



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL:
OPORTUNIDADES E BARREIRAS**

MARCOS VINÍCIUS XAVIER DIAS

Itajubá, novembro de 2005



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação

Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL:
OPORTUNIDADES E BARREIRAS**

MARCOS VINÍCIUS XAVIER DIAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia da Energia.

Orientador: Prof. Edson da Costa Bortoni, D.Sc.
Co-Orientador: Prof. Jamil Haddad, D.Sc

Itajubá, novembro de 2005.

“Dedico este trabalho a minha esposa Leila Diane e a meus filhos Pedro Henrique e João Lucas, incentivadores incondicionais e donos de um depósito tão incomum quanto interminável de carinho e compreensão.”

AGRADECIMENTOS

Agradecer é ato de quem aprende a reconhecer de fato.

Reconhecer a mão de Deus que, de tão constante, transformou o cansaço em alento permitindo aos pés caminhar mais distante. A Ele agradeço reconhecendo que, se conquistei, foi porque ao meu esforço se acrescentou a Sua presença.

Agradeço à minha família pelo apoio, sempre bem-vindo e restaurador.

Ao meu pai (in memoriam), minha mãe e meus irmãos por serem responsáveis por muito do que eu sou.

Ao meu amigo e orientador Prof. Edson Bortoni, por ter aberto as portas para que eu pudesse retornar às minhas origens acadêmicas e pelo inestimável apoio e atenção que sempre me dispensou. Você foi essencial.

Aos professores Jamil Haddad, Afonso Henriques M. Santos e Luiz Augusto Horta Nogueira pelo exemplo que me incentiva a buscar a excelência.

Aos professores Pedro Paulo C. Mendes e Cláudio Ferreira pelo apoio e disponibilização de material para o estudo de caso.

Aos amigos e parceiros do Grupo de Estudos Energéticos, pelo companheirismo, apoio e pelo incansável bom-humor, que torna a caminhada mais leve e agradável.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABELAS	10
LISTA DE SIGLAS.....	12
RESUMO.....	14
ABSTRACT.....	15
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	16
1.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	16
1.2 - DEFINIÇÕES.....	17
1.3 - OBJETIVOS	18
1.4 - MOTIVAÇÃO.....	18
1.5 - ESTRUTURA DO TRABALHO	19
CAPÍTULO 2 – TECNOLOGIAS.....	22
2.1 - PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO	22
2.1.1 - DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA.....	22
2.1.2 - SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFGR).....	23
2.1.2.1 - DEFINIÇÃO	24
2.1.2.2 - COMPONENTES.....	24
2.1.2.3 - CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS	25
2.1.2.4 - BENEFÍCIOS	27
2.1.2.5 - ESTADO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO.....	28
2.1.2.6 - DESENVOLVIMENTO DO MERCADO	29
2.1.2.7 - CUSTO DA ELETRICIDADE PRODUZIDA PELOS SISTEMAS.....	29
2.2 – MICRO TURBINA A GÁS	30
2.2.1 – DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA	31
2.2.2 - APLICAÇÕES.....	37
2.2.3 - DESEMPENHO	37

2.2.4 - CUSTOS.....	38
2.2.5 - VANTAGENS E DESVANTAGENS.....	39
2.2.6 - DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	40
2.3 – MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA.....	40
2.3.1 – INTRODUÇÃO.....	40
2.3.2 – DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA.....	42
2.3.3 - APLICAÇÕES.....	48
2.3.4 - DESEMPENHO	50
2.3.5 - CUSTOS.....	52
2.3.6 - VANTAGENS E DESVANTAGENS.....	53
2.4 - CÉLULA COMBUSTÍVEL.....	54
2.4.1 - INTRODUÇÃO.....	54
2.4.2 – DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA.....	55
2.4.3 – CÉLULA COMBUSTÍVEL REGENERATIVA.....	61
2.4.4 - APLICAÇÕES.....	63
2.4.4.1 – Célula Combustível tipo PAFC	63
2.4.4.2 - Célula Combustível tipo MCFC	63
2.4.4.3 - Célula Combustível tipo SOFC.....	63
2.4.4.4 - Célula Combustível tipo PEMFC	64
2.4.5 - DESEMPENHO	65
2.4.5.1 - Célula Combustível tipo PAFC	65
2.4.5.2 - Célula Combustível tipo MCFC	66
2.4.5.3 - Célula Combustível tipo SOFC.....	66
2.4.5.4 - Célula Combustível tipo PEMFC	66
2.4.6 - CUSTOS.....	66
2.4.6.1 - Célula Combustível tipo PAFC	67
2.4.6.2 - Célula Combustível tipo MCFC, SOFC, PEMFC.....	67
2.4.7 - VANTAGENS E DESVANTAGENS.....	68
2.4.8 - DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	70
2.4.8.1 - Célula Combustível tipo PAFC	70
2.4.8.2 - Célula Combustível tipo MCFC	71
2.4.8.3 - Célula Combustível tipo SOFC.....	71
2.4.8.4 - Célula Combustível tipo PEMFC	72

CAPÍTULO 3 – EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	73
3.1 - JAPÃO	73
3.2 - ESTADOS UNIDOS	77
3.3 - HOLANDA.....	80
3.4 - REINO UNIDO.....	83
3.5 - RESUMO	88
CAPÍTULO 4 – GD NO BRASIL - OPORTUNIDADES E BARREIRAS.....	89
4.1 – INTRODUÇÃO	89
4.2 – OPORTUNIDADES	90
4.3 - BARREIRAS	101
CAPÍTULO 5 – ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO-CIRCUITO APÓS INSERÇÃO DE GD.....	105
5.1 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA.....	105
5.2 - ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA	111
5.3 - ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO.....	122
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	129
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	132
ANEXO	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Principais tipos de células fotovoltaicas	23
Figura 2.2 - Diagrama esquemático com os principais componentes de um SFCR	24
Figura 2.3 – Produção mundial de módulos e capacidade de produção.....	29
Figura 2.4 - Esquema de uma microturbina com dois eixos e recuperador de calor.....	32
Figura 2.5 - Esquema de uma microturbina de eixo simples com recuperador de calor de exaustão	36
Figura 2.6 - Vista em corte de uma turbina Capstone com recuperador de calor	36
Figura 2.7 - Instalação típica de um motor alternativo	41
Figura 2.8 – Geometria básica de um cilindro	43
Figura 2.9 – Ciclo a quatro tempos (Otto)	44
Figura 2.10 – Ciclo a dois tempos	45
Figura 2.11 - Principais componentes de um motor de combustão interna de quatro cilindros e ignição por centelha.....	45
Figura 2.12 - Recuperação de calor a partir dos circuitos de refrigeração e do escape de um motor Diesel ou ‘dual fuel’ para geração de água quente	49
Figura 2.13 - Central de cogeração com motor a gás	50
Figura 2.14 - Distribuição por itens do custo total de instalação de um motor a gás	53
Figura 2.15 – Princípio de funcionamento de uma célula combustível.....	55
Figura 2.16 – Variação da potência com a diferença de potencial numa célula combustível	56
Figura 2.17 – Célula combustível e Pilha de combustível	57
Figura 2.18 – Esquema simplificado de um sistema de produção de eletricidade baseado em células combustível do tipo PEFC	59
Figura 2.19 – Reformador de vapor de água.....	60
Figura 2.20 – Princípio de funcionamento de uma célula combustível tipo SOFC.....	61
Figura 2.21 – PEFC em placas e planar.....	61
Figura 2.22 – Esquema de funcionamento de uma célula combustível regenerativa	62

Figura 4.1 – Curva de Duração de Carga.....	91
Figura 4.2 – Diagrama unifilar do sistema em estudo	93
Figura 4.3 – Variação do índice de redução de perdas com o nível de GD	93
Figura 4.4 – Diagrama unifilar do sistema radial	94
Figura 4.5 - Variação do índice de redução de perdas com o nível de GD	94
Figura 4.6 – Exemplo de como a GD pode minimizar problemas de interrupções no fornecimento de energia devido a acidentes naturais.	96
Figura 4.7 - Números absolutos de exclusão elétrica rural por Estado da Federação	97
Figura 4.8 – Exemplo da influência da GD no perfil de tensão de um alimentador da distribuição.....	99
Figura 4.9 - Exemplo de Micro-rede	100
Figura 4.10 - Projeção de Oferta/Demanda de Energia Elétrica para o Brasil	102
Figura 5.1 – Representação do sistema estudado.	106
Figura 5.2 – Perfil de Correntes do Alimentador GUL-115.....	107
Figura 5.3 – Perfil de Tensões do Alimentador GUL-115.....	108
Figura 5.4 – Diagrama Unifilar do Alimentador GUL-115.	109
Figura 5.5 – Configuração Original do Alimentador GUL-115.	111
Figura 5.6 – Configuração com GD na Barra CG-7.....	113
Figura 5.7 – Configuração com GD na Barra CG-7.....	114
Figura 5.8 – Configuração com GD na Barra CG-7.....	115
Figura 5.9 – Configuração com GD na Barra CG-7.....	116
Figura 5.10 – Configuração com GD na Barra CG-7.....	117
Figura 5.11 – Configuração Ilhada com GD na Barra CG-7.	118
Figura 5.12 – Correntes de curto-circuito para uma máquina na GD.	123
Figura 5.13 – Correntes de curto-circuito para duas máquinas na GD.	124
Figura 5.14 – Correntes de curto-circuito para três máquinas na GD.	125
Figura 5.15 – Correntes de curto-circuito para quatro máquinas na GD	126
Figura 5.16 – Correntes de carga e de curto-circuito para vários geradore na GD.....	127

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Distorção de harmônicas permitida na corrente injetada à rede.....	25
Tabela 2.2 - Custo da energia fotogerada, US\$/kWh	30
Tabela 2.3 – Opções de projeto de micro-turbinas	33
Tabela 2.4 – Necessidades de desenvolvimento na tecnologia das micro-turbinas.....	34
Tabela 2.5 - Características gerais de microturbinas.....	35
Tabela 2.6 - Dados de custo, desempenho, tamanho e peso de diferentes microturbinas ..	35
Tabela 2.7 - Dados de desempenho de microturbinas com diferentes arranjos.....	38
Tabela 2.8 - Dados de custo e manutenção previstos para microturbinas	39
Tabela 2.9 - Algumas vantagens e desvantagens das microturbinas.....	39
Tabela 2.10 - Visão geral de motores de combustão interna.....	42
Tabela 2.11 - Comparação do nível de emissão de NO _x e CO entre MCI a gás e Diesel....	51
Tabela 2.12 - Vantagens e desvantagens dos motores alternativos	53
Tabela 2.13 – Tipos de célula combustível	58
Tabela 2.14 - Comparação entre as diversas tecnologias de células a combustível.....	64
Tabela 2.15 - Custo projetado para células a combustível tipos MCFC, SOFC e PEMFC...	68
Tabela 2.16 - Vantagens e desvantagens das células a combustível	69
Tabela 2.17 - Comparação tecnológica entre as diferentes células a combustível	70
Tabela 3.1 - Dados econômicos da cogeração a gás no Japão	74
Tabela 3.2 - Capacidade do Sistema de Cogeração (em MW) por Setor e Tipo de Gerador em março de 2003.....	74
Tabela 3.3 - Comparação de questões de GD entre Japão, Estados Unidos, Holanda e Reino Unido.....	88
Tabela 4.1 - Oportunidades para novos negócios	98
Tabela 5.1 – Carregamentos da Área.....	109
Tabela 5.2 – Distâncias Entre os Barramentos.....	109
Tabela 5.3 – Parâmetros dos Trechos de Linha	110

Tabela 5.4 – Resultados do Fluxo de Potência.....	111
Tabela 5.5 – Configurações Estudadas.	112
Tabela 5.6 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 2.	113
Tabela 5.7 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 3.	114
Tabela 5.8 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 4.	115
Tabela 5.9 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 5.	116
Tabela 5.10 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 6.	117
Tabela 5.11 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 7.	118
Tabela 5.12 – Valores Singulares Mínimos das Matrizes J_{QV}	119
Tabela 5.13 – Corrente e Potência de curto-circuito para uma máquina na GD.	123
Tabela 5.14 – Corrente e Potência de curto-circuito para duas máquinas na GD.....	124
Tabela 5.15 – Corrente e Potência de curto-circuito para três máquinas na GD.....	125
Tabela 5.16 – Corrente e Potência de curto-circuito para quatro máquinas na GD.	126

LISTA DE SIGLAS

AFC	Alkaline Fuel Cell
ANSI	American National Standards Institute
BOO	Build-Own-Operated
CIGRE	International Council on large Electric Systems
DNO	Electricity Distribution Network Operators
DOE	U.S. Department of Energy
DOHC	Direct Over Head Came
DPCA	Distributed Power Coalition of America
DTe	Office of Energy Regulation
DTI	Department of Trade and Industry
EFCR	Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede
EGWG	Embedded Generation Working Group
EPRI	Electric Power Research Institute
EUA	Estados Unidos da América
GD	Geração Distribuída
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GRI	Gas Research Institute
IEA	International Energy Agency
IEEE	Institute of Electrical and Eletronics Engineers
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
MCI	Motor de Combustão Interna
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NETA	New Electricity Trading Arrangements
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
Ofgem	The Office of Gas and Electricity Markets

PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PEFC / PEM	Polymer Electrolyte Fuel Cell / Proton Exchange Membrane
PV	Photovoltaic
SCR	Selective Catalytic Reduction
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell
TWC	Three-Way Catalyst
UTC	United Technologies Corporation
WEA	World Energy Assessment

RESUMO

O desenvolvimento da humanidade está intimamente ligado ao uso da energia em suas diversas formas. Consolidar este desenvolvimento significa, entre outras coisas, garantir que as fontes de energia estejam disponíveis em níveis suficientes e, de igual forma, acessíveis para garantir a demanda de energia que sustenta o desenvolvimento da sociedade moderna.

No Brasil, a maior parte da geração de energia elétrica é de origem hidráulica, o que explica o extenso sistema de transmissão necessário para levar esta energia aos centros consumidores. O racionamento de energia ocorrido em 2001 expôs a fragilidade do sistema de geração no Brasil abrindo espaço para que a discussão sobre fontes alternativas de energia ganhasse força. Adicionalmente, restrições ambientais têm cada vez mais dificultado a abertura de novas faixas de servidão de linhas de transmissão.

É neste contexto que este trabalho desenvolve o tema geração distribuída primeiramente introduzindo o assunto e suas definições para em seguida descrever as principais tecnologias empregadas hoje na geração distribuída de energia. Também é destacada no texto a experiência de alguns países na implantação e operação da geração distribuída.

Como contribuições principais deste trabalho tem-se, a identificação, no Brasil, das principais oportunidades e barreiras para implantação da geração distribuída e, na vertente técnica, um estudo dos impactos da inserção da geração distribuída no sistema de distribuição a partir da análise das perdas e potencial de curto-circuito em um alimentador real.

ABSTRACT

The development of human life is strongly related to the energy use in its several natures. For this development being stable it means that among other aspects, it is hardly recommended to guarantee that the energy sources are available in sufficient levels and also, accessible to supply the energy demand that supports the modern society development.

