LUIZ HENRIQUE POLIZEL

**Metodologia de Prospecção e Avaliação de Pré-Viabilidade
Expedita de Geração Distribuída (GD): Caso Eólico e Hidráulico**

São Paulo
2007

LUIZ HENRIQUE POLIZEL

**Metodologia de Prospecção e Avaliação de Pré-Viabilidade
Expedita de Geração Distribuída (GD): Caso Eólico e Hidráulico**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de
Potência.

Orientador: Prof. Dr. **Marcos Roberto
Gouvêa**

São Paulo
2007

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 27 de Julho de 2007

Assinatura do autor:

Assinatura do orientador:

FICHA CATALOGRÁFICA

Polizel, Luiz Henrique

**Metodologia de prospecção e avaliação de pré-viabilidade expedita de geração distribuída (GD): caso eólico e hidráulico / L.H. Polizel. -- São Paulo, 2007.
160 p.**

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Geração distribuída 2.Fontes incentivadas 3.Comercialização de energia elétrica 4.Projetos de investimentos 5.Fluxo de caixa 6.Potencial eólico e hidráulico 7.Pequena central hidrelétrica 8.Plantas eólicas I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

AGRADECIMENTO

- ✓ Agradeço a Deus, primeiramente, pela oportunidade de ingresso na pós-graduação, além de Vossa inspiração.
- ✓ Ao Prof. Dr. Marcos Roberto Gouvêa, pela orientação, incentivo e compreensão na definição do escopo da pesquisa, além da confiança deposita e amizade conquistada.
- ✓ Ao Prof. Dr. Carlos Tahan, pela co-orientação, dedicação, supervisão e pela enorme contribuição para este trabalho.
- ✓ Ao Prof. Dr. Marcelo Pelegrini, pela indispensável colaboração, principalmente na fase inicial de concepção da metodologia.
- ✓ Ao grupo de pesquisa ENERQ – Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia, pela oportunidade e incentivo para elaboração deste trabalho.
- ✓ À Companhia Energética de Petrolina (CEP), em especial Sr. Hélio Takeno, pelo fomento das atividades de pesquisa deste trabalho.
- ✓ Aos docentes e técnicos da USP que contribuíram para a realização deste trabalho, particularmente a Prof^a. Dr^a. Eliane Fadigas e o Prof. Dr. Luís Garcia.
- ✓ Aos colaboradores deste trabalho: Albert Bouskelá (THEMAG), André Gouvêa, Bethe, Bruno Soares, Bruno Pirilo, Fernando A. Prado, Flávio Azevedo, Giselle Teles, Ivo Cyrillo, Josimar, Marcos Vasconcelos, Ricardo Fujii e Ricardo Gianinni (Eletrobrás).
- ✓ Aos amigos e companheiros que contribuíram, direta e indiretamente, para elaboração deste trabalho: Cláudia, Chico, Claudy, Clayton, Cristiano, Danielle, Daniel, Elcio, Franz, Frede, Juan, João Paulo, Luciano, Milene, Mauro, Matheus, Mônica, Wagner.
- ✓ À organização Odebrecht (CNO) pela flexibilidade e incentivo para a finalização do programa de pós-graduação.
- ✓ À Universidade de São Paulo (USP) pelo incentivo à pesquisa.
- ✓ A minha família pelo apoio e compreensão durante todas as fases de minha vida (Sr. Luiz, Dna Luzia, Neto e Aline).
- ✓ A todos aqueles que compartilharam das dificuldades e alegrias deste trabalho.

RESUMO

Estudos convencionais de identificação e de viabilidade de potenciais de produção de energia elétrica eólica e hidroelétrica de pequena escala demandam trabalhos de campo que, muitas vezes, implicam na inviabilidade econômica do negócio em função dos seus onerosos custos. Além disso, a execução desses trabalhos não assegura ao investidor a recuperação desses onerosos recursos despendidos, principalmente se o potencial estudado apresentar inviabilidade técnico-econômica. Acrescenta-se ainda a esse risco, a possibilidade do investidor-executor dos estudos iniciais (estimativa e inventário/viabilidade) não contrair a outorga de exploração do potencial, que é oferecida publicamente pelo Órgão Regulador. Entretanto, esse risco pode ser mitigado com a indicação orientativa de viabilidade, com custos reduzidos. Por outro lado, há uma forte tendência de implantação de pequenas centrais de produção de energia, caracterizadas como “Geração Distribuída” (GD), em virtude dos atuais incentivos regulatórios para essas fontes, das recentes restrições ambientais e da escassez de investimentos em grandes projetos. Neste contexto, esta dissertação apresenta um modelo de obtenção de pré-viabilidade de potenciais fundamentado em características técnicas de componentes de Usinas Eólicas (EOL's) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), com atributos físicos geograficamente representados e consultados em um ambiente de geoprocessamento informatizado. Esse modelo proposto realiza estimativa de indicadores técnico-econômicos de centrais, produzindo estudos de pré-viabilidade com rapidez e baixo custo. De posse desse modelo o investidor pode simular a implementação de vários aproveitamentos eólicos e hidroelétricos, antes de mobilização e de levantamentos de campo mais precisos e onerosos, obtendo dessa forma orientações importantes para direcionar sua atenção, com minimização de incertezas envolvidas na pré-viabilidade do potencial.

Palavras-chave: Geração Distribuída (GD); Fonte Alternativa; Pequena Central Hidrelétrica (PCH); Usina eólica; Projetos de Investimento; Fluxo de caixa.

ABSTRACT

Identification and viability studies on small scale production of electrical energy based on wind and hydro power conventionally demand onerous field work whose costs frequently imply economic unfeasibility of the business. Moreover, the execution of these works does not assure that the investor will recover its expended resources, mainly if the potential analysis of the business demonstrates its technical and economic unfeasibility. Additionally, there is the possibility of not contracting the concession to this potential exploration, which is publicly offered by the Regulatory Agency, by the investor-executor of the initial studies (estimative, inventory and viability). However, this risk can be mitigated by the guiding indication of viability, with reduced costs. On the other hand, it has one strong trend of implantation of small-scale power generation, characterized as “Distributed Generation” (DG), because of its current legal incentives and also because of the recent ecological restrictions and the scarcity of investments in large enterprises. In this context, this work presents a pre-viability of potentials attainment model based on technical characteristics of Wind Plants and Small Hydroelectric Plants (SHP's) components, whose physical attributes are geographically represented and consulted in a geographic information system. The proposed model estimates the technical and economical pointers of power plants, producing fast and low-cost studies of pre-viability. Trough this model the investor can simulate wind power and hydropower exploration before mobilizing onerous and accurate field researches, getting an important guiding to its priorities, minimizing uncertainties in the process.

Keywords: Distributed Generation (DG); Alternative Resources; Small Hydroelectric Plants (SHP's); Wind Power; investments Projects; Cash Flow.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACL _{INC}	Ambiente de Contratação Livre de energia Incentivada (fontes alternativas)
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ArcGIS	Ferramenta Computacional que consulta mapas georreferenciados - formato GIS
APA	Área de Proteção Ambiental
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Autoprodutor de energia elétrica
BD	Banco de Dados
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
C	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CCD	Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CIGRE	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
CMPE	Custo Médio de Produção de Energia Elétrica (Índice de Mérito de Projetos)
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CSPE	Comissão de Serviços Públicos de Energia – São Paulo
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
D	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica
DNAEE	Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EOL	Usina Eólicoelétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
G	Atividade de Geração de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída (<i>Distributed Generation</i>)
GE	<i>General Electric</i> (fabricante de turbinas eólicas)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética

IRPJ	Imposto de Renda – Pessoa Jurídica
LT	Linha de Transmissão de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
O&M	Operação e Manutenção
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PBD	<i>PayBack</i> Descontado (período de retorno do investimento – Índice de Mérito)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015
PIA	Produtor Independente Autônomo
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PNE	Plano Nacional de Energia 2030
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PURPA	<i>Public Utilities Regulatory Policies Act</i>
RESEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIG (GIS)	Sistema de Informações Geográficas (<i>Geographic Information Systems - GIS</i>)
SIGEL	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico - ANEEL
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
T	Atividade de Transmissão de Energia Elétrica
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno (Índice de Mérito de Projetos)
TJPL	Taxa de Juros de Longo Prazo
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido (Índice de Mérito de Projetos)
VR	Valor de Referência

LISTA DE SÍMBOLOS

ΔV	Queda de tensão da rede elétrica (% ou pu)
η_T	Rendimento da turbina hidráulica (%)
η_G	Rendimento do gerador de produção de energia elétrica (%)
φ	Perda de carga hidráulica (tubulação, adução, túnel, canal, etc) (%)
AD	Área de Drenagem da bacia hidrográfica do rio - aproveitamento (km ²)
C	Fator de escala – parâmetro de Weibull (m/s)
Ea	Energia assegurada do aproveitamento (MW _{méd})
f_r	Fator de correção da velocidade do vento (%)
FC	Fator de capacidade técnica do aproveitamento eólico ou hidrelétrico (%)
FD	Fator de Disponibilidade técnica forçada e programada do conjunto turb.-gerador (%)
Fk	Fator de capacidade técnica de referência do aproveitamento hidrelétrico (%)
FP	Fator de Perdas técnicas do conjunto turbina-gerador (%)
g	Aceleração da gravidade (9,81m/s ²)
H_b	Queda bruta do aproveitamento hidrelétrico (m)
k	Fator de Forma – parâmetro de Weibull
$LT\$$	Lucro Tributável do fluxo de caixa
M_D	Matriz Desempenho dos projetos GD's
M_R	Matriz Resultado da comparação e classificação dos projetos GD's
NT	Número de Turbinas eólicas
q	Rendimento (vazão) específico médio de longo termo (ℓ/s.km ²)
Q	Vazão hidrológica média de longo termo (ℓ/s)
$p(V_{zr})$	Probabilidade estatística de Weibull sobre ocorrência de ventos (%)
P_c	Curva de Potência da turbina eólica (MW x m/s)
PI	Potência elétrica Instalada ou de referência do aproveitamento (MW _{inst})
P_n	Potência Nominal do conjunto turbina-gerador (MW _{inst})
V_c	Velocidade de corte da turbina eólica (m/s)
V_e	Velocidade de entrada em operação da turbina eólica (m/s)
V_J	Vetor Julgamento dos indicadores de avaliação (índices de mérito)
V_n	Velocidade nominal que a turbina eólica produz energia na capacidade nominal (m/s)
V_v	Velocidade do vento verificada – medida (m/s)
V_{zr}	Faixa de velocidade do vento que a turbina eólica produz energia (m/s)
Z	Altura da torre de fixação do conjunto turbina eólica-gerador (m)
Z_o	Modelo de rugosidade do terreno (m)
Z_r	Altura de medição da velocidade do vento (m)

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO E OBJETIVO	14
CAPÍTULO 2 - ESTADO DA ARTE	17
2.1. Antecedentes e Perspectivas.....	17
2.2. Conceituações de Geração Distribuída (GD).....	22
2.2.1. Definição Adotada no Contexto deste Trabalho	25
2.3. Contexto Regulatório e Institucional	26
2.3.1. Ambientes de Comercialização de Energia.....	26
2.3.2. Sistemas Elétricos: Isolado e Interligado.....	29
2.3.3. Classificação de Possíveis Titulações para o Agente GD	30
2.3.4. Processo de Obtenção de Outorga	30
2.3.5. Modalidades de Outorga para Produção de Energia Elétrica.....	32
2.3.6. Opções de Comercialização de Energia Elétrica Proveniente de GD	33
2.3.7. Comentários sobre Comercialização de Energia	38
2.4. Aspectos Técnicos e Tarifários da Interligação da GD à Rede Elétrica	40
2.4.1. Base Legal da Conexão da GD à Rede de Distribuição.....	40
2.4.2. Procedimento de Rede de Distribuição - PRODIST	41
2.4.3. Incentivo Tarifário para GD no Uso do Sistema	42
2.4.4. Comentários sobre a Conexão de GD à Rede de Distribuição ..	45
CAPÍTULO 3 - DESCRIÇÃO DE ALTERNATIVAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: FONTE EÓLICA E HIDRÁULICA	47
3.1. Tecnologia de Geração Eólica	47
3.2. Tecnologia de Geração Hidráulica.....	53
CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA PROPOSTA	58
4.1. Diretrizes Metodológicas.....	58
4.2. Informações Geográficas e Temáticas.....	60
4.3. Descrição dos Módulos	66
4.3.1. Módulo 1 - Pré-Seleção de Áreas Prioritárias	66

4.3.2. Módulo 2 - Proposição de Projeto GD	68
4.3.3. Módulo 3 - Custo de Rede e Conexão Elétrica	75
4.3.4. Módulo 4 - Análise Econômica de Projetos Propostos	81
4.3.5. Módulo 5 - Classificação de Projetos e Análise de Sensibilidade	89
CAPÍTULO 5 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA: ESTUDO DE CASO	92
5.1. Considerações Gerais	92
5.2. Dados e Premissas Gerais	92
5.3. Estudo de Caso - Recursos Eólicos e Hídricos	94
5.4. Discussão dos Resultados do Estudo de Caso	116
5.5. Verificação da Consistência da Metodologia.....	119
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	122
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	126
ANEXOS	139

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura comercial do setor elétrico brasileiro.....	29
Figura 2 – Inter-relação entre o conceito de GD e as fontes incentivadas.	36
Figura 3 - Síntese de opções de comercialização de energia elétrica proveniente de GD.....	37
Figura 4 – Principais componentes da TUSD (Resolução 166/05).....	43
Figura 5 – Valores de TUSDg das 65 concessionárias brasileiras.	45
Figura 6 – Tecnologias de Geração de Energia Elétrica utilizadas no Estudo.	47
Figura 7 – Principais componentes de uma típica planta de geração eólica.	48
Figura 8 – Curva de potência adotada como referência para os estudos deste trabalho.	49
Figura 9 – Ilustração da estimativa de energia elétrica obtida de uma típica turbina eólica.....	50
Figura 10 - Frequência $p(V_{zr})$ de ocorrência de vento baseada na distribuição estatística de Weibull, para diferentes valores de k [78].	50
Figura 11 – Visão Geral dos Módulos da Metodologia Proposta.....	59
Figura 12 – Ilustração de consulta a mapas temáticos armazenados em banco de dados.	61
Figura 13 – Conjunto de Dados Temáticos utilizados neste trabalho.	63
Figura 14 – Ilustração do processo elaborado no módulo 1 (caso eólico).....	67
Figura 15 – Ilustração do processo elaborado no módulo 1 (caso hidráulico).....	67
Figura 16 – Ilustração do processo proposto no Módulo 2 (EOL).	69
Figura 17 – Ilustração dos principais processos propostos no Módulo 2 (PCH).....	74
Figura 18 – Principais informações obtidas das cartas topográficas (escala 1:50.000).....	75
Figura 19 – Configuração de rede de interligação da GD à sistema elétrico de distribuição.....	78
Figura 20 – Ilustração dos processos propostos no Módulo 3 (Rede e Conexão). ..	78
Figura 21 – Estimativa de Rede de Conexão para o caso de $5MW_{inst}$ em 13,8kV. ...	80
Figura 22 – Esquema ilustrativo dos movimentos financeiros – diagrama de fluxo de caixa.....	88
Figura 23 – Ilustração dos principais processos propostos no Módulo 5.....	91
Figura 24 – Ilustração dos estudos de caso desenvolvidos (4 casos hidráulicos / 3 eólicos).....	93
Figura 25 – Resultado dos processos dos Módulos 1 e 2 (Recursos Eólicos - Caso E1 e E2).....	96

Figura 26 - Resultado dos processos dos Módulos 1 e 2 (Recursos Eólicos - Caso E3).	97
Figura 27 - Resultado dos processos dos Módulos 1 e 2 (Recursos Hídricos - Caso H1 e H2).	100
Figura 28 – Ilustração do Rio Paraopeba: curso d’água principal e secundário.	101
Figura 29 – Ampliação da área de projeção do caso H2 e H2’	102
Figura 30 – Perfil longitudinal e área de drenagem com o novo caso H2’	102
Figura 31 – Ilustração da área de drenagem (AD) correspondente ao caso H1, H2 e H2’	103
Figura 32 – Resultado dos processos dos Módulos 1 e 2 (Recursos Hídricos – Caso H3 e H4)	106
Figura 33 – Ilustração do Rio Turvo Grande: curso d’água principal e secundário.	107
Figura 34 – Ilustração da área de drenagem (AD) correspondente ao caso H3 e H4.	108
Figura 35 - Resultado dos processos do Módulo 3 (Recursos Eólicos - Caso E1 e E2).	109
Figura 36 - Resultado dos processos do Módulo 3 (Recursos Eólicos - Caso E3).	110
Figura 37 - Resultado dos processos do Módulo 3 (Recursos Hídricos - Caso H1 e H2).	110
Figura 38 – Resultado dos processos do Módulo 3 (Recursos Hídricos – Caso H3 e H4).....	111
Figura 39 – Comparação e classificação hierárquica dos casos propostos.	112
Figura 40 – Análise de Sensibilidade: Taxa de Oportunidade do Investidor.....	114
Figura 41 – Análise de Sensibilidade: Extensão de Rede Elétrica – 13,8kV.	114
Figura 42 – Análise de Sensibilidade: Comercialização de Energia Elétrica.	115
Figura 43 – Análise de Sensibilidade: Custo de Instalação do projeto GD.....	115
Figura 44 – Comparação de perfil longitudinal em escala topográfica 1:10.000 e 1:50.000.	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais efeitos que a GD proporciona aos agentes do SEB.....	19
Tabela 2 – Regras para exploração de recursos energéticos para produção de energia elétrica em função da capacidade instalada do novo empreendimento de geração.	32
Tabela 3 - Síntese de possíveis formas de comercialização (energia / potência) proveniente de GD previstas na atual legislação.	38
Tabela 4 – Classificação de PCH quanto à Queda (H) de projeto.....	55
Tabela 5 – Configuração de rede de interligação elétrica da GD à rede de distribuição da concessionária local.....	77
Tabela 6 – Restrição de tensão de transmissão em função da potência da GD.	79
Tabela 7 – Custo unitário de Transformador em função da potência (<i>item b</i>).	81
Tabela 8 – Custo unitário de extensão de Linha (LT) em função da potência (<i>item f</i>).	81
Tabela 9 – Custo unitário de componentes de rede em função da tensão (<i>item a, b', c, d, e</i>).	81
Tabela 10 – Componentes do Fluxo de Caixa discriminado por fontes de geração de energia.	82
Tabela 11 – Cartas topográficas demandadas para estudo no Rio Paraopeba (MG).	99
Tabela 12 – Cartas topográficas demandadas para o estudo do Rio Turvo Grande (MG).	105
Tabela 13 – Extensão de rede e ponto de conexão correspondente a cada caso.	109
Tabela 14 – Concessionária de distribuição e TUSDg correspondente a cada caso.	109
Tabela 15 – Resumo dos Casos Estudados: Casos Eólicos e Hidráulicos.	111
Tabela 16 – Resultados do Módulo 4 – Indicadores de avaliação (Lucro Real e Presumido).	112
Tabela 17 – Atributos descritores dos 4 cenários adotados na análise de sensibilidade.	113
Tabela 18 – Descrição dos cenários a partir da variação percentual do cenário de referência.	113
Tabela 19 – Índice de mérito do caso H2, E2, H3 e H1 para cada cenário.	113
Tabela 20 – Participação do custo de rede de conexão no investimento total do projeto.	117
Tabela 21 – Exemplo de aplicação da metodologia de estimação do potencial energético.	120

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO E OBJETIVO

“Neste capítulo são apresentadas as razões que motivaram a elaboração desse trabalho, bem como uma breve descrição da proposta de pesquisa pretendida. Também é apresentada a forma que o trabalho foi organizado, descrevendo a finalidade e conteúdo de cada capítulo.”

A energia, nas suas mais diversas formas, é indispensável à sobrevivência da espécie humana e ao atendimento às suas necessidades. Em termos de suprimento energético, a eletricidade se tornou uma das fontes mais versáteis e convenientes de energia, passando a ser recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento de países [1].

Ao longo de muito tempo o modelo de abastecimento de energia e de expansão do sistema de geração de energia elétrica no Brasil foi baseado em aproveitamentos de grande porte com ampla escala de produção centralizada e longos períodos de amortização do empreendimento. Esse modelo ainda prevalece no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), onde unidades de geração de grande porte são interligadas aos centros consumidores, compondo complexos sistemas de potência.

No início da década de 90, a política de planejamento e de expansão estava enfraquecida, não dispondo de recursos necessários para expandir a oferta de energia elétrica na velocidade do crescimento brasileiro, pelo esgotamento da capacidade de financiamento e de endividamento do Estado. Essa situação foi agravada pela escassez de aproveitamentos de baixo custo/benefício, uma vez que os melhores índices já haviam sido explorados, restando apenas os de maior custo/benefício, quer seja pela distância aos centros de consumo, quer seja pelo alto custo de energia produzida.

A solução encontrada neste período foi instituir medidas que permitissem a migração de um sistema predominantemente monopolista 'falido' para um sistema de mercado com a presença de capital privado (investidor).

Diante deste cenário, têm surgido alternativas tecnológicas de produção de energia elétrica próximas aos centros de consumo, que apresentam operação descentralizada, custos competitivos de implantação e dispensa os complexos sistemas de transmissão [2], além de atrair investidores privados com recursos financeiros limitados e com expectativas de rápido retorno de capital. Essa modalidade de produção de energia é denominada de Geração Distribuída (GD), podendo ser constituída, dentre várias, por: PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas e EOL - Plantas Eólicas, que são objetos de pesquisa deste trabalho.

Os atuais procedimentos regulamentares de concessão (ou de autorização) de exploração de aproveitamentos naturais para produção de energia elétrica prevêem que, após ser elaborado um inventário (hidrelétrico ou eólico), o agente concedido é aquele interessado (investidor) que possuir maior porção de terras na área do aproveitamento em questão e apresentar o projeto básico com melhor benefício público, independente do executor dos estudos iniciais (estimativa, inventário/viabilidade, registro, projeto básico, etc). Essa situação caracteriza um risco ao(s) executor(es) dos estudos iniciais que podem ser preterido(s) do processo de licitação, embora tenha despendido expressivos recursos financeiros nos estudos iniciais, que convencionalmente envolvem dados e prospecções em campo.

Esta dissertação propõe uma metodologia expedita de pré-viabilidade de PCH's e EOL's fundamentadas em avaliações realizadas em escritório, evitando despesas significativas com levantamento de dados e com idas a campo. Dessa forma, entende-se que um interessado (investidor) pode identificar áreas potencial-

mente promissoras para implantação de PCH e EOL, de forma rápida e econômica, selecionando algumas para estudos detalhados e, conseqüentemente, diminuição de risco.

Conforme as Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) recomendam, através do documento Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (1999), que “a viabilidade energético-econômica da usina no local selecionado deve ser analisada de forma expedita (...) e confirmada a atratividade do local, desenvolvem-se as demais atividades” de projeto [3]. Diante disso, destaca-se a importância do desenvolvimento de metodologias de análise técnico-econômica que emitam resultados na velocidade do anseio do investidor de capital privado, sem grande custo envolvido e sem mobilização em campo.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 2 é apresentado o estado da arte do surgimento da Geração Distribuída e os seus conceitos extraídos de bibliografias e entidades internacionais e nacionais, particularmente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), bem como as suas perspectivas no atual contexto legal e institucional do setor elétrico, com referência as atividades comerciais, tarifárias e regulatórias.

- O Capítulo 3 descreve, sucintamente, as atuais tecnologias existentes para exploração de recursos eólicos e hidráulicos para geração distribuída de energia elétrica e o equacionamento para avaliar o potencial energético.

- O Capítulo 4 propõe diretrizes metodológicas para estimar a pré-viabilidade técnico-econômica de projetos de geração distribuída.

- Finalmente, os Capítulos 5 e 6 apresentam aplicações da metodologia proposta por meio de 7 estudos de caso (PCH e EOL), bem como a conclusão e os comentários finais referentes à pesquisa desenvolvida.

CAPÍTULO 2 - ESTADO DA ARTE

“Neste capítulo são apresentadas as conceituações e definições de Geração Distribuída (GD) no âmbito internacional e nacional, particularmente da ANEEL. Também é apresentado o espaço existente para prospecção de projetos GD no atual cenário regulatório, político e institucional do SEB.”

2.1. Antecedentes e Perspectivas

O incentivo inicial ao surgimento da GD ocorreu nos EUA com a introdução do *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) em 1978, que foi ampliado em 1992 pelo *Energy Policy Act*, com a desregulamentação da geração de energia. Outros países, como por exemplo a Itália [4], também começaram a alterar sua legislação referente à estrutura do setor elétrico e a difusão da geração distribuída foi facilitada pela evolução do processo tecnológico mundial em diversos campos da engenharia, como controle e processamento de dados [5, 6].

No Brasil, a produção de energia elétrica próxima do consumidor foi regra na primeira metade do século passado, quando praticamente toda energia elétrica industrial era gerada localmente. A partir da década de 40, a economia de escala proporcionada pela geração em grandes centrais reduziu o interesse pela GD e como consequência, o incentivo ao desenvolvimento tecnológico da geração distribuída decresceu [7]. Atualmente, no Brasil 81% da oferta de energia elétrica é assegurado por grandes centrais hidrelétricas distantes dos grandes centros de consumo.

Entretanto, as crises do petróleo no final do século passado introduziram fatores perturbadores que alteraram este panorama, como a tendência de busca de maior índice de confiabilidade independentemente da rede pública. A implementação

de novas alternativas de geração de eletricidade deve considerar questões tão diversas como distribuição geográfica da produção, confiabilidade e flexibilidade de operação, disponibilidade e preços de combustíveis, prazos de instalação e construção, condições de financiamento e licenciamento ambiental, etc [8].

