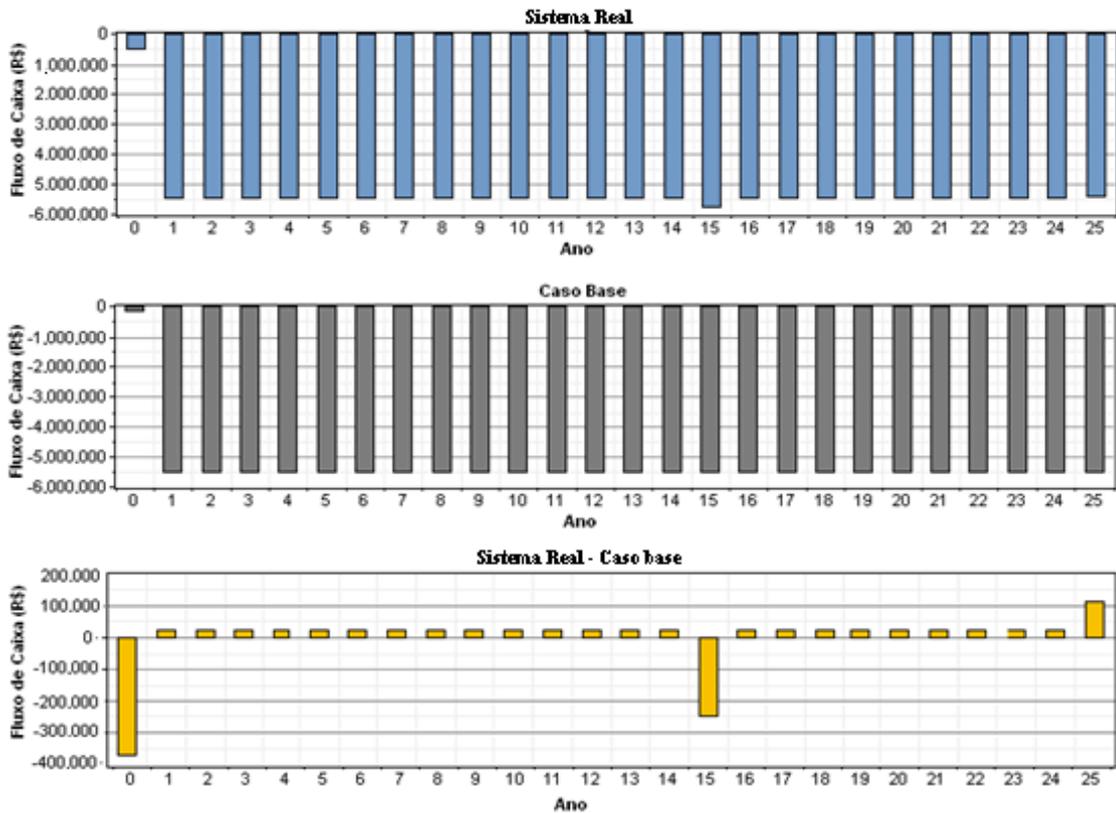


Figura 5.1 – Fluxos de caixa nominal para sistema real, caso base e de diferenças.

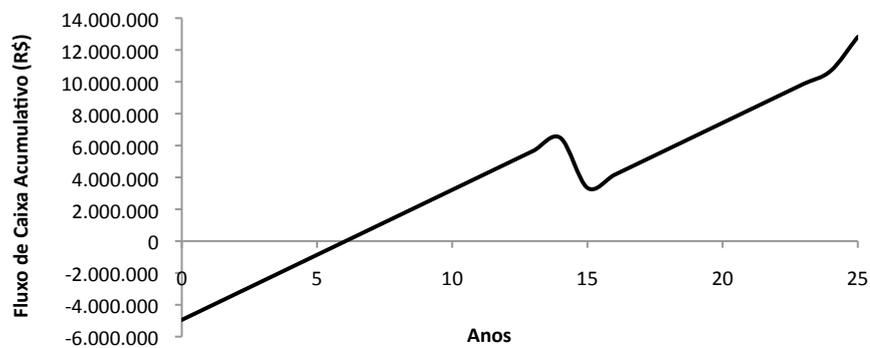


Figura 5.2 – Fluxo de caixa acumulativo nominal para o sistema de diferenças.

5.2. Sistema Eólico

Como uma primeira análise de sensibilidade, variaram-se os parâmetros presentes no Quadro 5.1 das magnitudes bases anteriormente utilizadas no sistema composto somente por turbinas eólicas por diversos percentis, tanto positivos como negativos.

Parâmetro	Percentil						
	-50%	-25%	-10%	0%	10%	25%	50%
Tempo de vida projeto (anos)	13	19	23	25	28	31	38
Tempo de vida geração (anos)	8	11	14	15	17	19	23
Taxa de juros real (%)	3,00	4,50	5,40	6,00	6,60	7,50	9,00

Quadro 5.1 – Variações de sensibilidade gerais para sistemas individuais eólicos.

Os resultados mais significativos demonstram-se na Figura 5.3. O sistema com o máximo de turbinas (100) – área branca - parece apresentar uma visível vantagem sobre as demais condições de despacho, sendo basicamente independente de decisões relativas ao tempo de vida das turbinas (eixo horizontal) e sobre a taxa de juros (eixo vertical). De fato, para o caso base em zero percentil, a estrutura composta a partir de 36 turbinas conectadas já apresenta vantagens financeiras se comparado com a instituição apenas comprando a energia da rede. O que, a primeira vista, pode parecer contraditório, uma vez que as velocidades médias históricas de ventos na área da universidade apresentam valores teóricos baixos (3,22 m/s à altura de 10 metros, levando a um fator de capacidade de 18,2%).

Verificando o tópico em maior profundidade, uma possível explicação seria a utilização da curva de potência das turbinas sem indicar uma mínima velocidade de ventos para seu funcionamento¹⁵. Reajustando então esta restrição técnica que não é naturalmente modelada em HOMER®, o mesmo padrão é obtido, com a diferença que a viabilidade econômica agora situa-se a partir de 44 turbinas conectadas.

¹⁵ Definido como um parâmetro técnico de turbinas eólicas, *cut-in wind speed* refere-se a mínima velocidade de ventos necessária para uma turbina iniciar sua operação. No fabricante escolhido, este valor situa-se em 3,5 m/s.

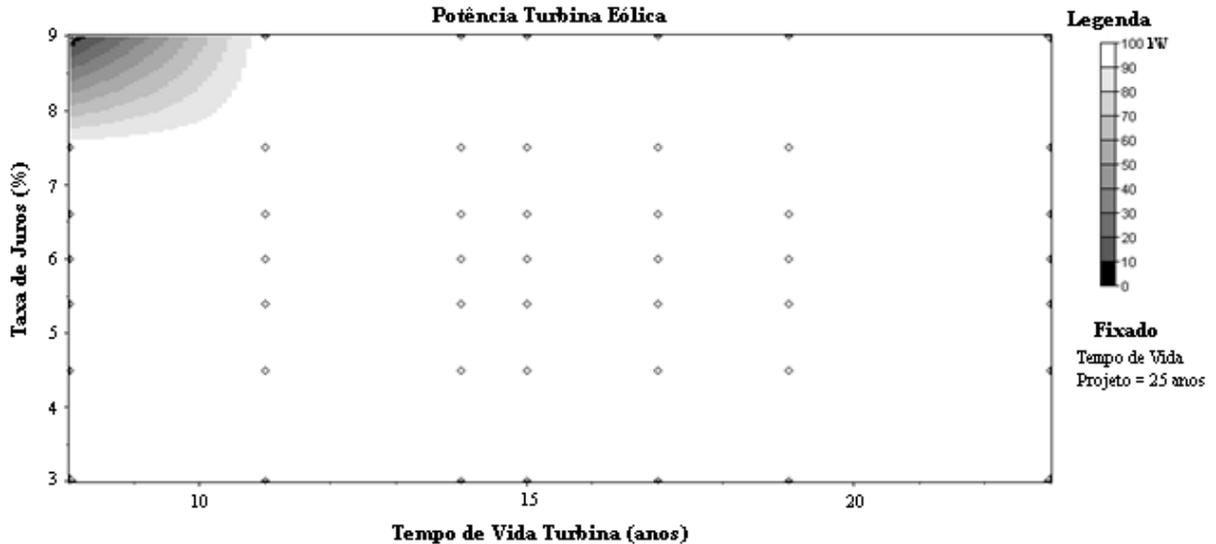


Figura 5.3 – Resultados de variações de sensibilidades para sistemas eólicos.

Outra frente de argumentação parte dos diversos elementos matemáticos probabilísticos que o *software* implementa para decomposição de valores mensais de velocidades dos ventos em agregações horárias, bem como os ajustes de terreno e altura do anemômetro para estabelecer as velocidades na altura da turbina. Por outro lado, como exemplifica-se na Figura 5.4, a mesma tendência perdura. A curva *VPL ótimo* representa o menor Valor Presente Líquido para simulações com diferentes fatores de aspereza do solo¹⁶. E este resultado está sempre condicionado a 100 turbinas conectadas. Assim, como demonstrado, estes custos estão abaixo do VPL do sistema quando operando com apenas carga e rede (*VPL Rede*).