In Brazil, the main electric energy generation comes from hydraulic source, this explains the large transmission system necessary to lead this energy to the consuming centers. The energy rationing that took place in 2001 showed the fragility of the generation system in Brazil, leading to strong discussions about energy alternative sources. Besides, environment restrictions have created more and more difficulties to open new rights of way for transmission lines.

This is the main point of the achievement, clearing the subject of distributed generation, firstly introducing the matter and its definitions and later describing the main technologies employed today in distributed energy generation.

The main contributions of this achievement remains the identification in Brazil of the main opportunities and barriers for establishing distributed generation and, in a technical aspect, a study of impacts of distributed generation insert in distribution system from the loss analysis and short-circuit potential in a real feeder.

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O termo geração distribuída pode parecer novo, mas sua concepção não é tão recente assim. Thomas A. Edison concebeu e instalou o primeiro sistema de geração de energia em Nova York no ano de 1882. Na rua chamada *Pearl Street* ele construiu a primeira central de geração que fornecia energia para lâmpadas incandescentes de cerca de 59 clientes em uma área de aproximadamente 1 km². Essencialmente, este é o conceito mais simples de geração distribuída, uma fonte geradora localizada próxima à carga.

Com o desenvolvimento dos transformadores, o uso da corrente alternada logo conquistou seu espaço possibilitando o atendimento de cargas distantes do ponto de geração. Assim se consagrou o modelo de grandes centrais de geração com extensas linhas de transmissão e distribuição de energia.

O crescimento da população e o desenvolvimento tecnológico contínuo exigem uma demanda de energia cada vez maior. Assim, quando o aumento na demanda ultrapassa os limites do sistema, é necessária a construção de novas unidades de geração de grande porte bem como o sistema que suporte a transmissão e distribuição desta nova parcela de energia gerada.

Este modelo começou a ser questionado com o surgimento de novas tecnologias que reduzem o custo da energia gerada. Aliado à dificuldade crescente de financiamento de grandes centrais de geração estão os problemas relacionados ao impacto ambiental associado à implantação destas grandes centrais. Todos estes fatores contribuíram para a valorização da geração distribuída.

Em 1987, o Prof. Afonso Henriques já tratava em sua tese de doutorado a respeito da geração descentralizada. "*Denomina-se sistemas descentralizados aqueles cuja potência instalada em uma de suas PCH's é significativa na contabilidade de sua capacidade total.*" (SANTOS, 1987). Assim, em sua tese já eram abordados sistemas descentralizados e sua interligação ao sistema.

Faz-se necessário neste ponto, definir de forma mais abrangente o conceito de geração distribuída.

1.2 - DEFINIÇÕES

Também chamada de geração descentralizada, existem diversas definições relacionadas ao conceito de geração distribuída, como revisa El-Khattan e Salama, 2004. Segundo Ackermann, 2001, por exemplo, a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. A potência instalada, nesta definição, não é considerada relevante para sua caracterização. O autor, neste mesmo trabalho, divide a geração distribuída em função da potência em Micro (até 5 kW), Pequena (de 5 kW a 5 MW), Média (de 5 MW a 50 MW) e Grande (de 50 MW a 300 MW), valores que consideram a realidade americana. No Brasil, a geração distribuída é geralmente limitada superiormente por uma potência instalada de 30 MW ou de 50 MW, dependendo do autor. Existem situações, entretanto, que mesmo sistemas com potências maiores poderiam ser considerados geração distribuída. Assim, para a caracterização que se pretende neste texto e utilizando-se da notação empregada por Ackermann, pode-se dividir a geração distribuída nas seguintes faixas:

- Micro GD: Sistemas com potência inferior a 1MW
- Pequena GD: sistemas com potência entre 1 e 30 MW
- Média GD: sistemas com potência entre 30 e 50 MW
- Grande GD: Sistemas com potência entre 50 e 100 MW.

Outras definições, independentes da capacidade instalada, tem sido adotadas. Segundo o CIGRE, geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada (MALFA, 2002). Para o IEEE, geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada a rede de distribuição e próxima do consumidor (MALFA, 2002). 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.

No Brasil, geração distribuída foi definida de forma oficial através do **Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004**, e foi definida da seguinte forma:

" Art. 14. Para os fins deste Decreto, 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."

Frente a tamanha diversidade de conceitos, conclui-se ser necessário adotar-se uma definição que seja a referência para as análises e considerações deste trabalho. Sendo assim defini-se aqui **geração distribuída**, doravante grafada **GD**, como sendo qualquer fonte geradora com produção destinada, em sua maior parte, a cargas locais ou próximas, alimentadas sem necessidade de transporte da energia através da rede de transmissão (INEE, 2002), e que tenha capacidade de mobilidade no que diz respeito à sua localização física.

1.3 - OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho são:

- Fazer uma revisão das principais tecnologias utilizadas para geração descentralizada de energia;
- Fazer um levantamento de experiências internacionais com GD, abordando países com diferentes realidades referentes ao progresso na implantação da GD, tanto do ponto de vista técnico quanto de regulamentação;
- Identificar as principais oportunidades, benefícios e barreiras referentes à implantação da GD no Brasil e
- Avaliar o impacto, do ponto de vista técnico, da inserção de GD em um alimentador real a partir de estudos de fluxo de potência e curto-circuito.

1.4 - MOTIVAÇÃO

A motivação do presente trabalho ancora-se na necessidade de discussão do modelo vigente de geração de energia no Brasil, que começou a ser questionado, de forma mais aberta, a partir da crise de energia deflagrada em 2001 que deixou patente, a fragilidade de um sistema dependente da geração centralizada frente a fatores naturais que não podem ser controlados pelo homem. Tendo em vista a forte relação que a energia tem com o desenvolvimento, não convém a um país com aspirações de desenvolvimento contínuo, ficar refém de um sistema que já apresentou indícios de não ser totalmente confiável. Em um estudo realizado pelo *Electric Power Research Institute* – EPRI, indica-se

que, por volta do ano 2010, 25% da nova capacidade de geração será distribuída (EPRI, 1997 *apud* ACKERMANN *et al.*, 1999). Existe portanto, espaço para discussão de uma nova concepção para a geração de energia no Brasil onde a GD terá papel importante na formação deste novo cenário de abastecimento para o país.

1.5 – ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação foi dividida em 6 capítulos.

No presente capítulo são feitas considerações iniciais, assim como a definição dos objetivos a serem alcançados seguido pela motivação para desenvolver o tema e também a descrição da forma como o texto foi estruturado.

No segundo capítulo, descreve-se as principais tecnologias utilizadas para geração de energia tendo em vista o conceito de geração descentralizada adotado. Aqui cabe justificar-se porque as PCH's e turbinas eólicas não foram contempladas neste trabalho. Tendo em vista que estas duas tecnologias dependem exclusivamente de condições naturais para definição de sua localização geográfica, elas não estão em conformidade com a definição adotada neste texto que limita a GD àquelas tecnologias que não dependem de sistema de transmissão para atendimento das cargas e que tenha mobilidade no que diz respeito à sua localização física. Condições que não são satisfeitas pelas PCH's e turbinas eólicas. Apesar de não serem abordadas neste trabalho, cabe um pequeno resumo da situação destas tecnologias no Brasil, apenas com o intuito de registro já que suas contribuições são conhecidas.

ENERGIA EÓLICA

No Brasil, embora o aproveitamento dos recursos eólicos tenha sido feito tradicionalmente com a utilização de cataventos multipás para bombeamento d'água, algumas medidas precisas de vento, realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado.

Grande atenção tem sido dirigida para o Estado do Ceará por este ter sido um dos primeiros locais a realizar um programa de levantamento do potencial eólico através de medidas de vento com modernos anemógrafos computadorizados. Entretanto, não foi apenas na costa do Nordeste que áreas de grande potencial eólico foram identificadas. Em Minas Gerais, por exemplo, uma central eólica está em funcionamento, desde 1994, em um local (afastado mais de 1000 km da costa) com excelentes condições de vento.

A capacidade instalada no Brasil é de 20,3 MW, com turbinas eólicas de médio e grande portes conectadas à rede elétrica. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional para aplicações diversas - bombeamento, carregamento de baterias, telecomunicações e eletrificação rural. (P&D B08, 2004).

PCH

O mercado das PCHs no Brasil tem sido implementado devido a disponibilidade de tecnologias eficientes e a redução das despesas operacionais. Novos projetos tem atraído o interesse de vários grupos privados e companhias públicas.

Atualmente, existem em operação 331 centrais de pequeno porte, com potências inferiores a 10 MW, totalizando uma capacidade elétrica instalada de 604,6MW. A maior parte destes empreendimentos foram concebidos na década de 1960. O processo estancou com os planos nacionais de energia da época que incentivou a transferência das concessões particulares para concessões públicas, geralmente representadas pelas Companhias de Eletricidade Estaduais estruturadas na época. (TIAGO FILHO, 2005).

Atualmente, segundo a portaria 394 de 4/12/98 da ANEEL, criada pela Lei 9648, são consideradas pequenas centrais hidrelétricas, todas as centrais cuja potência elétrica instalada é igual ou inferior a 30 [MW].

No terceiro capítulo é feito um levantamento da GD em quatro países: Japão, Estados Unidos, Holanda e Reino Unido. A experiência destes países fornece importantes referências, sejam da área técnica, legal ou de mercado, que certamente podem contribuir na busca de acertos ao se pensar na implementação de uma política específica para o Brasil.

O quarto capítulo é reservado para uma descrição de oportunidades, benefícios e barreiras referentes à GD especificamente no Brasil. Desde questões técnicas, passando por tópicos referentes à dificuldades de regulamentação até questões econômicas e de mercado, são abordados fornecendo um perfil da situação atual do Brasil indicando potenciais dificuldades que a GD encontrará no país para conquistar seu espaço.

No quinto capítulo, o tema é abordado tecnicamente através de estudos de curto-circuito e fluxo de potência com dados reais, que mostram o impacto da inserção de GD no sistema de distribuição, indicando, exclusivamente do ponto de vista técnico, sua contribuição relativa às novas condições do sistema.

Finalmente, no sexto capítulo, indicamos as conclusões e recomendações decorrentes da realização deste trabalho, sugerindo futuros trabalhos que não puderam ser

tratados neste texto por não estarem no escopo desta abordagem, mas que, com certeza, contribuirão para o desenvolvimento deste tema.

CAPÍTULO 2 – TECNOLOGIAS

Neste capítulo serão apresentadas informações sobre as principais tecnologias empregadas pela GD para geração de energia. Serão abordados aspectos construtivos, técnicos, operacionais e econômicos, bem como as vantagens e desvantagens de cada uma delas.

2.1 - PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO

É uma tecnologia de geração de energia elétrica altamente modular e sem emissões de poluentes e ruídos durante seu funcionamento. O gerador fotovoltaico é composto por módulos onde se encontram as células fotovoltaicas, que produzem energia elétrica na forma de corrente contínua quando sobre elas incide a luz solar. Em função da sua baixa densidade energética, adapta-se melhor à geração distribuída do que à geração centralizada, o qual evidencia um claro espaço a ser ocupado por ela. Porém, características de produção intermitente, bem como seus ainda elevados custos unitários de capital, constituem barreiras para sua maior participação na matriz energética mundial.

2.1.1 - DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA

A função de uma célula solar consiste em converter diretamente a energia solar em eletricidade. A forma mais comum das células solares realizarem esta conversão é através do efeito fotovoltaico.

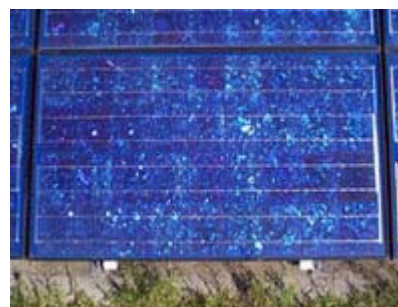
Existem três tipos principais de células solares (ver figura 2.1)

- **As células mono-cristalinas** representam a primeira geração. O seu rendimento elétrico é relativamente elevado (aproximadamente 16%, podendo subir até cerca de 23% em laboratório), mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras. Por outro lado, é necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita.
- **As células poli-cristalinas** têm um custo de produção inferior por necessitarem de menos energia no seu fabrico, mas apresentam um rendimento elétrico inferior (entre 11% e 13%, obtendo-se até 18% em laboratório). Esta redução de rendimento é causada pela imperfeição do cristal, devido ao sistema de fabrico.

- **As células de silício amorfo** são as que apresentam o custo mais reduzido, mas em contrapartida o seu rendimento elétrico é também o mais reduzido (aproximadamente 8% a 10%, ou 13% em laboratório). As células de silício amorfo são películas muito finas, o que permite serem utilizadas como material de construção, tirando ainda o proveito energético.



(a)



(b)



(c)

Figura 2.1 – Principais tipos de células fotovoltaicas (RESLAB, 2005)

(a) Células mono-cristalinas num painel (b) Painel de células poli-cristalinas (c) Painel solar a-Si

2.1.2 - SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCR)

Os sistemas interligados nem sempre são desenvolvidos de forma a atender todas as possíveis cargas e demandas de consumo. Isto porque a distribuição heterogênea do desenvolvimento faz com que a extensão da rede para o atendimento de pequenas cargas distantes nem sempre seja economicamente viável. Surgem então os sistemas isolados, para os quais soluções de geração locais são adotadas pelo menos até que o aumento de demanda de energia possa justificar a extensão da rede.

2.1.2.1 - DEFINIÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são uma aplicação da tecnologia solar fotovoltaica, na qual o arranjo fotovoltaico atua como fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado. Existem basicamente dois tipos de SFCR: o primeiro é representado pelas grandes centrais fotovoltaicas que geram grandes pacotes de energia de forma centralizada. O segundo gera a energia de forma descentralizada, no local de consumo. Estes últimos são conhecidos como Edificações Solares Conectadas à Rede, doravante EFCR. As grandes centrais fotovoltaicas têm sido instaladas obedecendo a duas razões fundamentalmente: (i) como uma alternativa à geração centralizada de energia através de combustíveis de origem fóssil ou nuclear e (ii) como suporte aos sistemas de distribuição da concessionária, proporcionando-lhe maior estabilidade à tensão elétrica.

2.1.2.2 - COMPONENTES

A figura 2.2 apresenta um esquema da configuração mais simples de um sistema fotovoltaico conectado à rede, onde podemos observar os dois equipamentos básicos do sistema: gerador fotovoltaico e o inversor CC/CA, que se encarrega de transformar em CA a eletricidade CC produzida pelo gerador fotovoltaico.

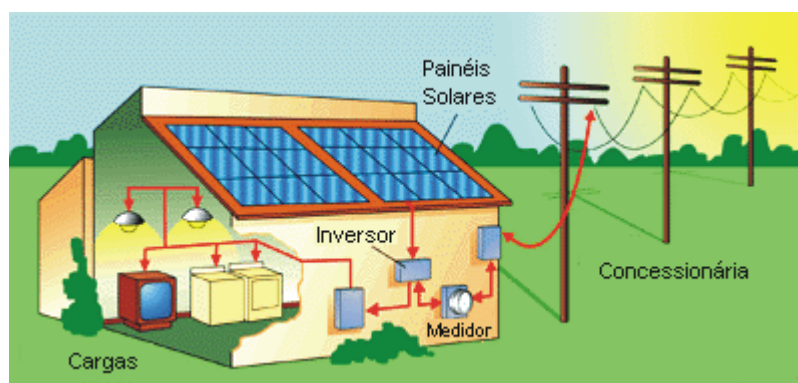


Figura 2.2 Diagrama esquemático apresentando os principais componentes de um SFCR.