A partir da década de 90, a regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) permitiu a competição no serviço de produção de energia, criando a concorrência e estimulando todos os aproveitamentos de potenciais de produção de energia elétrica com custos competitivos [7].

Segundo Lora e Haddad (2006), uma nova matriz energética deverá emergir. Nesta nova matriz, a geração distribuída certamente terá um papel importante, visto que é a única forma de garantir energia adicional, em curto prazo e com custo relativamente baixo. A geração de eletricidade no futuro deve adequar-se às necessidades do mercado energético brasileiro, respeitando as características do seu sistema elétrico, introduzindo ganhos de eficiência, confiabilidade e flexibilidade, e procurando ao mesmo tempo responder aos desafios de sempre: aumentar a eficiência de utilização dos recursos energéticos e minimizar os impactos ambientais decorrentes do seu processo [8].

Atualmente, algumas tendências estão formando a base para uma possível difusão em larga escala da Geração Distribuída (GD). São tendências de natureza técnica, estratégica, política, econômica, ambiental, energética, tecnológica, regulatória e construtiva [9, 10].

Dentre os efeitos benéficos que a GD proporciona aos agentes do SEB, destaca-se na Tabela 1 os identificados pelo INEE¹ [11, 12] e pelo Peter Daly & Jay

¹ INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética (Rio de Janeiro – RJ). O INEE é, na atualidade, um renomado centro de pesquisa nacional sobre o tema Geração Distribuída (GD).

Morrison [13], onde se observa que a contribuição da GD na rede de distribuição pode transcender a função de suprimento contínuo de energia elétrica.

Tabela 1 – Principais efeitos que a GD proporciona aos agentes do SEB.

A	EFEITO	CARACTERÍSTICAS
Geração	Redução da potência central	Diminuição da potência requerida para atender as necessidades do mercado consumidor em razão do ganho provocado pela redução das perdas locais.
	Redução das redundâncias	Diminuição da necessidade de reservas girantes para manter a qualidade do serviço, mesmo aquela imposta pela legislação vigente.
	Black-start	A GD proporciona agilidade nas operações de re-ligação do sistema de geração.
	Deslocamento das curvas de risco hidrológico	Mitigação do risco hidrológico através da utilização de formas de GD com sazonalidade complementar aos períodos de chuva.
Transmissão	Redução de perdas técnicas	Inexistência de perdas técnicas no sistema de transmissão.
	Tarifação horo-sazonal	A GD estabiliza a curva diária de carga, minorando os efeitos perversos de diferentes preços entre os horários de ponta e fora de ponta.
	Redução de Investimentos	A inserção da GD na rede de distribuição reflete em reduções de investimentos em reforços no sistema de transmissão, principalmente em função da demanda adicional.
	Redundâncias	Reduz a necessidade de sistemas de transmissão redundantes e ociosos.
Distribuição	Redução de perdas	Redução de perdas na rede de distribuição, nos horários de ponta e fora de ponta.
	Serviços ancilares	Possibilidade de iniciar a prestação de serviços ancilares previstos na legislação, porém ainda inexistentes.
	Absorção de reativos	A GD pode prestar serviços de absorção de reativos em linhas de sub-transmissão, alimentadores expressos e ramais de interligações.
	Qualidade de energia	Eventualmente, a GD proporciona melhoria da qualidade de energia elétrica próxima ou junto aos consumidores (tensão, frequência, forma de onda, etc).
	Tarifação horo-sazonal	Mesmo efeito descrito anteriormente.
SIN	Redução de risco de planejamento	A GD proporciona a diversificação da matriz energética brasileira e, por consequência, mitigação de riscos de planejamento.
	Redução de Incertezas	Redução de incertezas de planejamento proveniente de GD's entrarem em operação com prazos inferiores a 2 anos após a decisão de investimento, além de alguns empreendimentos de GD terem baixo risco ambiental e pequenos impactos sociais.
C	Abertura de novas oportunidades de negócio	Aumento das alternativas de intermediação, controle da reserva descentralizada e possibilidade de oferta de novos serviços.

Nota: SIN – Sistema Elétrico Interligado Nacional / C – Comercialização de Energia Elétrica / A – Agentes do SEB.

Ainda, fatores de diversas naturezas contribuem para aumentar o ritmo de implementação de GD no setor elétrico, dentre os quais há os aspectos:

a) Técnico-Operativo

Instalações de GD para complementação no horário de ponta do sistema elétrico ou em caráter emergencial possibilitam a prestação de funções auxiliares (ancilares), como a garantia de continuidade e simplificação do eventual religamento e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica e ainda, contribuir no atendimento das metas de qualidade de serviço das concessionárias, provendo serviços tais como: regulação de tensão, melhorias do fator de potência da rede elétrica, re-

dução da duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), da frequência (FEC), e da energia não distribuída (END).

b) Tecnológico

Os aperfeiçoamentos e evoluções tecnológicas, como melhoria de eficiência de turbinas eólicas e hidráulicas de baixa queda, ocorridas nos últimos anos proporcionaram competitividade de novas fontes e novos processos de geração de energia elétrica de pequeno porte.

c) Construtivo

Os empreendimentos de produção de energia com porte reduzido geralmente apresentam facilidades e curto prazo de construção, bem como pequena interferência no âmbito social e na forma de exploração do recurso energético natural, especialmente no caso de fontes renováveis.

d) Plano de Expansão

No atual cenário do SEB, o processo de privatização ocorrido e o esgotamento da capacidade de investimento do Estado reduziram a sua influência no plano de expansão do sistema elétrico [5]. O planejamento ora adotado pelo Novo Modelo do SEB difere do tradicional, que vigorou em décadas passadas, pois as decisões de planejamento e os novos investimentos setoriais são orientados pelo Estado e executado pelos agentes, frequentemente privados. Dessa forma, o atual planejamento da expansão do sistema deixa de ser determinativo e passa a ser indicativo [14], conforme indica o PDEE 2006-2015² [15] em seus cenários de previsão de obras, onde a geração de energia proveniente de pequenas centrais pode atingir 10-15% da capacidade instalada em 2010. Convém ressaltar que a GD se apresenta

² PDEE 2006-2015 - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica: é um documento elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) que reúne estudos de planejamento de expansão da oferta energética brasileira, considerando cenários econômicos e de mercado de energia elétrica no horizonte de 2006 a 2015.

como uma alternativa relevante à expansão do sistema de transmissão, segundo estudos de M. Vignolo (2001) [16].

e) Econômico

Considerando a carência de investimentos em produção de energia elétrica, a GD é uma alternativa atrativa para investidores privados com recursos financeiros limitados e com expectativas de rápido retorno de capital.

f) Ambiental

As recentes normas legais limitam a exploração de recursos naturais e emissões de gases de efeito estufa, da mesma forma que o Protocolo de Kyoto. As restrições ecológicas e ambientais e a necessidade de dispor de energia com prazo e investimento reduzidos são algumas das razões que incentivam e tornam economicamente atrativos os investimentos em unidades de geração de pequeno porte com reduzido impacto ambiental [17].

g) Déficit Energético

Considerando a possibilidade de ocorrência de contingenciamento energético, as indústrias com grande dependência energética podem encontrar na GD uma possibilidade de atenuação da instabilidade do setor [18], como por exemplo ocorreu durante o racionamento de energia elétrica, em 2001.

h) Regulatório (legal)

A reforma ocorrida com a reestruturação institucional do setor elétrico brasileiro proporcionou o surgimento de um mercado incentivado para a GD, através de: redução em encargos de conexão e livre acesso ao sistema de distribuição; ambiente de livre negociação para GD's enquadradas como fontes incentivadas, chamada pública de concessionárias de distribuição para contratação de GD; etc.

2.2. Conceituações de Geração Distribuída (GD)

Apesar do reconhecimento da importância de se conceituar claramente a GD, não existe unanimidade entre os especialistas [19, 20], nesse aspecto. Diferentes definições de GD são utilizadas em diversos países [21], sendo que algumas são fundamentadas na potência, outras na tensão ou ainda na forma de conexão [22]. A seguir são apresentados alguns desses conceitos, extraídos de bibliografias nacionais e internacionais consagradas.

a) Conceituações Internacionais de GD

Jenkins, ainda na metade da década de 90, estabelece que a geração distribuída é definida como “geradores com avaliação de até 10 MW, com tensão de conexão de 33kV ou inferior e não despachadas centralmente, nem respondem diretamente à demanda de eletricidade nacional” [23].

Segundo a empresa de consultoria Arthur D. Little (1999), a geração distribuída é “definida como pequena fonte de geração de eletricidade e modular integrado ou ilhado, próximo do ponto de consumo” [24, 25].

Ackermann (2001) definiu a geração distribuída “como uma fonte de geração diretamente conectada na rede de distribuição ou ao lado do consumidor” [26, 27]. O autor, neste mesmo trabalho, classifica a geração distribuída em função da potência em Micro (até 5 kW), Pequena (de 5 kW a 5 MW), Média (de 5 a 50 MW) e Grande (de 50 a 300 MW), valores que refletem a realidade americana.

Ainda, segundo Turkson & Wohlgemuth (2001), “geração distribuída é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos” [28].

Existem diversos termos relacionados à geração distribuída, que também é chamada de geração descentralizada (*dispersed generation*) e geração embutida (*embedded generation*), como revisa El-Khattan e Salama (2004) [29].

Segundo o CIGRE (*International Council on Large Electric Systems*), “geração distribuída é toda geração com capacidade máxima de 50-100MW, que usualmente é conectada à rede de distribuição e não é planejada de forma centralizada, nem despachada” [30].

Para o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), a GD é “geração de eletricidade, por usinas, que são suficientemente menores que centrais despachadas centralmente, geralmente de 10MW ou menos, a ponto de permitir sua interconexão nas proximidades de qualquer ponto de um sistema de potência” [31, 32, 33, 34].

b) Conceituações Nacionais

Marcos Dias (2005) define GD como “qualquer fonte geradora com produção destinada a cargas locais, alimentadas sem necessidade de transporte de energia através de rede de transmissão, e que tenha capacidade de mobilidade no que diz respeito à sua localização física” [2].

O INEE (2005) considera "geração distribuída" não apenas no sentido restrito de "geração descentralizada de energia" - qualquer que seja seu uso: na base, na ponta, ou para ambos os fins - mas num sentido mais amplo, correspondendo à expressão "*distributed resources*" (fontes de energia distribuídas). Dessa forma, abrange também a cogeração, a produção de frio/calor distrital, geradores elétricos que operam no horário de ponta, etc [5]:

No Brasil, a introdução inédita da expressão geração distribuída foi definida de forma oficial pelo art. 14º do Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004 [35], com o seguinte enunciado:

" Art. 14. (...) considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput."

Como se pode observar, o Decreto entende que o agente comprador da energia produzida pela GD seja sempre o mesmo detentor da rede de distribuição (concessionária local). Isso não está adequado. Existem outros potenciais compradores de energia, como por exemplo, um consumidor livre. Além disso, o Decreto estabeleceu parâmetros diferenciados, por capacidade e eficiência de cada fonte, para qualificação de empreendimentos de geração como GD. Esta definição dificulta a possibilidade de se obter tratamento e classificação isonômica e única, independente da fonte ou da tecnologia de geração. Algumas restrições presentes nesse Decreto, como o impedimento de venda de energia de uma GD diretamente a um consumidor livre e o tratamento não isonômico das fontes (segregação das fontes considerando diferentes tecnologias e níveis de eficiência) ensejou a realização pela ANEEL da Audiência Pública nº. 4/06, que se realizou entre o período de 09 de março a 08 de abril de 2006, onde "ficou evidente a necessidade de aprofundamento do tema para estabelecer a regulamentação tecnicamente mais adequada às neces-

sidades do país” [36] e “as tecnologias existentes para centrais termelétricas, exceto as de cogeração, não apresentam eficiência energética superior a 75%” [37]. Como resultado dessa audiência, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº. 228, de 25 de julho de 2006, que estabeleceu os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétrica na modalidade de GD, para fins de comercialização de energia elétrica no restrito Ambiente de Contratação Regulado (ACR) [38], faltando então a regulamentação para os demais ambientes de comercialização e para aproveitamentos eólicos.

Face ao exposto e enquanto não se tem resultados consolidados, adota-se no contexto deste trabalho uma definição de Geração Distribuída, conforme o item subsequente, sem infringir a regulamentação existente.

2.2.1. Definição Adotada no Contexto deste Trabalho

Frente à diversidade de conceitos de GD, adotou-se no âmbito deste trabalho que Geração Distribuída (**GD**) é uma fonte geradora de energia elétrica com dimensão de potência instalada inferior a 30MW e produção destinada, em sua maior parte, a cargas locais ou próximas, se conectando diretamente à rede de distribuição da empresa local de energia elétrica e não despachada centralmente, particularmente pelo ONS (Operador Nacional do Sistema).

Dentre várias fontes de geração de energia que se enquadram como GD, selecionou-se como objeto de pesquisa deste trabalho os aproveitamentos de recursos hídricos e eólicos, pelo particular interesse em fontes renováveis de energia e incentivadas pela atual regulamentação do setor elétrico.

2.3. Contexto Regulatório e Institucional

2.3.1. Ambientes de Comercialização de Energia

Em décadas passadas (70 e 80), o SEB vivenciou a era de grandes obras, como a construção de ITAIPU, quando sua expansão era planejada, administrada, regulamentada e executada por grandes empresas e companhias estatais. Na década de 90, o SEB estava enfraquecido e não se dispunha de recursos financeiros necessários para expandir o parque gerador na velocidade do crescimento brasileiro, pois a capacidade de financiamento e endividamento do Estado havia sido esgotada.

Diante deste cenário, em meados de 1997, foi instituída a reorganização do SEB, propondo medidas que migrassem o sistema predominantemente monopolista estatal “falido” para um sistema de mercado com a presença de capital privado. Esta reorganização acompanhou uma tendência mundial de reorganização para mitigar a crise do setor, estruturando-se em quatro aspectos fundamentais:

- Introdução da competição na indústria de energia elétrica;
- Desverticalização (segregação) das empresas de energia elétrica;
- Livre acesso de produtores de energia ao sistema elétrico;
- Privatização de empresas estatais.

As novas medidas de reorganização estavam consubstanciadas na Lei nº. 9.648, de 28 de maio de 1998 [39], que estabeleceu o Novo Modelo de comercialização de energia elétrica e propunha aos agentes geradores a venda direta através de contratos bilaterais [40], pela primeira vez ocorrida no setor. O conteúdo dessa reestruturação está reunido nos documentos do RESEB³ [41].

Recentemente, após a ocorrência de um forte racionamento⁴, o Ministério de Minas e Energia (MME) propôs alguns ajustes através do Novo Modelo Institucional

³ RESEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, em 1998. Disponível no site do MME <www.mme.gov.br>.

⁴ Período de racionamento nacional de energia elétrica, ocorrido entre fevereiro de 2001 a julho de 2002.

do Setor Elétrico (“Novíssimo”) [42]. Esse documento reforça as diretrizes sobre a promoção de transparência da gestão de atividades e a segregação das macro-atividades do setor. O embasamento legal deste Novo Modelo está consubstanciado na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 [43], que estabelece que as atividades de distribuição (D) devam ser separadas das de geração (G), transmissão (T) e comercialização (C), quando desenvolvidas por concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica que atue no SIN. Esta tarefa, denominada ‘desverticalização’ com fundamentação na Lei nº. 9.074, 7 de julho de 1995, está sendo desenvolvida progressivamente, desde a publicação desta Lei. Porém, algumas empresas ainda exercem as 4 (quatro) atividades conjuntamente, denominada monopólio vertical, as quais, geralmente, possuem empreendimentos próprios de geração (*self-dealing*) onde são repassados os custos operacionais, a depreciação e a remuneração dos ativos de geração às respectivas tarifas, que são submetidas aos processos de revisão tarifária da ANEEL. Esse repasse está embutido, provisoriamente até a extinção do monopólio vertical, na Parcela B⁵ da receita requerida de cada empresa distribuidora verticalizada [44].

Como consequência deste processo, as atividades de D e T são caracterizadas como monopólios naturais “serviço de fio” e revestem-se de caráter de serviço público regulado. Por outro lado, as atividades de G e C constituem-se como atividades competitivas. Desse modo, as concessionárias de distribuição não poderão exercer atividades de G, T e C. O novo agente “comercializador” (C) de energia tem atribuição de exercer estritamente atividades de comercialização de energia elétrica e não têm ativos. Há uma exceção em que, dentro de limites, a distribuidora pode abrigar instalações de geração para atendimento de seu mercado.

⁵ Parcela B – Componente da tarifa de comercialização de energia elétrica de agentes concessionários distribuidores, que é composta por: custos com recursos humanos, material, serviços de terceiros, pesquisa e desenvolvimento, alguns tributos, quota de reintegração, a própria remuneração do capital, etc.

O Decreto nº. 5.163 instituiu que a comercialização de energia de longo prazo entre agentes do setor elétrico se dá nos seguintes ambientes:

ACR - Ambiente de Contratação Regulado. Segmento do mercado no qual se realizam as operações, de forma transparente, de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores (geradores) e compradores (distribuidoras), por intermédio de leilões. De forma geral, as concessionárias de serviço público de distribuição de energia do SIN devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada no ACR. Existem 5 modalidades de Leilão de comercialização de energia elétrica por quantidade ou disponibilidade no ACR, das quais 3 modalidades são distribuidoras comprando em grupo (leilão de empreendimentos existentes⁶ e novos de T⁷ e H⁸), e as demais modalidades são distribuidoras comprando individualmente (leilão de ajuste⁹ e edital GD¹⁰).

ACL - Ambiente de Contratação Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, por intermédio de contratos bilaterais livremente pactuados entre os agentes envolvidos, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de proteção (*hedge*). No ACL, diferentemente do ACR, não há obrigatoriedade da publicidade nas transações bilaterais entre os agentes. Os principais agentes participantes desse segmento são: consumidores livres (CL), comercializadoras (C) de energia; geradores (G); e agentes de distribuição cujo mercado próprio seja inferior a 500 GWh/ano. Os demais agentes de distribuição são proibidos de participar do ACL.

A Figura 1 a seguir ilustra, de forma simplificada, como passou a ser a interação comercial dos agentes do SEB frente a atual estrutura organizacional, com vistas à GD [45].

⁶ L_{EXIST} – Leilão de energia a partir de empreendimentos (usinas) existentes. Suprimento em 5-15 anos. Realização do leilão com 1 ano “A-1” de antecedência da disponibilidade de operação comercial das respectivas usinas.

⁷ L_{NOVO T} – Leilão de energia a partir de novos empreendimentos (usinas) Termelétricos. Suprimento em 15 anos. Realização do leilão com 3 anos “A-3” de antecedência da disponibilidade de operação comercial das usinas.

⁸ L_{NOVO H} – Leilão de energia a partir de novos empreendimentos (usinas) Hidrelétricos. Suprimento em 30 anos. Realização do leilão com 5 anos “A-5” de antecedência da disponibilidade de operação comercial das usinas.

⁹ L_{AJUSTE} – Leilão de ajuste de 1% da carga total da distribuída. Suprimento em 2 anos (máximo). Realização do leilão com 4 meses de antecedência da disponibilidade de operação comercial das respectivas usinas.

¹⁰ L_{EDITAL} – Licitação promovida por concessionárias distribuidoras para aquisição de energia proveniente de GD's existentes que se encontram em suas respectivas áreas de concessão, necessariamente.

Figura 1 – Estrutura comercial do setor elétrico brasileiro.

2.3.2. Sistemas Elétricos: Isolado e Interligado

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por 4 subsistemas: Sul, Sudeste/ Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. É um sistema de grande porte de geração hidrotérmica e transmissão de energia elétrica, com predominância hidráulica e com múltiplos agentes.

As grandes usinas hidrelétricas estão localizadas em regiões distantes dos centros de consumo, isso porque são construídas onde se possa obter o melhor aproveitamento das aflúências e dos desníveis dos rios e, por consequência, instalou-se um complexo e extenso sistema de transmissão brasileiro para estabelecer a interligação elétrica entre essas regiões e os centros de consumo, permitindo o intercâmbio de energia e obtendo, dessa forma, os benefícios decorrentes da diversidade hidrológica das diferentes bacias hidrográficas brasileiras. Além do mais, a grande extensão territorial brasileira e variações climáticas e hidrológicas, peculiares às diversas regiões, tendem a proporcionar diferentes potenciais de produção de hidroeletricidade, nos distintos períodos do ano. Neste contexto, criou-se o MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) que é um mecanismo financeiro de compartilhamento de risco hidrológico que está associado à otimização do sistema hidrotérmico brasileiro. Neste mecanismo, os geradores que ficam expostos às variações mencionadas podem mitigar essa exposição com adesão ao “clube do MRE”.

Os sistemas isolados são formados por 345 centrais elétricas que estão predominantemente na região Norte. Esses sistemas cobrem 50% do território nacional e consomem em torno de 3,4% da energia elétrica utilizada no Brasil.

2.3.3. Classificação de Possíveis Titulações para o Agente GD

O Autoprodutor (**AP**) é o agente que possui autorização para produzir energia elétrica destinada ao consumo próprio, podendo, com autorização prévia, comercializar o excedente [35]. O Produtor Independente de Energia (**PIE**) é o agente gerador que possui concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada à comercialização, por sua conta e risco [46]. Uma derivação do PIE é a figura do Produtor Independente Autônomo (**PIA**) que é produtor de energia enquadrado no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) da Eletrobrás [47].

A autoprodução e a produção independente de energia elétrica vêm se destacando, tendo um papel importante na expansão do parque gerador brasileiro. Diversas novas unidades estão em fase de planejamento e projeto, e algumas estão em implantação, agregando energia ao sistema.

2.3.4. Processo de Obtenção de Outorga

De uma forma geral, a identificação de potenciais lugares para instalação de projetos de geração é uma tarefa complexa, cujo grau de dificuldade aumenta na medida em que se deseja produzir energia a partir da exploração de recursos naturais e renováveis.

Tomando como referência os aproveitamentos hidráulicos, Luiz Fortunato (1990) [48] afirma que os estudos na forma tradicional de identificação de potenciais

aproveitamentos hidrelétricos se desenvolve em 4 principais etapas, com diferentes graus de profundidade:

- 1) Estimativa: estabelecem estimativas de potencial hidrelétrico, dos custos desenvolvidos nos empreendimentos, além das características das bacias hidrográficas, aspectos topográficos e geológicos.
- 2) Inventário/Viabilidade: definição de potencial hidrelétrico de uma bacia específica, de estudos da divisão de queda, orçamento-padrão e a estimativa dos custos do empreendimento.
- 3) Projeto Básico: consiste no detalhamento do aproveitamento com a elaboração de orçamento final e a definição de obras civis e dos equipamentos que compõem o empreendimento.
- 4) Projeto Executivo: consiste no detalhamento do projeto básico, como: elaboração de desenhos, levantamento de equipamentos necessários para construção e recursos humanos.

A forma tradicional e vigente de identificação de sítios (aproveitamentos) promissores para geração de energia elétrica é uma tarefa onerosa, pois é necessário o levantamento de dados de campo, como exemplo: condições de uso e caracterização do solo, tipo de vegetação, regime de precipitações, sazonalidade de insumos primários e vários outros condicionantes. Dado um determinado potencial identificado por um interessado (investidor), o passo subsequente é registrá-lo na ANEEL e na ANA (Agência Nacional de Águas) com o intuito de iniciar o processo de licitação de concessão e de outorga de exploração, respectivamente.

Nesta fase, o interessado é caracterizado como candidato à obtenção de concessão e deve submeter para aprovação da ANEEL o Projeto Básico de exploração do aproveitamento registrado [49], incluindo estudos de dimensionamento (arranjo ótimo¹¹ do aproveitamento [50]. Caso surjam mais agentes interessados no processo de licitação, o atual contexto regulatório concede a exploração do potencial para apenas o interessado (investidor) que atender o art. 18º do Decreto 395, de 4 de de-

¹¹ Conforme o §§ 4º e 5º do art. 3º do Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996, “considera-se aproveitamento ótimo todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d’água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica”.

zembro de 1998, onde são priorizados atributos, tais como: propriedade da área a ser atingida pelo aproveitamento em questão e porcentual de participação na produção de energia do sistema interligado, mesmo que as etapas iniciais (estimativa, inventário/viabilidade e projeto básico) foram desenvolvidas por outro(s) investidor(es). Isso evidencia a possibilidade dos demais interessados serem preteridos do processo de licitação, apesar do expressivo esforço despendido nas etapas iniciais. Ressalta-se que os custos incorridos nas referidas etapas são ressarcidos em restritas condições, para alguns casos [51, 52, 53, 54].

2.3.5. Modalidades de Outorga para Produção de Energia Elétrica

A exploração de recursos naturais com o propósito de produção de energia elétrica deve ser precedida de outorga, segundo o art. 20 da Constituição Federal [55]. A ANA é o órgão regulador concedente da outorga de direito de utilização dos recursos hídricos superficiais ou subterrâneos, assegurando ao interessando (agente) o direito de uso de bem público (água).

Segundo Dutra (2001) [56], as regras de concessão no âmbito da ANEEL para geração de energia elétrica podem ser sintetizadas na Tabela 2 abaixo, em função da potência elétrica instalada do empreendimento.

Tabela 2 – Regras para exploração de recursos energéticos para produção de energia elétrica em função da capacidade instalada do novo empreendimento de geração.

Razão Social	Empreendimentos Hidrelétricos		
	Até 1MW	Até 10MW	Até 30MW
PIE	Livre (registro)	Licitação	
AP	Livre (registro)	Autorização	Licitação
	Empreendimentos Termelétricos		
	Até 5MW	Acima de 5MW	
PIE	Livre (registro)	Autorização	
AP	Livre (registro)	Autorização	

Fonte: R. M. Dutra, UFRJ (2001).