Baseado no exposto, há indícios prévios de um intervalo de potências onde seria economicamente atraente instalar turbinas eólicas. Transladando o processo para o estudo de viabilidade com foco na parte financeira, o primeiro passo está no detalhamento de distintos cenários que podem impactar em uma possível tomada de decisão com relação a projetos. Citam-se os cenários: *base*, *energia*, e *emissões*. O primeiro é conectado com o processo da carga não vendendo suas emissões evitadas de carbono aos moldes do MDL e tampouco vendendo sua energia excedente a rede. Já para o segundo cenário (*energia*), mensura-se a possibilidade de venda da energia excedente a concessionária local, especialmente sobre os padrões econômicos do PROINFA. Por fim, para o último caso (*emissões*),

¹⁶ HOMER® utiliza estes fatores para estimar o perfil de velocidades dos ventos com a altura. Por exemplo, para a presente dissertação estabelece-se o valor em 0,008 (gramados rasos).

considera-se a instituição vendendo seu CO₂ evitado da geração de energia pelas fontes de GD sobre os critérios do MDL.

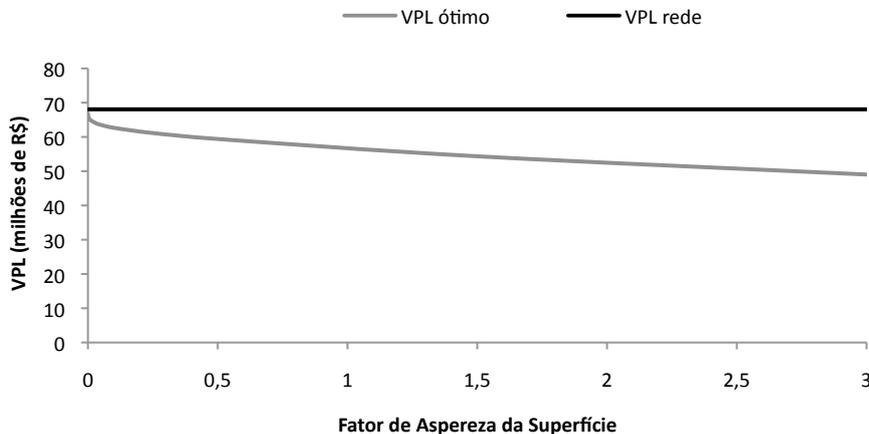


Figura 5.4 – VPL para geração eólica em função do fator de aspereza da superfície.

A seguir elaboram-se cenários pertinentes para visualizações e discussões da viabilidade da fonte.

5.2.1. Definição de Cenários

No Quadro 5.2 observam-se as condições utilizadas. Com relação aos dados adquiridos, três processos são especialmente relevantes: taxa de juros, energia vendida à rede, e formulação de mercados de emissões. Os próximos itens elucidam melhor estes temas.

Parâmetro	Cenário			
	base	energia	emissões	emissões + energia
Preço médio de mercado (R\$/kWh)	0	0,2314	0	0,2314
Período de depreciação (anos)	15	15	15	15
Tempo de vida do projeto (anos)	25	25	25	25
Taxa de juros real (%)	9,40	9,40	9,40	9,40
Custos fixos MDL (R\$)	0	0	210.000	210.000
Custos variáveis MDL (R\$/ano)	0	0	15.120	15.120
Emissões reduzidas (gCO ₂ e/kWh)	0	0	349	349
Preço de emissões (R\$/tCO ₂ e)	0	0	35	35

Quadro 5.2 – Cenários para análise financeira em projetos de geração eólica.

5.2.2. Taxa de Juros Real

A importância da definição desta variável para o escopo de análise abordado está principalmente no cálculo do tempo de retorno descontado de cada projeto. De fato, a taxa de juros real (taxa de juros nominal menos inflação) é utilizada por HOMER® com o objetivo de blindar o sistema da variação da inflação, considerando que esta taxa é igual para todos os custos do sistema. E é utilizada como uma taxa de desconto para valorar benefícios futuros em anos presentes.

Uma prática comum no mundo de negócios é descontar o fluxo de caixa utilizando o WACC para determinar o VPL, uma vez que este leva em conta os custos de débito e também de capital próprio de projetos. Em virtude da natureza do estudo de caso, uma opção coerente é utilizar a Equação (3.5) para o cálculo do WAAC determinando que não exista um custo de capital a ser considerado ($C_e = 0$; $E = 0$) e também não incide imposto sobre o débito adquirido ($t_c = 0$). Desta forma, somente o custo de débito é utilizado como base para as simulações. E este custo é precisamente a taxa de juros real ($WAAC = C_d = i$). Em outras palavras, aborda-se que não existe interesse algum de retornos financeiros com o projeto. O foco está simplesmente em que seja capaz de pagar seu débito devido à construção e operação.

Neste contexto, uma das melhores estimativas para a taxa de juros e inflação está, respectivamente, na previsão SELIC anual definida pelo COPOM e no IGP-M calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Figura 5.5 exemplifica estas séries desde Janeiro de 2000.

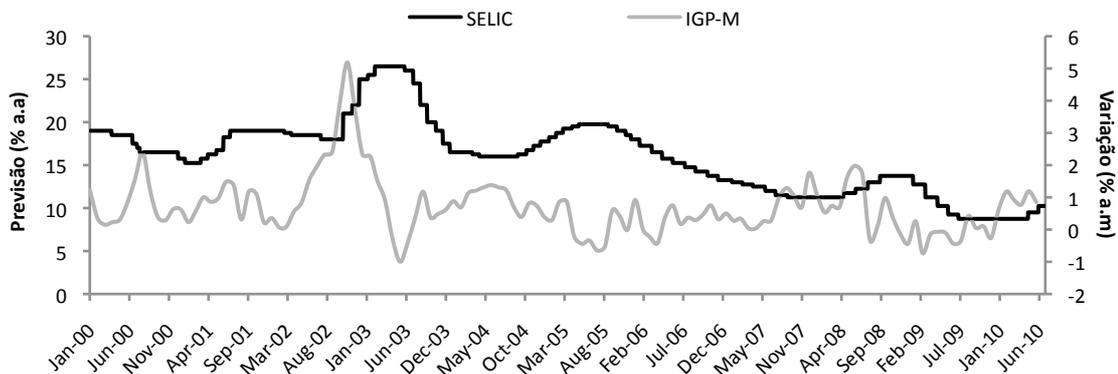


Figura 5.5 – Previsão SELIC e variação IGP-M.

Para os cenários propostos, utilizou-se então um valor constante e igual 9,40%, calculado pela diferença do SELIC (10,25%) e IGP-M (0,85%) no mês de Junho de 2010.

5.2.3. Energia Vendida ao Sistema Elétrico

No tocante ao valor de venda de energia ao sistema elétrico da energia excedente proveniente das fontes de GD, uma das abordagens possíveis toma como referência alguns modelos nacionais de incentivos a esta fonte. Outra possibilidade relaciona-se com os valores estabelecidos em leilões envolvendo a tecnologia eólica. Assim, optou-se pela utilização do PROINFA.

Entre os vários incentivos estabelecidos, está presente o conceito de *feed-in tariff*. O programa institui que os valores para cada fonte serão definidos pelo Ministério das Minas e Energia. Estes são divulgados através de portaria com 30 dias antes da chamada pública. O VE (Valor Econômico) é o custo total de geração mais a remuneração do produtor. A diferença entre o VE e o VN (Valor Normativo) - o máximo que será cobrado do consumidor pela energia do PROINFA - será coberta por subsídios a partir da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), um fundo alimentado a partir de contribuições já cobradas nas faturas de energia. Assim, para a fonte eólica, tem-se a Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Valores normativos e econômicos para a fonte eólica (PROINFA).

FONTE	VN (R\$/MWh)	VE (R\$/MWh)	Observações
Eólica Max	112,21	231,40	FCR=32,4041%
Eólica Min		204,04	FCR=41,9347%

Fonte: ANEEL, 2010.

Deste modo, escolheu-se a precificação conectada ao menor fator de capacidade de referência (FCR) em 0,2314 R\$/kWh. Também, o valor é uniforme para todo o ano (ponta seca, fora de ponta seca, ponta úmida, e fora de ponta úmida).

5.2.4. Estrutura das Emissões

Para modelar possíveis ganhos com a inserção de mecanismos de carbono, três são os fatores necessários: (i) custo de inscrição no MDL até o requerimento dos créditos; (ii) a possibilidade de reduções de emissões através da formulação de uma linha de base; e (iii) o preço das emissões no mercado.

O Quadro 3.1 remete a algumas margens de custos. Levando em consideração que o sistema estudado nunca terá um potencial de emissões reduzidas em 15.000 tCO₂e/ano¹⁷, e que os custos de expedição e venda de CER podem ser desprezados¹⁸, chega-se ao seguinte intervalo:

- Custos fixos: US\$ 55.000 – US\$ 195.000;
- Custos variáveis: US\$ 3.000/ano – US\$ 15.000/ano.