(RODRIGUES, 2002)

2.1.2.3 - CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS

QUALIDADE DA ENERGIA

A interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica pode produzir distorção harmônica na tensão da linha, incremento da carga reativa do alimentador e variações de tensão. Para evitar estes efeitos indesejáveis, a energia injetada à rede deve cumprir com padrões de qualidade bem definidos.

DISTORÇÃO HARMÔNICA

A distorção de corrente harmônica tem algumas conseqüências negativas para os equipamentos de transmissão e distribuição – T&D, bem como para os usuários da rede. O inversor do sistema fotovoltaico pode introduzir harmônicas de corrente na rede que, ao circularem pelas impedâncias do sistema de T&D, produzem quedas de tensão harmônicas e, portanto, distorção no ponto de acoplamento. A magnitude da distorção de tensão depende da impedância do sistema às frequências em questão e da magnitude das correntes harmônicas. A norma IEEE 519 especifica a respeito do conteúdo de harmônicas presente na corrente que o sistema fotovoltaico injeta à rede o seguinte:

- a distorção harmônica total da corrente será menor do que 5% à máxima potência;
- a distorção de cada harmônica ímpar não poderá superar os seguintes valores dispostos na tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Distorção de harmônicas permitida na corrente injetada à rede (IEEE 519, 1992).

Harmônica	Distorção
< 11	4%
$11 \leq h < 17$	2%
$17 \leq h < 23$	1,5%
$23 \leq h < 35$	0,6%
35 em diante	0,3%

A distorção das harmônicas pares não superará a quarta parte dos valores que lhes correspondem segundo a tabela anterior.

FATOR DE POTÊNCIA

A instalação de geradores fotovoltaicos em sistemas domiciliares pode incrementar a demanda de potência reativa do domicílio. Este fato é importante para a concessionária desde que ela, normalmente, não cobra por consumo de potência reativa a seus usuários residenciais e a prática da norma IEEE 929 estabelece um fator de potência maior que 0,85 quando o sistema fotovoltaico opere a mais de 2% da sua capacidade. No entanto, é comum o uso de inversores que operam com fator de potência unitário.

FLUTUAÇÃO DA TENSÃO

A natureza variável do recurso solar produz variações na potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos, sendo que uma percentagem elevada de geração fotovoltaica pode produzir variações instantâneas de carga em um alimentador que, por sua vez, podem provocar flutuações de tensão.

Para o caso norte-americano é usada a norma ANSI C84.1 para especificar a tensão de serviço que a concessionária tem que entregar no ponto de acoplamento comum. A tensão de uso é a que existe na carga, sendo que é permitida uma perda de 5% devido ao cabeamento. No caso de pequenos sistemas fotovoltaicos, a faixa de tensões consideradas como “normal” está entre 88% e 106% da tensão nominal. No Brasil esta faixa está entre -10% a +15% da Tensão nominal.

PROTEÇÃO E SEGURANÇA

Sob determinadas circunstâncias, alguns inversores poderiam injetar sinais assimétricos ou níveis significativos de corrente contínua à rede onde estão conectados. A presença de corrente contínua na rede de distribuição de corrente alternada é uma situação bem pouco provável uma vez que a maioria das cargas de corrente alternada e o transformador de distribuição oferecem um curto-circuito virtual à corrente contínua. Porém, é um tema a considerar pelo possível risco que representaria para a equipe de manutenção da concessionária, que consideraria inerte uma linha ao testá-la somente com um medidor de corrente alternada. A única situação de perigo seria quando a instalação fotovoltaica estiver desconectada do transformador de distribuição.

Um segundo problema derivado da presença de corrente contínua na linha seria a possível saturação dos transformadores de distribuição e os efeitos que subsequentemente isto acarretaria aos equipamentos dos clientes conectados à rede. Não obstante,

considerando os níveis de segurança com os quais estes transformadores são projetados, seria necessário um nível muito elevado de corrente contínua para que representasse um problema real, pelo qual é uma situação bastante hipotética. A norma IEEE P929 diz que a injeção de corrente contínua pelo sistema fotovoltaico, não pode ser superior a 0,5% da corrente nominal.

2.1.2.4 - BENEFÍCIOS

O valor ou benefício que pode ser atribuído a um sistema fotovoltaico depende da perspectiva pela qual ele é enxergado. Portanto, a indústria de eletricidade valoriza o sistema quanto à energia elétrica produzida e aos eventuais benefícios que este pode proporcionar à rede; a indústria da construção quanto à estética e funcionalidade da instalação quando integrada a edificações; enquanto que governos e sociedade estarão interessados em valorizar os benefícios ambientais, a promoção do desenvolvimento econômico (por exemplo pela criação de empregos) e a contribuição para se ter auto-suficiência energética.

Assim, a tecnologia fotovoltaica possui uma coleção única de benefícios, tanto energéticos quanto não-energéticos (“valor adicionado”), e não pode ser avaliada exclusivamente em função do custo do kWh fotogerado. Porém, esta prática é ainda vigente e os seus custos de geração ainda são elevados em relação às opções convencionais de geração centralizada com combustíveis fósseis ou nuclear.

Atualmente, são poucos os benefícios *não-energéticos* que a tecnologia fotovoltaica possui e que são quantificados no sentido em que seu valor seja refletido a todos os grupos interessados.

BENEFÍCIOS PARA O SETOR ELÉTRICO

A seguir são apontados alguns benefícios que um sistema fotovoltaico interligado à rede traz para o setor elétrico:

- A energia é gerada junto ao ponto de consumo e na tensão de consumo, reduzindo, desta maneira, as perdas associadas à transmissão e distribuição da energia;
- Redução da exigência (superaquecimento) sobre transformadores com conseqüente adiamento de upgrading de linha e aumento da vida útil do equipamento. Isto fica

explícito no caso de instalações fotovoltaicas de apoio à rede localizadas normalmente próximas de um alimentador ou subestação que opera perto do seu limite de capacidade térmica e, além disso, existe uma boa correlação entre a demanda e o padrão de radiação solar.

- Planejamento de expansão: pode ser considerado um *just-in-time* de adição de capacidade (curtos prazos de instalação e posta-em-marcha), constituindo-se em uma boa ferramenta para prevenir erros associados ao planejamento centralizado.
- Modularidade: aliada aos curtos prazos de instalação, elimina a necessidade de capacidade instalada ociosa. Além disso, as inovações tecnológicas podem ser prontamente utilizadas, ao contrário do que ocorre com grandes usinas centralizadas, onde, devido aos longos prazos de instalação, a tecnologia utilizada pode estar defasada quando a usina entra em operação.
- Aplicação em sistemas isolados.

BENEFÍCIOS AMBIENTAIS

O mais importante benefício ao meio ambiente da geração fotovoltaica é a ausência de emissões, de qualquer tipo, durante sua operação. Porém, a fabricação causa emissões, como gases precursores do efeito estufa (e.g. dióxido de carbono), sendo que os principais esforços dos fabricantes estão focalizados no desenvolvimento de novos materiais e processos de manufatura.

Outro aspecto de particular interesse é avaliar se a energia requerida na manufatura de um sistema fotovoltaico completo excede a energia entregue por este durante sua vida útil. Isto é conhecido como *payback* energético, sendo que os primeiros sistemas fotovoltaicos eram, de fato, mais consumidores do que produtores, pois seu *payback* energético ultrapassava sua vida útil.

Atualmente, são os sistemas fotovoltaicos integrados a edificações os que reduziram mais seu *payback* energético, hoje na faixa de 3 a 9 anos e com perspectivas de se reduzir entre somente 1 a 2 anos.

2.1.2.5 - ESTADO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO

No caso da energia solar fotovoltaica, as reduções de custo e o crescimento do mercado têm sido significativos, embora os resultados sejam inferiores aos apresentados pela energia eólica. Isto é consequência dos custos unitários de capital, que ainda são altos

para essa tecnologia, bem como da baixa densidade da sua fonte energética. Por outro lado, nos últimos 20 anos a geração fotovoltaica atingiu um estágio comercial, sendo no momento tecnologia corrente na produção de eletricidade tanto em áreas isoladas quanto para a injeção de energia à rede. Nesse último caso, o melhor exemplo são os programas de instalação em larga escala de módulos fotovoltaicos no telhado de edifícios.

2.1.2.6 - DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

As taxas de crescimento da produção de módulos fotovoltaicos têm sido altas, da ordem de 15 por cento ao ano desde 1983. No entanto, as taxas verificadas nos anos 2000 e 2001 foram excepcionalmente altas, da ordem de 40%. Em 2001, a produção mundial de módulos fotovoltaicos atingiu os 401 MW, sendo que, em 2000, era de 287 MW, dos quais 172 MW no Japão. Os produtores de módulos fotovoltaicos continuam crescendo de forma acentuada. A produção mundial de módulos registrada em 2003 foi de 686 MW, maior que os 520 MW registrados em 2002, ou um acréscimo de 32%. Os maiores crescimentos tiveram lugar no Japão (50%) e na Alemanha (77%). A produção nos Estados Unidos apresentou retração (IEA, 2005).

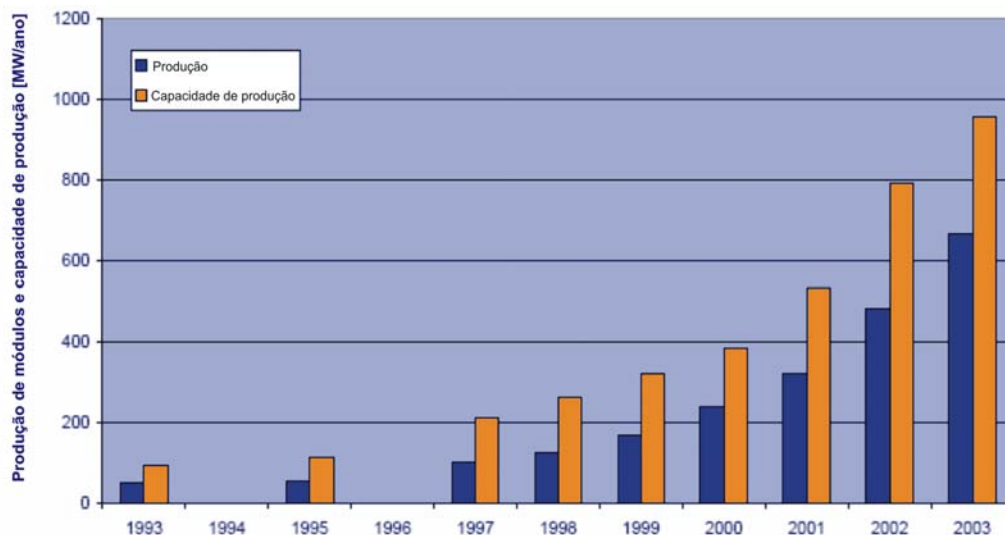


Figura 2.3 – Produção mundial de módulos e capacidade de produção. (IEA, 2005)

2.1.2.7 - CUSTO DA ELETRICIDADE PRODUZIDA PELOS SISTEMAS

O custo da eletricidade produzida por um sistema fotovoltaico é determinado tendo em consideração o custo *turnkey* da instalação, vida útil, a taxa de desconto aplicada, os custos de O&M (incluindo as possíveis substituições de equipamentos) e a produção

energética do sistema - kWh/kWp, função das características próprias do local de instalação. Na tabela 2.2, apresenta-se o custo do kWh fotogerado, sendo que os autores têm assumido uma taxa anual de desconto de 5 – 10% e 2% do investimento inicial para gastos de O&M. No entanto, merece ser ressaltado que essa porcentagem para O&M é elevada, pois no ano 10 de operação do sistema se arrecadaria US\$ 1.000, quantia suficiente para a troca do inversor.

Tabela 2.2 - Custo da energia fotogerada, US\$/kWh. (WEA, 2004)

Custo <i>turnkey</i> do sistema (US\$/kW)	Custo da energia em 2001 (cents/kWh)	Custo potencial futuro da energia (cents/kWh)
5000 - 18000	25 – 160	6 - 25

2.2 – MICRO TURBINA A GÁS

Microturbina é a designação que se dá às turbinas a gás que produzem potência elétrica entre 25 kW e 300 kW, para algumas referências, e até 500 kW para outras. São derivadas de tecnologias de turbo alimentação de caminhões ou de pequenas turbinas de sistemas auxiliares da aviação (auxiliary power units - APUs). Podem ser unidades de simples estágio, fluxo radial e com velocidades de rotação entre 90.000 e 120.000 rpm, como também de múltiplos estágios e/ou menores velocidades de rotação.

As microturbinas não representam uma nova tecnologia, pois é possível encontrar pesquisas sobre estas pequenas máquinas desde 1970, quando a indústria automobilística visualizou a possibilidade de sua utilização em substituição aos tradicionais MCI (Motor de combustão Interna) alternativos. Em 1978, a Allison deu início a um projeto com o objetivo de desenvolvimento e construção de grupos geradores, para aplicações militares, acionados por pequenas turbinas a gás. Os principais resultados obtidos durante os testes destes geradores revelaram: redução no consumo de combustível de 180 l/h para 60 l/h, quando comparado com modelos anteriores; estabilidade de frequência de aproximadamente 1%, níveis de ruído inferiores a 90 dBA e possibilidade de utilização de vários combustíveis (diesel, gasolina, etc). Em 1981, um lote com 200 destes grupos geradores foi entregue ao exército dos Estados Unidos e, a partir de então, mais de 2.000 unidades foram fornecidas para integrarem o sistema de geração de eletricidade dos lançadores de foguetes Patriot (Patriot Systems) (SCOTT, 2000).

2.2.1 – DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA

O termo “micro-turbina” refere-se em geral a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador elétrico, com uma potência total disponível não superior a 500 kW. Para sistemas semelhantes mas com potências entre 500kW e 1MW é usualmente utilizado o termo “mini-turbina”.

A maioria das micro-turbinas existentes no mercado têm como função principal produzir eletricidade, podendo funcionar em cogeração utilizando equipamento adicional. No entanto existem micro-turbinas criadas de raiz para funcionamento em cogeração. Em alguns casos a produção de calor é mesmo a função principal da micro-turbina.

As micro-turbinas são na maioria turbinas a gás, com um andar de expansão. O ar novo admitido é conduzido ao compressor onde a pressão é elevada até cerca de 70psig. Com o objetivo de aumentar o rendimento da micro-turbina é usual integrar no sistema um recuperador de calor (regenerador) que permite aproveitar o calor disponível nos gases de escape para aquecer o ar novo antes deste entrar na câmara de combustão.

O calor libertado na combustão eleva a temperatura da mistura ar-combustível e conseqüentemente a sua pressão. Ao passar na turbina a mistura expande-se transmitindo energia mecânica ao eixo, acionando o compressor e o gerador.

Tipicamente o eixo funciona a uma velocidade na ordem das 70000 – 90000 rpm, produzindo eletricidade em corrente alternada com frequência elevada (e.g.: 1800Hz). Esta corrente alternada é primeiro retificada para corrente contínua sendo em seguida invertida novamente para corrente alternada, mas desta vez com uma frequência de 50 ou 60 Hz, pronta para ser utilizada.