2.3.6. Opções de Comercialização de Energia Elétrica Proveniente de GD

Há cinco opções de comercialização de energia elétrica produzida por fontes de geração distribuída, sendo três em ambiente de contratação regulada e outras duas em ambiente de contratação livre, a saber [45]:

a) Contratação Regulada

a.1) Opção de Chamada Pública da Concessionária Distribuidora

A opção de vender energia de GD para a concessionária local, por meio de chamada pública, é promovida diretamente pela distribuidora e justificada pelo § 8º do art. 2º da Lei 10.484 [43] e pelo art. 15º do Decreto nº. 5.163 [35], onde a energia produzida se destina ao atendimento do mercado cativo da concessionária de distribuição local. O § 1º do art. 15º do referido Decreto estabelece o limite de 10% da carga da concessionária para o montante de energia contratada, conforme ressalta o § 1º do art. 3º da Resolução Normativa nº. 167, de 10 de outubro de 2005 [57, 58].

Nessa contratação, a ANEEL autoriza o repasse integral do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de GD às tarifas da distribuidora até o limite do Valor de Referência (VR), o qual é calculado pela seguinte expressão (art. 34º do Decreto 5.163):

$$VR = \frac{(VL5.Q5 + VL3.Q3)}{Q5 + Q3} \quad \text{eq. (1)}$$

Onde:

VL5 - valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos realizados 5 anos antes do ano para o qual se realizam as previsões pelas distribuidoras (ano A - 5) ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5 - quantidade total (em MWh / ano) adquirida nos leilões de compra proveniente de novos empreendimentos realizados no mesmo ano A - 5;

VL3 - o valor médio no ano A - 3, ponderado pelas quantidades adquiridas;

Q3 - quantidade total (MWh / ano) adquirida no ano A - 3;

Enquanto não se obtém os valores necessários para a aplicação da equação, até 2008 o Decreto estabelece uma regra transitória (Art. 35) indicando:

2005 e 2006: o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004;

2007 e 2008: aplicação da fórmula onde VL5 e Q5 corresponderão aos valores médios ponderados de aquisição e as quantidades adquiridas nos leilões de novos empreendimentos realizados até o final de 2005 para entrega em 2009 e 2010; e VL3 e Q3, as mesmas grandezas nos leilões realizados até o final de 2005 para entrega em 2007 e 2008.

Como não houve o leilão A-3 em 2005 (VL3 e Q3), prevalece o valor de VR para 2007 e 2008 nas mesmas condições transitórias de 2005 e 2006.

a.2) Opção de Licitação Pública no ACR

A segunda opção é vender energia da GD para o conjunto de concessionárias por meio de licitação pública (Leilão) promovido pela ANEEL, com supervisão e diretrizes do MME e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com realização por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Houve apenas 1 leilão em 2005 e dois em 2006 [59], com participação de PCH. A insuficiência de regulamentação para várias tecnologias de GD tem dificultado operações nesse ambiente. No primeiro semestre de 2007, foi realizado um Leilão de energia nova (A-3, em 18 de junho) restritamente para empreendimentos de geração enquadrados como 'Fonte Alternativa' (PCH; usinas eólicas; e térmica a biomassa) [60], cujos preços médios negociados neste ambiente foram: R\$135/MWh para PCH e R\$139/MWh para térmicas a biomassa.

a.3) Opção de Chamada Pública do PROINFA

A terceira opção é vender energia produzida por uma GD para Eletrobrás por meio do PROINFA, cujo objetivo é aumentar a participação de PIA na matriz energética brasileira, concebidos com base em fontes eólica, pequena central hidrelétrica e biomassa. A primeira etapa do PROINFA foi a contratação de 3,3GW de potência instalada de PIA, mediante duas chamadas públicas (ocorridas em abril e outubro de 2004), para início de operação comercial no final de 2006, cuja data foi prorrogada para o final de 2007. A compra da energia produzida por estas fontes é assegurada pela Eletrobrás por um horizonte de 20 anos, com piso de remuneração equivalente a 80% da tarifa média nacional de fornecimento. Os custos de aplicação destes contratos e as correspondentes despesas administrativas da Eletrobrás serão rateados entre todos os consumidores do SIN, de forma compulsória. A segunda etapa contempla a ampliação da participação de PIA até que se atinja um total de capacidade instalada capaz de atender 10% do consumo de energia elétrica do país, até 2024. Esta opção de comercialização é regulamentada por um marco legal específico que traça um restrito ambiente de comercialização com um exclusivo critério de qualificação de fontes geradoras em PIA, conforme as seguintes referências: [47, 61, 62, 63]. A data de realização da 2ª etapa ainda não foi definida, mas está prevista para o final de 2007 ou início de 2008.

b) Contratação Livre**b.1) Opção de GD Existente no Contrato de Concessão de Distribuidora**

Conforme o § 2º do art. 70º do Decreto 5.163, as concessionárias de distribuição que originalmente possuíam os empreendimentos de GD listados no contrato de concessão podem adquirir energia dessas GD's. Isto significa que existem oportuni-

dades, a serem exploradas, de comercialização de energia de GD diretamente para a distribuidora, por meio de chamada pública, porém sem preço regulado.

Esta opção e a a.1 anteriormente apresentada proporcionaram muitas discussões que motivaram a Audiência Pública nº. 22, realizada em 2005, no âmbito da ANEEL, cujo resultado foi a Resolução Normativa ANEEL nº. 167, que determinou o limite de 10% mencionado, atualização do preço de contratos e outras providências.

b.2) Opção de Livre Negociação (ACL_{INC}) com Fontes Incentivadas

A GD enquadrada como fonte incentivada, conforme amparo da Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996 [64], com nova redação dada pelas Leis nº. 9.648, de 27 de maio de 1998 [39], e 10.762, de 11 de novembro de 2003 [65], tem direito de venda de energia diretamente para consumidores que possuam carga igual ou superior a 500 kW [66], ampliando o universo de consumidores potencialmente livres que anteriormente só era permitido a consumidores com demanda superior a 3MW, com energia proveniente de fontes convencionais, conforme a Nota Técnica nº. 69 [67], de 26 de abril de 2006, resultante da Audiência Pública nº. 33/05, realizada no início de 2006. São fontes incentivadas: PCH (1 a 30MW); geração a partir de biomassa, energia eólica ou solar com potência instalada inferior a 30MW. A Figura 2 situa as fontes incentivadas no âmbito da geração distribuída [45].

Figura 2 – Inter-relação entre o conceito de GD e as fontes incentivadas.

c) Síntese das opções de comercialização enunciadas

A Figura 3 ilustra a síntese das cinco opções de comercialização de energia elétrica abordadas neste trabalho.

Figura 3 - Síntese de opções de comercialização de energia elétrica proveniente de GD.

A contratação de energia elétrica proveniente de GD é realizada em uma das seguintes modalidades:

Quantidade de Energia - montante de energia elétrica ativa gerada num determinado período de tempo, expressa em Watt-hora (Wh) ou seus múltiplos;

Disponibilidade de Energia - montante de potência elétrica disponibilizada para geração num determinado período de tempo, expressa em Watt (W) ou seus múltiplos.

As formas mais frequentes de contratação de tecnologias de produção de energia eólica, hidráulica e térmica estão apresentadas pela Tabela 3. Essas formas de contratação são justificadas em função da natureza do recurso energético utilizado (combustível) [45].

Tabela 3 - Síntese de possíveis formas de comercialização (energia / potência) proveniente de GD previstas na atual legislação.

	EOL	PCH	PCT _B	PCT _D	PCT _G	(descrição)
Opção: Chamada Pública	---	E	---	---	---	Repasse às tarifas da Distrib. no limite de VR
Opção: ACR (Leilão)	---	E	D/E	D	D	Preço de Licitação Pública (leilão)
Opção: PROINFA	E	E	E	não	não	
Opção: Contratos Iniciais	---	E	---	E	E	Preços já negociados. Faz-se apenas reajustes
Opção: ACL (fontes incentivadas)	---	E	E	não	não	Preço livremente negociável
Opção: ACL (fontes convencionais)	---	E	E	E	E	

Nota: E - Energia (MWh) [objeto de contrato]

D - Disponibilidade (MW) [objeto de contrato]

Geralmente são Contratos de Curto e Médio prazo de duração (< 10 anos)

Geralmente são Contratos de Longo prazo de duração (> 10 anos)

Não se conhece histórico de ocorrência.

PCT_B - Pequena Central Térmelétrica a Biomassa

PCT_D - Pequena Central Térmelétrica a Diesel

PCT_G - Pequena Central Térmelétrica a Gás

Fonte: Polizel (2007)

O objeto de contratação - prospecção de venda (comercialização) de energia elétrica - é a energia assegurada (*Ea*) do aproveitamento, a qual pode ser entendida como o valor médio de longo termo de produção de energia elétrica (MW_{méd}). O agente gerador pode oferecer previamente para vender (comercializar) até o limite da correspondente energia assegurada associada ao seu empreendimento, apesar da potência instalada apresentar valor superior.

Os detalhes das regras de contabilização e de liquidação financeira de contratos de energia elétrica na CCEE estão reunidos no anexo da Resolução Normativa nº. 109, de 26 de outubro de 2004, denominado “Convenção de Comercialização de Energia Elétrica” [68], que recentemente sofreu atualizações, as quais estão sob o comando legal da Resolução Normativa nº. 210, de 13 de fevereiro de 2006 [69].

2.3.7. Comentários sobre Comercialização de Energia

Os preços praticados em três opções de comercialização aqui enunciadas apresentam maior atratividade que as demais, para captação de investimento privado para implantação de novos projetos de GD, a saber:

- ACR (Leilão de Fontes Alternativas) para projetos de PCH;
- PROINFA para projetos EOL e PCH;
- ACL_{INC} (fonte incentivada) para projetos PCH e PCT_B.

Isso se justifica pelo fato de que o ACR e o PROINFA asseguram contratação por longos prazos de duração (30 e 20 anos, respectivamente) e baixo risco garantido pelo conjunto de distribuidoras brasileiras. O preço médio de energia comercializado no ACR foi de 125 R\$/MWh (leilão A-5 - outubro de 2006) e de 135 R\$/MWh (leilão A-3 – junho de 2007) para empreendimentos hidráulicos, enquanto que os preços atuais no PROINFA são da ordem de 228 R\$/MWh para usinas eólicas e de 128 R\$/MWh para usinas hidrelétricas. O ACL_{INC} tem despertado interesse de muitos investidores porque os preços de comercialização energia elétrica praticados estão atualmente por volta de R\$142/MWh (ver ANEXO A), com duração média de contratação de 5 anos, na maioria dos casos.

Evidentemente que o curto prazo (até 5 anos) de contratação praticado no ACL_{INC} expõe o agente vendedor (gerador) ao risco de recontratação, pois existe a possibilidade de não encontrar contratante ou ainda, a recontratação ser realizada em condições pouco atrativas, em virtude de uma possível inflexão do mercado livre. Além disso, os preços no ACL_{INC} são formados pelo mercado (lei de oferta e demanda), sendo difícil obter garantia de preço em longo prazo.

As demais opções geralmente apresentam preços de energia que não incentivam a implantação de novos projetos, se adequando principalmente a geradores existentes, cujos ativos estão amortizados na maioria dos casos. Por exemplo, na opção a.1 (chamada pública), o valor de VR é 69,98 R\$/MWh para 2006 e 77,70 R\$/MWh para 2007 [70], segundo a CCEE¹². Na opção b.1, a comercialização de energia proveniente de GD é possível apenas para empreendimentos existentes, excluindo a participação de novos geradores.

¹² Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O VR foi obtido no relatório julho/2006 do SINERCOM - Sistema Computacional via web, que é um ambiente para realização de registro, validação e modulação de contratos de energia elétrica entre agentes do setor elétrico.

2.4. Aspectos Técnicos e Tarifários da Interligação da GD à Rede Elétrica

2.4.1. Base Legal da Conexão da GD à Rede de Distribuição

De acordo com a legislação brasileira, o acesso ao sistema de distribuição de energia é livre, desde que algumas premissas sejam cumpridas em comum acordo entre o agente GD e a concessionária local. A venda de eletricidade proveniente de GD à distribuidora local de energia deve atender a parâmetros de qualidade, confiabilidade e segurança exigidos e determinados de acordo com o entendimento de cada concessionária (norma de conexão e operação em paralelismo).

Os aspectos técnicos da interligação são muito importantes, pois existem critérios a serem atendidos para que não haja prejuízo aos demais consumidores que estão interligados na mesma rede elétrica e às próprias instalações do gerador.

As redes de distribuição foram planejadas pela concessionária para operar alimentando cargas de forma radial com fluxo unidirecional, não prevendo a conexão de fontes de geração. Por isso, os requisitos de conexão devem levar em consideração os interesses de ambos agentes envolvidos (do agente GD e da concessionária), fundamentados em estudos de:

- Fluxo de potência;
- Planejamento da rede de distribuição;
- Operação e manutenção da rede;
- Especificação de equipamentos de proteção.

Conforme a conceituação de GD, a sua conexão se dá no âmbito da “Rede de Distribuição” de energia elétrica, que pode ser compreendida como as linhas de transmissão, sub-transmissão, “Demais Instalações de Transmissão” (DIT), subestações e equipamentos em tensões de 138kV ou menores. Essas instalações são ativos de empresas que possuem a concessão de exploração desse serviço público de distribuição de energia elétrica em uma determinada área geográfica.

2.4.2. Procedimento de Rede de Distribuição - PRODIST

A base legal de conexão de GD no âmbito da Rede de Distribuição não se apresenta de forma consolidada até o presente momento. Ainda não existem procedimentos normalizados relativos ao planejamento e à operação de GD. O que se tem disponível é a Resolução ANEEL nº. 281, de 01 de outubro de 1999, que tem por objetivo “estabelecer as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição”. Porém, quando esse acesso é na rede de distribuição, esta resolução é insuficiente, pois não define de forma clara as responsabilidades. Como exemplo, tem-se a redação no § 2º do art. 10º [71]:

“Para o acesso aos sistemas de distribuição, os usuários deverão firmar os contratos de uso dos sistemas de distribuição e conexão com a concessionária ou permissionária local.”

Enquanto o § 1º do artigo 18 enuncia:

“Os encargos de conexão serão objeto de negociação entre as partes e deverão cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão.”

Portanto, o que se vê é que essa resolução não define responsabilidades, deixando questões para serem resolvidas pela negociação entre as partes. Todavia, essa negociação nem sempre é fácil de ser conduzida, pois as partes têm interesses conflitantes e o agente GD quase sempre não tem opção de escolher a concessionária em que vai se conectar. Dessa forma, enquanto não há procedimentos básicos padronizados, cada concessionária impõe suas próprias normas e o agente GD é obrigado a segui-las, sem questioná-las [72]. Entretanto, estudos - chamados de Procedimentos de Rede de Distribuição (PRODIST) - estão em desenvolvimento no

âmbito da ANEEL, estabelecendo o papel de cada agente no processo de distribuição de energia elétrica.

A elaboração do PRODIST se iniciou em dezembro de 2002, quando a ANEEL contratou consultoria especializada para elaboração de documentos que tratam dos procedimentos e dos requisitos técnicos referentes ao planejamento, ao acesso, ao uso e à operação do sistema de distribuição e também ao papel dos agentes envolvidos, com os principais objetivos de:

- a) Legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do sistema de distribuição de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição;
- b) Estabelecer com base legal e contratual as responsabilidades de cada agente no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação, planejamento, uso, medição e qualidade da energia nos sistemas de distribuição das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;
- c) Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição - CCD, e Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD.

Os estudos do PRODIST estão segregados em 12 módulos, conforme os temas definidos e explorados pela SRD - Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição. O término destes estudos está previsto para o final de 2007, sendo que alguns módulos estão finalizados e disponíveis preliminarmente para consulta no *site* da ANEEL, porém ainda não consolidados.

2.4.3. Incentivo Tarifário para GD no Uso do Sistema

O estabelecimento de conexão elétrica ao sistema de distribuição é tarifado, segundo a 2ª versão preliminar do Módulo 3 do PRODIST [73], o qual designa que acessantes devem pagar Tarifas de Uso de Sistemas Elétricos de Distribuição

(TUSD), que foi estabelecida para remunerar o serviço de transporte de energia (tarifa selo). O agente arrecadador é a concessionária local, com periodicidade mensal, cuja base de cálculo é a potência instalada ou a demanda solicitada pelo acessante, respectivamente para geradores e consumidores cativos e livres. A orientação do rateio da TUSD é que caiba 50% da remuneração requerida aos acessantes geradores e 50% aos consumidores (cativos e livres). Além disso, a TUSD apresenta valores diferenciados para cada concessionária e cada classe de tensão da rede de distribuição. A Figura 4 ilustra os principais componentes da TUSD, que são: parcela 'fio' e encargos.

Figura 4 – Principais componentes da TUSD (Resolução 166/05).

Em 2005, o art. 22º da Resolução ANEEL n.º 166, de 10 de outubro de 2005 [74], designou uma tarifa exclusiva para geradores conectados na rede de distribuição 'TUSDg', a qual corresponde ao menor valor da TUSD (convencional - consumidor) vigente na rede da concessionária e, conseqüentemente, apresenta um único valor, independentemente da classe de tensão. Além deste incentivo, o art.1º da Resolução Normativa ANEEL n.º. 77, de 18 de agosto de 2004 [75], estabelece redução

de TUSD aplicáveis à geradores de energia elétrica de fontes hídrica, solar, eólica, biomassa, conforme a redação a seguir:

“Art. 1º Estabelecer os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos (...) caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de potência instalada menor ou igual a 30MW, destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.

*Art. 2º Fica estipulado o percentual de redução de **50%** (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º.”*

Além dos geradores, os consumidores livres (CL) também são beneficiados pelo desconto (apenas parcela fio), desde que a energia consumida tenha procedência das fontes mencionadas na Resolução nº 77/04.

Ultimamente a metodologia de cálculo da TUSD está sendo alvo de manifestações de agentes do SEB. Este fato ficou evidenciado na Audiência Pública 47/04, ocorrida em 10 de março de 2005, onde foi questionada, dentre vários temas, a forma de apuração da TUSD. No presente momento, a ANEEL está desenvolvendo estudos de aperfeiçoamento da metodologia, com previsão de término no final de 2007. Uma das novas metodologias propostas em análise é semelhante à utilizada na rede de transmissão, cujo método é nodal¹³. Caso essa proposta vigorar, provavelmente oferecerá benefícios aos agentes GD's na maioria dos casos. Isso porque o método nodal oferece 'sinal locacional' na rede e, por consequência, pro-

¹³ Nodal – É a metodologia de cálculo da TUST, que leva em consideração a localização da central geradora em cada subestação ou nó da rede elétrica.

porcionará incentivos aos geradores conectados próximos dos centros de consumo (centro de gravidade elétrico).

2.4.4. Comentários sobre a Conexão de GD à Rede de Distribuição

Em um levantamento realizado neste trabalho foram identificadas as tarifas de TUSDg praticadas pelas concessionárias, apresentadas na Figura 5. Permanece o desconto de 50% sobre essa tarifa para geradores amparados pela Resolução nº 77/04 (fontes incentivadas).

Figura 5 – Valores de TUSDg das 65 concessionárias brasileiras.

Conforme exposto pela Figura 5 as tarifas de TUSDg praticadas no mês de janeiro de 2007 para fontes incentivadas apresentam valores na faixa de 0,50 a 16 R\$/kW.mês, correspondendo as valores de TUSD convencional entre 1 a 32 R\$/kW.mês, respectivamente. Desde modo, há uma grande variação nos valores das tarifas de TUSD praticadas pelas concessionárias brasileiras, não guardando nenhuma relação com a distribuição geográfica, como nota-se que a maior e a menor tarifa praticada são do Estado do Rio Grande do Sul.

Além da TUSDg, a inserção de um agente gerador na rede local pode provocar investimentos não previstos pela concessionária e isso pode implicar na possibilidade do gerador assumir esses gastos, cujo objeto de contratação é o Contrato de

Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD). Sobre esse aspecto, existe a possibilidade do acessante (gerador) efetuar uma “conexão rasa” que corresponde a devida remuneração dos investimentos em equipamentos e serviços, realizados pela concessionária local, motivada pela conexão física da GD, propriamente dita, como ‘bay’ de subestação, proteção, transformador de corrente (TC) e de potência (TP), etc [42]. A outra possibilidade é a “conexão profunda”, que corresponde aos investimentos da conexão propriamente dita e os eventuais reforços na rede, como: reforços em subestação, reconfiguração na topologia de rede, recondutoramento de linhas, etc [42]. Na maioria dos casos, a conexão se dá na forma “rasa” e os eventuais reforços são recuperados pelo universo de usuários (acessantes) da rede, através da TUSD.

CAPÍTULO 3 - DESCRIÇÃO DE ALTERNATIVAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: FONTE EÓLICA E HIDRÁULICA

“Neste capítulo é apresentado, sucintamente, o estado da arte das atuais tecnologias de produção de energia elétrica eólica e hidráulica, de interesse deste trabalho.”

Esse capítulo descreve sucintamente as atuais tecnologias de geração de energia elétrica para exploração de potenciais eólicos e de pequenos aproveitamentos hidráulicos, bem como, apresenta o equacionamento para estimar os correspondentes potenciais de produção de energia.

A Figura 6 ilustra as opções tecnológicas de geração de energia (eólica e hidráulica) consideradas neste trabalho.

Figura 6 – Tecnologias de Geração de Energia Elétrica utilizadas no Estudo.

3.1. Tecnologia de Geração Eólica

Denomina-se ‘energia eólica’ a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento), decorrente da diferença de temperaturas nas diversas regiões geográficas. O aproveitamento ocorre por meio da conversão dessa energia em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas de aerogeradores [1], que é o equipamento utilizado para transformar a energia dos ventos em energia elétrica.

A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca. Atualmente, existem mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo e no Brasil existem 15 plantas (fazendas) eólicas em operação ($236\text{MW}_{\text{inst}}$ – 0,24% da matriz elétrica) e 108 outorgadas ($4.681\text{MW}_{\text{inst}}$), segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL [76]. Dentre as outorgadas, está a parcela proveniente do PROINFA, que corresponde a 54 plantas, sendo que 3 estão operando em teste e 6 comercialmente (situação em abril de 2007) [76].

A turbina que tem proporcionado melhor desempenho para geração de eletricidade é a turbina de eixo horizontal de três pás. No Brasil, praticamente a única fabricante desse tipo de turbina é a Wobben Windpower, localizada em Sorocaba-SP. A Figura 7 abaixo ilustra uma central com esse tipo de turbina onde se pode identificar os seus principais componentes:

- Turbinas (nacele, pás, torre de fixação);
- Transformador de tensão individual para cada Turbina;
- Circuito elétrico de interligação entre as turbinas e o centro de controle;
- Centro de controle de operações;
- Área de instalação da planta de geração de energia.

Figura 7 – Principais componentes de uma típica planta de geração eólica.

A grande maioria das centrais eólicas promovidas na 1ª chamada do PROINFA apresenta potência nominal por turbina na faixa de 1 a 2MW_{inst} . Atualmente, as turbinas de 1,5MW apresentam uma boa relação custo/benefício e por isso são utilizadas como referência para os estudos deste trabalho. À título de ilustração a Figura 8 apresenta a curva de potência da turbina de 1,5MW da *General Electric* (GE) [77].

Figura 8 – Curva de potência adotada como referência para os estudos deste trabalho.

A estimativa de energia produzida por uma planta eólica em um determinado período é função do modelo de turbina e do regime de ventos do local onde está instalada. Dessa forma, a energia assegurada (Ea) de uma turbina eólica é estimada pela composição da curva de potência da turbina (Pc , fornecida pelo fabricante) com a curva de ocorrência de ventos, obtida através da medição. Como a quantidade de torres de medição de ventos existentes no Brasil ainda é incipiente, utiliza-se uma forma alternativa para estimar a curva de ocorrência de ventos através da distribuição estatística de Weibull ($p(V_{zr'})$), conforme a Figura 9, a qual utiliza dois parâmetros que permitem ajustar a forma e a escala da curva: “ k ” fator de forma da distribuição dos ventos; e “ C ” o fator de escala [78]. Quanto maior for o valor do fator de forma (k) menor será a dispersão dos valores de ventos, com menor ocorrência de valores extremos, conforme a Figura 10. Segundo recomendações dadas pelo

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito [78], o parâmetro C tem uma relação com a velocidade média do vento verificada (medida) no local projetado ($V_v \approx 0,9C$), quando os valores de k estão, usualmente, entre 2 e 3.

Figura 9 – Ilustração da estimativa de energia elétrica obtida de uma típica turbina eólica.

Figura 10 - Frequência $p(V_{zr})$ de ocorrência de vento baseada na distribuição estatística de Weibull, para diferentes valores de k [78].

Os valores de velocidade do vento (V_v) no território brasileiro estão disponíveis no Atlas Eólico [78], elaborado pelo CRESESB. Este Atlas contém a

representação de velocidade de ventos (V_v), na altura de 50m do solo, através de um sistema de modelamento numérico dos ventos de superfície terrestre (MesoMap), com base no registro histórico de 1983 a 1999 de 47 estações de medição. Esse sistema simula as condições atmosféricas dos regimes de ventos e variáveis meteorológicas, além de incluir condicionantes geográficos como relevo, rugosidade induzida por classes de vegetação e uso do solo, bem como, interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosférica [78].

O equacionamento para estimar o potencial eólico-energético usado neste trabalho foi extraído da referência: Wind Energy Explained (2002) [79], expresso pelas equações:

$$Ea = \left[\sum_{i=1}^{V_c} p_i(V_{izr'}) \cdot Pc_i \right] \cdot NT \cdot FD \cdot FP \quad \text{eq.(2)}$$

Onde:

Ea - Estimativa de energia elétrica assegurada do aproveitamento eólico (MW_{méd}).