Sabendo-se que, como regra geral, pode-se afirmar que os custos de transação não são proporcionais ao tamanho do projeto, utilizam-se de médias simples como melhor aproximação. Assim, com o câmbio de 1 CAD/USD – 1,68 BRL, calculam-se os valores presentes no Quadro 5.2. Portanto, adicionam-se as despesas fixas de emissões nas simulações como um gasto de investimento de projetos, enquanto soma-se a parte variável aos preços de O&M variáveis. Também, define-se que não incide tarifação alguma na renovação do processo a cada 7 anos e que este pode ocorrer indefinidamente.

Para formulação da linha de base de referência, ao invés do cálculo próprio extensivo através de metodologias aprovadas nos moldes do MDL, dificultados em parte pela não disponibilidade de dados¹⁹, partiu-se para a recompilação de um estudo já realizado e registrado. O Parque Eólico de Osório, 150 MW, construído aos moldes do PROINFA, tem seu registro na base de dados da *United Nations*

¹⁷ A instalação do número máximo de turbinas – 100 – resulta em uma média de produção anual desta fonte em 5.570.568 kWh. Tomando o fator de emissão calculado de 349 gCO₂/kWh, resulta que o valor de emissões estimado pelo maior projeto simulado situa-se em 1.944 tCO₂/ano.

¹⁸ Para estimativas dos CER anuais, é necessária a verificação *ex-post* da energia efetivamente gerada de cada projeto. E como para definição de estratégias de despacho HOMER® também utiliza custos variáveis como parâmetro na análise de produção de cada fonte, encontra-se um ciclo de influência mútua que dificulta a definição de valores variáveis de expedição e venda de CER.

¹⁹ O *fator de operação marginal aproximado* (média ponderada de emissões por unidade de produção de todas as fontes de emissão que sirvam o sistema) e o *fator de construção marginal* (média ponderada das emissões por unidade de produção das unidades mais modernas adicionadas ao sistema) são apenas alguns dos parâmetros necessários (UNFCCC, 2010).

Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) datado de 19/09/2006. Em seu DCP, é direcionada toda a metodologia de cálculo desenvolvida. Por sua proximidade geográfica com a região simulada dos projetos²⁰, similaridade tecnológica, e em consequência uma estrutura parecida de emissões do sistema elétrico, acredita-se ser este um modelo relevante de referência. Interessante também contrastar o valor encontrado (349 gCO₂e/kWh) com o indicado pelo próprio *software*, em 632 gCO₂e/kWh (média de emissões do setor elétrico de todos os estados dos Estados Unidos no ano de 2000). Comprovando portanto a matriz brasileira com baixos níveis de produção de dióxido de carbono para produção de energia elétrica.

O último, e mais incerto, tópico a ser mencionado tem relação com o preço no mercado de carbono. Existem várias opções de vendas, como mercados de balcão, bolsas internacionais e leilões. A Figura 3.3 alude a preços médios em base Européia em torno de 15 €/tCO₂e. Por sua vez, para o cenário brasileiro, no primeiro leilão realizado pela BM&F BOVESPA, em 26/09/2007, a cotação fixou-se em 16,20 €/tCO₂e. Desta forma, uma estimativa pessoal realista é estipulada em 15 €/tCO₂e (R\$ 35/tCO₂e).

5.2.5. Simulações de Cenários e Resultados Obtidos

Na Figura 5.6 e Figura 5.7 conferem-se a síntese dos resultados²¹ no tocante ao caso base e aos índices de interesse. Dependendo do grau de risco e de retorno aceitável, um número teórico ótimo de turbinas a serem instaladas é sugerido.

Duas condições, em finanças, são de especial interesse para julgar a viabilidade de projetos: (i) VPL deve ser maior que zero; e (ii) a TIR deve ser maior que a taxa de desconto utilizada. Justamente quando eleita uma taxa de desconto igual a taxa de juros real utilizada (9,41%), obtém-se na curva de TIR o ponto no qual o VPL do projeto se anula nas simulações e, por conseguinte, o número de turbinas à partir do qual o projeto eólico conectado à rede começa a tornar-se viável pela taxa de desconto calculada (66 turbinas).

²⁰ A cidade de Osório dista de Santa Maria aproximadamente 410 km, sendo as duas inseridas ao SIN da região Sul.

²¹ Todas as simulações deste ponto em diante são realizadas já com a correção técnica na curva de potência de turbinas eólicas para considerar a *cut-in wind speed*.

Interessante também avaliar o projeto sobre o perfil do investidor. Por exemplo, para que o já construído Parque Eólico de Osório fosse considerado viável, a proposta do Governo se situava em uma TIR em $12,60\% + \text{IGP-M}$. Nesta visão, há indícios de que o projeto simulado para a realidade da UFSM não seria viável com um foco estritamente privado de investimentos, porque sua TIR não ultrapassa os 12% (à partir de 80 turbinas instaladas não há um ganho significativo na TIR). Em acréscimo, boa parte dos custos variáveis é abatida pela não necessidade de compra de energia da rede. Este perfil considerando como um mesmo ator passível de benefícios da construção do parque (carga mais gerador) não seria possível no caso de investidores independentes, a não ser que grande parte do risco fosse transferida à instituição por contrato²².

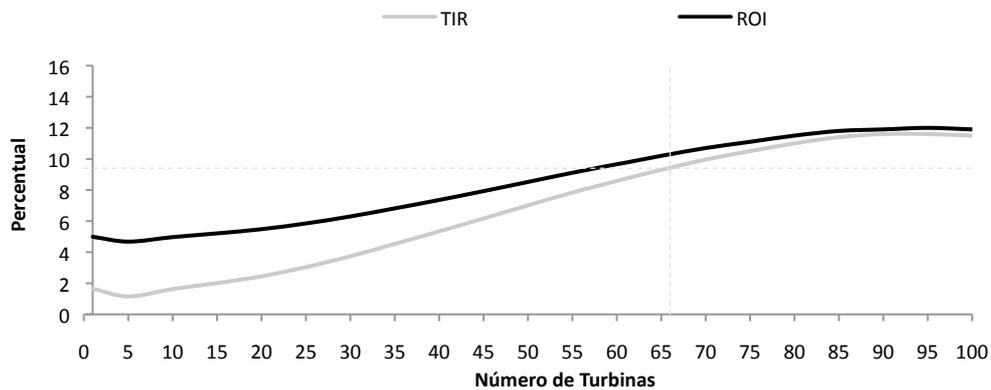


Figura 5.6 – TIR e ROI para cenário base fonte eólica.

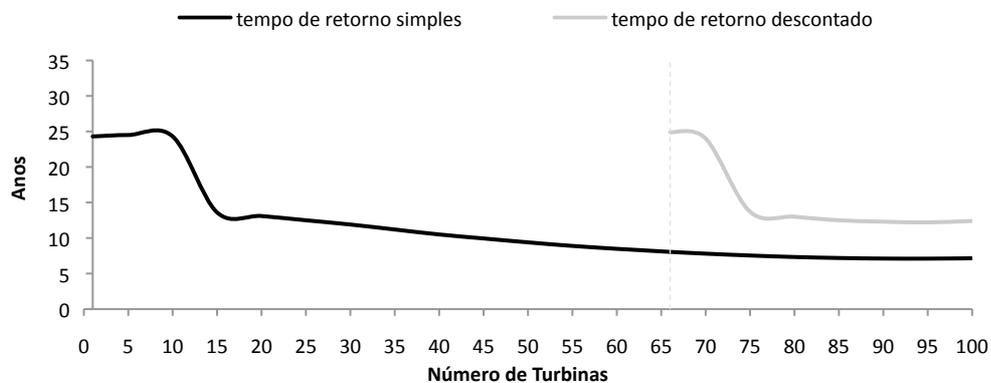


Figura 5.7 – Tempos de retorno simples e descontado para cenário base fonte eólica.

²² A universidade se comprometeria a comprar energia do gerador privado a um valor igual ou superior ao valor de mercado, podendo se beneficiar pelo conhecimento prático tecnológico, científico e construtivo nas etapas de elaboração, construção e operação do parque.

Outro ponto para discussão engloba fontes de financiamento incentivadas. Por esta análise preliminar, para um baixo número de turbinas instaladas, a TIR apresenta magnitudes menores do que 2%. Assim, mesmo que improvável no contexto atual, caso fosse possível adquirir fontes de débito a juros anuais reais menores que este montante, sistemas eólicos de baixa faixa de potência já representariam um benefício ao sistema.

No tocante ao tempo de retorno do projeto, para a taxa de desconto considerada, existe um decréscimo exponencial, desde o ponto onde a TIR começa a apresentar valores positivos até a faixa de 75 turbinas instaladas, onde então se estabiliza sobre os 13 anos. Desta forma, parece uma decisão atraente a instalação de 75 turbinas, estabelecendo uma TIR próxima ao valor máximo possível (12%) e o tempo de retorno do investimento ao valor mínimo (13 anos). Após este ponto, as curvas não sugerem ganhos significativos incrementais.

Figura 5.8 e Figura 5.9 interpretam os ganhos / perdas na implementação dos vários cenários propostos sobre o caso base. Com a simples venda de energia excedente à rede a preços incentivados, somente começa a ocorrer algum impacto a partir de 1.575 kW instalados. Quanto maior a potência, maior a parcela de energia excedente à carga, e mais significativa será a possibilidade de se beneficiar do processo, até o patamar máximo de potência instalada, aonde o acréscimo à TIR chega aos 3%.