O rendimento elétrico atingido é da ordem dos 30% em micro-turbinas com recuperador de calor. Em sistemas de cogeração o rendimento global pode atingir mais de 80%. Os últimos desenvolvimentos tecnológicos apontam para a utilização de materiais cerâmicos nas secções quentes da micro-turbina, o que permite atingir temperaturas mais elevadas e, conseqüentemente, rendimentos mais elevados.

Quando se pretende que a micro-turbina funcione em cogeração é utilizado um permutador de calor adicional de forma a tirar partido da temperatura relativamente elevada dos gases de escape. Algumas micro-turbinas vêm preparadas de série com o referido permutador, enquanto que em outras o equipamento auxiliar é vendido separadamente.

Vários tipos de combustíveis podem ser utilizados na maioria das micro-turbinas: gás natural, gasolina s/ chumbo, gasóleo, álcoois, querosene, propano, etc. Um compressor

adicional poderá ser utilizado quando a pressão de alimentação do combustível não for suficiente. As menores emissões são obtidas usando gás natural (e.g. NOx: 9 – 25 ppm)

Existem soluções em que o compressor e gerador não estão diretamente acoplados no mesmo eixo e em que são utilizadas caixas de velocidades de forma a permitir uma maior flexibilidade de funcionamento (ver figura 2.4). O maior número de peças móveis tem implicação direta ao nível do desgaste da máquina e ruído de operação.

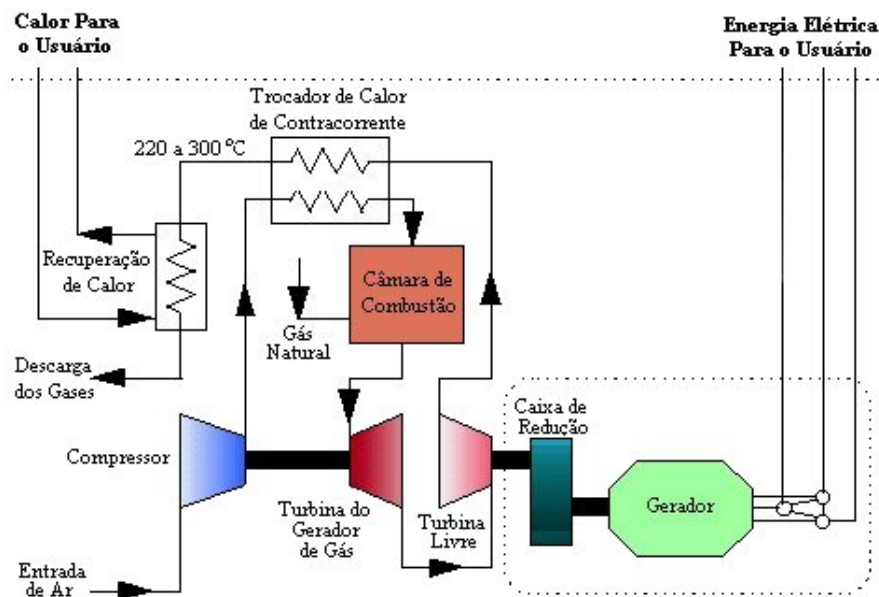


Figura 2.4 - Esquema de uma microturbina com dois eixos e recuperador de calor. (P&D B08, 2004)

Outra característica que distingue os vários tipos de microturbinas é a forma como os componentes rotativos estão apoiados. Os tipos de apoio usados são mancais lubrificados a óleo e também mancais a ar. No primeiro caso existe um consumo de óleo adicional. A manutenção e o número de arranques a frio dependem do tipo de mancal utilizado.

O arrefecimento da máquina pode ser feito com ar ou água. No primeiro caso é usual forçar o ar novo a passar através do gerador antes de entrar na câmara de combustão, o que permite garantir o arrefecimento deste, enquanto que no segundo caso é necessário um sistema auxiliar para bombear a água.

As microturbinas estão equipadas com sistemas eletrônicos que asseguram o controle do circuito elétrico e o funcionamento da micro-turbina em condições de segurança. Em alguns casos existe a possibilidade de controlar a micro-turbina (ou um conjunto de micro-turbinas) através de um computador central ligado a um modem.

Muitas das micro-turbinas existentes no mercado estão preparadas para funcionar em ambiente exterior, mas existem modelos que apenas podem ser utilizados em interiores.

As tabelas 2.3 e 2.4 resumem as vantagens e desvantagens de cada uma das soluções de projeto das micro-turbinas e as necessidades de desenvolvimento da tecnologia das micro turbinas.

Tabela 2.3 – Opções de projeto de micro-turbinas. (ARTHUR D. LITTLE INC, 2000)

Tecnologia	Vantagem	Desvantagem
1 eixo	Menor número de peças móveis Elimina a necessidade de uma caixa de velocidades Funcionamento menos ruidoso	Compromisso entre as necessidades da turbina e de uma carga elétrica bem definida
2 eixos	Flexibilidade em combinar a turbina e a carga elétrica exigida Menores esforços mecânicos Vida útil mais prolongada	Maior número de peças móveis Necessidade de uma caixa de velocidades Geralmente tem um custo superior
Mancais a ar	Elimina a necessidade de um sistema de refrigeração e lubrificação a óleo e a manutenção associada	Preocupações de confiabilidade associadas ao atrito durante a partida e parada
Mancais a óleo	Tecnologia comprovada	Requer bomba de óleo e equipamento auxiliar de arrefecimento
Sem recuperador de calor	Custo inferior Maior confiabilidade Mais calor disponível para cogeração	Rendimento significativamente inferior
Com recuperador de calor	Maior rendimento	Custo superior Menor confiabilidade e tempo de vida útil
Seções quentes cerâmicas	Temperatura de funcionamento superior Maior rendimento	Projeto mais complexo Ainda na fase de P&D
Seções quentes metálicas	Projeto mais convencional Disponível no mercado	Menor temperatura de funcionamento Menor rendimento

Tabela 2.4– Necessidades de desenvolvimento na tecnologia das micro-turbinas. (ARTHUR D. LITTLE INC, 2000)

Necessidades de desenvolvimento	Detalhes
Materiais mais avançados para aplicações de temperaturas mais elevadas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Materiais cerâmicos para as turbinas, recuperadores e câmaras de combustão de forma a aumentar o rendimento através da operação a temperaturas mais elevadas ▪ Produção em grande quantidade de componentes metálicos para funcionamento a temperaturas elevadas, de forma a reduzir o seu custo de produção
Recuperadores de calor mais robustos e eficientes	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Melhoramento do aproveitamento de calor ▪ Desenvolvimento de recuperadores que mantenham a eficiência ao longo de toda a sua vida útil
Compressores de gás natural de baixo custo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ O gás natural será o combustível mais indicado devido aos baixos níveis de emissões. No entanto muitas vezes será distribuído a baixa pressão
Sistemas de controle eletrônico mais eficientes e de menor custo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumentar o rendimento da micro-turbina reduzindo perdas de energia parasitas ▪ Reduzir o custo global dos sistemas micro-turbina

A Tabela 2.5, a seguir, apresenta as principais características das microturbinas, enquanto que na Tabela 2.6 apresentam-se alguns dados específicos típicos de diferentes microturbinas.

Tabela 2.5 - Características gerais de microturbinas. (P&D B08, 2004)

Microturbinas	
Disponibilidade comercial	Sim (Limitada)
Faixa de capacidade	25 a 500 kW
Combustíveis empregados	Gás natural, GLP (ou propano), Hidrogênio, Diesel, etc.
Eficiência	20 a 30% (com recuperador de calor)
Emissões de poluentes	Baixa (<9-50 ppm) NO _x
Outras características	Cogeração (água entre 50 e 80°C - com recuperador)
'Status' comercial	Produção de pequenos volumes, novos protótipos comerciais

Tabela 2.6 - Dados de custo, desempenho, tamanho e peso de diferentes microturbinas. (P&D B08, 2004)

Modelos e características gerais de microturbinas				
Modelo	C30 - Capstone 330	C60 - Capstone 60	Ingersoll Rand IR70	Ingersoll Rand IR250
Preço [US\$]	35.500 ou mais	55.500 ou mais	90.000 ou mais	250.000 ou mais
Potência [kW]	30	60	70	250
Fuel Input [kWh]	123	255	267	923
Exaustão [kWh]	85 (a 260 °C)	154 (a 310 °C)	Não disponível	Não disponível
Eficiência PCI [%]	27	26	Não disponível	Não disponível
Alt/Larg/Comp[mm]	1900x714x1344	2083x762x1930	1753x1067x2210	3200x1930x2007
Peso[kg]	482 kg	608 kg	1.860 kg	4.082 kg
Notas	Adicionar compressor de gás e caldeira de recuperação (cogeração)	Adicionar compressor de gás e caldeira de recuperação (cogeração)	tudo incluso	tudo incluso

De acordo com a concepção de projeto, as microturbinas podem ser divididas em duas classes gerais:

- Microturbina com recuperação de calor, a qual apresenta um recuperador de calor dos gases de exaustão a fim de elevar a temperatura do ar fornecido à câmara de combustão, e dessa forma, diminuir o consumo de combustível e, conseqüentemente, elevar a eficiência, que neste caso situa-se em torno de 25 e 30%, base PCI. As Figuras 2.5 e 2.6 apresentam um esquema e um corte de sistemas deste tipo, respectivamente;
- Microturbina sem recuperação de calor, que apresenta eficiência menor (em torno de 18%), porém seu custo de capital também é menor.

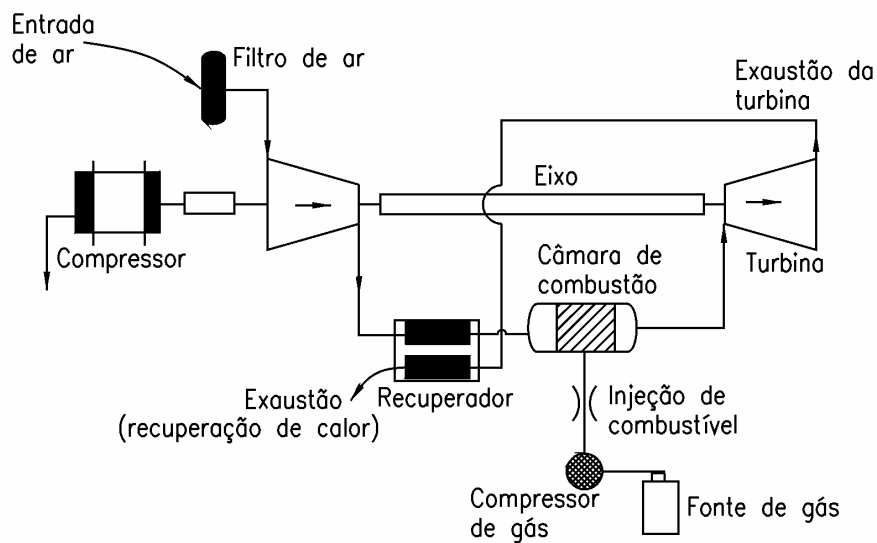


Figura 2.5 - Esquema de uma microturbina de eixo simples com recuperador de calor de exaustão. (P&D B08, 2004)

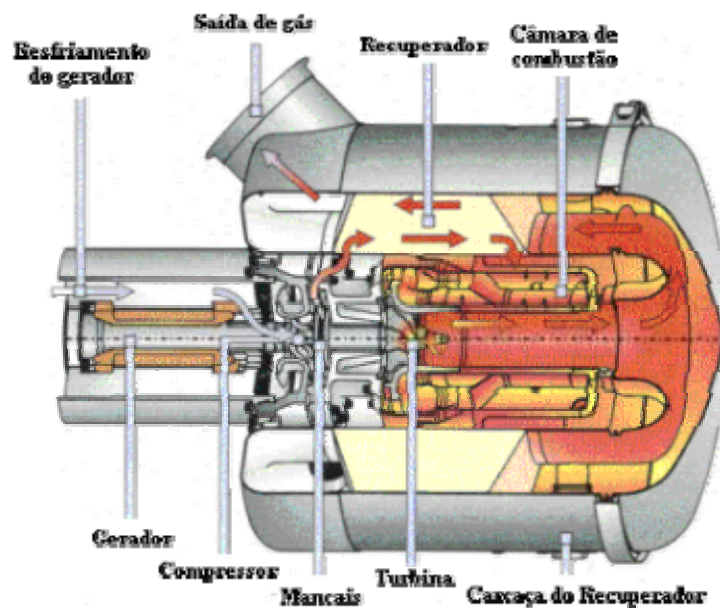


Figura 2.6 - Vista em corte de uma turbina Capstone com recuperador de calor. (P&D B08, 2004)

A maioria das microturbinas possui um único eixo, que opera a alta rotação, onde estão montados o compressor, a turbina e o gerador. Como este conjunto trabalha a alta rotação (de 70.000 a 120.000 rpm) as perdas por atrito entre o eixo e o ar 'windage' são maiores e também há maior necessidade de resfriamento, principalmente se o gerador se encontra próximo das partes quentes da microturbina. Para promover o resfriamento do gerador, em algumas configurações, este é colocado no duto de admissão de ar, o que produz uma queda de pressão estática na entrada do compressor e um aumento da temperatura do ar.

O ciclo com dois eixos é formado basicamente de um gerador de gás, que compõe o primeiro eixo, e uma turbina livre, que compõe o segundo eixo (como mostrado anteriormente na figura 2.4). A vantagem deste tipo de configuração é que o gerador de gás está acoplado à turbina livre somente por um acoplamento aerodinâmico e, portanto os esforços da turbina livre não são absorvidos pelo gerador de gás. Além disto, o gerador de gás pode ter rotações diferentes da turbina a livre. Configurações como esta, que adotam geradores trabalhando a baixa rotação, necessitam de uma caixa de reduções, a qual também produz perdas significativas, mas na maioria dos equipamentos, estas perdas são menores que as ocasionadas pelos geradores que trabalham a alta rotação (WATTS, 1999).

2.2.2 - APLICAÇÕES

As microturbinas podem ser usadas em 'stand-by', para melhoria de qualidade e confiabilidade da rede, atendimento de cargas de pico (peak shaving) e aplicações de cogeração. Além disto, devido estarem sendo desenvolvidas microturbinas para utilizar uma variedade de combustíveis, aplicações com combustíveis residuais e gás de aterro sanitário já estão em fase de testes.

Como produzem potências que variam entre 25 kW e 500 kW, as microturbinas são bem adequadas para aplicações comerciais, como restaurantes, hotéis/motéis, além de pequenos escritórios e condomínios residenciais, entre outros. A ampliação desta tecnologia para aplicações em meios de transporte também está em desenvolvimento.

2.2.3 - DESEMPENHO

As eficiências de conversão elétrica em base de utilização do combustível estão na faixa de 20 a 30%. Estas eficiências são atingidas com o emprego do recuperador. Em

sistemas de cogeração, a eficiência elétrica e térmica combinada pode alcançar 85%, valor que depende das exigências de calor de processo. Já as microturbinas sem recuperadores de calor apresentam eficiências mais baixas, ao redor de 15%. A Tabela 2.7 sumariza estes dados.