V_{zr} - Faixa (range) de velocidade do vento que a turbina produz energia, geralmente de 1 a 25m/s (V_c – Velocidade de corte). A $V_{zr'}$ é a V_{zr} corrigida para altura da torre do aerogerador eólico (m/s).

$p(V_{zr'})$ - Frequência relativa ou diagrama de frequência de ocorrência estatística de ventos de Weibull (quando multiplicado pela quantidade de horas de um período analisado, a ' p_i ' significa quanto horas nesse mesmo período uma determinada velocidade V_i pode ser observada).

P_c - Curva de potência da turbina eólica (MW x m/s). A P_c representa o desempenho eletrodinâmico do conjunto turbina-gerador. Ver a Figura 8.

NT - Número de turbinas utilizadas na planta. O NT pode ser obtido pela relação da potência nominal do conjunto de turbinas projetada na planta pela potência individual de cada turbina eólica ($NT = P_p / P_n$).

FD - Fator de disponibilidade técnica forçada e programada do conjunto turbina-gerador. O FD utilizado neste trabalho é 98%.

FP - Fator de perdas técnicas do conjunto turbina-gerador-transformador de base. O FP utilizado neste trabalho é 98%.

A probabilidade de ocorrência de Weibull ($p(V_{zr'})$) é obtida pela seguinte expressão:

$$p(V_{Zr'}) = \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{V_{Zr'}}{C} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V_{Zr'}}{C} \right)^k} \quad \text{eq. (3)}$$

Onde:

C - Fator de escala (m/s). O C tem uma relação, por aproximação, com a velocidade média ($V_v \approx 0,9C$), quando os valores de k estão entre 2 e 3, conforme recomendações dadas pelo CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito [78]. A V_v é a velocidade média do vento verificada (medida) no local projetado (m/s).

k - Fator de Forma de Weibull (distribuição anual do vento – adimensional). Valores de k anuais no território brasileiro variam tipicamente entre 2 e 3 [78].

A velocidade do vento (V_{Zr}) deve ser corrigida para a correspondente velocidade ($V_{Zr'} = fr \cdot V_{Zr}$) na altura da torre da turbina (altura do eixo do aerogerador), quando a altura de medição da V_{Zr} for diferente da altura da torre (Z_r). O mesmo procedimento deve ser realizado para fator de Weibull ($k' = fr \cdot k$), conforme a equação abaixo:

$$fr = \ln\left(\frac{Z}{Z_o}\right) / \ln\left(\frac{Z_r}{Z_o}\right) \quad \text{eq. (4)}$$

Onde:

fr - Fator de correção da velocidade do vento (V_{Zr}) e do fator de Weibull (k).

Z_o - Modelo rugosidade do terreno. O Z_o utilizado neste trabalho foi o divulgado no Atlas Eólico, com distribuição de valores na faixa de 0,001 a 2m [78].

Z - Altura da torre de fixação do conjunto turbina-gerador. A altura mais freqüente de torres é 80m.

Z_r - Altura de medição, a partir do solo, da velocidade média (V_v) disponível. A altura mais freqüente de medição da velocidade no território brasileiro é 50m.

O fator de capacidade do projeto eólico (FC) é obtido pela seguinte expressão:

$$FC = Ea \div [P_n \cdot NT \cdot FD \cdot FP] \quad \text{eq. (5)}$$

Onde:

FC - Fator de capacidade técnica do aproveitamento eólico. O FC é um resultado do estudo e é um importante parâmetro de avaliação técnica de desempenho de projeto eólico no local projetado. Diferentes locais (estações) usando o mesmo modelo de turbina apresentam diferentes FC , cujos valores típicos são entre 35% e 50%, para locais que possuem um satisfatório regime de vento.

P_n - Potência nominal do conjunto turbina-gerador (MW_{inst}). Conforme Figura 8, a P_n é $1,5MW_{inst}$.

O custo de implantação (C_{inst}) de uma planta eólica utilizado neste trabalho abrange a área de implantação, a obra civil, os equipamentos e a conexão elétrica interna. Esse custo ainda não está consolidado no Brasil em virtude da escassez de dados históricos de tecnologia e de mão-de-obra nacionalizada, além de dados de operação de plantas eólicas com propósito comercial. Deste modo, o valor de referência deste custo considerado neste trabalho é $C_{inst} = 2.250\text{US\$/kW}_{inst}$, que foi extraído dos cenários de custos nacionalizados de implantação de projetos eólicos propostos pelo PNE-2030¹⁴ [80], com vistas a implantação dos projetos para expansão do sistema elétrico.

O custo de operação e manutenção é praticamente independente do despacho. O valor de referência considerado foi de $\text{US\$}67,5/\text{kW}_{inst}$, representando 3% do C_{inst} (conforme recomendação do Wind Energy: 1,5 a 3% do C_{inst} [79]).

3.2. Tecnologia de Geração Hidráulica

Pequena Central Hidrelétrica (PCH) é uma usina com potência instalada superior a 1MW e inferior a 30MW, com área de reservatório inferior a 3 km² e destinada a autoprodução e produção independente, segundo estabelecido na Resolução ANEEL nº. 395, de 4 de dezembro de 1998 [49], com a nova redação dada pela Resolução ANEEL nº. 652, de 9 de dezembro de 2003 [81]. As PCH's são empreendimentos de exploração de recursos hídricos para geração de energia elétrica, no qual se instalam turbinas hidráulicas acopladas à geradores de eletricidade, impulsionadas pelo fluxo d'água resultante de um desnível provocado por uma barragem num curso d'água.

¹⁴ PNE - Plano Nacional de Energia 2030 é um documento elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Ministério de Minas e Energia (MME) que apresenta o planejamento de longo prazo do setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão do sistema nas próximas décadas.

O primeiro registro sobre utilização de recursos hídricos para geração de energia elétrica no Brasil é de 1883, no estado de Minas Gerais, quando uma linha de transmissão de 2 km efetuava o transporte da energia gerada por uma PCH até o centro de consumo.

Atualmente, segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL [76], existem 283 unidades de PCH em operação no Brasil, totalizando $1.713\text{MW}_{\text{inst}}$ e representando 1,68% da matriz elétrica, enquanto têm-se 62 unidades em construção ($1.144\text{MW}_{\text{inst}}$ - PIE) e 184 outorgadas ($2.725\text{MW}_{\text{inst}}$ - PIE). Adicionalmente há 58 usinas PIA em construção enquadradas no PROINFA, sendo que 5 estão em teste de operação e 10 operando comercialmente (abril de 2007) [76].

Os principais componentes construtivos das usinas hidrelétricas, inclusive de PCH's, são:

Barragem: obra de interrupção de fluxo d'água, cuja finalidade é represar, aumentar o nível d'água e regularizar as vazões.

Tomada d'água: recinto localizado no início do conduto, cuja finalidade é captar a água a montante.

Conduto: componente por onde se conduz o fluxo d'água, da tomada d'água até a turbina.

Comporta: componente de interrupção do fluxo d'água, quando necessário.

Turbina: máquina hidráulica onde o fluxo d'água realiza trabalho à custo do movimento cinético da água.

Gerador: máquina elétrica rotativa que transforma a energia cinética em energia elétrica.

Controle: é o centro de equipamentos que efetua o controle da operação da usina.

Usualmente, a obra civil (barragem) apresenta uma ampla participação no custo final do empreendimento e grande variação de custo, pois cada aproveitamento dispõe de um determinado perfil de terreno e formação geológica, exigindo um determinado arranjo e dimensão de barragem.

Há 2 tipos principais de PCH's:

a) PCH de acumulação, empregadas para regularizar vazões necessárias para produção de energia elétrica [82];

b) PCH a fio d'água, cuja vazão não é regularizada por meio de acumulação.

Este arranjo proporciona algumas facilidades de projeto e implementação, como [82]:

- Estudos de regularização de vazões simplificados;
- Barragem com obra civil reduzida;
- Simplificação dos estudos e da concepção da tomada d'água;
- Área inundada reduzida, com baixo impacto.

As PCH podem ser classificadas em função da queda (H) de projeto [3], conforme Tabela 4 abaixo.

Tabela 4 – Classificação de PCH quanto à Queda (H) de projeto.

Potência da PCH	Queda (H) do Projeto		
	BAIXA	MÉDIA	ALTA
1 a 30MW	H < 25m	25 < H < 130m	H > 130m

A estimativa de energia produzida por uma PCH depende, principalmente, do modelo de turbina hidráulica utilizada, da vazão e da queda d'água, a qual a turbina está submetida (diferença de cota à montante e à jusante da turbina).

A avaliação expedita de potencial hidrelétrico é obtida pela equação, conforme enunciadas nas referências: Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (1999) [3], Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas (1997) [83], Diretrizes para Elaboração de Projetos Hidrelétricos (1999) [84], ambas da Eletrobrás:

$$E_a = g \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot (1 - \varphi) \cdot q \cdot AD \cdot H_b \quad \text{eq. (6)}$$

Onde:

E_a - Estimativa da energia elétrica assegurada do aproveitamento hidráulico (MW_{méd}). Desconsidera-se deste trabalho a indisponibilidade programada e forçada do conjunto turbina-gerador.

H_b - Estimativa de queda bruta do aproveitamento (m). A queda líquida (H_{lq}) será igual à queda bruta (H_b) acrescida de perdas hidráulicas (φ), cujo valor estimativo é 3% da casa de força ao 'pé' da barragem.

AD - Área de drenagem da bacia hidrográfica do rio em análise (km²). A AD representa a extensão territorial da área de influência do rio, desde a nascente até o local projetado da hidrelétrica.

q - Rendimento (vazão) específico médio de longo termo (litros/s.km²). O produto de q por AD resulta na vazão hidrológica média de longo termo (Q), conforme a relação $Q=q.AD$ (m³/s). Considera-se neste trabalho que os valores de Q e H_b são constantes durante o período de análise do regime hidrológico.

η_T - Rendimento da turbina. O valor de η_T utilizado neste trabalho é 93%, conforme recomendações da Eletrobrás [3].

η_G - Rendimento do gerador. O valor de η_G utilizado neste trabalho é 97%, conforme recomendações da Eletrobrás [3].

φ - Perda de carga hidráulica no circuito hidráulico constituído por: tubulação, adução, túnel, canal, etc. Os valores típicos de φ são 1 a 5%. O valor de φ utilizado neste trabalho foi de 3%, conforme recomendações da Eletrobrás [3];

g - Aceleração da gravidade (9,81 m/s²);

A potência instalada (PI) de referência do aproveitamento hidráulico é obtida pela razão entre a energia assegurada (Ea) e o fator de capacidade técnica de referência ($Fk=0,55$) sugerido pela Eletrobrás [3], conforme a equação:

$$PI = Ea / Fk \quad \text{eq. (6)}$$

Onde:

PI - Potência elétrica de referência ou instalada do aproveitamento hidrelétrico (MWinst).

Fk - Fator de capacidade técnica de referência do aproveitamento. O valor de Fk utilizado neste trabalho é 55%, conforme recomendações da Eletrobrás [3].

O rendimento específico (q) é estabelecido a partir de estudos de regionalização hidrológica, que consiste em estimativas de vazões com a utilização de curvas de regressão associadas às respectivas áreas de drenagem (AD) [3]. Nos estudos de regionalização, considera-se as características fisiográficas e climáticas que mais interferem na distribuição espacial de vazões médias de longo termo na bacia hidrográfica [85, 83]. Os detalhes sobre regionalização hidrológica podem ser encontrados na referência: Metodologia para Regionalização de Vazões (1985) [86]. Nesta dissertação, o rendimento específico (q) é utilizado como alternativa para avaliações expeditas de potencial hidrelétrico, pois dispensa os complexos estudos hidrológicos de séries de vazões históricas, proporcionando agilidade e simplificação no trabalho. Atualmente, existem estudos consolidados de regionalização hidrológica (rendimento

específico) em alguns Estados brasileiros, particularmente em Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo, a saber:

- Regionalização Hidrológica no Estado de São Paulo (1988) [87];
- Regionalização de Vazões do Rio Grande do Sul (1991) [88];
- Deflúvios Superficiais no Estado de Minas Gerais (1993) [89].

O custo de implantação (C_{inst}) de uma PCH utilizado neste trabalho abrange a área de implantação, a obra civil, os equipamentos e a conexão elétrica interna. A determinação rigorosa desses custos requer significativo esforço de cálculo. Para atender o objetivo deste trabalho é suficiente um indicador desse custo, como por exemplo $C_{inst} = 1.500\text{US\$/kW}_{inst}$, que é um dos valores utilizados nos cenários propostos pelo PNE-2030 [80], com vistas a implantação de projetos para expansão do sistema elétrico.

O custo de O&M de uma PCH não sofre grande influência do regime de despacho, podendo-se desprezar o custo variável. Esse custo usualmente é considerado cerca de 1% do custo de instalação (aproximadamente $\text{R\$}30,00/\text{kW}_{inst}$ por ano).

CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA PROPOSTA

“Neste capítulo é apresentada a descrição da metodologia de avaliação do potencial energético de aproveitamentos eólicos e hidráulicos e de pré-viabilidade de GD.”

4.1. Diretrizes Metodológicas

Convencionalmente, a forma de desenvolver estudos de prospecções de projetos é executada conforme as etapas:

Tomando como referência essas etapas, este capítulo propõe uma metodologia de prospecção e de avaliação estimativa de pré-viabilidade técnico-econômica, de forma expedita e aproximada, de projetos de exploração de aproveitamentos eólicos e hidráulicos para produção de energia elétrica. A metodologia proposta é composta por 5 Módulos:

A inter-relação existente entre os 5 Módulos está estabelecida pelo fluxograma da Figura 11 a seguir.

Módulo 1

Identificar e selecionar as áreas geográficas para o estudo de pré-viabilidade de aproveitamento de potenciais recursos energéticos para produção de energia elétrica.

Módulo 2

Caracterizar projetos de geração de energia elétrica nas regiões identificadas no módulo anterior e avaliá-los em função de seu desempenho energético.

Módulo 3

Estimar o investimento para implantação de linha de transmissão e de instalação de conexão para interligação da central geradora proposta à rede de distribuição de energia da concessionária local ou do centro de consumo (município local) mais próximo.

Módulo 4

Estimar o fluxo financeiro de investimentos e de custos referentes aos Módulos 2 e 3 anteriores, bem como obter os índices de mérito (indicadores de avaliação) econômico-financeiros.

Módulo 5

Comparar e classificar os projetos propostos por meio de avaliações de índices de mérito econômico-financeiros e analisar a sensibilidade desses índices em função da variação de valores dos principais parâmetros impactantes no projeto.

4.2. Informações Geográficas e Temáticas

A execução da metodologia e a apresentação dos resultados são facilitadas por meio de ferramentas computacionais que permitem efetuar análise de informações e consulta a mapas temáticos armazenados em Banco de Dados (BD). Utilizou-se neste trabalho a ferramenta “ArcGIS” da ESRI *for Windows* [90] como Sistema de

Informação Geográfica - SIG (ou *Geographic Information Systems* - GIS), conforme a ilustração da Figura 12.

Figura 12 – Ilustração de consulta a mapas temáticos armazenados em banco de dados.

Segundo o DOE¹⁵ (1987 apud [91]), GIS são “sistemas computacionais capazes de capturar, armazenar, consultar, manipular, analisar e imprimir dados referenciados espacialmente em relação a superfície da Terra”, e segundo Teixeira¹⁶ (1995 apud [92]), é um “conjunto de programas, equipamentos, metodologias, dados e pessoas (usuário), perfeitamente integrados, de forma a tornar possível a coleta, o armazenamento, o processamento e a análise de dados” e por fim, segundo ANEEL¹⁷ [1], é um “valioso instrumento de auxílio ao planejamento, à gestão e à análise de projetos e atividades socioeconômicas”.

As informações requeridas pela metodologia proposta são provenientes de 3 fontes:

- Usuário

São insumos primários, localidades, ponderações de índice de mérito, etc.

- Regulamentação

São impostos, encargos, custos e critérios referentes à instalação e operação de centrais de produção de energia e demais sistemas elétricos envolvidos.

¹⁵ DOE – The US Department of Energy, “Handling geographic information”. HMSO, London, 208 p, 1987.

¹⁶ TEIXEIRA, A. et al. “Qual a melhor definição de SIG”. Revista FATOR GIS, nº 11, 1995.

¹⁷ Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL), 2ª Edição, 2005. Disponível no site da ANEEL <www.aneel.gov.br>.

- Mapas Temáticos

São mapas com representação georeferenciada e vetorizada para utilização em computadores. Segundo Jugurta Filho (1996) [92], a “idéia de mapas temáticos é utilizada através do conceito de camadas, onde, para uma mesma região, podem ser criadas diversas camadas de dados, uma para cada tema a ser representado”. As fontes de informações de mapas temáticos foram: ANEEL [96]; CBEE (Centro Brasileiro de Energia Eólica); CRESESB [78]; IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) [93].

Os dados temáticos utilizados neste trabalho com as respectivas fontes de informações estão representados pela Figura 13, onde se observa:

a) Divisões Políticas

Fronteiras das divisões geo-políticas brasileiras (regiões políticas, unidades de federação, mesorregiões, microrregiões e municípios). Essas informações são provenientes do levantamento realizado pelo IBGE [93] em 2001.

b) Centros Urbanos

Pontos de referências das cidades brasileiras (sede municipal). Essas informações são provenientes do levantamento realizado pelo IBGE [93], com referência ao ano de 2001.

c) Cartas Topográficas (escala 1:50.000)

As cartas topográficas contêm informações sobre as características geo-espaciais da superfície terrestre e foram elaboradas pelo IBGE e, em alguns casos, pelo Exército. Entretanto, dentre várias informações, utiliza-se para este trabalho apenas as relacionadas abaixo:

- Curvas de nível ou também conhecidas como hipsografia (eqüidistantes de 20m);
- Características do Revelo;
- Malha Hidrográfica (curso d’água secundário);
- Área de abrangência da zona urbana. As cartas topográficas foram elaboradas na década de 70 e, portanto, a zona urbana reflete a realidade deste período. Uma solução alternativa é a consulta ao Google Earth¹⁸.

¹⁸ Google Earth - é uma espécie de navegador (gratuito) com o qual se pode visualizar todo o planeta através de imagens de satélites, com satisfatória qualidade. Disponível em: <<http://earth.google.com>>.

Principais Dados Temáticos Utilizados no Trabalho

(Informações Georreferenciadas Armazenadas em Banco de Dados e Consultadas pelo ArcGIS)

	DESCRIÇÃO	GD*	Fontes**
LAYERS (CAMADAS)	Divisões Geo-Políticas Estado, Município, Distrito	PCH/EOL	IBGE
	Centros Urbanos Localização da Sede Municipal	PCH/EOL	IBGE
	Altura Relativa do Terreno Cartas Topográficas 1:50.000	PCH	IBGE
	Áreas de Proteção Ambiental Áreas de Conservação, Reservas, Terras Indígenas, Parques	PCH/EOL	IBGE
	Recursos Hídricos Rios, Bacias Hidrográficas	PCH	IBGE
	Vazão Específica q - Rendimento específico (l/s.km ²)	PCH	Sec.Est.
	Recursos Eólicos V _{zr} - Velocidade Média do Vento (m/s)	EOL	CBEE CRESESB
	Rugosidade Z _o - Modelo de Rugosidade do Terreno	EOL	CBEE CRESESB
	Fator de Weibull k - Fator de Forma de Weibull	EOL	CBEE CRESESB
	Rede de Distribuição Rede de Distribuição de Energia Elétrica	PCH/EOL	
	Centrais EOL's e PCH's Existentes Usinas Eólicas e Hidrelétricas	PCH/EOL	ANEEL

* Tipo de GD – insumo primário (dados temáticos) utilizado para estudo de GD.
** Fonte de Informações para obtenção dos Dados Temáticos apresentados.

Figura 13 – Conjunto de Dados Temáticos utilizados neste trabalho.

d) APA - Áreas de Proteção Ambiental

São caracterizadas neste trabalho como APA's (Área de Proteção Ambiental) as delimitações de áreas com restrições ambientais sob jurisdição federal e estadual, tais como: áreas de conservação, reservas (biológica, ecológica, ambiental, florestal, extrativista), áreas especiais (florestal, militar, histórico, monumental), parques (nacional e estadual), estação ecológica e terras indígenas. Essas informações foram obtidas através do GisMaps/IBGE [94], com referência ao ano de 2005.

e) Recursos Hídricos

O traçado geográfico dos cursos d'água principais (rios) permanentes, da massa d'água, além de delimitações de bacias e sub-bacias hidrográficas. Essas informações foram obtidas através do IBGE [95], com referência ao ano de 2001.

Desconsidera-se nesta dissertação os eventuais comprometimentos de água com outras finalidades sem ser energia elétrica, como por exemplo, o uso múltiplo.

f) Rendimento Específico

Rendimento específico médio de longo termo (q) - São Paulo [87], Minas Gerais [89] e Rio Grande do Sul [88]. Essa informação apresenta valores típicos na faixa de 5 a 50 $\ell / s.km^2$. O estudo de regionalização hidrológica pode ser encontrado nas Secretarias Estaduais de Gerenciamento de Recursos Hídricos, de poucos Estados (região sul e sudeste). Porém, na maioria dos Estados brasileiros não há estudos de regionalização ou não estão consolidados, particularmente na região norte, nordeste e centro-oeste.

g) Recursos Eólicos

Velocidade média anual de ventos no território brasileiro (V_v , em: m/s), com a medição a 50m do solo (Z_r). Essa informação é representada em quadrículas (poligonais) de 10 x 10km, com distribuição de valores na faixa de 1,9 a 8,9m/s, para Z_r a 50m do solo. Essa informação foi obtida através do Swera¹⁹, com referência ao levantamento realizado pelo CRESESB/CEPEL [78] em 2001.

h) Rugosidade

O modelo de rugosidade do terreno (Z_o , em: m) é representado em quadrículas de 10x10km, com distribuição de valores na faixa de 0,001 a 2m. Essa informação foi obtida através do CRESESB [78], com referência ao ano de 2002. A rugosidade é um modelo que representa quantitativamente o perfil do terreno, a cobertura vegetal (plantação, deserto, pantanal, etc) e interferências (obstáculos).

i) Fator de Weibull

Essa informação (k) é adimensional, associada à quadrículas de 10x10km, com distribuição de valores na faixa de 1,4 a 3,2. Essa informação foi obtida através do Swera, com referência ao levantamento realizado pelo CRESESB/CEPEL [78] em 2001.

¹⁹ O Swera (Solar and Wind Energy Resource Assessment) é um projeto iniciado em 2001 com o propósito de fornecer informações de recursos solar e eólico, com referências geográficas. Disponível em: < <http://swera.unep.net>>.

j) Rede de Distribuição de Energia Elétrica

Este mapa contém a topologia de algumas redes de distribuição de energia elétrica, com a respectiva tensão de operação.

k) Centrais EOL's e PCH's Existentes

Localização de aproveitamentos eólicos e hidrelétricos em operação ou construção. Essa informação foi obtida através da ANEEL, por meio do SIGEL (Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico) [96]. Além desta fonte de informação, utilizou-se o inventário de PCH existentes no Estado de São Paulo, elaborado pela CSPE [97] em 2004.

Detalhes dos dados temáticos descritos acima estão reunidos no Anexo B deste trabalho, destacando-se que:

- A informação sobre redes de distribuição de algumas concessionárias está parcialmente disponível em sistemas georreferenciados, porém ainda indisponível no formato de consulta do ArcGIS, adotado neste trabalho;
- As cartas topográficas existentes no Brasil foram elaboradas principalmente nas seguintes escalas: 1:1.000.000; 1:250.000; 1:100.000; 1:50.000; 1:25.000; e 1:10.000. As escalas mais apropriadas para a realização dos estudos de potenciais hidrelétrico são 1:10.000 e 1:25.000, pois permitem análises detalhadas com curvas de nível eqüidistantes de 5 e 10m, respectivamente. A disponibilidade limitada de cartas nessas escalas (apenas existente no Estado de São Paulo), conforme mostra o Anexo C, sugere a utilização de cartas digitais na escala 1:50.000 com curvas de nível a cada 20m, que proporcionam agilidade, facilidade e flexibilidade de manuseio e acesso para consultas. Por sua vez, a baixa disponibilidade de cartas digitais nessa escala (317 unidades - menos de 5% território brasileiro) recomenda a utilização de cartas topográficas impressas (1.690 unidades - região sul e parcialmente sudeste), cujo mapa índice com a representação das cartas existentes em formato digital e analógico (impressa - formato A2) está representado no Anexo D deste trabalho. Todavia, quanto maior a escala da carta topográfica, maior é a eqüidistância das curvas de nível e maior é o grau de dificuldade de identificação de locais com potencial hidrelétrico de baixa ou média queda.

A descrição de cada módulo está apresentada da seguinte forma:

Onde:

- insumos: representados pelos dados de entrada;
- processo: consiste nas atividades de cálculo e processamento dos insumos;
- produtos: são os resultados obtidos do processamento dos insumos.

4.3. Descrição dos Módulos

4.3.1. Módulo 1 - Pré-Seleção de Áreas Prioritárias

a) Módulo 1 - Recursos Eólicos (EOL)

a.1) Insumos

- Mapa temático de fronteiras políticas;
- Mapa temático de velocidade média anual de ventos (V_v , em: m/s);
- Identificação de áreas (poligonais) candidatas a sede de GD, fornecida pelo usuário;
- Limite mínimo admissível de velocidade de vento para o estudo, fornecida pelo usuário.

a.2) Processo

- Seleção, dentre as áreas candidatas, daquelas que atendem o limite admissível de velocidade de vento. A Figura 14 ilustra o processo deste módulo.

a.3) Produto

- Áreas (poligonais) potencialmente promissoras para instalação de GD.