Se inserido o projeto nos moldes do MDL, devido aos elevados custos no desenvolvimento de todas as etapas de certificação, não se aconselha instalar menos que 1.925 kW, pela inviabilidade que acarretaria no projeto eólico. O máximo de incremento na TIR na faixa simulada está em 0,40%, o que leva a conclusão prévia que somente este mecanismo não teria impacto significativo em qualquer processo decisório envolvendo esta fonte de GD.

Finalmente, simulando o processo de emissões conjuntamente com a possibilidade de venda incentivada de energia à rede, parece viável perceber um acréscimo de até 3,7%, dependendo da potência a ser instalada.

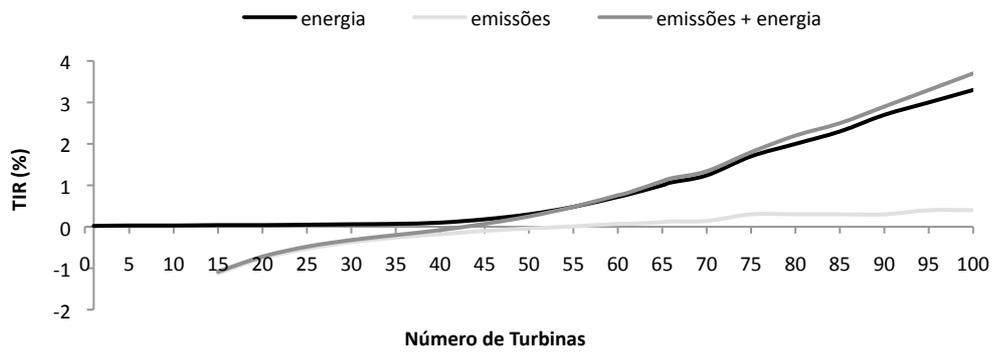


Figura 5.8 – Variação da TIR nos cenários da fonte eólica: comparação com caso base.

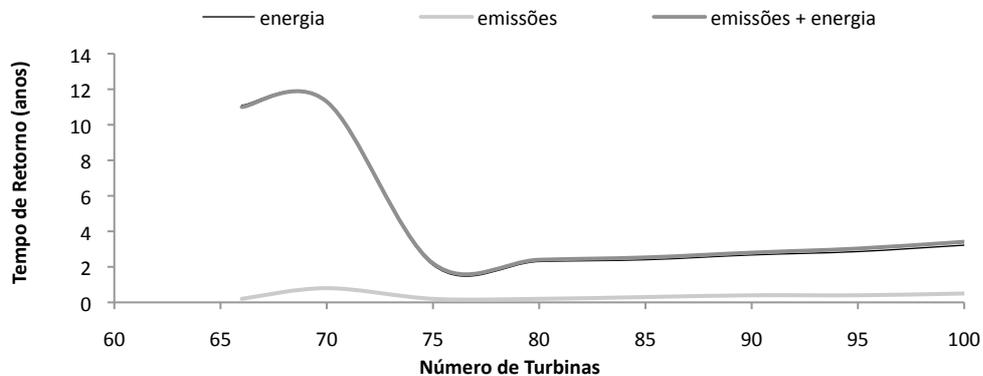


Figura 5.9 – Variação do tempo de retorno em cenários com fonte eólica: comparação com caso base.

O resultado no tempo de retorno descontado, Figura 5.9, proporciona visível decréscimo partindo da potência onde o sistema base passa a ser viável (66 turbinas). O cenário de emissões basicamente não impacta no tempo de retorno do parque. Enquanto que o principal fator de influência parece ser a venda de energia, com valores entre 2 e 3,5 anos para mais de 80 turbinas instaladas.

Nos ambientes propostos, dois parâmetros em especial estão imersos em um sistema desregulado altamente volátil e incerto: preços de carbono e custos de inserção de projetos no MDL. Neste sentido, convém uma análise de sensibilidade para averiguar em que margem estes dados afetariam aspectos de viabilidade, de forma peculiar a TIR. As seguintes variações são definidas em torno dos valores centrais:

Parâmetro	Percentil				
	- 50%	- 25%	0 %	25%	50%
Custos fixos MDL (R\$)	105.000	157.500	210.000	262.500	315.000
Custos variáveis MDL (R\$/ano)	7.560	9.090	15.120	18.900	22.680
Preço de emissões (R\$/tCO ₂)	17,5	26,25	35	43,75	52,5

Quadro 5.3 – Variações de sensibilidade no mecanismo de emissões para sistemas eólicos.

Independentemente do caso estudado, a tendência demonstra-se imutável. Não parece haver um incremento ou decremento significativo na TIR variando os custos ou preços das emissões modelados. Ainda que em grau pouco expressivo, o fator que indica um maior peso entre os analisados é o preço das emissões, demonstrado na Figura 5.10. O resultado prova que, além do pouco impacto em incorporar o mecanismo de emissões no sistema, ainda espera-se um rendimento apenas marginal caso ocorra preços mais atrativos ou haja um esforço em diminuição de custos para inscrição do projeto no MDL.

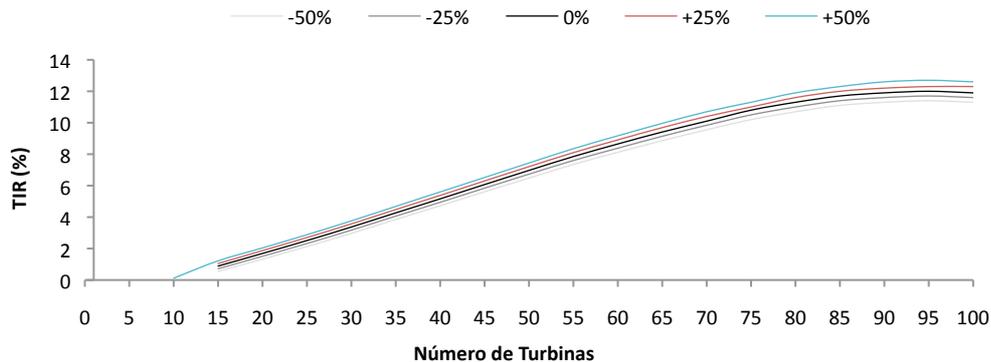


Figura 5.10 – TIR em função dos percentis de preços de emissões em sistemas eólicos.

5.3. Microturbinas a Biogás

De forma similar a tecnologia movida pelos ventos, abordou-se primeiramente para microturbinas a biogás uma variação da sensibilidade de alguns fatores de influência nos resultados de projetos. Um detalhe relevante para esta tecnologia, que a difere consideravelmente da anterior, esta na limitação do combustível a ser utilizado – no presente caso, biogás gerado de dejetos suínos. Por conseguinte, também levou-se em conta a redução ou aumento desta variável nas simulações. O Quadro 5.4 resume os dados de entrada. Uma vez que demonstraram ser mais

atrativas as estratégias de despacho de geração em horários de ponta durante dias de semana, os testes mencionados são compostos com esta estrutura de simulações.

Parâmetro	Percentil						
	-50%	-25%	-10%	0%	10%	25%	50%
Tempo de vida projeto (anos)	13	19	23	25	28	32	38
Tempo de vida geração (horas)	32.500	48.750	58.500	65.000	71.500	81.250	97.500
Taxa de juros real (%)	3,00	4,50	5,40	6,00	6,60	7,50	9,00
Limite de consumo de biogás (m ³ /ano)	6.162	9.242	11.090	12.323	13.555	15.404	18.485

Quadro 5.4 – Variações de sensibilidade gerais para sistemas individuais eólicos.

Novamente, um diagrama de superfície, representado pela Figura 5.11, é utilizado como melhor forma de expressar os resultados. As simulações demonstram que a potência ótima a ser instalada basicamente independe do tempo de vida das turbinas e contábil do projeto (estes fixados então ao seu valor nominal – 65.000 horas e 25 anos) . Conseqüência exclusiva de largos tempos operativos e baixos índices de reposição desta tecnologia. Contrastando o combustível disponível (eixo vertical) com a taxa de juros real empregada (eixo horizontal), o intervalo ótimo de instalação compreende quase que inteiramente uma unidade de 30 kW – área cinza na Figura 5.11. Somente para altas taxas de juros (maiores que 8%) e baixos níveis de consumo (menores que 8.000 m³ – média de 118 suínos²³) o projeto se inviabilizaria. Enquanto que a instalação de uma unidade adicional começaria a ter sentido econômico com produções de metano acima de 18.000 m³ (266 suínos) e juros menores que 4%.

²³ Nas computações empregadas para a realidade da UFSM, uma criação de 182 suínos produz em média 12.323 m³ de biogás ao ano. Assim, chega-se a relação que cada metro cúbico equivale a 0,0148 suíno.