Tabela 2.7 - Dados de desempenho de microturbinas com diferentes arranjos. (P&D B08, 2004)

Eficiência	
Configuração	Eficiência
Sem recuperação de calor	15%
Com recuperação de calor	20 a 30%
Com cogeração	até 85%

2.2.4 - CUSTOS

Os custos específicos de instalação das microturbinas no mercado americano situam-se entre US\$700 e US\$1.300/kW. Estes incluem toda a parte física do equipamento, manuais, softwares e treinamento inicial. Para o Brasil, estes custos são maiores devido a fatores como taxas de importação, transporte, implantação do sistema de fornecimento de combustível, entre outros, podendo representar um acréscimo de 30 a 50% dos valores mencionados. Contudo, os fabricantes de microturbinas estão trabalhando para um custo específico de instalação futuro, nos EUA, abaixo de US\$650/kW. Isto parece ser possível se o mercado se expandir e aumentar o volume de vendas.

Com menos partes em movimento, os vendedores de microturbinas esperam que as unidades possam garantir uma confiabilidade maior do que as alcançadas com os motores alternativos convencionais. Os fabricantes estimam que as primeiras unidades irão requerer mais visitas do que o esperado, mas com o amadurecimento dos produtos, manutenção de uma vez ao ano será suficiente. A maioria dos fabricantes está trabalhando para intervalos de manutenção entre 5.000 e 8.000 horas.

Os custos da manutenção para as microturbinas ainda estão baseados em previsões com situações reais mínimas. As estimativas variam de US\$0,005 a US\$0,016 por kWh, valores comparáveis aos motores alternativos de pequena capacidade.

A Tabela 2.8 a seguir apresenta uma síntese destes valores, baseados na referência Califórnia Energy Commission, 2002.

Tabela 2.8 - Dados de custo e manutenção previstos para microturbinas.(CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2002)

Custos típicos de Microturbinas	
Custos de capital	US\$700 a US\$1.300/kW
Custos de operação & manutenção	US\$0,005 a US\$0,016/kW
Intervalo de manutenção	5.000 a 8.000 h

2.2.5 - VANTAGENS E DESVANTAGENS

As microturbinas oferecem muitas vantagens potenciais para a geração distribuída. Na Tabela 2.9 são listadas algumas vantagens e desvantagens das microturbinas.

Tabela 2.9 - Algumas vantagens e desvantagens das microturbinas

Microturbinas	
Vantagens	Desvantagens
Pequeno número de partes em movimento	Baixa eficiência elétrica
Tamanho compacto	Perda de potência e de eficiência para locais de elevada temperatura e altitude.
Leve (baixa relação peso/potência)	
Elevada eficiência em sistemas de cogeração	
Baixo nível de emissões	
Pode operar com combustíveis residuais	
Longo tempo de intervalo entre manutenções	

2.2.6 - DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Dados de testes em campo, levantados a partir de unidades instaladas em aplicações comerciais e industriais, permitirão aos fabricantes aperfeiçoar o projeto das mesmas, reduzindo os custos com melhoria de desempenho, a fim de tornar a tecnologia competitiva. Concessionárias de serviços públicos, agências do governo e outras organizações estão envolvidas na colaboração das pesquisas, financiamentos e nos testes em campo. Estes desenvolvimentos visam a sua utilização nos seguintes campos:

- Recuperação do calor dos gases de escape para geração de energia térmica (cogeração);
- Flexibilidade de combustíveis;
- Aplicação automotiva;
- Sistemas híbridos (isto é, células a combustível combinadas com microturbinas).

2.3 – MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA

2.3.1 – INTRODUÇÃO

Embora muitas vezes designado como motores de combustão interna, esta denominação não é a mais adequada tendo em vista que as turbinas a gás também são motores de combustão interna, porém rotativas. Dessa forma, a denominação mais exata seria motores de combustão interna alternativos.

São amplamente utilizados e os mais desenvolvidos tecnicamente de todas as tecnologias de geração de energia distribuída. Eles estão disponíveis desde pequenas capacidades (por exemplo, 5 kW para geração de energia de 'back-up' residencial) até motores de grande porte (potência de 30 MW ou maior). Quando empregados como sistemas estacionários, geralmente, utilizam como combustível o gás natural, o gás liquefeito de petróleo (GLP), o óleo Diesel ou óleos pesados residuais. A Figura 2.7 apresenta uma instalação típica com MCI alternativos, enquanto que na Tabela 2.10 alguns dados gerais são apresentados.



Figura 2.7 - Instalação típica de um motor alternativo. (P&D B08, 2004)

Basicamente, um MCI alternativo é um motor que converte a energia química contida no combustível em potência mecânica, por meio do conjunto biela-manivela (responsável por transformar o movimento alternativo em rotativo), que é empregada para rotacionar o eixo do motor, que por sua vez é acoplado a um gerador elétrico, a fim de converter este movimento em potência elétrica.

Os motores alternativos podem ser classificados em dois grupos principais: os motores de ignição por centelha, ou motores Otto, e os de ignição por compressão, ou motores Diesel. Nos de ignição por centelha, uma centelha é introduzida no cilindro (através de uma vela) ao término do curso de compressão, provocando a combustão. Geralmente utilizam como combustíveis hidrocarbonetos líquidos de elevado poder calorífico, e que se evaporam facilmente, como a gasolina e o álcool, ou combustíveis gasosos, como o gás natural e o gás liquefeito de petróleo. Operam a 4 tempos (necessitam de duas rotações para completar um ciclo) ou a 2 tempos (necessitam de apenas uma rotação para completar um ciclo). Considerando motores de mesma capacidade, os que operam a 2 tempos são geralmente mais baratos que os de 4 tempos, no entanto, os motores de 2 tempos são menos utilizados, devido a sua menor eficiência, que tem origem nas perdas de combustível através do escape do motor.

Tabela 2.10 - Visão geral de motores de combustão interna. (P&D B08, 2004)

Motores de combustão interna	
Disponível comercialmente	Sim
Faixa de capacidades	5 kW a 30 MW ou maiores
Combustíveis	Gás natural, óleo diesel, gás de aterro sanitário, etc.
Eficiência	25 a 45%
Emissões de poluentes	Pode necessitar de controle das emissões para NO _x e CO
Outras características	Adequação aos sistemas de cogeração (a eficiência pode ultrapassar 80%)
'Status' comercial	Produto amplamente disponível

2.3.2 – DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA

Nos motores de combustão interna alternativos, a energia química contida no combustível é convertida em energia mecânica. Se existir um alternador acoplado, esta energia mecânica poderá ser convertida em eletricidade.

A mistura ar-combustível antes da combustão e os produtos da combustão são os fluidos de trabalho. A potência mecânica disponível é obtida após ocorrer a transferência de energia entre estes fluidos e os componentes mecânicos do motor.

Existem muitos tipos de motores de combustão interna. Os parâmetros normalmente utilizados para os caracterizar são os seguintes:

1. **Aplicação:** Transportes, produção de energia elétrica, cogeração.
2. **Desenho do motor:** Motores de êmbolos (por sua vez subdivididos em motores em linha, em V, etc.), motores rotativos (tipo Wankel, etc.).
3. **Ciclo:** Ciclo de quatro tempos ou ciclo de dois tempos.
4. **Desenho e localização das válvulas:** Overhead, Underhead, válvulas rotativas, etc.
5. **Combustível:** Gasolina, fuel-óleo, gás natural, GPL, hidrogênio, gasóleo, álcoois, etc.

6. **Método de preparação da mistura:** Carburador, injeção indireta, injeção direta.
7. **Desenho da câmara de combustão.**
8. **Método de Ignição:** Ignição por centelha, ignição por compressão.
9. **Método de controle da carga:** controle de fluxo da mistura ar-combustível ou do combustível apenas.
10. **Método de arrefecimento:** Arrefecimento a água, arrefecimento a ar, etc.

A figura 2.8 representa a geometria básica de um cilindro de um motor de combustão interna.

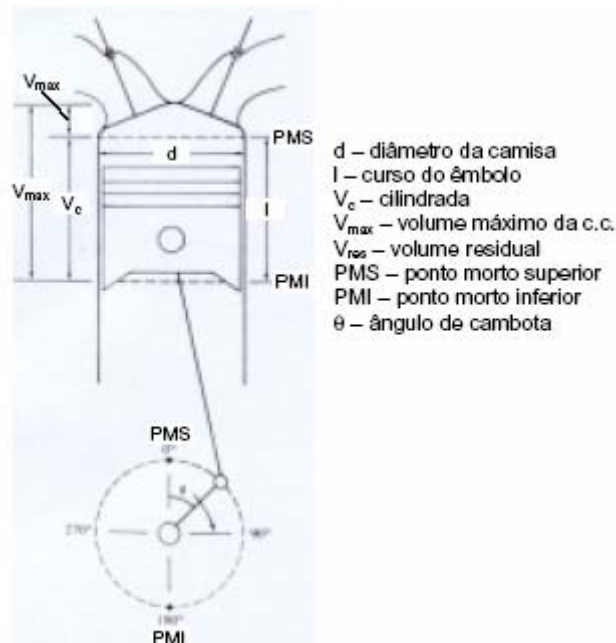


Figura 2.8 – Geometria básica de um cilindro. (P&D B08, 2004)

Os motores de ignição por centelha (ou motores de explosão) funcionam segundo o ciclo Otto e utilizam gasolina ou combustíveis gasosos. Neste tipo de motores a energia de ativação necessária para iniciar a combustão é fornecida através da libertação de uma centelha entre os eletrodos de uma vela.

Nos motores de ignição por compressão, usualmente denominados por motores Diesel, o combustível utilizado é o óleo Diesel. O ar introduzido na câmara de combustão (cilindro) sofre uma compressão muito superior à que ocorre nos motores Otto. Como consequência a sua temperatura atinge um valor suficientemente elevado para iniciar a combustão de uma forma espontânea.

Devido à sua simplicidade, robustez e elevada relação potência/peso estes dois tipos de motores são utilizados nas mais variadas situações, como por exemplo nos transportes (terrestres, marítimos e aéreos) e na produção de eletricidade.

A maioria dos motores funciona segundo o ciclo de quatro tempos, conforme representado na figura 2.9.

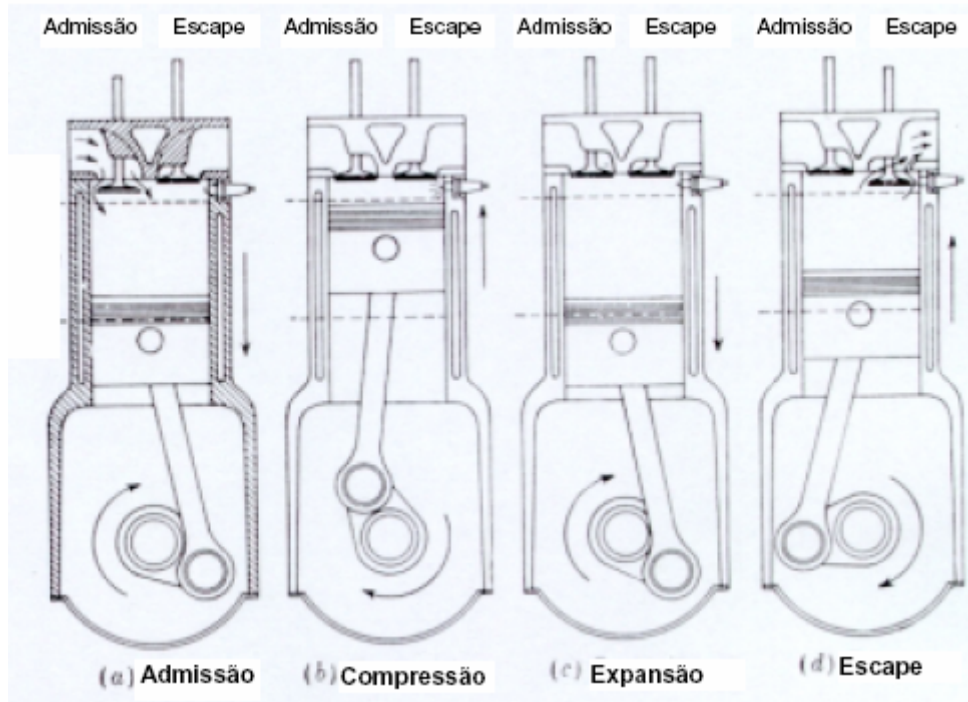


Figura 2.9 – Ciclo a quatro tempos (Otto). (HEYWOOD, 1988)

O ciclo de dois tempos foi desenvolvido de forma a obter uma maior potência por unidade de volume do motor e um desenho de válvulas mais simples. A figura 2.10 representa o tipo mais simples de motores de dois tempos.

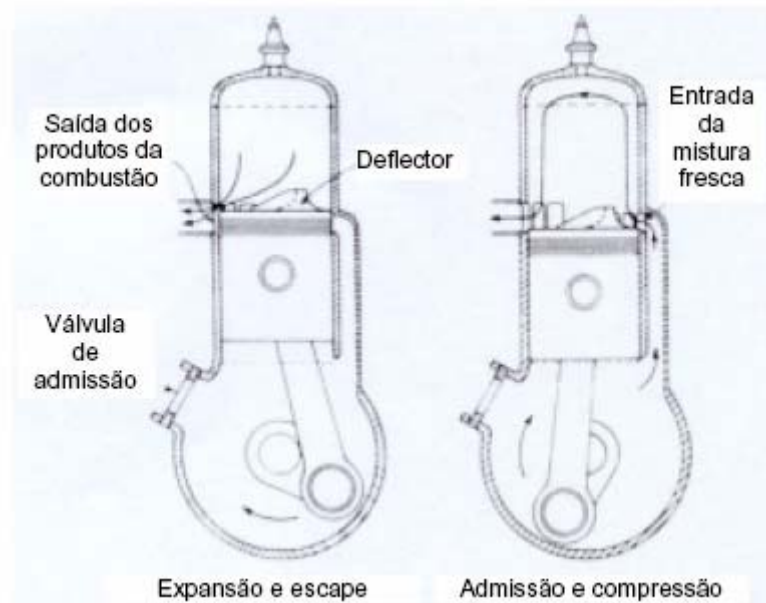


Figura 2.10 – Ciclo a dois tempos. (HEYWOOD, 1988)

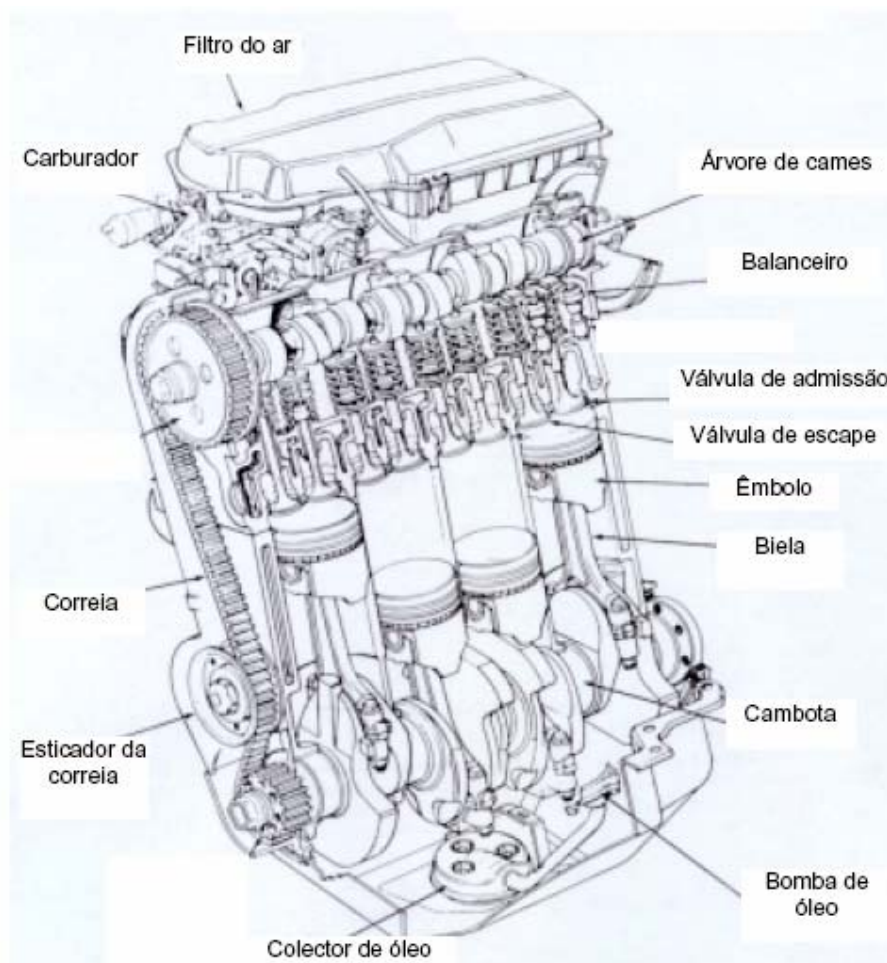


Figura 2.11 - Principais componentes de um motor de combustão interna de quatro cilindros e ignição por centelha. (HEYWOOD, 1988)

Os cilindros estão contidos no bloco do motor. Tradicionalmente o bloco do motor tem sido construído em ferro fundido devido à sua elevada resistência mecânica e baixo custo. O bloco contém um sistema de canais para passagem da água de arrefecimento.