Figura 14 – Ilustração do processo elaborado no módulo 1 (caso eólico).

b) Módulo 1 - Recursos Hidráulicos (PCH)

b.1) Insumos

- Mapa temático de fronteiras políticas;
- Mapa temático de rendimento específico médio de longo termo (q , em: $\ell / \text{s.km}^2$);
- Identificação de áreas (regiões) candidatas a sede de GD, fornecida pelo usuário;
- Limite mínimo admissível de rendimento específico médio de longo termo (q) para o estudo, fornecido pelo usuário.

b.2) Processo

- Seleção, dentre as áreas candidatas, daquelas que atendem o limite admissível de rendimento específico. A Figura 15 ilustra o processo neste módulo.

Figura 15 – Ilustração do processo elaborado no módulo 1 (caso hidráulico).

b.3) Produto

- Áreas potencialmente promissoras para instalação de GD.

4.3.2. Módulo 2 - Proposição de Projeto GD

a) Módulo 2 - Recursos Eólicos (EOL)

a.1) Insumos

- Mapa temático de “áreas potencialmente promissoras” obtidas no Módulo 1, com as respectivas velocidades médias anuais de ventos (V_v , em: m/s);
- Mapa temático de fronteiras políticas e dos centros urbanos;
- Mapa temático de áreas de proteção ambiental (APA);
- Mapa temático do modelo de rugosidade do terreno (Z_o , em: m);
- Mapa temático do fator de Weibull (k , em: adimensional);
- Curva de potência da turbina eólica adotada com referência para o estudo, fornecida pelo usuário;
- Parâmetros técnicos da turbina: potência nominal da turbina (P_n); fator de disponibilidade (FD) e perdas (FP), fornecidos pelo usuário.
- Local de aplicação do estudo, dentro da área potencialmente promissora identificada no Módulo 1, fornecido pelo usuário;
- Número (NT) de turbinas eólicas, fornecido pelo usuário.

a.2) Processo

Dadas as “áreas potencialmente promissoras” do Módulo 1, procede-se a seleção do local a ser estudado (poligonal de interesse - Figura 16-‘c’), definida pela coordenadas (x, y), que pode ser orientada para minimizar os custos com extensão de rede elétrica, para maximizar a exploração do recurso energético (benefício) e para evitar áreas com interferência urbana e ambiental.

Com o local definido, obtêm-se as seguintes informações da poligonal selecionada para o estudo:

- V_v – Velocidade média do vento;
- Z_o – Modelo de rugosidade do terreno;
- k – Fator de Weibull (distribuição estatística da velocidade).

Figura 16 – Ilustração do processo proposto no Módulo 2 (EOL).

Com estas informações e a curva de potência da turbina (P_c), além dos parâmetros técnicos (P_n , FD e FP), obtém-se a estimativa de energia assegurada (E_a - MWméd) e do fator de capacidade (FC) do projeto proposto no local selecionado. Para isso, deve-se inicialmente corrigir a velocidade do vento (V_{zr} - a 50m) para altura da torre da turbina (por exemplo: 80m para a turbina GE 1,5MW utilizada como

referência) (Figura 16-‘e’) e calcular distribuição de velocidade do vento utilizando a função probabilidade de ocorrência de Weibull ($p(V_{zr'})$) (Figura 16-‘f’).

Uma particularidade inerente de recursos eólicos, como também solares, é que o potencial está em forma dispersa de energia inesgotável, não havendo portanto, restrições quanto ao número de turbinas (NT) proposto para explorar o potencial eólico. O caráter de pré-viabilidade da metodologia proposta recomenda que se despreze a interferência mutua no desempenho aeroenergético provocada pela concentração de turbinas em uma determinada área restrita.

a.3) Produto

Os resultados deste módulo são as características gerais e técnicas do projeto, conforme a Figura 16, incluindo:

- Localização (coordenada x, y) do projeto GD proposto;
- Expectativa de energia assegurada (Ea) média de longo termo;
- Potência instalada da fazenda eólica (PI).

b) Módulo 2 - Recursos Hidráulicos (PCH)

b.1) Insumos

- Mapa temático de “áreas potencialmente promissoras” obtidas no Módulo 1, com os respectivos rendimentos específicos (q , em: $\ell/s.km^2$);
- Mapa temático de fronteiras políticas e dos centros urbanos;
- Mapa temático de áreas de proteção ambiental (APA);
- Mapa temático do traçado geo-espacial de recursos hídricos permanentes (rios - cursos d’água principal e secundário);
- Mapa temático do traçado das curvas de nível (hipsografia);
- Mapa temático do cadastro e da localização geográfica de aproveitamentos hídricos já explorados (micro-centrais, PCH e hidrelétricas);
- Os parâmetros técnicos do projeto de PCH, os quais são: rendimento da turbina (η_T) e do gerador (η_G), fator de capacidade de referência (Fk) e de perda de carga (ϕ).

- Local de aplicação do estudo, dentro da área potencialmente promissora identificada no Módulo 1, representado pelo trecho de curso d'água (rio) onde se pretende estudar o potencial hidrelétrico (energético), fornecido pelo usuário;

b.2) Processo

Com base nas informações consultadas, realiza-se as seguintes atividades, conforme ilustrado na Figura 17:

- a) Identificação das cotas (curva de nível) existentes no trecho do curso d'água selecionado, com auxílio das cartas topográficas;
- b) Estimativa de perfil longitudinal do curso d'água principal selecionado;
- c) Estimativa de áreas de drenagem do aproveitamento (AD);
- d) Estimativa de potencial energético do aproveitamento selecionado (Ea) e a potência instalada (PI).

Assim, dadas as “áreas potencialmente promissoras” definidas no Módulo 1, destaca-se na área geográfica da bacia hidrográfica do curso d'água selecionado a obtenção dos seguintes atributos:

- Traçados geográficos dos cursos d'água principais e secundários do rio selecionado;
- Vazão(ões) específica(s) verificada(s) no trecho do rio selecionado (q);
- Cotas ao longo do trecho do rio selecionado (curvas de nível).

Com estas informações e os parâmetros técnicos (η_T , η_G , φ e Fk), pode-se obter a estimativa de energia assegurada (Ea - MWméd) e de potência instalada de referência (PI) para aproveitamento hidrelétrico proposto no trecho do rio selecionado. Para propor projetos, o usuário com auxílio de ferramentas computacionais georreferenciadas desenvolve as seguintes atividades:

- Delimitar a área geográfica de influência (bacia) do rio, desde a nascente até o fim do trecho de interesse do rio selecionado;
- Elaborar o perfil longitudinal e a correspondente área de drenagem (AD) no mesmo trecho;
- Propor divisões de queda d'água baseadas na diferença de cotas apresentadas no perfil (20 em 20m).

A determinação do perfil longitudinal de cursos d'água consiste na correlação de cotas existentes desde a nascente com as respectivas extensões linear verificadas (percurso) do rio principal selecionado, com auxílio de curvas de nível eqüidistantes (20 em 20m) obtidas das cartas topográficas impressas, conforme a Figura 17-e. A Figura 18 ilustra uma típica carta topográfica em escala 1:50.000, com as respectivas informações utilizadas no estudo.

A determinação da área de drenagem (AD) de uma bacia hidrográfica consiste na estimativa de área territorial plana (projeção horizontal) compreendida dentro dos limites estabelecidos pelos seus divisores topográficos, que se comportam como uma linha que une os pontos de máxima cota em torno da bacia, dividindo as águas de precipitações que escoam para bacias vizinhas e as que contribuem para o escoamento superficial da mesma [98].

Com o gráfico do perfil e da área de drenagem, é proposta a secção do curso d'água de forma a estimar a queda bruta (H_b) do aproveitamento. Este seccionamento é a divisão de queda d'água (A_i), que pode ser entendido como a localização de barragem para regularização do fluxo d'água de forma a proporcionar desnível d'água (H_b) entre a cota à montante e à jusante, conforme a Figura 17-g. Há várias combinações e arranjos de alternativas de divisão de queda ao longo do trecho do curso d'água. Para restringir essas alternativas, o Manual de Inventário [83] recomenda identificar os trechos do rio ausentes de restrições ambiental (APA) e urbana (perímetro urbano), de modo a evitar, ainda que preliminarmente, interferências sociais e ambientais. Excluídos esses trechos, a divisão de queda d'água deve ser orientada de modo a minimizar a extensão linear da área alagada (EL) e a maximizar a exploração do recurso energético (benefício), o que pode ser expressa pela maximização da queda (H_b) e da vazão hidrológica obtida pelo produto entre a área de dre-

nagem (AD) e o rendimento (vazão) específico (q). As quedas (H_b) típicas de PCH estão na faixa de 10 a 60m de altura, conforme pode ser observado no inventário de PCH da CSPE [97]. Caso existam diferentes valores de q ao longo do rio selecionado (percurso), deve-se obter o q equivalente das correspondentes áreas de drenagem (AD), conforme recomendações do DNAEE – Departamento de Águas e Energia Elétrica (1988) [87].

Conforme o propósito deste trabalho, toda a sequência apresentada pode ser realizada em escritório sem a necessidade de levantamento de campo ou visitas à área analisada. A metodologia de pré-inventário/viabilidade proposta não contempla análises sobre formação e existência de falhas geológicas e demais características do solo, que deverão ser realizadas para as alternativas (projetos) que se mostrarem mais promissoras.

b.3) Produto

Os resultados deste módulo são as características gerais e técnicas do aproveitamento, conforme a Figura 17, incluindo:

- Localização (coordenada x, y) do projeto GD proposto;
- Expectativa de energia assegurada (Ea) média de longo termo;
- Potência instalada de referência do aproveitamento hidrelétrico.

Figura 17 – Ilustração dos principais processos propostos no Módulo 2 (PCH).

Figura 18 – Principais informações obtidas das cartas topográficas (escala 1:50.000).

4.3.3. Módulo 3 - Custo de Rede e Conexão Elétrica

a) Insumos

- Projetos caracterizados no Módulo 2, com os respectivos parâmetros: localização geográfica e a potência instalada (PI);
- Mapa temático de fronteiras políticas e dos centros urbanos;
- Valores de tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSDg) das concessionárias, fornecidos pela ANEEL;
- Configurações de rede elétrica, com as respectivas estimativas de custos.

- Estimativa de extensão de rede elétrica (distância) e nível de tensão elétrica para efetuar a conexão, fornecido pelo usuário.

b) Processo

O processo consiste na caracterização de um sistema elétrico que possa interligar o projeto GD proposto à rede da concessionária local e os correspondentes custos e investimentos envolvidos.

As tensões nominais de redes de distribuição mais frequentes no Brasil são: 13,8kV; 34,5kV; 69kV, 88kV e 138 kV. Vários fatores influenciam na escolha do nível de tensão, como a potência e a distância de transporte, sendo tanto maior a tensão de conexão (frequentemente 69 e 138kV para potências acima de 10MW) quanto maior a potência a ser transmitida, a distâncias relativamente longas [99].

A conexão da GD ao sistema elétrico existente é modelada, na metodologia proposta, através da instalação de uma subestação elevadora de tensão de saída da central geradora, de uma linha de transmissão dedicada e de um 'bay' de conexão em uma subestação existente do sistema de distribuição local (Figura 19). Caso a tensão de saída da central for a mesma do sistema, a estação elevadora poderá ser dispensada, em não havendo restrição quanto ao nível de curto-circuito imposto ao sistema, pela presença da GD. Os custos referentes ao transformador elevador dedicado para cada unidade geradora e dos ramais de conexão à montante do barramento de saída da central foram incluídos no custo da central geradora.

Foram consideradas 6 configurações de rede, adequadas a diferentes níveis de potência a ser transmitida, conforme a Tabela 5, simplificadas e compatíveis com o nível de pré-viabilidade deste trabalho. Ressalta-se que, por simplificação, adotou-se que a tensão de geração seja 13,8kV, não obstante haja tensões inferiores para baixas potências de gerador. Nota-se que a conexão ao sistema existente é realizada por meio de uma estação de seccionamento simples (bay de manobras).

Tabela 5 – Configuração de rede de interligação elétrica da GD à rede de distribuição da concessionária local.

Configuração	Tensão de Geração / Conexão (kV)	Potência Instalada na GD (MW)
1	13,8 / 13,8 kV	até 5
2	13,8 / 13,8 kV	5 a 10
3	13,8 / 34,5 kV	até 20
4	13,8 / 34,5 kV	20 a 30
5	13,8 / 69 kV	até 30
6	13,8 / 138 kV	até 30

Os custos unitários de componentes de rede de conexão utilizados neste trabalho foram extraídos da referência: Referência de Custo - Eletrobrás (2004) [100], que incluem aquisição, transporte, seguros, impostos, instalação de componentes de rede, engenharia, etc.

A configuração de rede adotada é composta por um ou dois (conforme o caso) circuitos aéreos radiais trifásicos sob postes, cuja extensão de rede é definida como a distância entre a central geradora ao ponto de conexão do sistema de distribuição existente, fornecido pelo usuário (extraída da ferramenta GIS), conforme a Figura 19. Alternativamente, o ponto de conexão é assumido como o centro de consumo (município) mais próximo geograficamente da central geradora. Assim, é possível parametrizar o investimento em função dessa distância e consequentemente obter resultados que indiquem pré-viabilidade de uma fonte em função da extensão de rede de conexão. A Figura 20 ilustra este processo.

Figura 19 – Configuração de rede de interligação da GD à sistema elétrico de distribuição.

Figura 20 – Ilustração dos processos propostos no Módulo 3 (Rede e Conexão).

O custo correspondente a instalação do sistema de interligação elétrica é calculado pela soma dos seguintes componentes de rede:

A) Subestação Elevadora

- a) Entrada de Linha em Baixa Tensão (EL_{BT} - 13,8kV): assumida como sendo de 13,8kV, igual à tensão de saída da central de geração (ou à tensão de saída da unidade de transformadora dedicada). A quantidade de EL_{BT} é definida considerando que cada uma se conecte até 10MW de potência e haja uma unidade de reserva.
- b) Uma unidade Transformadora (13,8kV / V_{AT}): a menor potência padronizada para atender a demanda igual à potência instalada da central geradora, onde V_{AT} é a tensão nominal da linha de transmissão (34,5kV, 69kV ou 138kV). Em vista do caráter de viabilidade da metodologia, considerou-se apenas uma unidade transformadora para qualquer potência de geração, com equipamentos de proteção (disjuntor na baixa tensão).
- c) Entrada de Linha em Alta Tensão (EL_{AT} - V_{AT}): foi considerada uma ou duas unidades de entrada de linha conforme haja um ou dois circuitos, onde V_{AT} é a tensão nominal da linha de transmissão.
- d) Módulo Geral: contempla terreno, serviços auxiliares, casa de comando, malha de aterramento e demais instalações necessárias não incluídas nos elementos precedentes de geração.

B) Linha de Transmissão

- e) Conexão: conexão ao sistema de distribuição local, por meio de uma entrada de linha adicionada em uma subestação do sistema existente, na tensão nominal da linha (V_{AT}).
- f) Linha: linha de transmissão trifásica com tensão elétrica de operação definida pelo valor de potência de geração (instalada) e pela extensão de rede. Devido o caráter de pré-viabilidade da metodologia, adotaram-se as seguintes tensões de transmissão de energia, conforme a Tabela 6.

Tabela 6 – Restrição de tensão de transmissão em função da potência da GD.

Conf.	Tensão de Geração / Conexão	Faixa de Potência Instalada da GD	Máxima Extensão de Rede	Cabo da Linha de Transmissão	Circuito	ΔV
1	13,8 / 13,8 kV	até 5MW	15km	336	simples (1x)	4,32%
2	13,8 / 13,8 kV	5 a 10MW	15km	477	duplo (2x)	3,05%
3	13,8 / 34,5 kV	até 20MW	20km	477	simples (1x)	2,60%
4	13,8 / 34,5 kV	20 a 30MW	20km	477	duplo (2x)	1,95%
5	13,8 / 69 kV	até 30MW	30km	477	simples (1x)	1,46%
6	13,8 / 138 kV	até 30MW	40km	477	simples (1x)	0,49%

ΔV – Queda de tensão máxima.

Nota-se que, por se tratar de um estudo de pré-viabilidade, o sistema de transmissão (subestação, linha de transmissão e conexão) não foi otimizado, adotando-se equipamentos e instalações usuais.

O custo do sistema de interligação (C_{REDE}) pode ser expresso pela equação:

$$C_{REDE} = C_{SE} + C_{LT} \quad \text{eq. (6)}$$

$$C_{SE} = N_{ELBT} \times C_{UNIT-ELBT} + C_{TRAFO} + N_C \times C_{UNIT-ELAT} + C_{MGSE}$$

$$C_{LT} = N_C \times L_{GD-S} \times C_{UNIT-LT} + N_C \times C_{UNIT-ELCON}$$

Onde:

C_{SE} – custo da estação elevadora de tensão de saída da central geradora;

C_{LT} – custo da linha de transmissão dedicada;

N_{ELBT} – número de entrada de linha em baixa tensão (BT) calculado por: $(MW_{inst}/10MW)+1$

$C_{UNIT-ELBT}$ – custo unitário de entrada de linha (EL) em baixa tensão (BT);

C_{TRAFO} – custo da estação de transformação de tensão, com proteção;

N_C – número de circuitos simples da linha de transmissão (LT);

$C_{UNIT-ELAT}$ – custo unitário da entrada de linha (EL) em alta tensão (AT);

C_{MGSE} – custo do módulo geral da subestação de energia;

L_{GD-S} – extensão de rede da central geradora ao sistema de distribuição existente (km);

$C_{UNIT-LT}$ – custo unitário da linha de transmissão (R\$/km);

C_{ELCON} – custo da estação de manobra (bay) na subestação existente da distribuidora.

À título de ilustração e considerando os custos de referência da Eletrobrás de equipamentos de rede (Tabela 7 a Tabela 9), a Figura 21 apresenta os custos em função de extensão de rede para as configurações de rede enunciadas na Tabela 6, para o caso da central geradora possuir 5MW de potência instalada (P_I), em 13,8kV.

Figura 21 – Estimativa de Rede de Conexão para o caso de 5MW_{inst} em 13,8kV.

Tabela 7 – Custo unitário de Transformador em função da potência (item b).

Conf.	kV	Custo unitário de Transformador em função da Potência Nominal de Geração (10³ R\$)										
		2MVA	3MVA	5MVA	6MVA	8MVA	10MVA	13MVA	15MVA	20MVA	25MVA	30MVA
1 e 2	13,8	(não exige transformador - 13.8/13.8kV)										
3 e 4	34,5	73	97	142	161	176	209	221	245	286	---	---
5	69	---	116	183	213	239	288	314	353	426	492	555
6	13,8	---	---	211	---	269	318	---	406	484	555	619

Tabela 8 – Custo unitário de extensão de Linha (LT) em função da potência (item f).

Conf.	kV	Custo unitário de Linha de transmissão em função da Potência de Transporte (10³ R\$/km)										
		2MVA	3MVA	5MVA	6MVA	8MVA	10MVA	13MVA	15MVA	20MVA	25MVA	30MVA
1 e 2	13,8	20,86	26,45	34,12	---	---	---	---	---	---	---	---
3 e 4	34,5	32,25	33,54	37,63	40,64	44,08	---	---	---	---	---	---
5	69	---	59,56	59,56	63,43	67,73	72,03	76,97	83,21	95,68	102,13	108,36
6	138	---	---	---	---	85,66	87,12	89,53	91,05	95,89	98,90	105,57

Cabo Econômico [0,8A / mm²]* - Poste de Concreto (13,8 - 34,5kV) e Poste de Aço (69 - 138kV).

Tabela 9 – Custo unitário de componentes de rede em função da tensão (item a, b', c, d, e).

Conf.	Descrição	Custo unitário de Componentes de Rede em função da Tensão (R\$ - circuito simples)					
	Tensão (LT / GD)	Entrada de Linha (baixa)	Proteção (disjuntor - baixa)	Entrada de Linha (alta)	Módulo Geral	Conexão (destino)	TOTAL
	[kV]	(a)	(b')	(c)	(d)	(e)	(a+b'+c+d+e)
1 e 2	13,8 / 13,8	163.403,00	79.258,00	---	159.300,00	71.743,00	473.704,00
3 e 4	34,5 / 13,8	163.403,00	79.258,00	171.674,00	275.200,00	92.692,00	782.227,00
5	69 / 13,8	163.403,00	79.258,00	296.302,00	355.700,00	121.154,00	1.015.817,00
6	138 / 13,8	163.403,00	79.258,00	765.547,00	705.800,00	207.493,00	1.921.501,00

Estimativa de custo dos componentes de rede (sem Transformador e Linha de Transmissão). Premissa: Entrada de Linha (a) em 13,8kV, independente da potência.

c) Produto

O resultado deste módulo é o custo do circuito elétrico de interligação da central geradora até o sistema de distribuição existente.

4.3.4. Módulo 4 - Análise Econômica de Projetos Propostos

a) Insumos

- Resultados dos módulos anteriores (Módulo 2 e 3);
- Alíquotas de impostos, encargos, tributos relativos à atividade de produção de energia elétrica;
- Parâmetros técnico-econômicos de investimento em PCH e plantas eólicas, como: custos estimativos de implantação do projeto (O&M), duração da construção, cronograma de desembolso, etc;
- Condições de financiamento para investimento em projetos eólicos e hidrelétricos, como: carência, amortização, juros, etc.
- Custo de oportunidade (taxa de retorno desejada) do usuário (investidor);

- Valores de energia elétrica praticados nos ambiente de comercialização (ACR, ACL, PROINFA).

b) Processo

O processo consiste na formação de fluxo de caixa descontado de cada alternativa proposta, com o respectivo sistema elétrico dedicado, considerando como referências [101, 102, 103, 104], além de consultas no Ministério da Fazenda – Receita Federal. O fluxo de caixa é constituído de movimentos financeiros de receitas, despesas, encargos e tributos, cujos elementos estão na Tabela 10.

Tabela 10 – Componentes do Fluxo de Caixa discriminado por fontes de geração de energia.

nº	ITENS	(anos)					H=32
		0	1	2			
		Construção	Operação				
a)	(+) RB - Receita Bruta (venda de energia)						
b)	(-) Impostos / Taxas sobre Faturamento						
b.1	- PIS/COFINS+CPMF (3,66% ou 9,63%)						
b.2	- CDE / PROINFA / CCC / RGR (isento)						
b.3	- ICMS (não considera)						
	(=) ROL - Receita Operacional Líquida						
c)	(-) Encargos / Tributações do SEB						
c.1	- TFSEE (0,5%, base: BE-Benefício Econ.)						
c.2	- P&D (isento)						
c.3	- CFURH (isento)						
d)	(-) Encargos de Conexão e Transporte						
d.1	- TUSDg (R\$/kW.mês)						
d.2	- CCD (R\$, apenas no 1ºano de operação)						
e)	(-) Despesa Operacional						
e.1	- O&M-Fixo (R\$/kWinst.ano)						
e.2	- O&M-Variável (R\$/MWh)						
e.3	- Seguro (1%, base: Σ (Investimento))						
	(=) Resultado Operacional						
f)	(-) Depreciação Financeira (invest/nº anos)						
g)	(-) Despesa Financeira (pgto juros - debt)						
	(=) LT - Lucro Tributável						
b)	(-) Imposto sobre o Lucro Tributável - LT\$						
b.1	- IR (15% ou 25%, se LT\$>R\$240.000/ano)						
b.2	- CSLL (9%, base: LT\$)						
f)	(+) Depreciação Financeira						
	(=) Resultado Financeiro						
g) / i)	(-) Amortização do Financiamento (Debt)						
h)	(-) Capital Próprio (Equity)						
	(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento						

(+) Valor Residual

(+) Valor Residual

Onde:

- a) (+) Receita Bruta: produto anual da quantidade de energia elétrica (Ea) comercializada pela respectiva tarifa de venda (R\$/MWh).

b) (-) Encargos Fiscais: em 2002, a sistemática dos tributos fiscais sofreu alterações visando, em essência, eliminar a cumulatividade de incidência de encargos na cadeia produtiva, criando a partir de então a possibilidade de creditamento de valores que serão deduzidos do montante final a ser recolhido. Conceitualmente, a não-cumulatividade é a tributação apenas sobre o valor agregado ou adicional da atividade produtiva. Os encargos fiscais aplicáveis sobre o serviço de produção de energia elétrica podem ser efetuados em dois regimes de tributação. O primeiro é quando a empresa constituída opta pelo regime de tributação com lucro real (não-cumulativo), e o segundo, lucro presumido (cumulativo). No primeiro, pode-se abater no valor do tributo apurado os créditos de investimentos imobilizados (bens), cujos créditos são diferidos na forma de depreciação, custos e despesas. No segundo, não há deduções, porém este regime de tributação somente é admissível para empresas com receita anual inferior a R\$48 milhões [105, 106, 107, 101]. Os principais encargos são:

- PIS/PASEP (Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público): o PIS foi instituído pela Lei Complementar nº 7, de 7 de setembro de 1970, e o PASEP foi instituído pela Lei Complementar nº 8, de 3 de dezembro de 1970, sendo estes dois unificados pela Lei Complementar nº 26, de 11 de setembro de 1975. O PIS/PASEP incide sobre a receita bruta, cuja alíquota é 1,65% (lucro real) e 0,65% (lucro presumido) [108].
- COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social): instituída pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991, a qual incide sobre a receita bruta, cuja alíquota é 7,6% (lucro real) e 3,0% (lucro presumido).
- IRPJ (Imposto de Renda): incide sobre o lucro tributável (LT\$), quando este for positivo, com alíquota de 15% (lucro real ou presumido). Caso o montante anual apurado de LT\$ for superior R\$240mil, aplica-se a alíquota adicional de 10% (lucro real e presumido) [109]. No regime lucro real, o LT\$ é o resultado operacional (RO) deduzido de depreciação e despesa financeira. No regime lucro presumido, o LT\$ é estimado em 8% da receita bruta.
- CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido): incide sobre o lucro tributável (LT\$), quando este for positivo, com alíquota de 9% (lucro real e presumido) [107]. No regime lucro real, o LT\$ é o mesmo apurado para o IR. No regime presumido, o LT\$ é estimado em 12% da receita bruta.

- ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviço): não é considerada a incidência deste encargo nos estudos deste trabalho, isso porque a sua legislação é específica para cada estado brasileiro.

c) (-) Encargos Setoriais: os principais encargos do setor elétrico são:

- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica): é a taxa recolhida pela ANEEL, na seguinte forma: $TFSEE = 0,5\% \cdot Be \cdot Pag$ [110, 64]. O valor de Be (Benefício Econômico anual auferido) é R\$289,22/kW_{inst} para ano de 2007, segundo Despacho ANEEL nº 141, de 24 de janeiro de 2007 [111], e o Pag (Produto anual da exploração) pode ser considerado a potência instalada do empreendimento (*PI*).
- P&D (Programa de Pesquisa e Desenvolvimento): as empresas do setor elétrico ficam obrigadas a aplicar 1% (no mínimo) da receita operacional líquida (ROL) [112]. Entretanto, a PCH é isenta desta obrigação e a EOL é considerada neste trabalho desobrigada.
- CFURH (Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos): aplica-se a empreendimentos de hidroeletricidade, na seguinte forma: $6,75\% \cdot TAR \cdot Ea \cdot 8760$ [113, 114]. O TAR (Tarifa Anualizada de Referência) é R\$57,63/MWh para 2007, segundo Resolução Homologatória nº 404, de 12 de dezembro de 2006 [115]. Entretanto, a PCH é isenta desta obrigação.
- cota CDE (Conta de Desenvolvimento Energético): a autoprodução e a produção independente de energia não estão sujeitas ao pagamento das quotas CDE, nos termos do art. 74 do Decreto 5.163 [35].
- cota PROINFA / CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) / RGR (Reserva Global de Reversão): a produção independente de fontes incentivadas é praticamente isenta destes encargos, na maioria dos casos, salvo algumas exceções, as quais não serão tratadas neste trabalho.

d) (-) Encargos de Conexão: os principais encargos de conexão considerados já foram mencionados no item 2.4 deste trabalho, os quais são: TUSD e CCD, sendo incidente sobre a potência instalada e livremente negociável com a concessionária local, respectivamente. As despesas com O&M da rede são consideradas neste trabalho como embutidas no CCD.

e) (-) Despesas Operacionais: as principais despesas operacionais são: O&M e seguro do capital imobilizado. O O&M já foi tratado nos itens 3.1 e 3.2 deste trabalho.

- Seguro: em geral, os agentes financeiros exigem a contratação de seguro como uma ferramenta de mitigação de riscos. Valores típicos estão na ordem de 0,5 a 1,5% do investimento total. Adota-se o valor anual de 1% do montante de investimento (*equity* + *debt*).

f) (-) Depreciação: a depreciação financeira é considerada neste trabalho na forma simplificada, sendo parcelas anuais iguais 1/vida útil financeira do ativo. Valores típicos utilizados no setor elétrico são 10 anos para equipamentos e 20 anos para obra civil. Para tanto, considera-se neste trabalho que a participação dos ativos no investimento total é estabelecida pelas proporções apresentadas abaixo:

	PCH	EOL	REDE
Equipamento	35%	70%	70%
Civil	45%	10%	10%
Serviços	20%	20%	20%

Obs: Os serviços não são ativos, portanto não tem influência sobre a depreciação.

g) (-) Capital Próprio: refere-se ao recurso financeiro (R\$) próprio aportado pelo empreendedor (investidor).

h) (-) Despesa Financeira: refere-se às parcelas de pagamento de juros do financiamento e esta é calculada em função da incidência da taxa de juros sobre o saldo devedor do financiamento.

i) (-) Amortização: refere-se às parcelas de pagamento do financiamento contraído pelo empreendedor.

O volume de recurso financeiro demandado pelo projeto GD prospectado pode ser atendido por duas fontes: uma através de recursos próprios do investidor (*equity* - capital próprio), e a outra através de financiamento (*debt*) adotado em condições compatíveis com as praticadas pelo BNDES. O índice de cobertura do financiamento praticado pelo BNDES é 75%, sendo os 25% complementares honrados pelo capital próprio. O cronograma de desembolso do financiamento deve atender

exatamente o cronograma do investimento do projeto, de forma que seja disponibilizado em paridade com o capital próprio. A estrutura do financiamento tem os seguintes principais aspectos:

- Taxa de juros nominal do financiamento composta por: TJLP + *spread* + risco de crédito, onde:
 - TJLP é a taxa de juros de longo prazo;
 - *spread* é a taxa de serviços cobrada pelas instituições financeiras;
 - risco de crédito é a taxa adicional que está associada à possibilidade do credor (investidor) não honrar o pagamento do financiamento;
- Juros capitalizados até fim da carência;
- Amortização do principal em 12 anos, no sistema de amortização constante (SAC);
- Carência de pagamento das parcelas de amortização até entrada em operação comercial da GD.

Embutida na TJLP há a presença da taxa de inflação, que é usualmente conceituada como um aumento contínuo e generalizado no nível de preços, que resulta em perda ininterrupta do poder aquisitivo da moeda [116]. Efeitos inflacionários podem ser extraídos da taxa de juros nominal do financiamento por meio da seguinte expressão:

$$(1 + j) = (1 + r)(1 + i)$$

Onde:

j = taxa de juros de longo prazo – TJLP (nominal)

r = taxa de juros de longo prazo – TJLP (real)

i = taxa de inflação

Utilizando-se a TJLP estabelecida pelo Conselho Monetário Nacional em 6,5%a.a. (mar./2007), *spread* em 3%a.a. (linha de crédito padrão do BNDES para infla-estrutura) e 1% de risco, obtém-se a taxa de juros nominal do financiamento em 9,5%a.a.. Aplicando-se a expressão enunciada apura-se a taxa de juros real do financiamento em 4,8%a.a., considerando a taxa de inflação em 4,5%a.a. - inflação

meta estabelecida pelo Banco Central do Brasil (BCB) para 2008, conforme a Resolução BCB nº. 3.378, de 29 de junho de 2006 [117].

Extraídos os efeitos inflacionários, os capitais participantes do fluxo estão sob a mesma recomposição monetária obtendo-se, desta forma, os capitais em moeda constante.

A partir de abril de 2007, as condições de financiamento contam com incentivos do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), que estimula a participação da iniciativa privada em investimentos de infra-estrutura. As principais ações do PAC voltadas para setor elétrico (fontes incentivadas) são [118]: reduzir o *spread* básico do BNDES de 3% para 1,0%a.a.; ampliar o prazo de amortização do principal de 12 para 16 anos; e expandir a participação da cobertura do financiamento de 75 para 85%.

Admitindo estes incentivos do PAC enunciados, destaca-se que a taxa de juros real do financiamento decresce de 4,8% para 3,0%a.a. (equivalente a um *spread* de 1%a.a.).

As operações financeiras podem ser representadas por eventos do tipo entrada e saída, ou receita e desembolso, conforme o diagrama de fluxo financeiro da Figura 22.

Figura 22 – Esquema ilustrativo dos movimentos financeiros – diagrama de fluxo de caixa.

Uma vez constituídos os fluxos de caixa do projeto, pode-se avaliar seu valor presente através da metodologia do Fluxo de Caixa Descontado e demais indicadores de avaliação (índice de mérito) [119] à saber:

VPL - Valor Presente Líquido (R\$) de fluxo futuro formado durante análise do projeto, trazido na data inicial a uma determinada taxa de desconto. A taxa de desconto (custo de oportunidade) do investidor utilizada foi de 12%a.a..

PBD - *Payback* descontado, que é o período (anos) que se obtém o equilíbrio entre os investimentos e o montante de rendimentos acumulados, considerando a taxa de desconto do investidor (usuário). Este é, talvez, o método mais simples de se avaliar projetos de investimento.

TIR - Taxa Interna de Retorno do capital investido ou imobilizado (%a.a.). Este é o método mais utilizado e, talvez, o mais importante para se avaliar a atratividade de projetos de investimento. A TIR é a taxa que equilibra o valor atual das entradas ao valor atual das saídas do fluxo de caixa.

CMPE - Custo Médio de Produção de Energia Elétrica (R\$/MWh). O CMPE é obtido pela razão entre as despesas anuais acumuladas do projeto (negócio) pela energia assegurada (Ea) do aproveitamento. Estas despesas geralmente não são constantes para cada ano e é por isso que se adota o custo médio, conforme expressão:

$$CMPE = (PIS / COFINS + O \& M + Seguro + TFSEE + TUSDg + Juros + IR + CLSS) / (Ee.8760)$$

c) Produto

Os indicadores de avaliação (VPL, TIR, PBD e CMPE) são os resultados desse módulo.

4.3.5. Módulo 5 - Classificação de Projetos e Análise de Sensibilidade

a) Insumos

- Resultados do módulo anterior (Módulo 4);
- Julgamento de prioridades - pesos de 0 a 100% - dos indicadores de avaliação;

b) Processo

O procedimento adotado para comparação e classificação de projetos é um método de tomada de decisão com múltiplos objetivos, cuja técnica é conhecida como AHP (Análise Hierárquica de Processos). A AHP é um dos métodos chamados de MCDM (*Multiple Criteria Decision Method* – Métodos de Tomada de Decisão com Múltiplos Critérios). Alguns estudos com a utilização deste método aplicado em GD foram desenvolvidos em 2002 pelo INEE, conforme referência [120, 121]. Este método permite comparar projetos com indicadores de natureza diferentes (quantitativo e qualitativo), como: técnicos, econômicos, financeiros, ambientais, sociais, políticos, etc. Foi adotado neste trabalho apenas indicadores econômicos, com 4 sub-critérios relacionados entre si: TIR, VPL, PBD e CMPE.

Inicialmente, procede-se para a formação da Matriz Desempenho (M_D), com a normalização dos valores dos indicadores de avaliação (índices) obtidos, e do Vetor Julgamento (V_J), com os pesos (notas) associados aos índices de mérito. Alguns julgamentos de prioridades estão ilustrados na Figura 23-b.

O processo de normalização é realizado pela seguinte relação (Figura 23-a): (índice) / (máximo (índice existente)), para TIR e VPL; (índice)⁻¹ / (máximo (índice existente)⁻¹), para PBD e CMPE. A classificação das alternativas de projetos é obtida pela ordenação, em ordem decrescente dos indicadores resultantes, do produto matricial da M_D pelo V_J (Figura 23-c).

Considerando que os dados de entrada utilizados em todos os Módulos são estimativos e aproximados, o processo é concluído com uma análise de sensibilidade, que consiste em observar o comportamento dos indicadores de avaliação (VPL, TIR, PBD e CMPE) em função da variação de parâmetros de entrada (Figura 23-d). Os parâmetros escolhidos para a análise de sensibilidade foram:

- Taxa de câmbio (R\$/U\$);
- C_{inst} - Custo de implantação do projeto eólico ou hidráulico (R\$/kW_{inst});
- Tarifa de venda de energia – comercialização (R\$/MWh);
- TUSDg - Tarifa de uso do sistema de distribuição (R\$/kW.mês);
- Índice de cobertura (*ratio cover*) do financiamento (%);
- Extensão de rede elétrica de conexão ao sistema de distribuição local (km);
- Taxa de desconto (custo de oportunidade) do investidor (%);

Essa análise oferece elementos para avaliar o desempenho de cada alternativa em diferentes cenários, caracterizando a robustez de cada solução.

d) Produto

Com a execução dos processos propostos, obtém-se a hierarquização dos projetos analisados em função do desempenho dos indicadores de avaliação e do

judgamento de prioridades. Evidentemente que esta hierarquização apresenta apenas resultado relativo entre os projetos analisados.

Figura 23 – Ilustração dos principais processos propostos no Módulo 5.

Foi desenvolvido um ambiente computacional (*software*) para abrigar a metodologia apresentada neste trabalho, denominado “Project-GD”, que proporciona elaborar estudos de pré-viabilidade de projetos de geração distribuída (ANEXO E).

CAPÍTULO 5 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA: ESTUDO DE CASO

5.1. Considerações Gerais

Esse capítulo apresenta a aplicação da metodologia proposta em estudos de caso para aproveitamentos eólicos na região Nordeste e hidráulicos no estado de Minas Gerais.

Para seleção da área para aplicação dos estudos hidráulicos foram consideradas regiões que dispõem de cartas topográficas (escala 1:50.000 – Anexo D) e estudo de regionalização hidrológica - rendimento específico (q). Para os estudos eólicos não houve restrições territoriais, pois as informações obtidas de velocidade de vento (V_v), de fator de Weibull (k) e de rugosidade do terreno (Z_o) abrangem todo o território brasileiro.

Ao final deste capítulo, também é apresentado estudos em aproveitamentos existentes para verificação de consistência de aplicação da metodologia proposta.

5.2. Dados e Premissas Gerais

Os estudos de caso foram desenvolvidos conforme as diretrizes metodológica apresentadas no capítulo anterior, cujos processos se iniciam no Módulo 1 e são finalizados no Módulo 5, conforme a representação da Figura 24 a seguir.

Foram considerados dois níveis restritivos (filtros) de rendimento específico (q) para os casos de aproveitamentos hidrelétricos, que deram origem a dois estudos para cada nível (H1 e H2; H3 e H4), conforme a localização do eixo de barragem. Analogamente, foram considerados dois níveis restritivos para os aproveitamentos eólicos, que deram origem a dois estudos para o nível mais restritivo (E1 e E2) e uma terceira opção de estudo (E3).

Figura 24 – Ilustração dos estudos de caso desenvolvidos (4 casos hidráulicos / 3 eólicos).

Foram considerados os seguintes dados e premissas gerais nesses estudos de caso:

a) Investimento

Investimento inicial: US\$1.500/kWinst (PCH) e US\$2.250/kWinst (EOL);

Cronograma de desembolso: 50% no 1º ano e 50% no 2º ano;

Componentes do total de investimento (participação):

	Equipamento	Obra Civil	Serviços
PCH	35%	45%	20%
EOL	70%	10%	20%
Rede	70%	10%	20%

Valor residual do investimento no final do horizonte: 15% (PCH e EOL)

Vida útil econômica: 50 anos (PCH e EOL)

b) Impostos, Tributos e Encargos fiscais e setoriais

PIS/PASEP 1,65% / 0,65% (lucro real / presumido)

COFINS 7,6% / 3,0% (lucro real / presumido)

IRPJ 15,0% (base) + 10% (excedente) (lucro real e presumido)

Base do IRPJ LT\$ / presumi-se 8% da receita bruta (lucro real / presumido)

CSLL 9,0% (lucro real e presumido)

Base do CSLL LT\$ / presumi-se 12% da receita bruta (lucro real / presumido)

TFSEE $0,5\% \cdot PI(kW) \cdot R\$289,22/kW$

c) Despesas Operacionais

Seguro do imobilizado: 1%a.a. do investimento (PCH e EOL)

O&M: 30R\$/kWinst.ano (PCH) e 145R\$/kWinst.ano (EOL)

d) Imobilizado

Prazo de construção: 2 anos (PCH e EOL)

Depreciação financeira – equipamento / civil: 10 / 20 anos (PCH, EOL e Rede)

e) Conexão:

TUSDg (R\$/kW.mês): Ver Figura 5 (página 45).

CCD: R\$100.000,00 (adota apenas uma única parcela – apenas no 2º ano)

g) Financiamento:

Índice de cobertura do financiamento: 75% debt / 25% equity

Taxa de juros real: 4,8%a.a. (já extraído o efeito inflacionário)

Carência de pagamento da amortização: até o início da operação comercial

Carência de pagamento de juros: até o início da operação comercial

Prazo de amortização: 12 anos (sistema constante - SAC)

h) Receita (tarifa de comercialização de energia elétrica):

ACL_{INC}: R\$142,00/MWh para PCH

ACR: R\$120,00/MWh para PCH

PROINFA: R\$128,00/MWh para PCH e R\$228,00/MWh para EOL

5.3. Estudo de Caso - Recursos Eólicos e Hídricos

a) Módulo 1 e 2 – Recursos Eólicos

a.1) Caso E1 e E2 – Restrição com $V_v > 7\text{m/s}$ (filtro)

Adotando-se a restrição de velocidade média do vento (V_v) igual a 7m/s para realização do ‘filtro’, obtêm-se as Áreas Prioritárias representadas pela Figura 25-a a seguir. Observa-se que as Áreas Prioritárias (conjunto de poligonais) estão concentradas nas faixas litorâneas do Rio Grande do Norte e do Ceará, também no interior da Bahia. Dentre estas áreas, selecionou-se como região de interesse para o estudo o Rio Grande do Norte, cujas características estão na Figura 25-b, incluindo os limites e as sedes dos municípios, as APA’s e as usinas eólicas existentes (ou em

construção), além das poligonais que dispõem de ventos mais intensos. Dentre estas poligonais, adotou-se como área de interesse as que estão na faixa litorânea dos municípios Touros e São Miguel de Touros. Dadas estas informações, propõe-se a prospectar projetos eólicos localizados nas proximidades da faixa litorânea e de centro urbano, onde haja elevada velocidade do vento (V_v). Atendendo a essas restrições, foram propostos os projetos **E1** e **E2**, que estão apresentados na Figura 25-c, com 2 e 3 unidades de turbina, respectivamente com: velocidade do vento (V_v , a 50m do solo), fator de Weibull (k) e rugosidade do terreno (Z_o), conforme a Figura 25-d. Com essas informações e curva de potência da turbina (P_c) adotada como referência (GE 1,5MW), obtêm-se a velocidade da P_c corrigida ($V_{zr'}$) para altura da torre ($Z=80m$), a probabilidade de ocorrência de Weibull ($p(V_{zr'})$), a potência instalada (PI), o fator de capacidade (FC) e a estimativa de energia assegurada (Ea) que pode ser extraída do aproveitamento eólico, conforme a tabela de resultados apresentada na Figura 25-h.

Desta forma, tem-se como resultado dos processos destes módulos os projetos **E1** e **E2** propostos, com Ea e PI correspondentes a 1,25 e 2,10MWméd, e 3,0 e 4,5MWinst, respectivamente.

Figura 25 – Resultado dos processos dos Módulos 1 e 2 (Recursos Eólicos - Caso E1 e E2).

a.2) Caso E3 – Restrição com $V_v > 6\text{m/s}$ (filtro)

Analogamente aos casos anteriores foram selecionadas as Áreas Prioritárias com restrição de velocidade média do vento (V_v) superiores a 6m/s (Figura 26-a), de

onde foi selecionado o caso E3 que utiliza 3 turbinas de referência (GE 1,5MW) no município de Sobradinho, a 15km da divisa com o estado de Pernambuco, cujas principais informações estão na Figura 26-c/d.

Figura 26 - Resultado dos processos dos Módulos 1 e 2 (Recursos Eólicos - Caso E3).

Os resultados obtidos estão na Figura 26-h. Desta forma, tem-se como resultado dos processos destes módulos o projeto **E3** proposto, com Ea e PI correspondentes a 0,99MW_{méd} e 4,5MW_{inst}, respectivamente.

b) Módulo 1 e 2 – Recursos Hídricos

b.1) Caso H1 e H2 – Restrição com $q > 20 \text{ l/s.km}^2$ (filtro)

Adotou-se a restrição do rendimento específico (q) para o estado de Minas Gerais de 20 l/s.km^2 para seleção de Áreas Prioritárias, representadas pela Figura 27-a, concentradas no centro-sul do estado. Dentre estas, selecionou-se a área identificada pela Figura 27-a e ampliada pela Figura 27-b, onde se pode conferir os limites e as sedes municipais, as APA's, as usinas hidrelétricas existentes (PCH Salto do Paraopeba) e o traçado de cursos d'água principal de rios permanentes, além dos rendimentos específicos (20 e 30 l/s.km^2). Os principais rios existentes neste local são: Rio Paraopeba, Rio Prata, Rio Maranhão, Rio Ventura Luís e Rio Pequeri. Dentre estes, selecionou-se o Rio Paraopeba para aplicação dos estudos de identificação de potencial energético, cujo trecho de interesse escolhido está identificado na Figura 27-c, o qual abrange o município de Cristiano Ottoni, Casa Grande, Queluzito, Conselheiro Lafaiete, São Brás do Suaçuí e Congonhas. Com o auxílio das cartas topográficas de escala 1:50.000, pode-se identificar os cursos d'água secundários do Rio Paraopeba e as curvas de nível (hipsografia) com as respectivas cotas (NA), conforme a Figura 27-d e Figura 28. Com essas informações, elabora-se o perfil longitudinal do curso d'água principal do rio para cada cota (20 em 20m) e a área de drenagem (AD) correspondente, conforme a tabela e o gráfico apresentados pela Figura 27-e/f/g. Dadas estas informações e o perfil esboçado no gráfico, foi proposto uma alternativa de divisão de quedas composta por 3 aproveitamentos, nos locais indicados como H0, H1 e H2. As principais informações obtidas

das divisões propostas foram: a altura bruta (H_b), a área de drenagem (AD) e rendimento específico (q). Com essas informações, obtém-se a estimativa de energia assegurada (Ea) que pode ser extraída do aproveitamento hidráulico e potência instalada de referência (PI), conforme a tabela resultados apresentada pela Figura 27-h. O caso H0 é descartado porque não atingiu 1MW de potência instalada, conforme enquadramento necessário para PCH.

As cartas topográficas do IBGE, em escala 1:50.000, demandadas para desenvolvimento do estudo no Rio Paraopeba são apresentadas na Tabela 11. Dentre estas, as cartas Conselheiro Lafaiete e Carandaí são as que efetivamente abrangem a extensão territorial desde a nascente do Rio Paraopeba até o local projetado do caso H1 e H2.

Tabela 11 – Cartas topográficas demandadas para estudo no Rio Paraopeba (MG).

Nome da Carta (1:50.000)	Código	Fonte	Custo (R\$)
Conselheiro Lafaiete	SF-23-X-A-VI-1	IBGE (RJ)	8,50
Itabirito	SF-23-X-A-III-3	IBGE (RJ)	50,00
Ouro Preto	SF-23-X-A-III-4	IBGE (RJ)	50,00
Ouro Branco	SF-23-X-A-VI-2	IBGE (RJ)	8,50
Carandaí	SF-23-X-A-VI-3	IBGE (RJ)	50,00

Em uma análise mais detalhada no caso H2, por meio da Figura 27-d com ampliação na Figura 29, observa-se que 2,35km abaixo do local projetado de H2 existe um 'encaixe' geográfico de dois morros, separados pelo rio, que possivelmente beneficie a exploração hidrelétrica em virtude do favorecimento da instalação da barragem de represamento e da obtenção de desnível d'água de forma mais facilitada. Além disso, a área de drenagem deste novo local é amplamente estendida de 123 (H2) para 175km² (H2'), em função da inclusão dos córregos: Córrego Vargem Grande e Córrego do Rincão. Deste modo, substituiu-se o caso H2 inicialmente proposto pelo H2', cujos detalhes estão expressos na Figura 30 e representados geograficamente pela Figura 31.

Figura 27 - Resultado dos processos dos Módulos 1 e 2 (Recursos Hídricos - Caso H1 e H2).

Figura 28 – Ilustração do Rio Paraopeba: curso d'água principal e secundário.

Figura 29 – Ampliação da área de projeção do caso H2 e H2'.

Figura 30 – Perfil longitudinal e área de drenagem com o novo caso H2'.

Figura 31 – Ilustração da área de drenagem (AD) correspondente ao caso H1, H2 e H2'.

Este tipo de análise dificilmente seria realizado apenas avaliando o perfil longitudinal e a área de drenagem do rio, representados pelo gráfico da Figura 27-g. Isso porque as informações expressas neste gráfico são de forma discreta (cota-a-cota) e esta análise seria possível ser realizada através do gráfico se as informações estivessem em forma contínua, ou em menores intervalos de cota.

b.2) Caso H3 e H4 – Restrição com $q > 15 \text{ l/s.km}^2$ (filtro)

Analogamente ao caso anterior foram selecionadas Áreas Prioritárias com restrição de rendimento específico (q) superior a 15 l/s.km^2 (Figura 32-a), de onde foram selecionadas as regiões apresentadas na Figura 32-b.

Os principais rios existentes neste local são: Rio Aiuruoca, Rio Turvo Grande, Rio do Francês e Rio Turvo Pequeno. Dentre estes, selecionou-se o Rio Turvo Grande para aplicação dos estudos de identificação de potencial energético, cujo trecho de interesse escolhido está identificado pela Figura 32-c, o qual abrange os seguintes municípios: Andrelândia, Arantina, Liberdade e Carvalhos. Com auxílio das cartas topográficas, pode-se identificar os cursos d'água secundários do Rio Turvo Grande e as curvas de nível com as respectivas cotas, conforme a Figura 32-d e Figura 33. Com essas informações, pode-se elaborar o perfil longitudinal do curso d'água principal do rio para cada cota e a área de drenagem correspondente, conforme a tabela e o gráfico apresentados pela Figura 32-e/f/g. Dadas estas informações e o perfil esboçado, foi proposto uma alternativa de divisão de quedas composta por 2 aproveitamentos (H3 e H4). As principais informações obtidas das divisões propostas foram: a altura bruta (H_b), a área de drenagem (AD) e o rendimento específico (q). Com essas informações, pode-se obter a estimativa de energia assegurada (Ea) e a potência instalada de referência (PI) do aproveitamento hidráulico, conforme a tabela de resultado apresentada na Figura 32-h.

Além dos aproveitamentos propostos, destaca-se no gráfico da Figura 32-g a acentuada queda d'água, entre o trecho de cotas 1.160 a 1.080, com reduzida extensão linear de área alagada (EL). Neste trecho, nota-se uma adequada condição para exploração de aproveitamentos hidráulicos em virtude da existência de uma abrupta queda d'água e significativas área de drenagem (AD) e rendimento especí-

fico (q). Porém, o trecho mencionado é justamente o local de um aproveitamento hidráulico – PCH Barulho (1,32MWinst) [122]. Apesar do aproveitamento deste sítio já estar comprometido, o caso foi mantido com a finalidade de realizar estudos comparativos do potencial energético, denominado de caso H5 (Figura 34), cuja análise foi elaborada no item 5.5 a seguir.