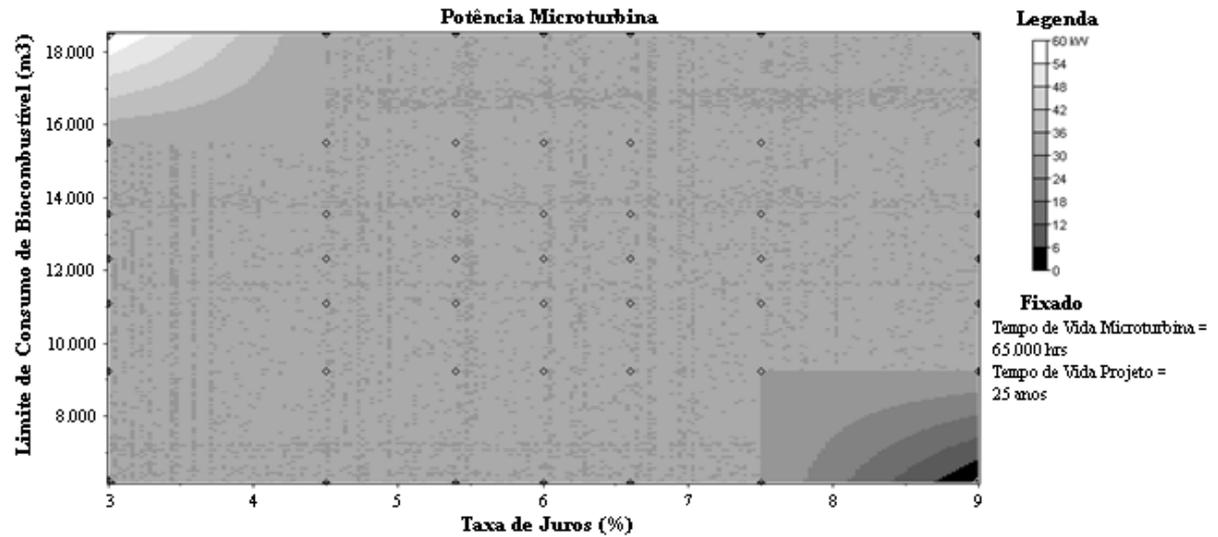


Figura 5.11 – Resultados de variações de sensibilidade para sistemas com microturbinas.

Os próximos itens abordam a definição de cenários, simulações, e discussões financeiras para a tecnologia.

5.3.1. Definição de Cenários

Componentes como a taxa de juros real, custos fixos e variáveis do MDL, e preços de emissões, seguem o mesmo raciocínio no exercício de cenários para a geração pelos ventos. A distinção dos parâmetros presentes no Quadro 5.5 está na não consideração da venda de energia à rede, uma vez que o projeto apresenta uma proporção de energia limitada se comparada à carga. Também na demarcação de uma nova abordagem, produzindo e vendendo fertilizantes como subprodutos da digestão anaeróbica. E, por fim, no desenvolvimento de um fator de emissões para este tipo de tecnologia.

Parâmetro	Cenário		
	base	biofertilizantes	emissões
Período de depreciação (anos)	65.000	65.000	65.000
Tempo de vida do projeto (anos)	25	25	25
Taxa de juros real (%)	9,40	9,40	9,40
Incremento biofertilizantes (R\$/h)	0	0,3673	0
Custos fixos MDL (R\$)	0	0	210.000
Custos variáveis MDL (R\$/h)	0	0	1,726
Emissões reduzidas (gCO ₂ e/kWh)	0	0	5.911
Preço de emissões (R\$/tCO ₂ e)	0	0	35

Quadro 5.5 – Cenários para análise financeira em projetos com biogás.

5.3.2. Incremento de Biofertilizantes

Observando o funcionamento e processamento dos dejetos da fase inicial até a obtenção de energia elétrica, pode-se constatar um efeito muito menos agravante ao meio ambiente do que sem qualquer tratamento, que como resultado de todas etapas geram resíduos menos agressivos. Aliado a esta característica, com a observação de maneira mais sustentável ainda tem-se que um simples tratamento, armazenamento apropriado e manejo de tais dejetos pode proporcionar a instituição biofertilizantes ricos em nutriente minerais, amplamente necessários aos demais empreendimentos agroindustriais.

Considerando o esterco produzido com 20% de sólidos totais, avaliados sobre Esperancini et al. (2007) os 147.880 Kg produzidos anualmente perfazem uma mistura efluente dos biodigestores total de 369.099 litros, o que resulta em uma média de 42,13 L/hora. Desta forma, também com previsão de preços de mercado para os componentes chega-se finalmente a Tabela 5.2.

Tabela 5.2– Cálculo biofertilizantes de resíduos.

Componente	Fator de Produção (g/L)	Valor de Mercado (R\$/Kg)	Benefício O&M (R\$/h)
Nitrogênio	1,6	3,87	0,2608
Fósforo	0,52	3,22	0,0705
Potássio	0,45	1,90	0,03602
TOTAL	--	--	0,36732

Fonte: adaptado de Esperancini et al., 2007.

Este valor (R\$ 0,36732/h) independe do uso ou não de gás para produção de energia. É simplesmente um processo conseqüente da atividade do biodigestor. Contudo, é a possibilidade mais aproximada de inserção deste benefício no sistema. Assim, o montante referido é abatido no custo variável de O&M de geração.

5.3.3. Desenvolvimento de Fator de Emissões

Normalmente, a geração de energia por biogás, nos moldes do MDL, trás consigo a possibilidade de redução de dióxido de carbono por duas frentes distintas, contudo conectadas: seqüestro de metano no tratamento de resíduos; e energia renovável conectada à rede. Os processos são complementares, porém lastreados por metodologias distintas para avaliar seu grau de emissões evitadas. Devido ao seu grau de complexidade, especificidade dos dados necessários, e também algumas incongruências de modelagem²⁴, buscou-se desenvolver um método próprio simplificado para estimar o fator de emissões do projeto, segundo a Equação (5.1).

$$FE_t = FE_{CH_4} + FE_{red} \quad (5.1)$$

sendo:

FE_t = fator de emissões totais (gCO₂e/kWh);

FE_{CH_4} = fator de emissões captura do metano (gCO₂e/kWh);

FE_{red} = fator de emissões geração de energia à rede (gCO₂e/kWh).

O *fator de emissões de captura do metano* pode ser estimado pela Equação (5.2).

$$FE_{CH_4} = 10 \cdot (C_{MT}^v \cdot P_{CH_4}^v \cdot d_{CH_4} \cdot PEE_{CH_4}) \quad (5.2)$$

²⁴ Por exemplo, emissões de energia renovável conectada à rede são medidas por fator relacionado à produção de eletricidade, enquanto que a captura de CH₄ é dependente somente do total de gases seqüestrado.

onde:

C_{MT}^v = consumo total de gás da microturbina (m^3/kWh);

$P_{CH_4}^v$ = percentual em volume de gás metano no biocombustível (%);

d_{CH_4} = densidade do gás metano (Kg/m^3);

PEE_{CH_4} = potencial de emissão de gases de efeito estufa do metano (tCO_2e/tCH_4).

O *consumo total de gás da microturbina* é um parâmetro técnico estimado pelo software HOMER® na definição da curva de eficiência do gerador e estabelecido em $0,6589 m^3/kWh$. O *percentual em volume de gás metano* desenvolvido refere-se a 60%. A *densidade do gás metano* situa-se no patamar de $0,67 Kg/m^3$. O *potencial de emissão* do CH_4 é estabelecido na constante numérica 21 para o primeiro período acordado no *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) – 2008 a 2012. E, finalmente, o *fator de emissões da rede* empregado, por simplificação, converge com o utilizado para projetos com a fonte eólica – $349 gCO_2e/kWh$. Desta forma, computa-se finalmente o fator de emissões total:

$$FE_t = 5.562 + 349 = 5.911 [gCO_2e / kWh] \quad (5.3)$$

5.3.4. Simulações de Cenários e Resultados Obtidos

De posse de todos os dados de entrada necessários, partiu-se para simulações e cálculos dos parâmetros financeiros para análises. Figura 5.12 remete claramente a uma alta taxa de retorno – 18% - se funcionando apenas uma microturbina no sistema. Como comprova-se na Figura 5.11, em função da limitação de combustível, unidades adicionais não parecem ser justificadas. Este fato pode ser confirmado pela TIR decrescente e por esta estar sempre abaixo da taxa de desconto utilizada – 9,4% - à partir de 60 kW. O tempo de retorno descontado,

dados os juros reais apresentados, apenas apresenta significado numérico para 30 kW (8,7 anos), pois para o restante das opções não há intervalos viáveis de projeto.

Um ponto atraente para discussões refere-se também ao comportamento dos resultados na presença de biogás ininterruptível alimentando a microturbina. Na Figura 5.13, a TIR teria um crescimento linear em função da potência a ser instalada, culminando em 37,4% para 630 kW. Neste ponto, também é estimado que haveria necessidade de uma criação suína em 5.000, bastante distante da realidade atual aproximada em 182 suínos.

O incremento de mecanismos de emissões e de venda de biofertilizantes sobre o caso base são indicados na Figura 5.14. De forma marcante, a venda de créditos de carbono parece inviabilizar tentativas de construção da geração, em todas as faixas de potência simuladas. Sendo o projeto de pequena escala, os altos custos fixos e variáveis vinculados ao MDL sugerem não serem estes compensados por eventuais vendas de CO₂e ao mercado. Uma linha de argumentação poderia partir da limitação encontrada de biogás para instalações de maior magnitude. No entanto, Figura 5.15, contrastando a TIR dos distintos cenários para nenhuma limitação de fornecimento, aponta ganhos marginais apenas a partir de 16 microturbinas instaladas.