A árvore de manivela é normalmente construída em aço forjado e está apoiada em vários mancais, cujo número depende do número de cilindros do motor. A caixa onde se encontra a árvore de manivela é selada por um depósito onde se acumula o óleo de lubrificação, denominado cárter.

Os êmbolos são construídos em alumínio em motores pequenos e rápidos e de ferro fundido nos motores maiores e mais lentos. O êmbolo veda o cilindro e transmite a pressão gerada na combustão à árvore de manivela através da biela.

Os anéis estão montados em ranhuras existentes nos êmbolos e têm como objetivo ajustar os êmbolos à parede interna do cilindro. Os segmentos superiores, também conhecidos como segmentos de compressão, têm como função vedar a câmara de combustão. Os segmentos inferiores têm um papel essencial na lubrificação e arrefecimento do motor pois são desenhados para espalhar o óleo nas paredes do cilindro durante o movimento alternado do êmbolo.

A cabeça do cilindro (ou cabeças no caso de motores em V) sela as câmaras de combustão e é construída em ferro fundido ou alumínio. Tem que ser resistente e rígida de forma a distribuir de uma forma o mais uniforme possível os esforços resultantes das elevadas pressões que ocorrem dentro das câmaras de combustão. No caso dos motores de ignição por centelha, a cabeça do cilindro contém as velas e as válvulas de admissão e de escape. Nos motores diesel, a cabeça do cilindro contém o injetor de combustível e as válvulas.

A abertura e fechamento das válvulas são controlados pelo comando de válvulas, cuja rotação depende do movimento da árvore de manivela. O comando de válvulas pode atuar diretamente nas válvulas (sistema DOHC - Direct Over Head Came) ou por intermédio de uma alavanca denominada balancinho.

Nos motores de ignição por centelha o ar e o combustível são normalmente misturados no sistema de admissão antes de entrar no cilindro. Este procedimento pode ser feito através de um carburador ou através de um sistema de injeção de combustível. Os sistemas de injeção podem ser do tipo monoponto (quando existe apenas um injetor para um condutor comum a todos os cilindros) ou multiponto (quanto cada cilindro é precedido de um condutor com um injetor). A ignição pode ser controlada por um interruptor rotativo denominado distribuidor ou, através de um sistema eletrônico. Existe um instante ótimo para

a liberação da centelha de forma a tornar a combustão mais eficiente, instante esse que depende da velocidade de rotação do motor de uma forma não linear. Os sistemas de ignição eletrônica permitem tornar os motores mais eficientes já que possibilitam variar o instante de liberação da centelha de forma que esta seja sempre liberada no instante ótimo.

Nos motores de ignição por compressão o ar é introduzido isoladamente no cilindro e é comprimido atingindo uma temperatura elevada (a taxa de compressão é muito superior nos motores de ignição por compressão do que nos motores de ignição por centelha). Nesse instante o combustível é injetado diretamente dentro do cilindro e inflama ao entrar em contato com o ar quente. O sistema de injeção de combustível num motor Diesel consiste numa bomba de injeção, condutores de distribuição e injetores. A injeção pode ser direta (diretamente no cilindro) ou indireta (injeção numa antecâmara de combustão).

Os turbocompressores são utilizados para aumentar a potência máxima que pode ser obtida num ciclo de combustão e conseqüentemente a potência por unidade de peso do motor. A potência que o motor pode fornecer depende da quantidade de combustível queimado por ciclo e por cilindro, que por sua vez depende da quantidade de ar fresco que é introduzida em cada ciclo. Aumentando a densidade do ar antes de sua entrada no cilindro consegue-se assim aumentar a potência do motor. Um turbocompressor utiliza a energia contida nos gases de escape para acionar um compressor acoplado a um mesmo eixo.

Outra forma de aumentar a densidade do ar é diminuir a sua temperatura, o que pode ser conseguido utilizando intercoolers e aftercoolers, que não são mais do que permutadores de calor.

Os motores de êmbolos para produção de eletricidade têm as seguintes características gerais:

- Ignição por compressão ou por centelha
- Ciclo de dois ou quatro tempos
- Arrefecimento a água
- Possibilidade de produção combinada de eletricidade e calor
- Gama de potências: 5 kW → 60 MW

2.3.3 - APLICAÇÕES

Os motores alternativos são a tecnologia mais amplamente empregada em geração distribuída. Além da possibilidade de recuperação de grandes parcelas de calor nos sistemas de cogeração, os seguintes fatores contribuem para o crescente interesse na utilização dos motores alternativos para a cogeração (Figura 2.12):

- A grande disponibilidade de motores com funcionamento seguro e eficiente, em uma ampla faixa de capacidades. Sistemas compactos com potências inferiores a 100 kW, são produzidos nos Estados Unidos, desde 1980, pela Cummins Diesel e pela Caterpillar (KAARSBERG et al, 1998);
- A disponibilidade de combustíveis de boa qualidade a preços atrativos, como é o caso do gás natural e do GLP;
- O aperfeiçoamento dos reguladores de velocidade que asseguram a geração de eletricidade na frequência desejada;
- Bom desempenho em condições de carga parcial;
- A utilização dos grupos geradores para o fornecimento de energia de 'back-up' em aplicações residenciais, comerciais e industriais;
- A utilização em geração na base (*base load*), no pico (*peak-shaving*), como suporte de rede (*grid support*) e geração isolada (*stand alone*).

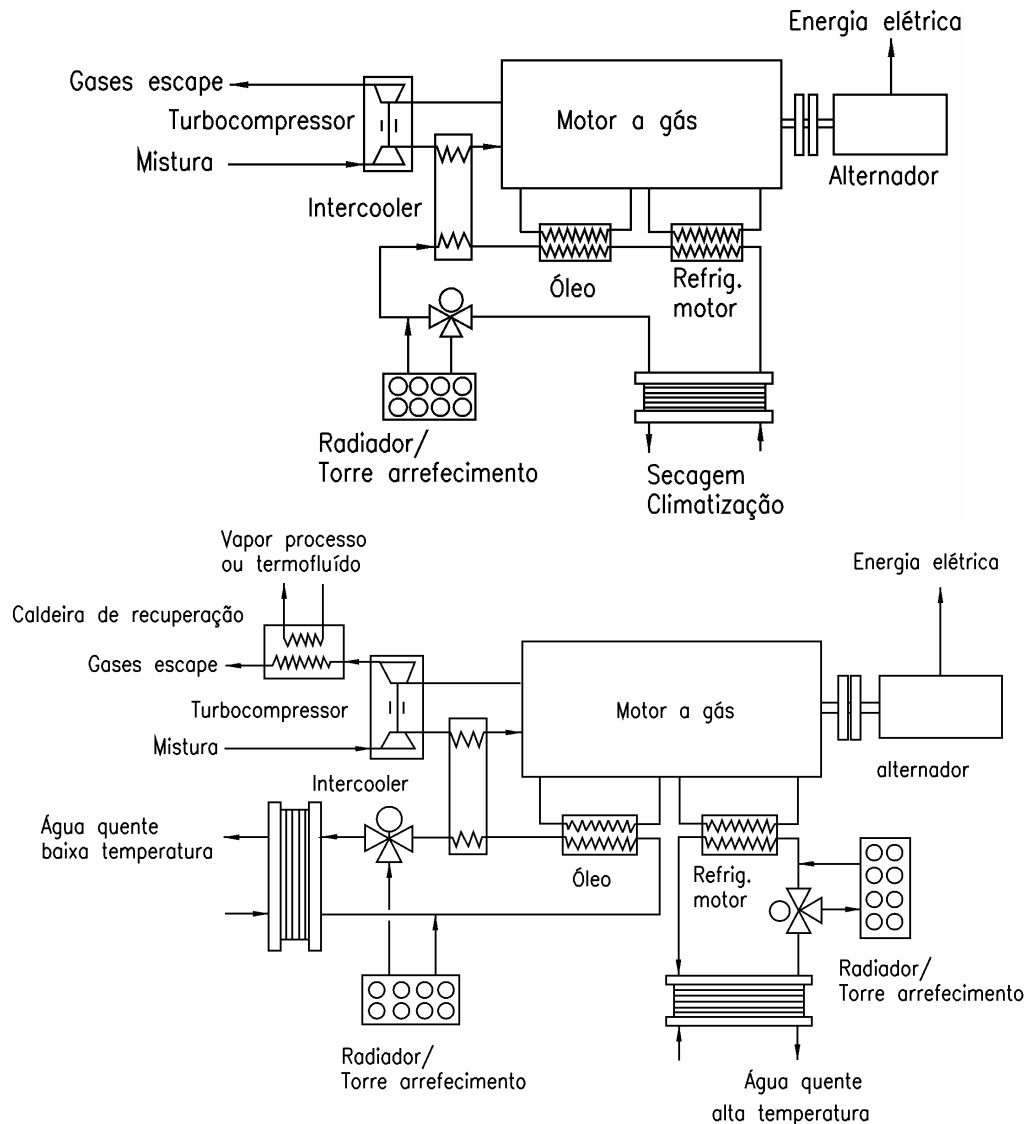


Figura 2.12 - Recuperação de calor a partir dos circuitos de refrigeração e do escape de um motor Diesel ou 'dual fuel' para geração de água quente (figura superior) e para produção de água quente e vapor (figura inferior). (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2002)

A crescente adoção da geração descentralizada tem levado a um aumento significativo das vendas de motores alternativos com potência entre 1 e 5 MW, principalmente em se tratando dos motores alimentados com gás natural, cujas vendas representavam 4% do mercado de motores para geração de energia em 1990, e ultrapassaram a casa dos 20% em 1999. Estes motores têm despertado o interesse devido à sua elevada eficiência (32-35%, PCI), ao seu baixo custo inicial e a facilidade de manutenção, resultado de uma infraestrutura de serviços bem estabelecida (LISS, 1999).

Liss (1999) relata ainda que o desenvolvimento de motores alternativos a gás de pequena capacidade (menores que 250 kW), em escala comercial, tem sido o objetivo de

diversas pesquisas realizadas com apoio do Gas Research Institute - GRI, sendo que alguns fabricantes, entre eles, Kohler, Onan e Generac, e Tecogen, já dispõem de motores a gás nesta faixa de potências (GRID, 1999).

Os motores alternativos também têm sido cada vez mais utilizados em sistemas de cogeração, onde é efetuada a recuperação do calor dos gases de escape, da água de resfriamento do motor e, em alguns casos, do óleo do sistema de lubrificação. Nestas instalações, a potência de eixo pode ser utilizada para gerar eletricidade, ou acionar uma bomba, um compressor ou qualquer outra carga. O calor recuperado pode ser utilizado para diversos fins, como por exemplo, fornecimento de água quente para lavanderias, cozinhas de restaurante, hotéis, calefação e também para produção de frio (água gelada) em sistemas de refrigeração por absorção.

2.3.4 - DESEMPENHO

Os motores alternativos apresentam eficiências que variam de 25% a 45%. Em geral, os motores Diesel são mais eficientes que os acionados a gás pois eles operam com razão de compressão mais alta. No futuro, os fabricantes trabalham no sentido de alcançar um consumo de combustível mais baixo, e eficiências maiores, referidas à potência de eixo, de até 50 a 55% em motores Diesel de grande porte (acima de 1 MW). Para aqueles que operam com ciclos a gás (Otto), almeja-se aumento na eficiência, em particular, para se aproximar aos valores obtidos pelos motores Diesel.