As cartas topográficas demandadas para o estudo do Rio Turvo Grande estão apresentadas na Tabela 12. Dentre estas, as cartas Andrelândia, Arantina e Liberdade são as que efetivamente abrangem a extensão territorial desde a nascente do Rio Turvo Grande até o local projetado do caso H3 e H4.

Tabela 12 – Cartas topográficas demandadas para o estudo do Rio Turvo Grande (MG).

Nome da Carta (1:50.000)	Código	Fonte	Custo (R\$)
Andrelândia	SF-23-X-A-V-1	IBGE (RJ)	50,00
Arantina	SF-23-X-C-V-3	IBGE (RJ)	50,00
Bom Jardins de Minas	SF-23-X-C-V-4	IBGE (RJ)	50,00
Liberdade	SF-23-Z-A-II-1	Exército (RJ)	20,00

Figura 32 – Resultado dos processos dos Módulos 1 e 2 (Recursos Hídricos – Caso H3 e H4)

Figura 33 – Ilustração do Rio Turvo Grande: curso d'água principal e secundário.

Figura 34 – Ilustração da área de drenagem (AD) correspondente ao caso H3 e H4.

b) Módulo 3 – Conexão Elétrica

Com a localização dos projetos eólicos e hidráulicos definida, pode-se modelar a rede de conexão elétrica até centro de consumo mais próximo (sede municipal), uma vez que não se dispõe do mapa GIS das redes elétricas locais. As distâncias (extensão de rede) de cada aproveitamento aos municípios mais próximos estão apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Extensão de rede e ponto de conexão correspondente a cada caso.

	Representação	Ponto de conexão (sede municipal)	Extensão de rede	PI (MWinst.)
Caso E1	Figura 35	São Miguel de Touros (RN)	d = 2,5km	3,0MW
Caso E2	Figura 35	São Miguel de Touros (RN)	d = 4,0km	4,5MW
Caso E3	Figura 36	Sobradinho (BA)	d = 7,5km	4,5MW
Caso H1	Figura 37	Cristiano Ottoni (MG)	d = 4,5km	1,22MW
Caso H2	Figura 37	Queluzito (MG)	d = 1,3km	1,15MW
Caso H3	Figura 38	Carvalhos (MG)	d = 6,0km	1,35MW
Caso H4	Figura 38	Carvalhos (MG)	d = 10,9km	1,15MW

Assume-se como premissa que a conexão pode ser estabelecida nas seguintes tensões elétricas de operação da rede existente da concessionária local: 13,8 e 34,5kV para todos os casos, cujo custo incorrido está apresentado na tabela da Figura 35 à Figura 38. Para tanto, selecionou a opção mais econômica, sendo, portanto, em 13,8kV para todos os casos. As respectivas empresas concessionárias de distribuição de energia que atendem a área dos casos propostos estão, com os correspondentes valores de TUSDg (fonte incentivada), identificadas na Tabela 14.

Tabela 14 – Concessionária de distribuição e TUSDg correspondente a cada caso.

	Conexão	Concessionária	TUSDg (R\$/kW.mês)*
Caso E1	São Miguel de Touros (RN)	COSERN	1,58
Caso E2	São Miguel de Touros (RN)	COSERN	1,58
Caso E3	Sobradinho (BA)	COELBA	1,93
Caso H1	Cristiano Ottoni (MG)	CEMIG	1,98
Caso H2	Queluzito (MG)	CEMIG	1,98
Caso H3	Carvalhos (MG)	CEMIG	1,98
Caso H4	Carvalhos (MG)	CEMIG	1,98

* Valor de TUSDg aplicado o incentivo de 50%.

Figura 35 - Resultado dos processos do Módulo 3 (Recursos Eólicos - Caso E1 e E2).

Figura 36 - Resultado dos processos do Módulo 3 (Recursos Eólicos - Caso E3).

Figura 37 - Resultado dos processos do Módulo 3 (Recursos Hídricos - Caso H1 e H2).

Figura 38 – Resultado dos processos do Módulo 3 (Recursos Hídricos – Caso H3 e H4).

c) Módulo 4 – Fluxo de Caixa

Com todos os resultados dos Módulos 1, 2 e 3 definidos, conforme resumo na Tabela 15, a Tabela 16 apresenta os indicadores de avaliação dos casos obtidos através do fluxo de caixa, considerando a projeção de comercialização no PROINFA, em regime tributação em lucro real e presumido. O resultado nas demais opções de comercialização (ACR e ACL_{INC}) é atendido na análise de sensibilidade.

Tabela 15 – Resumo dos Casos Estudados: Casos Eólicos e Hidráulicos.

Tipo	Caso	Estado	Potência Instalada (MWinst)	Energia assegurada (MWméd)	Conexão		CUSTOS (R\$)		
					Tensão	Extensão	Instalação da GD	Conexão	TOTAL
EOL	E1	RN	2x1,5	1,26	13,8kV	2,5km	14.512.500,00	539.829,00	15.052.329,00
EOL	E2	RN	3x1,5	2,11	13,8kV	4,0km	21.768.750,00	610.184,00	22.378.934,00
EOL	E3	BA	3x1,5	0,97	13,8kV	7,5km	21.768.750,00	729.604,00	22.498.354,00
PCH	H1	MG	1,22	0,67	13,8kV	4,5km	3.926.061,12	567.574,00	4.493.635,12
PCH	H2	MG	1,92	1,05	13,8kV	1,3km	6.182.036,25	496.650,00	6.678.686,25
PCH	H3	MG	1,35	0,74	13,8kV	6,0km	4.357.927,85	598.864,00	4.956.791,85
PCH	H4	MG	1,15	0,63	13,8kV	10,9km	3.720.697,93	701.078,00	4.421.775,93

Tabela 16 – Resultados do Módulo 4 – Indicadores de avaliação (Lucro Real e Presumido).

Caso	LUCRO PRESUMIDO				LUCRO REAL			
	TIR (%)	PBD (anos)	CMPE (R\$/MWh)	VPL (R\$ - tx.12%a.a.)	TIR (%)	PBD (anos)	CMPE (R\$/MWh)	VPL (R\$ - tx.12%a.a.)
E1	14,8	19,4	83,93	1.273.570,00	11,8	>32	123,22	-83.923,80
E2	19,0	13,5	78,25	4.480.802,31	15,0	18,5	120,22	1.628.012,68
E3	neg.	>32	152,32	-9.226.995,40	neg.	>32	172,25	-9.356.514,12
H1	18,3	14,4	33,81	836.466,55	14,1	20,5	59,72	248.008,70
H2	20,6	11,5	32,80	1.640.493,63	15,1	18,3	60,17	535.227,85
H3	18,6	14,1	33,66	958.463,59	14,2	20,4	59,92	278.561,12
H4	17,1	15,8	34,39	672.889,89	13,4	23,0	59,59	156.659,49

Nota: Projeção de comercialização de energia elétrica no PROINFA (PCH=R\$128,00/MWh e EOL=R\$228,00/MWh). Regime tributário: Lucro Real e Presumido.

d) Módulo 5 – Classificação de Projetos e Análise de Sensibilidade

A Figura 39 ilustra a comparação e a classificação (matriz resultado - M_R) dos casos por meio dos indicadores de avaliação calculados para o regime de tributação 'lucro presumido' (matriz desempenho - M_D) e das prioridades de investimento (vetor julgamento - V_J), adotadas como: TIR=50%, PBD=25%, CMPE=15% e VPL=10%.

Figura 39 – Comparação e classificação hierárquica dos casos propostos.

A análise de sensibilidade foi elaborada na forma de cenários para os 4 casos com melhor desempenho na classificação (H2; E2; H3 e H1), conforme descrição na Tabela 17. O cenário de referência é formado pelos mesmos atributos adotados no estudo do Módulo 4, apenas equalizando a extensão de rede e a TUSDg para todos os casos. Os demais cenários são formados pela variação percentual dos atributos descritores do cenário de referência, particularmente o cenário otimista é atendido pelos incentivos do PAC. A Tabela 19 apresenta os resultados do cenário otimista, referência, regular e pessimista.

Tabela 17 – Atributos descritores dos 4 cenários adotados na análise de sensibilidade.

CENÁRIO	Custo Implantação da GD		Tarifa de Comercialização de Energia		Câmbio	TUSDg	Cobertura do Financiamento	Taxa de Juros do Financiamento	Duração do Financiamento	Extensão de Rede
	EOL	PCH	EOL	PCH						
	(US\$/kWint)		(R\$/MWh)		(R\$/US\$)	(R\$/kW mês)	(%)	(%a.a.)	(km)	(km)
Otimista	2.175	1.450	235	132	2,12	1,5	85	3,0	16	3
Referência	2.250	1.500	228	128	2,15	2,0	75	4,8	12	5
Regular	2.328	1.552	220	123	2,15	2,5	70	5,5	12	7
Pessimista	2.475	1.650	207	116	2,20	4,0	65	6,5	12	10

Tabela 18 – Descrição dos cenários a partir da variação percentual do cenário de referência.

CENÁRIO	Custo Implantação da GD		Tarifa de Comercialização de Energia		Câmbio	TUSDg	Cobertura do Financiamento	Taxa de Juros do Financiamento	Duração do Financiamento	Extensão de Rede
	EOL	PCH	EOL	PCH						
Otimista	-3,5%	-3,5%	+3,5%	+3,5%	-1,4%	-33,3%	+13,3%	-60%	+33,3%	-66,6%
Referência	(ref.)	(ref.)	(ref.)	(ref.)	(ref.)	(ref.)	(ref.)	(ref.)	(ref.)	(ref.)
Regular	+3,5%	+3,5%	-3,5%	-3,5%	0,0%	+25%	-7,1%	+15%	0,0%	+40%
Pessimista	+10%	+10%	-10%	-10%	+2,5%	+100%	-15%	+35%	0,0%	100%

Tabela 19 – Índice de mérito do caso H2, E2, H3 e H1 para cada cenário.

CASO	CENÁRIO	LUCRO PRESUMIDO				LUCRO REAL			
		TIR (%)	PBD (anos)	CMPE (R\$/MWh)	VPL (R\$ - tx.12%a.a.)	TIR (%)	PBD (anos)	CMPE (R\$/MWh)	VPL (R\$ - tx.12%a.a.)
H2	Otimista	41,2	4,8	30,56	2.944.946,39	29,9	6,3	60,50	1.615.300,04
	Referência	20,1	12,0	33,04	1.578.202,39	14,8	18,9	60,24	490.201,86
	Regular	15,5	17,7	35,05	817.176,15	11,7	>32	59,34	-54.323,06
	Pessimista	10,1	>32	40,58	-547.783,42	7,8	>32	59,65	-1.064.289,43
E2	Otimista	38,9	5,0	76,09	8.800.284,32	31,1	5,9	121,70	5.242.747,18
	Referência	18,7	14,0	79,51	4.310.885,97	14,8	18,9	120,83	1.514.527,72
	Regular	14,5	19,8	82,16	1.917.164,32	11,6	>32	119,20	-240.404,60
	Pessimista	9,3	>32	89,33	-2.546.424,10	7,2	>32	119,23	-3.843.217,16
H3	Otimista	38,1	5,2	31,13	1.962.948,53	28,4	6,6	60,52	1.077.123,43
	Referência	18,7	13,9	33,68	970.197,92	14,3	20,2	59,96	287.649,37
	Regular	14,4	20,0	35,74	419.076,98	11,3	>32	58,94	-111.016,50
	Pessimista	9,4	>32	41,36	-564.455,61	7,1	>32	60,04	-902.150,96
H1	Otimista	37,0	5,3	31,35	1.730.455,66	27,6	6,8	60,57	943.974,71
	Referência	18,2	14,5	33,92	826.249,84	14,1	20,7	59,78	240.288,13
	Regular	14,0	21,0	36,00	324.825,03	11,0	>32	58,92	-138.222,16
	Pessimista	9,1	>32	41,65	-568.402,84	6,9	>32	60,19	-864.527,65

A análise de sensibilidade individualizada dos casos (H2, E2, H3 e H1) em função da variação de alguns parâmetros de entrada da metodologia está detalhada nas figuras abaixo, onde está indicado a partir de que valor de atributo de entrada que o projeto se torna viável ($TIR > Tx$ – Taxa de Oportunidade do Investidor), nas condições do cenário de referência com regime tributário ‘lucro presumido’.

Figura 40 – Análise de Sensibilidade: Taxa de Oportunidade do Investidor.

Figura 41 – Análise de Sensibilidade: Extensão de Rede Elétrica – 13,8kV.

Figura 42 – Análise de Sensibilidade: Comercialização de Energia Elétrica.

Figura 43 – Análise de Sensibilidade: Custo de Instalação do projeto GD.

5.4. Discussão dos Resultados do Estudo de Caso

Nos resultados do Módulo 1, nota-se que o nível mais restritivo (filtro) de velocidade do vento ($V_v > 7\text{m/s}$) também restringiu conseqüentemente as regiões que apresentam tal velocidade (Figura 25 e Figura 26), nos estudos eólicos. O mesmo acontece nos estudos hidráulicos, para rendimento específico (q).

No caso particular eólico E3 foi proposto em um local onde a velocidade do vento e o fator de Weibull apresentam intensidades inferiores aos casos E1 e E2, como conseqüência a energia assegurada (Ea) de cada turbina e o fator de capacidade (FC) do projeto eólico refletem este fato, sendo: $Ea(E3)=0,32\text{MWméd/turb.}$, $Ea(E2)=0,70\text{MWméd/turb.}$ e $Ea(E1)=0,63\text{MWméd/turb.}$; $FC(E3)=0,22$; $FC(E2)=0,47$; e $FC(E1)=0,42$.

As despesas para elaboração dos 7 estudos de caso apresentaram baixo custo de obtenção de materiais, sendo despendido R\$167,00 (H1 e H2) e R\$170,00 (H3 e H4) em cartas topográficas para os estudos hidrelétricos, enquanto que os estudos eólicos não exigiu aquisição de recursos. Porém, estas despesas enunciadas seriam extintas caso houvesse as cartas topográficas 1:50.000 disponíveis no formato digital compatíveis com o ArcGIS. Assim, não haveria custos para a elaboração dos estudos por meio desta metodologia proposta, considerando que os dados consultados pela metodologia são todos disponíveis gratuitamente, particularmente os mapas temáticos GIS.

Nos resultados do Módulo 3, nota-se que o custo de rede de conexão varia linearmente em função da extensão de rede (distância), conforme configuração de rede proposta pela metodologia, e a sua participação no custo total do investimento do projeto GD atingiu 16%, conforme observa-se na Tabela 20. Uma particularidade dos estudos de caso elaborados é que a unidade transformadora da subestação

elevadora foi dispensada em virtude que a conexão foi realizada em tensão de 13,8kV, conseqüentemente o custo da rede de conexão é reduzido. Deste modo, a participação da rede de conexão no custo total do empreendimento poder-se-ia ainda maior caso a conexão fosse efetuada em tensão superior a 13,8kV, exemplo: 34,5kV e 69kV. Isso evidencia que a rede de conexão tem participação significativa na viabilidade de um projeto de produção de energia elétrica, podendo inviabilizá-lo.

Tabela 20 – Participação do custo de rede de conexão no investimento total do projeto.

Tipo	Caso	Potência Instalada (MWinst)	Energia assegurada (MWméd)	Conexão		CUSTOS (R\$)		Participação (a / b)
				Tensão	Extensão	Conexão	TOTAL	
						(a)	(b)	
EOL	E1	2x1,5	1,26	13,8kV	2,5km	539.829,00	15.052.329,00	4%
EOL	E2	3x1,5	2,11	13,8kV	4,0km	610.184,00	22.378.934,00	3%
EOL	E3	3x1,5	0,97	13,8kV	7,5km	729.604,00	22.498.354,00	3%
PCH	H1	1,22	0,67	13,8kV	4,5km	567.574,00	4.493.635,12	13%
PCH	H2	1,92	1,05	13,8kV	1,3km	496.650,00	6.678.686,25	7%
PCH	H3	1,35	0,74	13,8kV	6,0km	598.864,00	4.956.791,85	12%
PCH	H4	1,15	0,63	13,8kV	10,9km	701.078,00	4.421.775,93	16%

Os resultados do fluxo de caixa (Módulo 4) de cada caso elaborado apresentaram comportamento variados (Tabela 16), como o caso eólico E3 que é inviável para as condições adotadas na premissa de dados de entrada (cenário de referência - base). Entende-se neste trabalho que um projeto é viável quando atende o custo de oportunidade desejado pelo investidor (12%a.a. – taxa de desconto), que é expresso pelo VPL positivo e TIR superior a 12%a.a..

A comparação e classificação dos projetos (Módulo 5) permitiram a hierarquização dos estudos de caso viáveis, indicando a seguinte prioridade, em ordem: H2, E2, H3, H1, H4 e E1. Esse resultado evidencia que projetos eólicos e hidrelétricos são igualmente atrativos, nas condições adotadas neste trabalho. O indicador de avaliação ‘CMPE’ apresentou valores aproximados para todos os casos de mesmo recurso (eólicos ou hidráulicos) e valores variados em recursos diferentes (Tabela 19), dificultando a comparação entre fontes. Esse resultado é esperado porque o

custo de O&M de empreendimentos eólicos é muito superior de hidrelétricos, tanto que o preço de comercialização de energia elétrica (venda) reflete este fato.

Por outro lado, o indicador 'TIR' é o mais prático e flexível para analisar projetos de investimento, permitindo realizar comparações com outros tipos de investimentos, como aplicações em bancos, fundos, projetos de outra natureza, etc.

Os resultados dos cenários apresentaram viabilidade na maioria dos casos analisados em diferentes condições, particularmente no cenário otimista, referência e regular (apenas no lucro presumido). Nos demais casos, as condições adotadas não atendem o desejo do investidor (taxa de 12%a.a.), apesar da TIR apresentar valores próximos desta taxa.

Os indicadores de avaliação apresentaram melhor desempenho no regime tributário 'lucro presumido', em todos os casos nos cenários propostos, em virtude da contribuição com IR, CSLL, PIS e COFINS ser maior no regime 'lucro real'. Isso porque o resultado da aplicação das alíquotas de PIS/COFINS (9,25%) sobre o faturamento no regime 'real' não recompõe a diferença de alíquotas do regime 'presumido' (3,65%), apesar da dedução das despesas, dos serviços e dos investimentos no regime 'real'.

O cenário de referência (base) tem as condições mais prováveis e o cenário regular, sendo mais conservador. As condições do cenário otimista contam com os incentivos do PAC, cujas diretrizes encontra-se em fase de formulação (abril/2007).

Com os incentivos do PAC (cenário otimista), a atratividade de projetos de investimento de produção de energia elétrica renovável é significativamente ampliada, com acréscimo em média de 100% sobre a TIR do cenário de referência e de redução em média de 3 vezes do tempo de retorno do capital (PBD).

5.5. Verificação da Consistência da Metodologia

Os estudos de caso a seguir tem o objetivo de verificar a consistência da metodologia proposta por meio da aplicação comparativa de potencial energético em 3 aproveitamentos hidrelétricos existentes.

O primeiro aproveitamento é o Caso H5 inicialmente elaborado no item 5.3, cuja energia assegurada estimada pela metodologia foi de $1,49\text{MW}_{\text{inst}}$ ($H_b=80\text{m}$), contra $1,32\text{MW}_{\text{inst}}$ do aproveitamento existente PCH Barulho (MG) [122]. Este resultado alcançado pela metodologia é decorrência da alternativa de divisão de queda d'água entre cotas de 20m, obtendo 80m de queda bruta pelo perfil longitudinal (ver Figura 32). Porém, em uma consulta mais detalhada nas cartas topográficas Liberdade e Arantina, foi medida uma nova queda bruta do aproveitamento PCH Barulho em 70m, correspondendo a um novo potencial de $1,31\text{MW}_{\text{inst}}$, evidenciando um resultado praticamente sem desvio de valores.

Para o segundo e terceiro aproveitamento, selecionou-se a PCH Santa Fé e a PCH Salto do Lobo, ambos localizados no Estado de São Paulo. Segundo o Inventário da CSPE (2004) [97], o primeiro está instalado no Rio Itaquerê, município de Nova Europa-SP, com potência instalada de 512kW ($2 \times 256\text{kW}$) com altura de queda de 10m, e o segundo está instalado no Rio Pardo, município de Itatinga-SP, com potência instalada de 1.616kW ($556\text{kW} + 1.060\text{kW}$) e altura de queda de 13m.

Por outro lado, com auxílio das cartas topográficas e do estudo de regionalização, obtém-se a área de drenagem (AD) e a vazão específica (q) correspondente de cada aproveitamento, as quais são 383km^2 e 770km^2 , e 8,2 e $9,9\text{l/s.km}^2$, respectivamente para PCH Santa Fé e Salto do Lobo. Dadas essas informações, calculou-se a energia assegurada (Ea) e, conseqüentemente, a potência instalada (PI) de

cada aproveitamento por meio do fator de capacidade de referência ($Fk=0,55$), obtendo-se os resultados expressos na Tabela 21.

Tabela 21 – Exemplo de aplicação da metodologia de estimação do potencial energético.

DESCRIÇÃO				AD*	q*	H**	Ee***	Fk	PI***
PCH	Município	Rio	Bacia	(km ²)	(l/s.km ²)	(m)	(kW/méd)	(adim.)	(kW)
Santa Fé	Nova Europa/Matão	Itaquerê	Tietê/Jacaré	383	8,2	10	266	0,55	484
Salto do Lobo	Itatinga/Pardinho	Pardo	Médio Paranapanema	770	9,9	13	851	0,55	1.547

* Valores calculados / ** Altura de queda extraída do Inventário da CSPE (2004) / *** Valores obtidos por meio da metodologia.

Nota-se que os resultados obtidos de *PI*, por meio da metodologia, são cerca de 95% dos efetivos valores de *PI* dos aproveitamentos existentes, o que sugere a validação da proposta deste trabalho e evidencia a robustez dos resultados alcançados com desvios insignificantes (apenas 5%).

Adicionalmente, foi elaborado um exercício de avaliação do perfil longitudinal de curso d'água com carta topográfica de melhor resolução que a escala 1:50.000 (curvas de nível em 20m). Para tanto, a avaliação foi consistida pela comparação do perfil longitudinal elaborado em escala 1:50.000 e 1:10.000 (curvas de nível de 5 em 5m), conforme ilustra a Figura 44, onde se observa que, por exemplo, no aproveitamento da PCH Piedade, no Rio do Peixe (SP), a diferença entre os perfis é pequena.

Figura 44 – Comparação de perfil longitudinal em escala topográfica 1:10.000 e 1:50.000.

A utilização destas cartas (1:50.000) amplia significativamente a aplicação da metodologia, principalmente em função da maior extensão territorial coberta por estas cartas.

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

O setor elétrico brasileiro atravessa, atualmente, um período de carência de expansão da oferta de energia elétrica, uma vez que a capacidade de investimento do Estado, nesse setor, está praticamente exaurida. Por outro lado, os tradicionais empreendimentos de geração de grande porte não atraem investidores privados porque exigem elevados recursos financeiros e longo prazo de retorno, além de oferecerem significativos riscos em função das questões ambientais.

Diante desse quadro, as pequenas centrais de produção de energia elétrica, caracterizadas como Geração Distribuída (GD), sobretudo aquelas que utilizam recursos renováveis, surgem como importantes alternativas para o aumento da oferta de energia, até porque o Brasil possui um enorme potencial energético para aproveitamentos eólicos e hidroelétricos [123].

Embora venha sendo feitos louváveis esforços para incentivar pequenas fontes alternativas de produção de energia renovável, há ainda algumas barreiras de caráter regulatório e procedimental que dificultam o aumento do ritmo de implementação dessas fontes.

Dentre essas barreiras, destaca-se o procedimento de outorga de exploração do potencial, que é realizado pelo Órgão Regulador com fundamentação no interesse público, por meio de oferta pública. O vencedor do certame é aquele interessado (investidor) que propor projeto básico de exploração do potencial com melhor benefício público.

Portanto, o investidor que executa os estudos iniciais (estimativa, inventário/viabilidade) de levantamento de campo e elabora o projeto básico de um potencial aproveitamento pode não ser o mesmo que contrai a outorga de exploração, embora

seja ressarcido pelo seu trabalho, em alguns casos. Assim, caracteriza um risco que expõe o investidor-executor dos estudos iniciais de viabilidade do potencial, além de diminuir a atratividade de investimentos nessa área.

A presente dissertação propõe uma metodologia expedita de pré-viabilidade de PCH's e EOL's que, a partir de hipóteses de divisão de queda d'água e adequação geológica para PCH's, bem como estimativas de custos de instalação e algumas restrições ambientais, orienta a seleção de locais promissores para implantação dessas centrais, enquadradas como geração distribuída. Nota-se que os resultados da aplicação da citada metodologia em casos de PCH's existentes foram muito semelhantes aos obtidos pelo complexo processo convencional, conforme apresentado no item 5.5.

Com efeito, a metodologia proposta realiza estimativa de indicadores técnico-econômicos de aproveitamentos eólicos e hidrelétricos, produzindo estudos de pré-viabilidade com rapidez e baixo custo, fundamentada em características técnicas de componentes de usinas eólicas e PCH's, com atributos físicos geograficamente representados e consultados em um ambiente de geoprocessamento informatizado.

Com aplicação dessa metodologia o investidor pode simular a implementação de vários aproveitamentos, antes de mobilização e de levantamentos de campo mais precisos e onerosos, obtendo dessa forma orientações importantes para direcionar sua atenção, com minimização de incertezas envolvidas na obtenção da viabilidade.