A venda de biofertilizantes como subproduto da geração de energia, por sua vez, em qualquer caso, propõe acréscimos de poucos decimais na TIR, indicando que por si só não traria benefícios para decisões de viabilidade. Porém, é um valor agregado natural de toda a estrutura de geração, passível de ser aproveitado como complemento de caixa ao longo da vida útil do projeto.

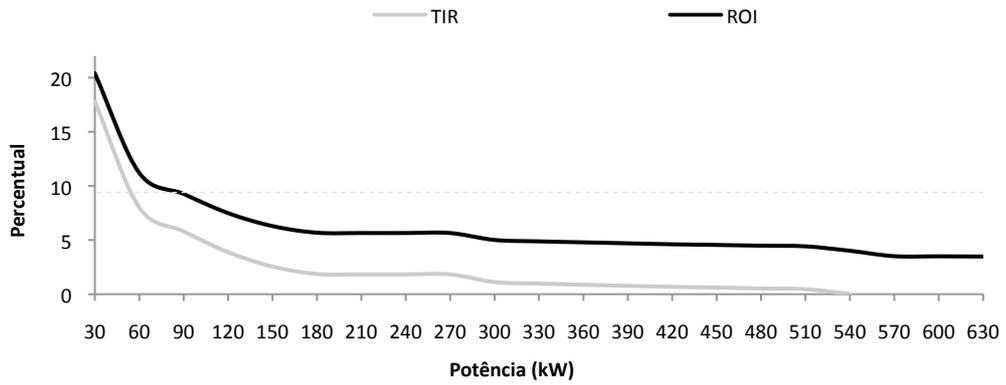


Figura 5.12 – TIR e ROI para cenário base microturbinas.

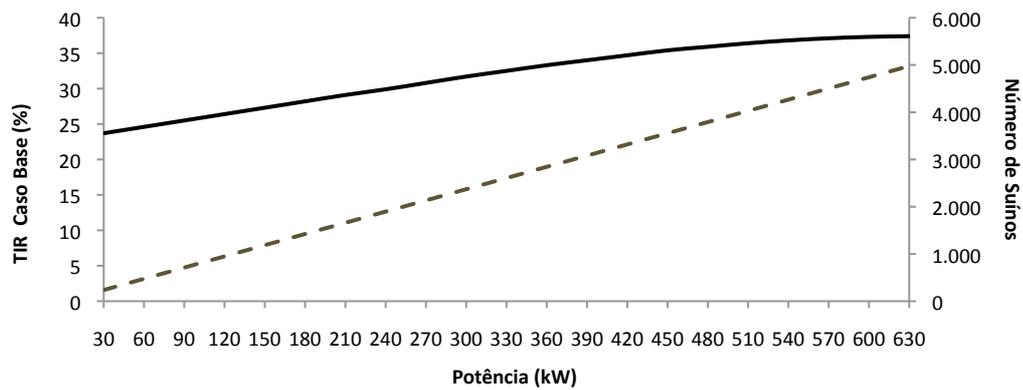


Figura 5.13 – TIR e número de suínos com combustível ilimitado (caso base).

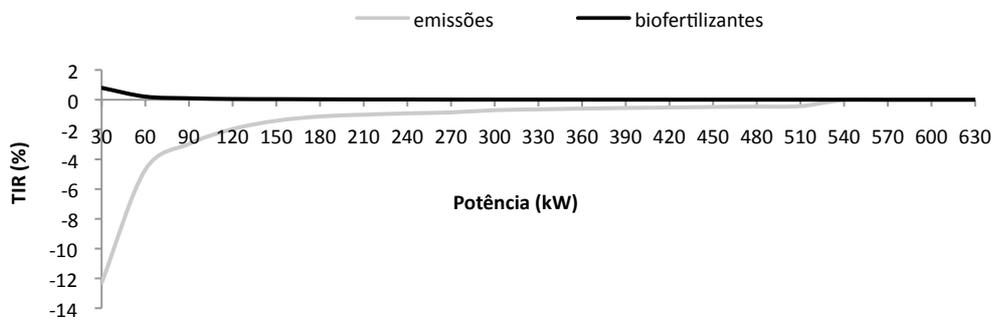


Figura 5.14 – Variação da TIR nos cenários de microturbina: comparação com o caso base.

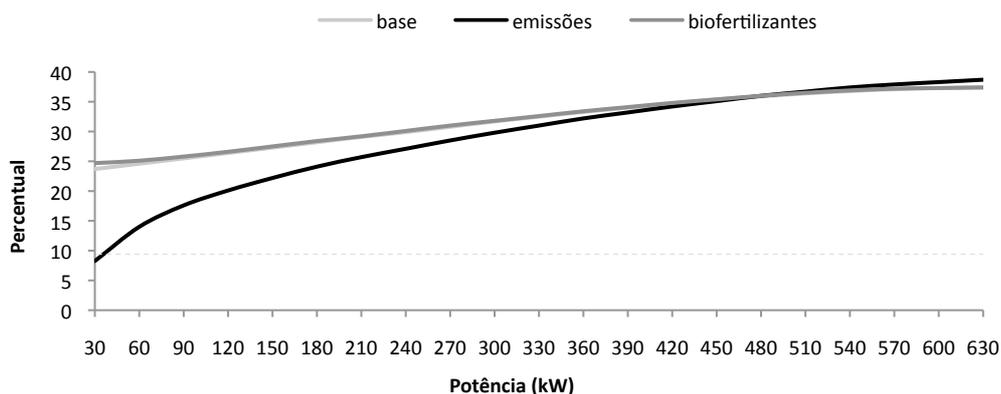


Figura 5.15 – TIR nos cenários de microturbinas com combustível ilimitado.

5.4. Análise Global dos Resultados e Conclusões Iniciais

As indicações de mecanismos sensíveis e posteriores verificações financeiras estabelecidas imediatamente auxiliam no melhor entendimento na classificação de resultados com critérios econômicos, ressaltando o impacto de possíveis restrições técnicas e suposições de modelagem. Mais do que observações quantitativas, o principal foco desta etapa refere-se a visualizações de futuras tendências de algumas políticas na viabilidade, ou não, de fontes de GD.

Como regra geral, a geração eólica parece ser justificável sobre critérios econômicos para a região de estudo em um número de turbinas elevado, na ordem de 75 unidades de 35 kW. Também, o incremento na TIR advindo do comércio de suas emissões evitadas, devido aos altos custos do processo de registro e certificação, resulta apenas marginal. Fato este que demonstrou-se insensível a diversas concepções construídas para modelagem. Assim, para estudos de viabilidade, a inserção ou não em mercados deste tipo poderia ser naturalmente desprezada. Contudo, é latente um provável incremento de receitas ao projeto e concebe uma oportunidade única de aprofundar conhecimentos sobre mecanismos do Protocolo de Quioto.

A venda de energia a preços incentivados para a rede possivelmente impactaria na TIR desta tecnologia entre 2% a 3% dentro da faixa de potência aconselhada. Por conseguinte, qualquer política pública com esta direção de incentivos, ou leilões, deveria ser amplamente vislumbrada em decisões de processos construtivos. Concluindo sobre a tecnologia movida pelos ventos, parece haver fronteiras físicas (área) para instalação do elevado número indicado de

turbinas na universidade. Também, residem sérias dúvidas sobre os padrões técnicos para o funcionamento com velocidades baixas de ventos, uma vez que é senso comum que, no mínimo, a média anual de velocidade dos ventos deve ultrapassar os 4 m/s a alturas de 10 metros do solo para que projetos com esta tecnologia comecem a ser viáveis. Estes dois tópicos merecem análises técnicas futuras mais detalhadas.

A contribuição mais importante do presente capítulo residiu na avaliação de microturbinas. Esta tecnologia movida a biogás de dejetos suínos demonstra potencial de excelentes retornos financeiros e viabilidade técnica. Para as características energéticas investigadas, com uma grande margem de segurança, aconselha-se a instalação de apenas uma unidade de 30 kW conectada em horários de pico. A inserção no MDL não é estimulada em nenhum cenário, uma vez que inviabilizaria qualquer tentativa de investimentos. Esta sugestão ainda é válida para escalas de potência de até 500 kW com recursos energéticos para funcionar a plena carga durante períodos de pico. Com relação a produção de fertilizantes, mesmo este processo não agregando valor à TIR, deve ser considerado como receita de caixa adicional, uma vez que é um subproduto natural de todo o processo de biodigestão.

Ainda no tocante à micro-geração, um parâmetro não mencionado congrega a utilização da produção térmica para utilização em tecnologias como CHP e CCHP. Particularmente, para o melhor sistema encontrado, de 37.125 kWh/ano (61,8 kW médios). Pode-se usufruir desta energia para os mais diversos fins, como sistemas de refrigeração através de *chillers* e calefação de água. E representa grande potencial de ser incorporado à viabilidade econômica, aumentando ainda mais a atratividade da tecnologia.

6. CONCLUSÕES FINAIS E PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

A proposta para análise de sistemas com GD de pequeno porte provou ter uma robustez interessante, aliando os objetivos gerais do modelo de análise desenvolvido com a precisão de apontar indícios tangíveis da viabilidade de projetos para futuros estudos mais detalhados. Ainda, com valores técnicos padronizados, e curvas econômicas adaptáveis a custos e projetos específicos, obtiveram-se resultados coerentes e em linha com a lógica geral quando normalmente comparadas às fontes utilizadas.