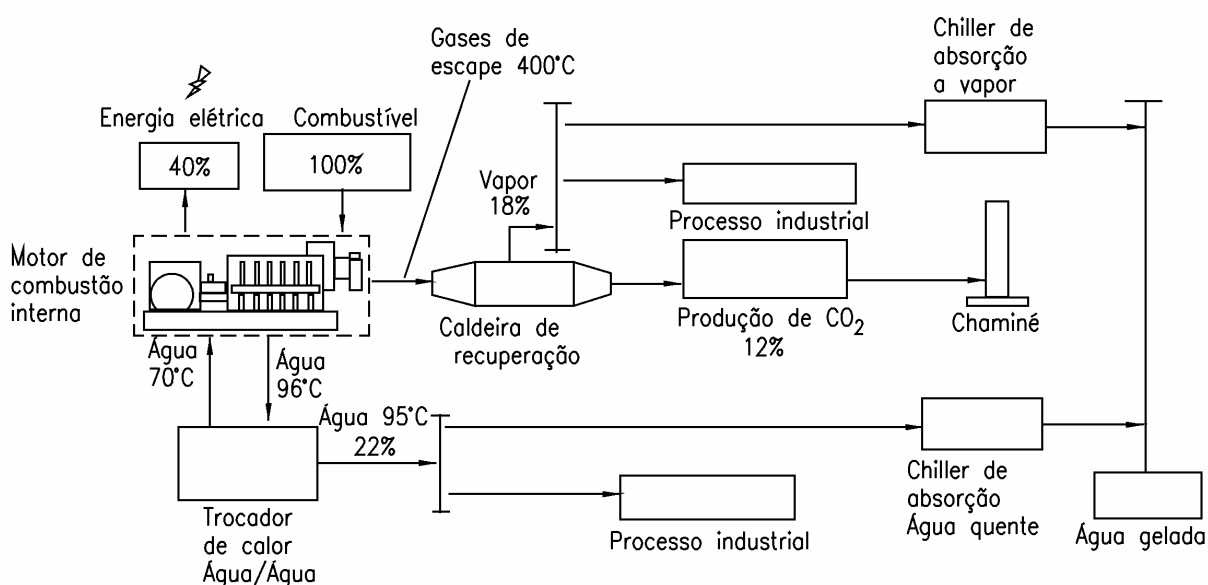


Figura 2.13 - Central de cogeração com motor a gás. (P&D B08, 2004)

No que diz respeito ao desempenho ambiental, as emissões não controladas de NO_x são as mais altas entre as tecnologias empregadas em geração distribuída, em especial para os motores do ciclo Diesel. Os fatores de emissão para um tipo particular e faixas de potência variam de fabricante para fabricante. Da mesma forma, essa taxa de emissão, para cada tipo de máquina, dentro da linha de produto de um fabricante, pode variar consideravelmente entre os de menor capacidade às unidades maiores. Razões para estas variações incluem diferenças na geometria da câmara de combustão, padrões de mistura do ar com o combustível, relação ar/combustível, técnica de combustão e tempo de ignição. Como exemplo, a Tabela 2.11 a seguir apresenta os níveis de emissão de NO_x e CO para típicos motores a gás e Diesel:

Tabela 2.11 - Comparação do nível de emissão de NO_x e CO entre MCI a gás e Diesel (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2002)

Emissões em motores alternativos			
Combustível		Gás natural Gás de exaustão [ppmv @15% O_2]	Diesel Gás de exaustão [ppmv @15% O_2]
NO_x	sem controle	45-200	450-1.600
	com SCR	4-20	45-160
CO	sem controle	140-700	40-140
	com oxidação catalítica	10-70	3-13

Os três tipos básicos de sistemas de controle de emissão pós-combustão incluem:

- Sistemas com catalisadores de três vias (Three-Way Catalyst - TWC Systems) - reduzem NO_x , CO e hidrocarbonetos não queimados em até 90% ou mais. Estes sistemas são amplamente utilizados em aplicações automotivas;
- Redução seletiva catalítica (Selective Catalytic Reduction (SCR)) - normalmente empregados em motores de maiores capacidades (acima de 2 MW) com queima pobre (lean burn). Nestes sistemas, um agente redutor de NO_x , tal como a amônia, é injetado no gás de exaustão quente, antes de passar através do reator catalítico, alcançando eficiências de remoção entre 80-95%;

- Oxidação Catalítica (Oxidation Catalysts) - promovem a oxidação do CO e de hidrocarbonetos não queimados em CO₂ e água. Eficiências de conversão de CO de 95% ou mais já são alcançadas.

Outros parâmetros de desempenho dos MCI alternativos são:

- Tempo de partida ('start-up') entre 0,5 e 15 minutos, de acordo com o tamanho do motor;
- Apresentam elevadas tolerâncias para partidas e paradas;
- As condições de desempenho dos motores são baseadas em uma elevação em torno de 500 m acima do nível do mar. Para cada 300 m acima desta condição, o motor pode apresentar uma queda de potência de cerca de 2 a 3%;
- Perda de 1 a 2% para cada 5 °C acima da temperatura atmosférica de referência, usualmente considerada por volta de 30 a 35 °C.

2.3.5 - CUSTOS

Os motores alternativos são a tecnologia tradicional mais utilizada para grupos de emergência, por serem a tecnologia mais barata na atualidade. O custo específico de investimento de um grupo gerador típico a gás situa-se entre US\$300 e US\$900/kW, dependendo da capacidade, tipo de combustível e tipo de motor. Já o custo total de instalação pode ser de 50 a 100% maior do que o custo próprio do motor. Estes incluem os equipamentos auxiliares, taxas de instalação, engenharia e outros custos próprios. Um exemplo da distribuição do custo total de instalação de um motor a gás de 550 kW é apresentado na Figura 2.14 a seguir. Os custos de manutenção para motores a gás situam-se entre US\$0,007 e US\$0,015/kWh e para os motores Diesel entre US\$0,005 e US\$0,010/kWh.

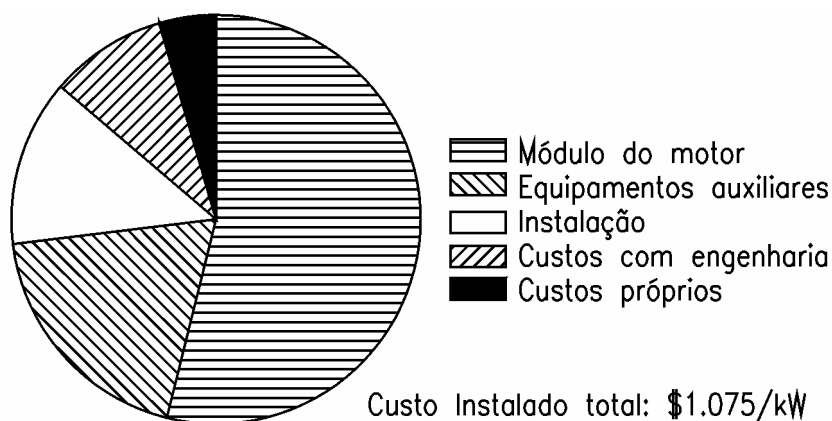


Figura 2.14 - Distribuição por itens do custo total de instalação de um motor a gás de 550 kW operando em cogeração. (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2002)

2.3.6 - VANTAGENS E DESVANTAGENS

A seguir, na Tabela 2.12, apresentam-se algumas vantagens e desvantagens da utilização de motores alternativos.

Tabela 2.12 - Vantagens e desvantagens dos motores alternativos

Motores alternativos	
Vantagens	Desvantagens
Baixo custo específico de investimento	Maiores emissões atmosféricas
Elevada eficiência elétrica (até 45%)	Ruído
Partida rápida	Frequentes intervalos de manutenção
Flexibilidade de combustíveis	
Alta confiabilidade	
Baixa pressão do gás é requerida	

2.4 - CÉLULA COMBUSTÍVEL

2.4.1 - INTRODUÇÃO

Embora o conceito da célula combustível tenha sido desenvolvido há mais de 100 anos, as primeiras células somente foram fabricadas para o programa espacial norte-americano nos anos 60. Este programa necessitava de uma fonte de energia eficiente, segura, e compacta para as naves Gemini e Apollo, e a célula combustível atendia estas características. Hoje, a NASA continua a utilizar as células combustível para acionar veículos espaciais. Devido a melhorias tecnológicas e investimentos significativos nos últimos anos por parte de fabricantes de automóveis, da NASA, e dos militares, espera-se que as células combustível possam ser utilizadas para geração de energia em sistemas descentralizados dentro dos próximos anos.

Uma célula combustível é semelhante a uma bateria no sentido de que uma reação eletroquímica é usada para criar corrente elétrica. Os elétrons podem ser liberados por um circuito externo, através de conexões com as placas que formam o ânodo e o cátodo da célula. A diferença principal entre células a combustível e baterias é que as baterias possuem internamente uma provisão limitada de combustível, formada por uma solução eletrolítica e materiais sólidos, como é o caso da bateria de ácido sulfúrico e chumbo, ou por reagentes sólidos secos, como as pilhas de carbono e zinco. As células a combustível têm reações semelhantes, porém, os reagentes são gases (hidrogênio e oxigênio), que são combinados em um processo catalítico. Como o reagente pode ser fornecido à célula constantemente, a unidade nunca cessará sua produção de energia.

As células a combustível são denominadas de acordo com o tipo de eletrólito e materiais empregados. O eletrólito da célula é intercalado entre um eletrodo positivo e um eletrodo negativo. Uma célula individual gera uma voltagem muito baixa, portanto são utilizadas várias células individuais em série para obter a voltagem desejada. A célula combustível propriamente dita é integrada a um sistema com outros componentes, incluindo um reformador de combustível, eletrônica de potência, e controles. As células a combustível convertem energia química diretamente em eletricidade.

O combustível (hidrogênio) entra na célula, e é quebrado em prótons e elétrons. No caso das células PEMFC (células a combustível com membrana para troca de prótons) e PAFC (células a combustível de ácido fosfórico), íons positivamente carregados movem-se pelo eletrólito, através de uma diferença de tensão, produzindo energia elétrica. Os prótons e elétrons são então recombinados com o oxigênio produzindo água e, como a mesma é removida continuamente, mais prótons são conduzidos pelo eletrólito dando prosseguimento

à reação e resultando em produção adicional de energia. No caso de SOFC (células a combustível de óxido sólido) não são os prótons que se movem pelo eletrólito, mas radicais de oxigênio. Nas células do tipo MCFC (célula combustível de carbonato fundido), o gás carbônico combina-se com o oxigênio e são os elétrons que se movem para formar íons de carbonato, que são transmitidos através do eletrólito.

2.4.2 – DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA

As células de combustível são equipamentos estáticos que convertem a energia química contida no combustível diretamente em energia elétrica. O princípio de funcionamento de uma célula combustível é semelhante ao de uma bateria. É composta por um anodo e um catodo porosos, cada um revestido num dos lados por uma camada catalisadora de platina, e separados por um eletrólito.

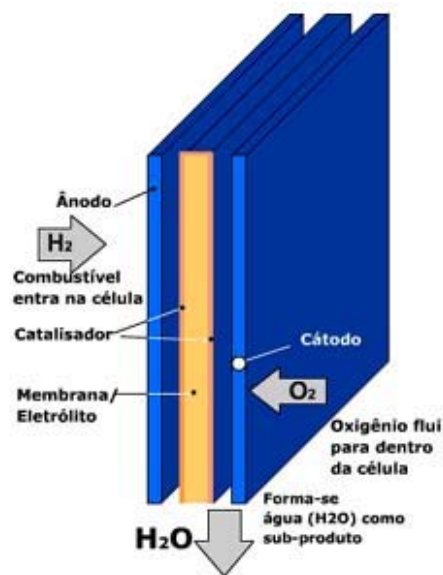
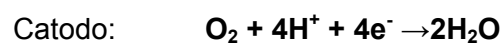


Figura 2.15 – Princípio de funcionamento de uma célula combustível (AMBIENTE BRASIL, 2005)

O anodo é alimentado pelo combustível, enquanto que o catodo é alimentado pelo oxidante. No caso mais simples em que o combustível é hidrogênio molecular as reações eletroquímicas que ocorrem são as seguintes:



Os elétrons libertados pela separação das moléculas de hidrogênio no anodo são captados pela placa de platina e conduzidos através de um circuito elétrico até ao catodo, originando uma corrente elétrica contínua. Os íons (neste caso prótons) são transferidos para o catodo através do eletrólito, onde se associam às moléculas de oxigênio formando moléculas de água. Assim, no caso de uma célula combustível PEFC o produto da reação global é apenas água.



O rendimento elétrico é superior ao que se obtém no caso dos motores de combustão interna. Neste caso a energia química contida no combustível sofre uma série de conversões até atingir a forma de energia elétrica (química →térmica →mecânica →elétrica), resultando em sucessivas perdas de energia.

Numa célula combustível, durante o processo de conversão da energia química do combustível em energia elétrica, liberta-se calor, o que implica que uma parte da energia química não é convertida em eletricidade e portanto o processo não tem um rendimento de 100%. Em sistemas de cogeração, o calor libertado pode ser aproveitado, o que faz aumentar o rendimento global.

O rendimento de uma célula combustível varia de forma inversa à potência devido a perdas por efeito de Ohm e de polarização.

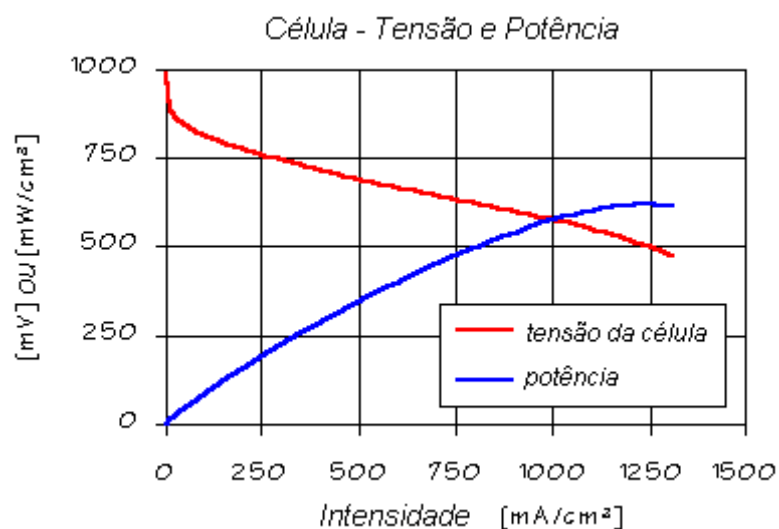


Figura 2.16 – Variação da potência com a diferença de potencial numa célula combustível (AMERLIS, 2005)

De forma a obter potências mais elevadas podem associar-se várias células de combustível em série, resultando numa denominada pilha de combustível (fuel cell stack).

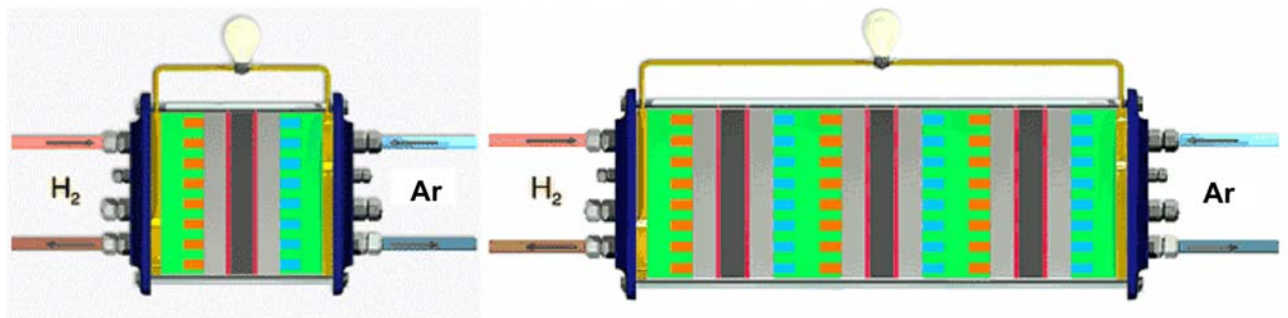


Figura 2.17 – Célula combustível (à esquerda) e Pilha de combustível (à direita). (P&D B08, 2004)

O eletrólito pode ser um meio líquido ou sólido e tem grande influência no desenho e temperatura de funcionamento da célula combustível. O tipo de eletrólito determina:

- A natureza e pureza do combustível e do oxidante
- A temperatura de funcionamento da célula combustível
- O desenho da célula combustível

Hoje em dia são conhecidos 5 tipos diferentes de células combustível:

- AFC – Alkaline Fuel Cell
- PEFC / PEM – Polymer Electrolyte Fuel Cell / Proton Exchange Membrane
- PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell
- MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell
- SOFC – Solid Oxid Fuel Cell

A Tabela 2.13 resume as características dos diferentes tipos de célula combustível.