O modelo pode oferecer indicações sobre a robustez da pré-viabilidade/inventário do empreendimento, por meio da simulação de seu desempenho econômico diante de diferentes cenários. Outro aspecto importante é que o modelo oferece ao investidor a possibilidade de classificar os projetos GD's em função de suas prioridades ou preferências de investimento, com julgamento dos aspectos

econômicos adotados. Assim, um perfil de investidor pode privilegiar o período de retorno do capital (PBD), enquanto outro pode preferir rentabilidades maiores (TIR) ao invés do período de retorno (PBD).

O modelo foi desenvolvido especificamente para aproveitamentos eólicos e hidrelétricos de pequeno porte, mas pode ser facilmente estendido para outras modalidades de geração distribuída.

Concluí-se, portanto, que o modelo proposto vem colaborar para o preenchimento de uma lacuna regulatória e procedimental, de forma que sua aplicação contribui para o aumento da oferta de energia por pequenas centrais distribuídas que utilizam fontes renováveis de energia.

Sugestões de Prosseguimento do Trabalho

A proposta de continuidade deste trabalho está baseada no aperfeiçoamento dos seguintes principais aspectos:

- Aperfeiçoar o processo de identificação da potencial técnico de geração de energia elétrica proveniente de recursos eólicos e hidráulicos;
- Elaborar um algoritmo de maximização do benefício do potencial hidrelétrico, com vistas a divisão de queda d'água, com consultas a mapas temáticos georreferenciados.
- Avaliar os impactos ambientais e sociais com a presença da GD;
- Avaliar os impactos da inclusão da GD no sistema de transmissão e SIN;
- Avaliar os impactos no sistema de proteção da rede elétrica referente à penetração de GD no circuito elétrico local;
- Avaliar a participação de agentes geradores caracterizados como GD nas 5 opções de comercialização enunciadas neste trabalho;
- Estimar o espaço (em MW) garantido para geradores caracterizados como GD nos planos de projeção do PDEE – Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica;

- Adicionar as redes de distribuição de energia elétrica no estudo, as quais se encontram atualmente indisponíveis;
- Avaliar a possibilidade de adicionar os mapas georreferenciados na metodologia proposta, porém não utilizados neste trabalho (ver ANEXO F).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). “Atlas de Energia Elétrica do Brasil”. Livro, 2ª Edição, Brasília (DF), 2005. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [2] DIAS, M. V. X. “Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UNIFEI, Itajubá (MG), 2005.
- [3] CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. (ELETROBRÁS). “Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas”. Rio de Janeiro (RJ), 199. Disponível em: <www.eletronbras.com.br>.
- [4] DELFINO, B. "Modeling of the Integration of Distributed Generation into the Electrical System". Power Engineering Society Summer Meeting (IEEE), vol. 1, p. 170- 175, 2002.
- [5] FUJII, R.J., UDAETA, M.E.M., et al. “Análise dos Elementos Regulatórios Relativos à Geração Distribuída”. IV Congresso Brasileiro de Regulação (ABAR), Manaus (AM), Maio de 2005.
- [6] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Boletim “Geração Distribuída”. Fórum de Cogeração, Rio de Janeiro (RJ), Julho de 2001. Disponível em: <www.inee.org.br>.
- [7] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). “O que é Geração Distribuída”. Disponível em: <www.inee.org.br>, acesso: Maio de 2006.
- [8] LORA, E.E.S., HADDAD, J. “Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais”. Editora Interciência, Livro, p.240, Rio de Janeiro (RJ), 2006.
- [9] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Boletim “Geração Distribuída e Conexão ao Sistema Elétrico: Proposta de revisão da Resolução ANEEL nº. 281/99”. Fórum de Cogeração, Rio de Janeiro (RJ), Março de 2002. Disponível em: <www.inee.org.br>.
- [10] DUGAN R.C., McDERMOTT, T.E. “Distributed Generation: Operating Conflicts for Distributed Generation Interconnected with Utility Distribution Systems”. IEEE Industry Applications Magazine, vol. 8, issue 2, p. 19-25, March-April 2002.
- [11] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Boletim “Geração Distribuída: Um negócio e um complemento à geração centralizada”. Fórum de Cogeração, Rio de Janeiro (RJ), Abril de 2004. Disponível em: <www.inee.org.br>.

- [12] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Boletim “Audiência Pública ANEEL nº. 11/2004 – Anexo D”. Rio de Janeiro (RJ), Abril de 2004. Disponível em: <www.inee.org.br>.
- [13] DALY, P.A., MORRISON, J. “Understanding the Potential Benefits of Distributed Generation on Power Delivery Systems”. Rural Electric Power Conference, p. A2/1-A2/13, April-May 2001.
- [14] FADIGAS, E. A. F. A. “Identificação de Locais e Opções Tecnológicas para Implantação de Termoelétricas no Sistema Elétrico Brasileiro: Contribuição à Metodologia e Aplicação ao Caso do Gás Natural”. Tese de doutorado, POLI/USP, São Paulo (SP), 1998.
- [15] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). “Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE 2006-2015)”. Brasília (DF), Maio de 2006. Disponível em: <www.mme.gov.br>.
- [16] VIGNOLO, M., ZEBALLOS, R. “Transmission Networks or Distributed Generation?”. International Symposium on Distributed Generation, Sweden, June 2001.
- [17] SPIER, B.E., LEMOS, F.A.B. “Coordenação da Operação de Geradores Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas e Termelétricas em Sistemas de Distribuição”. Transmission and Distribution (T&D) Conference and Exposition (IEEE), São Paulo (SP), Brasil, 2004.
- [18] SILVA, L.M.C., KAGAN, N., OLIVEIRA, C.C.B. “Aplicação de Ferramenta para Análise da Instalação de Novas Unidades de Geração Distribuída”. XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), Brasília (DF), 2004.
- [19] *INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS (CIRED)*. Working Group WG nº. 4, “Dispersed Generation”, Issued at the CIRED Conference in Nice, June 1999.
- [20] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Boletim “Lei 10.484/04 Geração Distribuída: Proposta de regulamentação”. Fórum de Cogeração, Rio de Janeiro (RJ), Abril de 2004. Disponível em: <www.inee.org.br>.
- [21] ACKERMANN, T. “Electricity Market Regulations and their Impact on Distributed Generation”. International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (IEEE), London, April 2000.
- [22] PEPERMANS, G., et al. “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues”. Energy Transport & Environment (ETE) Working Paper Series nº. 2003-8, Belgium, August 2003.
- [23] JENKINS, N. “Embedded Generation – Part 1 (Tutorial)”. Power Engineering Journal, vol. 9, issue 3, p. 145-150, June 1995.

- [24] ARTHUR D. LITTLE, Inc. "Distributed generation: understanding the economics". Arthur D. Little White Paper, Massachusetts, 1999.
- [25] ARTHUR D. LITTLE, Inc. "Distributed generation: system interfaces". Arthur D. Little White Paper, Massachusetts, 1999.
- [26] ACKERMANN, T., ANDERSSON, G., SÖDER, L. "Distributed generation: a definition". *Electric Power Systems Research*, vol. 57, nº. 3, p. 195-204, April 2001.
- [27] ACKERMANN, T. "Interaction between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects". *Transmission and Distribution Conference and Exhibition (IEEE)*, vol.2, p. 1357-1362, Asia Pacific, October 2002.
- [28] TURKSON, J. & WOHLGEMUTH, N. "Power Sector Reform and Distributed Generation in sub Saharan Africa". *Energy Policy*, vol. 29, issue 2, p. 135-145, January 2001.
- [29] EL-KHATTAM, W., SALAMA, M.M.A. "Distributed generation technologies, definitions and benefits". *Electric Power Systems Research*, vol. 71, issue 2, p. 119-128, October 2004.
- [30] *INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS (CIGRE)*. "Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system". Working Group WG 37-23, 1997.
- [31] *INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE)*. "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Std 1547-2003". Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage (Work Group), 2003.
- [32] DONDI, P., et al. "Network integration of distributed power generation". *Journal of Power Sources*, vol. 106, p. 1-9, 2002.
- [33] PUTTGEN, H.B.; MACGREGOR, P.R.; LAMBERT, F.C. "Distributed Generation: Semantic Hype or the Dawn of a New Era?". *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 1, issue 1, p. 22-29, January/February 2003.
- [34] ZAREIPOUR, H., BHATTACHARYA, K., CANIZARES, C., "Distributed Generation: Current Status and Challenges". 36th Annual North American Power Symposium (NAPS), University of Idaho, USA, August 2004.
- [35] BRASIL. Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004. "Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências". Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

- [36] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica Preliminar da Audiência Pública nº. 4, de 8 de Abril de 2006. “Regulamenta o inciso II do artigo 14 do Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, estabelecendo os requisitos necessários à certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade distribuída para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR”. Brasília (DF), 2006. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [37] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Minuta de Resolução Normativa, 08 de Abril de 2006. “Estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR”. Brasília (DF), 2006. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [38] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº. 228, de 25 de Julho de 2006. “Estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR”. Brasília (DF), 2006. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [39] BRASIL. Lei nº. 9.648, 27 de Maio de 1998. “Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 07 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências”. Brasília (DF), 1998. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [40] PAULA, C.P. “Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada”. Tese de Doutorado, PIPGE/IEE/USP, São Paulo (SP), 2004.
- [41] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). “Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB)”. Brasília (DF), 1998. Disponível em: <www.mme.gov.br>.
- [42] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). “Modelo Institucional do Setor Elétrico (Novíssimo)”. Brasília (DF), 17 de Dezembro de 2003. Disponível em: <www.mme.gov.br>.
- [43] BRASIL. Lei nº. 10.848, de 15 de Março de 2004. “Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências”. Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [44] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº. 303, de 4 de Outubro de 2005. “Análise das Contribuições da AP 022/2005 –

Condições para comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída”. Brasília (DF), 2005. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

- [45] POLIZEL, L.H., GOUVÊA, M.R., PELEGRI, M.A. “Espaço e Entraves Regulatórios da Inserção de Geração Distribuída no Sistema Elétrico Brasileiro”. Congresso Brasileiro de Regulamentação. Recife (PE), 2007.
- [46] BRASIL. Lei nº. 9.074, de 7 de Julho de 1995. “Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências”. Brasília (DF), 1995. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [47] BRASIL. Lei nº. 10.438, 26 de Abril de 2002. “Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências”. Brasília (DF), 2002. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [48] FORTUNATO, L. A. M. “Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica”. Ed. Universitária EDUFF e Eletrobrás, Niterói (RJ), 1990.
- [49] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº. 395, de 04 de Dezembro de 1998. “Estabelece os procedimentos gerais para Registro e Aprovação de Estudos de Viabilidade e Projeto Básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da Autorização para Exploração de Centrais Hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências”. Brasília (DF), 1998. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [50] BRASIL. Decreto nº. 2.003, de 10 de Setembro de 1996. “Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências”. Brasília (DF), 1996. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [51] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº 398, de 21 de Setembro de 2001. “Estabelecer os requisitos gerais para apresentação dos estudos e as condições e os critérios específicos para análise e comparação de Estudos de Inventários Hidrelétricos, visando a seleção no caso de estudos concorrentes”. Brasília (DF), 2001. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [52] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº 393, de 4 de Dezembro de 1998. “Estabelece os procedimentos gerais para Registro e Aprovação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas”. Brasília (DF), 1998. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

- [53] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Despacho nº 173, de 7 de Maio de 1999. “Estabelece os procedimentos de autorização para a exploração de central hidrelétrica, com potência superior a 1,0 MW e igual ou inferior a 30,0 MW, destinada a autoprodução ou produção independente”. Brasília (DF), 1999. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [54] DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA (DNAEE). Portaria nº 40, de 26 de Fevereiro de 1997. “Estabelece procedimentos sobre a demonstração dos gastos realizados por pessoas físicas ou jurídicas com o desenvolvimento de estudos ou projetos de aproveitamentos hidrelétricos ou de usinas termelétricas”. Brasília (DF), 1997. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [55] BRASIL. “Constituição da República Federativa do Brasil”. Senado. Brasília (DF), 1998. Disponível em: <www.senado.gov.br>.
- [56] DUTRA, R.M. “Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro”. Dissertação de mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro (RJ), Fevereiro de 2001.
- [57] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº. 167, de 10 de Outubro de 2005. “Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída”. Brasília (DF), 2005. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [58] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº. 269, de 23 de Agosto de 2005. “Processo de Separação das atividades de distribuição das de geração, para os agentes que possuam geração distribuída - Desverticalização. (Audiência Pública nº. 22/2005)”. Brasília (DF), 2005. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [59] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). “Garantia Física dos Empreendimentos do Leilão Compra de Energia Nova de A-3 de 29 de Junho de 2006 – Estudos para Licitação da Expansão da Geração”. Brasília (DF), 19 de Junho de 2006.
- [60] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria nº 305, de 19 de Dezembro de 2006. “A ANEEL realizará os seguintes Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos empreendimentos de Geração: A-5 e A-3”. Brasília (DF), 2006. Disponível em: <www.mme.gov.br>.
- [61] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº. 56, de 6 de Abril de 2004. “Estabelece procedimentos para acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA, regulamentando o art. 3º, § 5º da Lei n 10.438, de 26 de abril de 2002, incluído pela Lei n 10.762, de 11 de novembro de 2003, e regulamentado pelo Decreto n 5.025, de 30 de março de 2004”. Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [62] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº. 62, de 5 de Maio de 2004. “Estabelece os procedimentos para o cálculo do

montante correspondente à energia de referência de empreendimento de geração de energia elétrica, para fins de participação no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, nos termos do Decreto no 5.025, de 30 de março de 2004, e dá outras providências”. Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

- [63] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº. 127, de 6 de Dezembro de 2004. “Estabelece os procedimentos para o rateio do custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto no 5.025, de 30 de março de 2004”. Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [64] BRASIL. Lei nº. 9.427, de 26 de Dezembro de 1996. “Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica e dá outras providências”. Brasília (DF), 1996. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [65] BRASIL. Lei nº. 10.672, de 11 de Novembro de 2003. “Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nºs 8.631, de 04 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências”. Brasília (DF), 2003. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [66] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº. 69, 26 de Abril de 2006. “Minuta de Resolução Normativa que regulamenta as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras que possuam carga igual ou superior a 500 kW. (Audiência Pública nº. 33/2005)”. Brasília (DF), 2006. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [67] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº. 88, de 1 de Setembro de 2005. “Proposta de Audiência Pública para o estabelecimento de critérios para elaboração da regulamentação das condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras que possuam carga igual ou superior a 500 kW. (Audiência Pública nº. 33/2005)”. Brasília (DF), 2005. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [68] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº. 109, de 26 de Outubro de 2004. “Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica”. Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [69] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº. 210, de 13 de Fevereiro de 2006. “Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro/2006, de que trata a Convenção de

Comercialização de Energia Elétrica instituída pela Resolução Normativa no 109, de 26 de outubro de 2004”. Brasília (DF), 2006. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

- [70] CANAL ENERGIA. “Aneel fixa valor de referência em R\$ 77,70 por MWh para 2007”. Boletim Newsletter. Publicado 24 de Outubro de 2006. Rio de Janeiro (RJ), 2006. Disponível em: <www.canalenergia.com.br>.
- [71] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº. 281, de 1 de Outubro de 1999. “Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica”. Brasília (DF), 1999. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [72] BRICHENTI, C.R.F., “Integração do Cogrador de Energia do Setor Sucroalcooleiro com o Sistema Elétrico”. Dissertação de mestrado do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (PIPGE) da Universidade de São Paulo (USP), São Paulo (SP), Dezembro de 2003.
- [73] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). “Procedimento de Distribuição (PRODIST)”. Versão preliminar de 30 de Agosto de 2005. Disponível em: <www.aneel.gov.br>, acesso em Setembro de 2006.
- [74] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº. 166, de 10 de Outubro de 2005. “Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE)”. Brasília (DF), 2005. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [75] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº. 77, de 18 de Agosto de 2004. “Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW”. Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [76] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). “Capacidade de Geração Brasil - Geração Eólica”. Banco de Informações de Geração. Brasília (DF). Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso: Abril de 2007.
- [77] GENERAL ELECTRIC COMPANY (GE). “Power Curve - 1.5MW Series Wind Turbine - General Electric Energy - 2005”. Disponível em: <www.gepower.com>, acesso em Fevereiro de 2007.
- [78] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”. Rio de Janeiro (RJ), 2002. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br>. Acesso: Fevereiro de 2007.

- [79] MANWELL, J. F., MCGOWAN, J. G., ROGERS, A. L. "Wind Energy Explained: Theory, Design and Application". Book, ed. John Wiley & Sons LTD, Language: English, p. 576, April 2002.
- [80] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). "Plano Nacional de Energia 2030 (PNE - 2030)". Brasília (DF), 18 de Abril de 2006. Disponível em: <www.epe.gov.br>.
- [81] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº. 652, de 09 de Dezembro de 2003. "Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH)". Brasília (DF), 2003. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [82] CENTRO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO DE PCH (CNDPCH). "Tipos de Usinas" (*site*). Rio de Janeiro (RJ), 2007. Disponível em: <www.cndpch.com.br>. Acesso em: Janeiro de 2007.
- [83] CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. (ELETROBRÁS). "Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas – Versão 2.0". Rio de Janeiro (RJ), Novembro de 1997. Disponível em: <www.elektrobras.com.br>.
- [84] CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. (ELETROBRÁS). "Diretrizes para Elaboração de Projeto Básico de Usinas Hidrelétricas". Rio de Janeiro (RJ), 12 Setembro de 1999. Disponível em: <www.elektrobras.com.br>.
- [85] BAENA, L. G. N. et al. "Regionalização de Vazões com Base em Modelo Digital de Elevação para a Bacia do Rio Paraíba do Sul". Revista Engenharia Agrícola, v.24, n.3, p.612-624, Jaboticabal (SP), Set./Dezembro de 2004.
- [86] CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. (ELETROBRÁS). "Metodologia para regionalização de vazões". Vol.2, Rio de Janeiro (RJ), 1985.
- [87] DEPARTAMENTO DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA (DNAEE). "Regionalização Hidrológica no Estado de São Paulo". Revista Águas e Energia Elétrica, v. 5, n. 14, p. 04-10. São Paulo (SP), Jul./Dezembro de 1988.
- [88] COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA (CEEE). "Regionalização de Vazões do Rio grande do Sul". IPH/UFRGS/CEEE vol.2. Porto Alegre (RS), 1991.
- [89] COMPANHIA DE SANEAMENTO DE MINAS GERAIS (COPASA). "Deflúvios Superficiais no Estado de Minas Gerais". HIDROSISTEMAS Engenharia de Recursos Hídricos Ltda. Belo Horizonte (MG), 1993.
- [90] ESRI ArcGIS. ESRI Data & Maps. Media Kit version 8.1. Environmental System Research Institute, Redlands. California, USA. <www.esri.com>.
- [91] MAGUIRRE, D. J. "The raster GIS design model - a profile of ERDAS". Computers and Geosciences, v.18, n.4, p.463-470, 1992.

- [92] FILHO, J. L., Iochpe, C. "Introdução a Sistemas de Informações Geográficas com Ênfase em Banco de Dados". XV Jornada de Atualização em Informática, Recife (PE), 1996.
- [93] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). "Malha Municipal do Brasil". CD-ROM com informações no formato georeferenciados (GIS), Rio de Janeiro (RJ), 2001. Disponível em: <www.ibge.org.br>. Acesso em Janeiro de 2007.
- [94] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). "Informações Georreferenciadas do Brasil". GisMaps Sistemas Ltda, Campinas (SP), 2005. Disponível em: <www.gismaps.com.br>. Acesso: Janeiro de 2007.
- [95] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). "Geociência: Recursos Naturais e Estudos Ambientais". Rio de Janeiro (RJ), 2001. Disponível em: <www.ibge.org.br>. Acesso: Janeiro de 2007.
- [96] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). "Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL". Brasília (DF). Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso: Janeiro de 2007.
- [97] COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA (CSPE). "Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de São Paulo - 2ª edição". São Paulo (SP), 2004.
- [98] NÚCLEO DE ESTUDOS DA ÁGUA (NEA). "Conceitos". Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina (SC), 2007. Disponível em: <www.labdren.ufsc.br>. Acesso: Abril de 2007.
- [99] PALLETA, C.E.M. "Parâmetros Econômicos para a Geração de Energia Elétrica a partir de Biomassa - Relatório Completo". Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO), São Paulo (SP), 2003.
- [100] CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. (ELETROBRÁS). "Referências de Custos – Linhas de Transmissão e Subestações de Alta Tensão". DE / DEA / DEAT - Divisão de Engenharia de Transmissão, Rio de Janeiro (RJ), 2004.
- [101] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL - SFF/SRE). Nota Técnica nº 126, de 17 de Setembro de 2004. "Impacto da majoração da alíquota do PIS/PASEP e da COFINS". Documento disponibilizado na Audiência Pública 047/2004. Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [102] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Parecer nº 324, de 2 de Dezembro de 2004. "Alteração da sistemática de repasse de cobertura tarifária para os custos decorrentes do recolhimento de PIS/PASEP e da COFINS". Documento disponibilizado na Audiência Pública 047/2004. Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

- [103] GANIM, A. “Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários”. Editora CanalEnergia, p. 255, Rio de Janeiro (RJ), 2003.
- [104] GIANNINI, R. et al. “Análise comparativa de viabilidade econômica de uma PCH em diferentes ambientes de comercialização no setor elétrico”. Monografia de conclusão de curso – MBA de economia e gestão em energia. Instituto COPPEAD/UFRJ. Rio de Janeiro (RJ), Outubro de 2005.
- [105] BRASIL. Lei nº. 9.718, de 27 de Novembro de 1998. “Altera a Legislação Tributária Federal”. Brasília (DF), 1998. Disponível em: <www.receita.fazenda.gov.br>.
- [106] BRASIL. Lei nº 11.051, de 29 de Dezembro de 2004. “Dispõe sobre o desconto de crédito na apuração da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL e da Contribuição para o PIS/Pasep e Cofins não cumulativas e dá outras providências”. Brasília (DF), 2004. Disponível em: <www.receita.fazenda.gov.br>.
- [107] BRASIL. Lei nº. 10.637, de 30 de Dezembro de 2002. “Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências”. Brasília (DF), 2002. Disponível em: <www.receita.fazenda.gov.br>.
- [108] BRASIL. Lei nº. 9.715, de 25 de Novembro de 1998. “Dispõe sobre as contribuições para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/PASEP, e dá outras providências”. Brasília (DF), 1998. Disponível em: <www.receita.fazenda.gov.br>.
- [109] BRASIL. Decreto nº. 3.000, de 26 de Março de 1999. “Regulamenta a tributação, fiscalização, arrecadação e administração do Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza”. Vulgo: “Regulamento do Imposto de Renda - RIR”. Brasília (DF), 1999. Disponível em: <www.receita.fazenda.gov.br>.
- [110] BRASIL. Decreto nº. 2.410, de 28 de Novembro de 1997. “Dispõe sobre o cálculo e o recolhimento da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica instituída pela Lei nº 9.427, de 26 Dezembro de 1996, e dá outras providências”. Brasília (DF), 1997. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [111] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Despacho nº. 141, de 24 de Janeiro de 2007. “Fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, para as concessionárias de geração e de transmissão de serviço público, autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica, relativo ao exercício de 2007”. Brasília (DF), 2007. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

- [112] BRASIL. Lei nº. 9.991, de 24 de Julho de 2000. “Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências”. Brasília (DF), 2000. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [113] BRASIL. Decreto nº 3.739, de 31 de Janeiro de 2001. “Dispõe sobre o cálculo da tarifa atualizada de referência para compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e da contribuição de reservatórios de montante para a geração de energia hidrelétrica, de que trata a Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, e dá outras providências”. Brasília (DF), 2001. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [114] BRASIL. Lei nº 7.990, de 28 de Dezembro de 1989. “Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências”. Brasília (DF), 1989. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [115] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 404, de 12 de Dezembro de 2006. “Fixa o valor da Tarifa Atualizada de Referência – TAR para o cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos”. Brasília (DF), 2006. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [116] Wikipédia. Definição da palavra: inflação. Enciclopédia livre. 2007. Disponível em: <www.wikipedia.org>.
- [117] BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). Resolução nº 3.378, de 29 de Junho de 2006. “Fixa a meta para a inflação e seu intervalo de tolerância para o ano de 2008”. Brasília (DF), 2006. Disponível em: <www.bcb.gov.br>.
- [118] BRASIL. Decreto nº 6.025, de 22 de Janeiro de 2007. “Institui o Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, o seu Comitê Gestor, e dá outras providências”. Brasília (DF), 2007. Disponível em: <www.planalto.gov.br>.
- [119] POLIZEL, L. H. et al. “AGRIFIS – Simulador de Prospecção de Cenários e Avaliação de Projetos de Produção de Sementes, Óleo in natura e Biodiesel de Mamona”. VI AGRENER GD 2006, Campinas (SP), 2006.
- [120] INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). Boletim “Decidindo pela Geração Distribuída: Uma aplicação do método AHP para decisões”. Fórum de Cogeração do Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), Rio de Janeiro (RJ), Junho de 2002. Disponível em: <www.inee.org.br>.

- [121] SALOMON, V. A. P., “Auxílio à Decisão para a Adoção de Novas Políticas de Compras”. Relatório Técnico DPD/FEG/UNESP 04/2000, Guaratinguetá (SP), 2000.
- [122] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução N° 225 , de 14 de Julho de 1999.. “Autoriza a Companhia de Nickel do Brasil a explorar o aproveitamento do potencial hidráulico da PCH Barulho, no Município de Liberdade, Estado de Minas Gerais”. Brasília (DF), 1999. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [123] JUNIOR, M. F. S. “O impacto dos créditos de carbono na atratividade econômica de pequenas centrais hidrelétricas”. Revista Espaço Energia, número 5, Outubro de 2006.