No contexto do trabalho elaborado, tão importante quanto apontar vantagens, é indicar suas restrições. A padronização de parâmetros técnicos e econômicos (simplesmente convertido à moeda corrente), para contrastar as fontes de GD entre si, leva consigo um grau de imprecisão em termos de valores reais nos resultados econômicos crescentes. Estipular valores fixos de depreciação para as tecnologias, por exemplo, sem os dividir entre os muitos componentes de cada sistema, pode apresentar uma distorção significativa nos dados de saída esperados. Também, variáveis como demanda elétrica, taxa de juros, operação e manutenção, e precificação de energia são considerados constantes durante todo o período de análise, e as estratégias de despacho são elaboradas com baixo grau de agregação. Contudo, dadas as fronteiras estabelecidas, o nível de incerteza inerente deste tipo de abordagem não prejudica em nenhum aspecto sua qualidade e relevância.

A estrutura construída, dado o seu caráter interdisciplinar englobando vários fatores, contribui principalmente para um melhor entendimento de aspectos distintos em projetos e modelagem de sistemas de GD, com foco especial na estrutura econômica e financeira das tecnologias empregadas.

Imersas na ampla conjuntura referente à GD, as discussões regulatórias sobre incentivos a estas fontes no ambiente brasileiro fazem-se cada vez mais presentes. A definição clara do conceito de GD e a possibilidade dos agentes distribuidores de contratar até 10% de sua demanda por leilões ou chamadas públicas são fatos imprescindíveis, porém não suficientes, para a disseminação das tecnologias de GD conectadas sobretudo à média tensão. Garantir uma conexão

não discriminatória e padronizada à rede tem um papel importante. Outro empecilho refere-se ao teto do valor da energia definido por Valor de Referência para leilões. Muitas tecnologias, dado seu caráter ainda oneroso, não se viabilizam com este preço. Assim, ainda urgem medidas de incentivos, tais como lançamento da segunda etapa do PROINFA, bem como investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para diminuir os custos de instalação de GD no país.

6.1. Perspectivas para Trabalhos Futuros

Por fim, linhas interessantes podem ser estabelecidas para o prosseguimento dos itens elaborados ao longo dos capítulos anteriores. A mais notável frente de estudos refere-se ao desenvolvimento detalhado de viabilidade dos sistemas envolvendo turbinas eólicas e microturbinas a biogás para a região da UFSM. Para tanto, recomenda-se a utilização do *software* Hydrid2® para a definição detalhada técnica dos sistemas envolvendo as fontes, e da ferramenta RETScreen® para a completa engenharia financeira e análise de sensibilidade de projetos com as duas tecnologias previamente citadas.

Outra frente de investigação parte de uma ampla verificação de sensibilidade do modelo apresentado, com possíveis extensões a outras fontes de GD, tais como turbinas a gás e ciclos combinados.

Também, a verificação detalhada de tendências da variação em custos das fontes de GD demonstraria as inclinações econômicas regionais, nacionais e mundiais de diferentes tecnologias, bem como os padrões das curvas de aprendizagem a partir de banco de dados históricos de projetos e fabricantes.

Como última recomendação para futuros estudos, aspectos regulatórios envolvendo GD no Brasil apresentam um grande prospecto para desenvolvimento. Experiências com mecanismos de incentivo são ainda incipientes no país, denotando assim um grande potencial para análise e aprendizado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AES SUL. Disponível em:

<http://www.aessul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/tarifas_e_taxas.aspx>. Acesso em: 13 jan. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 10 de jan. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília: [s.n.], 2005. 243p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: [s.n.], 2008. 236p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução n. 394**. 04 de dezembro de 1998.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Homologatória n. 635**. 17 de abril de 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa n. 167**, de 10 de outubro de 2005.

ALAM, M.S.; GAO, D.W. Modeling and analysis of a wind/PV/fuel cell hybrid power system in HOMER. In: Second IEEE Conf. on Industrial Electronics and Applications, 2007, Harbin. **Anais...** Harbin: [s.n.], 2007. p. 1594-1599.

ALLAN, R.N.; AVELLA, P.C. Reliability and economic assessment of generating systems containing wind energy sources. **IEEE Proceedings**, v. 132, n. 1, p. 8-13, 1985.

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE - ANSI. **NECA/NEMA 600-2003** standard for installing and maintaining medium-voltage cable. 2003.

ARRIAGA, I. J. P. Regulatory Instruments for Deployment of Clean Energy Technologies. In: 18th CAETS, 2009, Calgary. **Anais...** Calgary: [s.n.], 2009. p. 1-25.

ARTHUR D. LITTLE. **Distributed generation: understanding the economics**. 1999. Disponível em <<http://www.tilburguniversity.nl>>. Acesso em: 05 fev. 2009.

ASHOK, S.; BALAMURANG, P. Biomass gasifier based hybrid energy system for rural areas. In: IEEE Canada Electrical Power Conference, 2007, Montreal. **Anais...** Montreal. 2007. p. 371-375.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES; MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT. **Efeito estufa e a convenção sobre mudança no clima**. Rio de Janeiro: BNDES, Departamento de Relações Institucionais, 1999. 38p.

BARIN, A. **Metodologia para análise dos efeitos da geração distribuída sobre as características operacionais dos sistemas de distribuição utilizando técnicas multicriteriais**. 2007. 113f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2007.

BARSOUM, N. et al. Modeling and cost simulation of stand-alone solar and biomass energy. In: Second Asia International Conference on Modeling & Simulation, 2008, Kuala Lumpur. **Anais...** Kuala Lumpur: [s.n.], 2008. p. 1-6.

BOLSA DE MERCADORIAS & FUTUROS E BOVESPA – BM&FBOVESPA. **Mecanismo de desenvolvimento limpo**. Disponível em: <<http://www.bmfbovespa.com.br/>>. Acesso em: 07 jul. 2010.

CALIFORNIA DISTRIBUTED ENERGY RESOURCE GUIDE – DER. Disponível em <<http://www.energy.ca.gov/distgen/index.html>>. Acesso em: 20 de dez. 2009.

CENTRO EMPRESARIAL BRASILEIRO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL - CEBDS. **Modelo de documento de concepção do projeto**. 2003. Disponível em: < <http://www.cebds.org.br/cebds/mc-mdl.asp>>. Acesso em: 35 fev. 2010.

COX, C.; DUGGIRALA, S.; LI, Z. Case studies on the economic viability of renewable energy. In: POWER ENGINEERING SOCIETY MEETING, 2006, Montreal. **Anais...** Montreal: [s.n.], 2006. p. 8.

DONDI et al. Network integration of distributed power generation. **Journal of Power Sources**, v. 106, p. 1-9, 2002.

EMBRAPA. **Coletânea de tecnologias sobre dejetos suínos**. Boletim Informativo BIPERS, 2002.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em: 14 de ago. 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balço energético nacional 2010 – ano base 2009**: resultados preliminares. Brasília: Graficci Programação Visual, 2010. 54p.

ESPERANCINI et al. Viabilidade técnica e econômica da substituição de fontes convencionais de energia por biogás em assentamento rural do Estado de São Paulo. **Engenharia Agrícola**, v.27, n.1, p.110-118, jan./abr. 2007.

EUROPEAN CLIMATE EXCHANGE – ECX. Disponível em: <<http://www.ecx.eu/>>. Acesso em: 18 nov. 2010.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **Energy sources, production costs and performance of technologies for power generation, heating and transport {COM(2008) 744}**. Bruxelas: [s.n.], 2008.

FRAIDENRAICH, N.; LYRA, F. **Energia solar**: fundamentos e tecnologias de conversão heliotermoelétrica e fotovoltaica. Recife: Universitária, 1995

FUNG, C. C.; RATTANONGPHISAT, W.; NAYAR, C. A simulation study on the economic aspect of hybrid energy systems for remote islands in Thailand. . **IEEE Proceedings**, p. 1966-1969, 2002.

GASPAR, R. M. **Utilização de biodigestores em pequenas e médias propriedades rurais com ênfase na agregação de valor**: um estudo de caso na região de Toledo-PR. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção e Sistemas) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

GIPE, P. **Wind energy comes of age**. New York: John Wiley and Sons, 1995.

GRADITI, G.; FAVUZZA, S.; SANSEVERINO, E. R. Technical, environmental and economical aspects of hybrid systems including renewables and fuel cells. . In: International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2006, Taormina. **Anais...** Taormina: [s.n.], 2006. p. 531-536.

HYBRID2® Software. Disponível em: <http://www.ceere.org/rerl/rerl_hybridpower.html>. Acesso em: 13 jul. 2010.

HOMER® Software. Disponível em: <<https://analysis.nrel.gov/homer>>. Acesso em: 08 jul. 2010.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Distributed generation in liberalized electricity markets**. 2002. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 14 mar. 2010.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS - IEEE. **ANSI/IEEE 1585-2002**: guide for the functional specification of medium voltage (1-35 V) electronic series devices for compensation of voltage fluctuations. 2002.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS - IEEE. **IEEE 1623-2004**: guide for the functional specification of medium voltage (1 kV-35 kV) electronic shunt devices for dynamic voltage compensation. 2004.

MENANTEAU, P.; FINON, D.; LAMY, M-L. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. **Energy Policy**, v. 31, p. 799–812, 2003.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (Brasil). **Lei n. 10848**, de 15 de março de 2004.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (Brasil). **Decreto n. 5163**, de 30 de julho de 2004.

MOURA-COSTA, P. Breve história da evolução dos mercados de carbono. **Sivilcultura**, n. 76, 1998.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION – NASA. Disponível em: <<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen>>. Acesso em: 04 set. 2009.

NETTO, C.; G. Tese projeta custos de frota de carros movidos a hidrogênio na SP de 2020. **Jornal da UNICAMP**, Campinas, 26 nov. a 2 dez. 2007, ed. 381.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 14 jan. 2010.

PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, p. 787-798, 2005.

PFEIFENBERGER, J. P.; HANSER, P.Q.; AMMANN, P.R. What's in the cards for distributed resources?. **Energy Journal**, v. 18, p. 1-16, 1997.

PLUG POWER. **Gencore 5 Fuel Cell System**. Disponível em <<http://www.smartgrup.ro>>. Acesso em: 05 de dez. 2009.

PURCHALA, K. et al. **Distributed generation and the grid integration issues**. Work Package 3.4.1, 2006. Disponível em: <<http://www.eusustel.be/wp.php>>. Acesso em: 10 mar. 2010.

RETSCREEN®. **Clean energy project analysis**: RETScreen® engineering & cases textbook. 3rd ed. 2005. Disponível em <http://www.etscreen.net/ang/clean_energy_project_analysis.php>. Acesso em: 07 de ago. 2008.

RETSCREEN®. **Online user manual**: combined heat and power project model. 3rd ed. 2005. Disponível em <http://www.etscreen.net/ang/g_combine.php>. Acesso em: 09 de mar. 2010.

RETSCREEN®. **Online user manual**: photovoltaic project model. 2005. Disponível em <http://www.etscreen.net/ang/g_photo.php>. Acesso em: 27 de out. 2009. p. 56.

RETSCREEN® Software. Disponível em: <<http://www.etscreen.net/ang/centre.php>>. Acesso em: 05 mar. 2009.

RINGEL, M. Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates. **Renewable Energy**, v. 31, p. 1-17, 2006.

ROMAGNOLI, H. C. **Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro**. 2005. 127f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

RODRÍGUEZ, C. R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída**: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2002. 118f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade de Campinas, Campinas, 2002.

R. W. BECK & DISTRIBUTED UTILITIES ASSOCIATES. **Review of utility interconnection, tariff and contract provisions for distributed generation**. 2000. Disponível em: <<http://www.distributed-generation.com/library.htm>>. Acesso em: 04 nov. 2009.

SCHWARTZ, L. **Distributed generation in Oregon: overview, regulatory barriers and recommendations**. 2005. Disponível em: <<http://www.oregon.gov/PUC>>. Acesso em: 15 ago. 2010

SIMIC, Z.; MIKILICIC, V. Small wind off-grid optimization regarding wind turbine power curve. In: AFRICON, 2007, Windhoek. **Anais...** Windhoek: [s.n.], 2007. p. 1-6

TEIXEIRA, E. N. **Adaptação de estruturas existentes (esterqueiras) em biodigestores**. 1985. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1985.

TOLMASQUIM, M. T. (Org.). **Fontes renováveis de energia no Brasil**. Engenho Novo: Interciência, 2003. 515p.

UNESA. **Metodología para la implementación de los mecanismos flexibles de Kioto: mecanismo de desarrollo limpio en Latinoamérica**. 2005. Disponível em: <<http://www.unesa.es/>>. Acesso em: 22 mai. 2010.

UNITED NATIONS. **Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change**. 1998. Disponível em: <http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php>. Acesso em: 10 abr. 2010.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC. **Approved baseline and monitoring methodologies**. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>>. Acesso em: 12 jun. 2010.

WILLIS, H. L.; SCOTT, W. G. **Distributed power generation: planning and evaluation**. New York: Marcel Dekker, 2000. 597p.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Formulação matemática da curva de capital

Sabendo-se que o custo por *quillowatt* instalado da fonte eólica varia de um valor inicial L_s (uma turbina) a um valor final L_i (N - máximo número de turbinas), com $L_s > L_i$, ambos em \$/kW, e que este intervalo é obtido por um decréscimo aritmético:

$$\begin{aligned} a_1 &= L_s \\ a_2 &= a_1 - r_1 \\ a_3 &= a_2 - r_2 \\ &\dots \\ a_N &= a_{N-1} - r_{N-1} = L_i \end{aligned}$$

As razões $r_1, r_2, r_3, \dots, r_{N-1}$ correspondem a um valor variável de decréscimo, dependente do máximo número de turbinas existentes no sistema (N) e um fator constante k :

$$\begin{aligned} r_1 &= (N - 1).k \\ r_2 &= (N - 2).k \\ r_3 &= (N - 3).k \\ &\dots \\ r_{N-1} &= k \end{aligned}$$

A série pode ser considerada uma Progressão Aritmética (PA) com $N-1$ termos finitos e razão k , cujo somatório dos termos pode então ser representado por:

$$\sum_{i=1}^{N-1} r_i = \frac{(r_1 + r_{N-1}) \cdot (N-1)}{2} = \frac{N \cdot k \cdot (N-1)}{2}$$

Considerando-se que o somatório deve se igualar ao intervalo entre o custo superior e inferior de instalação da fonte, para garantir que os valores da série se enquadrem dentro dos limites teóricos estabelecidos fez-se:

$$\sum_{i=1}^{N-1} r_i = L_s - L_i = \frac{N \cdot k \cdot (N-1)}{2} \rightarrow k = \frac{2 \cdot (L_s - L_i)}{N \cdot (N-1)}$$

De forma genérica a série de custos por quilowatt instalado pode ser reescrita:

$$a_1 = L_s$$

$$a_2 = a_1 - r_1 = a_1 - (N-1) \cdot k = a_1 - \frac{2 \cdot (L_s - L_i) \cdot (N-1)}{N \cdot (N-1)}$$

$$a_3 = a_2 - r_2 = a_2 - (N-2) \cdot k = a_2 - \frac{2 \cdot (L_s - L_i) \cdot (N-2)}{N \cdot (N-1)}$$

...

$$a_N = a_{N-1} - r_{N-1} = a_{N-1} - k = a_{N-1} - \frac{2 \cdot (L_s - L_i)}{N \cdot (N-1)} = L_i$$

Assim:

$$a_1 = L_s$$

$$a_n = a_{n-1} - \frac{2 \cdot (L_s - L_i) \cdot (N+1-n)}{N \cdot (N-1)} \quad \text{para } 2 \leq n \leq N$$

APÊNDICE B – Fator de capacidade simulado turbinas eólicas

Turbina	Potência Nominal (kW)	Altura da Turbina (m)	Fator de Capacidade Simulado (%)	Fabricante
BWC Excel-R	8	18	5,28	www.bergey.com
		37	7,09	
		43	7,49	
BWC Excel-S	12	18	2,95	
		37	3,97	
		43	4,20	
BWC XL.1	1,25	18	6,07	
		24	6,83	
		29	7,36	
Enercon E33	330	37	7,79	www.enercom.de
		50	8,68	
Enercon E44	900	45	5,35	
		55	5,75	
Enercon E48	800	50	7,68	
		76	8,82	
Enercon E82	2.000	78	9,62	
		138	11,5	
Entegrity eW15	50	25	4,07	www.entegritywind.com
Fuhrländer 100	100	35	5,85	www.lorax-energy.com
Fuhrländer 250	250	42	5,80	
		50	6,18	
Fuhrländer 30	30	27	8,31	
GE 1.5sl	1.500	61,4	8,30	www.gepower.com
		64,7	8,46	
		80	9,13	
		85	9,33	
		100	9,87	
Jacobs 31-20	20	24,4	5,51	www.windturbine.net
		30,5	6,02	
		36,6	6,45	
Northwind 100	100	37	7,74	www.northernpower.com
PGE 20/50	50	30	10,3	www.energiepge.com
		36	11,1	
		42	11,8	
PGE 20/35	35	30	16,5	
		36	17,4	
		42	18,2	

SW AIR X	0,400	8	3,84	www.windenergy.com
		8,8	4	
		14	4,78	
SW Whisper 100	0,900	7,3	2,53	
		9,1	2,86	
		15,2	3,73	
		19,8	4,23	
		24,4	4,64	
SW Whisper 200	1,00	7,3	5,42	
		9,1	6,10	
		15,2	7,81	
		19,8	8,77	
		24,4	9,56	
SW Whisper 500	3,00	9,1	7,17	
		12,8	8,3	
		21,3	10,1	
Vestas V82	1.650	59	8,39	www.vestas.com
		70	8,93	
		80	9,37	
WES 18	80	19	4,54	www.windenergysolutions.nl
		25	5,10	
		31	5,57	
		40	6,16	
WES 30	250	31	4,75	
		40	5,29	
		49	5,75	
WES 5 Tulipo	2,5	12,3	10,5	