Tabela 2.13 – Tipos de célula combustível. (ARTHUR D. LITTLE INC, 2000)

Tipo	Eletrólito	Combustível	Oxidante	Temperatura de funcionamento [°C]	Rendimento elétrico [% PCI]	Dimensão típica
AFC	KOH (hidróxido de potássio)	H ₂ puro	Ar + H ₂ O (s/CO ₂)	60 - 90	55 - 60	< 7 kW
PEFC / PEM	Membrana de polímero	H ₂ puro	Ar (s/CO)	70 - 90	35 - 45	5 - 250 kW
PAFC	Ácido fosfórico	H ₂	Ar (s/CO)	200	35 - 45	200 kW
MCFC	Lítio, potássio, carbonato fundido	CH ₄ , H ₂ , CO	Ar + CO ₂	600 - 650	45 - 55	2 - 3 MW
SOFC	Óxidos de Ytria e Zirconio	CH ₄ , H ₂ , CO	Ar	800 - 1000	45 - 55	Tubular: 100-5000 kW Planar: 50-100 kW

As células combustível dos tipos PEFC e PAFC agrupam-se na categoria de baixa temperatura de funcionamento, enquanto que as células combustível MCFC e SOFC pertencem à categoria de alta temperatura de funcionamento. O princípio de funcionamento é semelhante para todos os tipos de células combustível.

As células combustível do tipo AFC foram desenvolvidas no âmbito da investigação espacial incluindo as missões Apollo e o Space Shuttle. O elevado custo de produção tem sido o fator responsável por um atraso no desenvolvimento deste tipo de células combustível, quando comparado com o desenvolvimento das PEFC ou PAFC.

As células combustível de baixa temperatura de funcionamento requerem um processamento do combustível mais complexo, pois só podem funcionar com hidrogênio molecular puro. Neste tipo de célula combustível é necessário equipamento auxiliar (reformador) para converter o combustível primário (gás natural, metanol, gasolina,...) em hidrogênio.

Um sistema de produção de eletricidade baseado em células combustível necessita de equipamento auxiliar que pode incluir componentes tais como:

- Compressor ou ventilador para fornecer o ar ao catodo
- Reformador
- Circuito de refrigeração
- Separador para remoção da água obtida nos produtos da reação
- Bomba para recirculação do gases rejeitados pelo anodo
- Controlador do sistema
- Dispositivos de controle de CO
- Sistema de armazenagem e alimentação do combustível

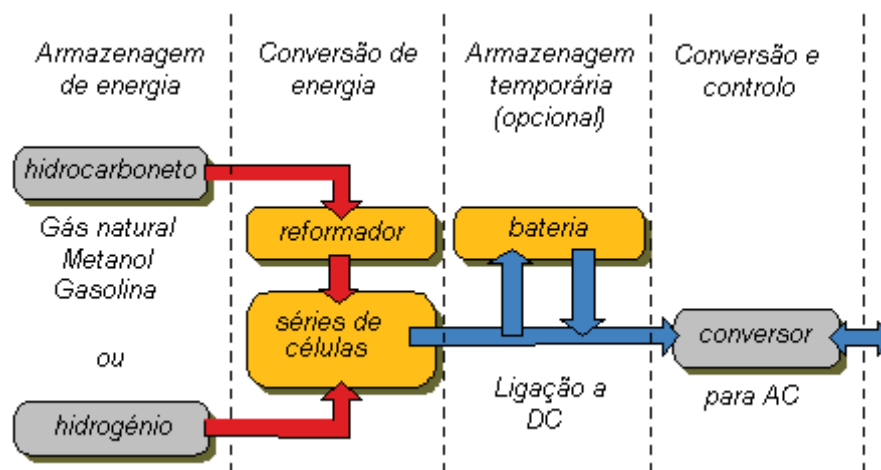


Figura 2.18 – Esquema simplificado de um sistema de produção de eletricidade baseado em células combustíveis do tipo PEFC. (P&D B08, 2004)

O reformador é o componente que tem como função converter os hidrocarbonetos em misturas de hidrogênio e dióxido de carbono. Existem vários métodos de efetuar a conversão, sendo os principais:

- Conversão por vapor de água
- Conversão por oxidação parcial

No caso da conversão por vapor de água os hidrocarbonetos e a água reagem formando uma mistura gasosa de H_2 , CO_2 e CO , num processo que necessita de calor para ocorrer, ou seja, através de uma reação endotérmica. O calor necessário pode ser fornecido pela própria célula combustível.

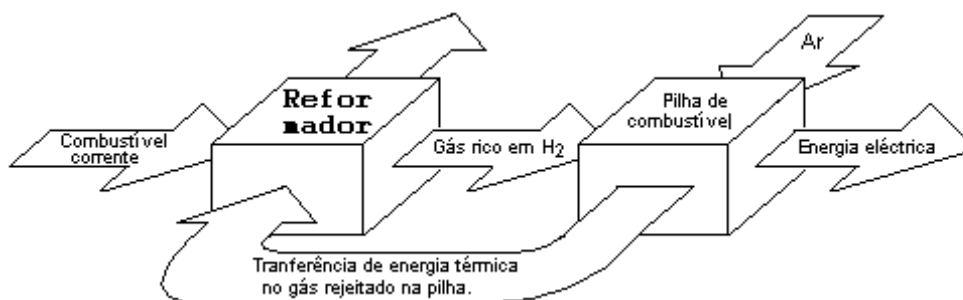


Figura 2.19 – Reformador de vapor de água. (P&D B08,2004)

No processo de oxidação parcial é utilizado ar em vez de vapor de água. Conseqüentemente o gás resultante contém uma quantidade considerável de azoto. Neste caso a reação é exotérmica.

A combinação dos dois processos é designada por "reforma autotérmica" uma vez que, teoricamente, não produz nem requer o fornecimento de energia térmica para ocorrer.

Os dispositivos de controle do CO têm um papel importante garantindo que certos tipos de células combustíveis funcionem corretamente. Uma vez que o CO é um inibidor da platina que constitui o catalisador das PEFC, é necessário reduzir a sua concentração para níveis da ordem de 10-100 ppm.

As células combustíveis de alta temperatura de funcionamento permitem converter diretamente a energia química do hidrogênio e do CO em eletricidade, com isso não necessitam de equipamento auxiliar tão complexo. No entanto, esta categoria de células combustíveis é mais exigente no que diz respeito às características dos materiais utilizados no seu fabrico.

Nas células combustíveis do tipo MCFC o íon conduzido através do eletrólito é o CO_3^{2-} pelo que é necessário fornecer CO_2 ao catodo. Este tipo de células combustíveis é mais tolerante no que diz respeito a combustíveis utilizáveis. Nas células combustíveis do tipo SOFC o íon conduzido no eletrólito é O^{2-} , possibilitando uma grande liberdade de escolha em relação à espécie química a ser oxidada.

Tanto as células combustíveis MCFC como as SOFC podem funcionar com hidrogênio de alta pureza, mas não são desenvolvidas com esse intuito, já que este combustível é caro de produzir e difícil de manejar.

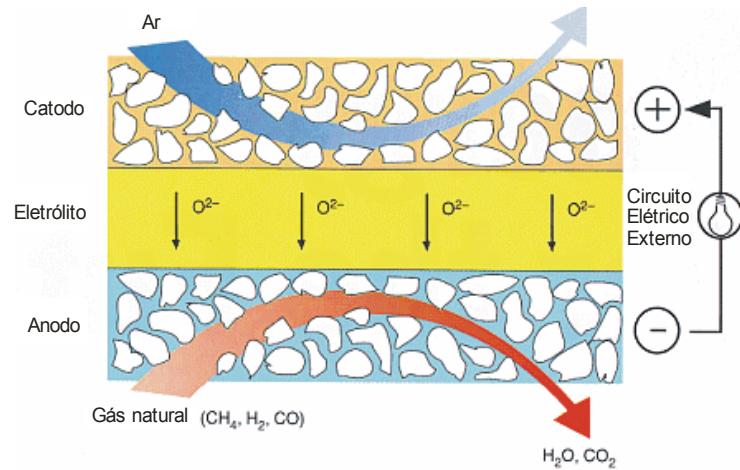


Figura 2.20 – Princípio de funcionamento de uma célula combustível tipo SOFC. (P&D B08,2004)

Outra vantagem deste tipo de célula combustível é o fato de o calor ser produzido a um nível de temperatura elevado, podendo ser utilizado diretamente pelo reformador para o prévio tratamento do combustível ou noutras aplicações como, por exemplo, num chiller de absorção de um sistema de ar condicionado.

Existem vários tipos de construção de células combustível como se pode verificar na figura 2.21.

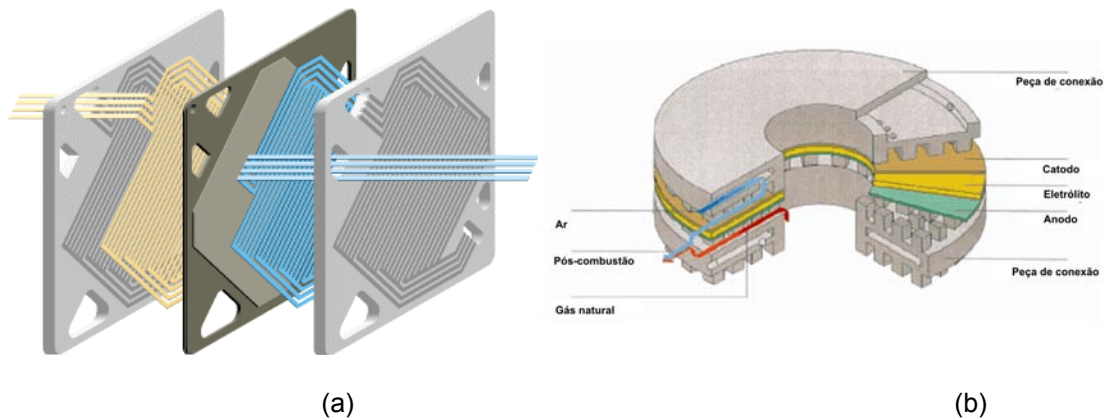


Figura 2.21 – PEMFC em placas (a) e planar (b). (P&D B08,2004)

2.4.3 – CÉLULA COMBUSTÍVEL REGENERATIVA

Conceitualmente uma célula combustível regenerativa situa-se entre uma célula combustível e uma bateria. O sistema é baseado numa nova tecnologia de armazenamento e fornecimento de energia. Embora não sejam propriamente equipamentos para “produção”

de energia elétrica, decidiu-se apresentar uma breve referência a este tipo de equipamento devido ao interesse que poderá vir a ter como suplemento aos sistemas de micro-geração.

A célula combustível regenerativa armazena ou fornece energia elétrica através de uma reação eletroquímica reversível entre dois eletrólitos (neste caso sais) que se encontram na fase líquida. A reação ocorre no interior de uma célula eletroquímica que contém compartimentos, um para cada eletrólito, separados fisicamente por uma membrana de permuta de íons. Vários pares de eletrólitos podem ser utilizados. Um exemplo está representado na figura 2.22.

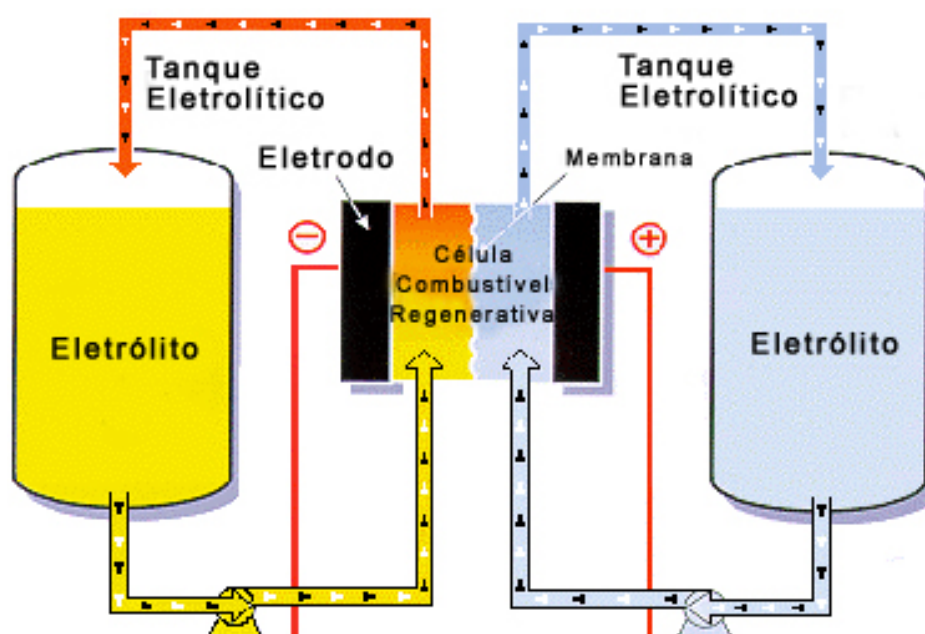


Figura 2.22 – Esquema de funcionamento de uma célula combustível regenerativa. (P&D B08, 2004)

À semelhança do que acontece com as células combustível “tradicionais”, também neste caso se podem empilhar várias células de forma a criar células combustível com potências muito variadas.

A capacidade de armazenamento de energia é apenas limitada pela dimensão e quantidade de depósitos de eletrólitos instalados. Um consumidor com picos de consumo diários de curta duração pode optar por uma instalação de potência elevada com 2 ou 4 horas de armazenamento. Por outro lado, por exemplo, uma empresa de distribuição servindo um grande centro comercial pode optar por uma capacidade de armazenamento de 12 ou mais horas de forma a satisfazer as necessidades de um sistema de ar condicionado no verão.

2.4.4 - APLICAÇÕES

2.4.4.1 – Célula Combustível tipo PAFC

Existem mais de 200 células a combustível do tipo PAFC em operação, o que tem permitido obter uma extensa experiência operacional. Estas células foram implantadas em instalações hospitalares, comerciais e industriais nos EUA, na faixa de 100 a 200 kW de potência. A temperatura de operação é de aproximadamente 200 °C, o que também as torna indicadas para aplicações em cogeração.

Para tais aplicações, as células PAFC demonstraram várias características favoráveis, como por exemplo:

- Sistemas compactos com alta confiabilidade e disponibilidade (alguns operaram no campo durante mais de 9.000 horas em serviço contínuo);
- Baixo ruído e vibração;
- Emissões desprezíveis;
- Altas eficiências (36 - 42%);

2.4.4.2 - Célula Combustível tipo MCFC

As altas eficiências e elevadas temperaturas operacionais das unidades MCFC as fazem mais atraentes para a geração de potência na base, tanto para geração somente de energia elétrica ou cogeração. Aplicações potenciais para MCFCs incluem:

- O setor industrial;
- Instalações governamentais;
- Universidades;
- Hospitais.

2.4.4.3 - Célula Combustível tipo SOFC

As células SOFC estão sendo consideradas para uma grande variedade de aplicações, especialmente na faixa de 5 a 250 kW de potência, tais como:

- Cogeração residencial;
- Pequenos edifícios comerciais;
- Instalações industriais;
- Sistemas híbridos com microturbinas a gás.

Também estão sendo desenvolvidas unidades de maior potência, com vários megawatts, as quais seriam utilizadas principalmente para geração de energia na base.

2.4.4.4 - Célula Combustível tipo PEMFC

A tecnologia PEMFC está dirigida, em grande parte, para o setor automotivo, onde apresenta uma grande vantagem em relação às outras tecnologias de células a combustível, em termos de tamanho e tempo de partida.

A Tabela 2.14, a seguir, apresenta um resumo comparativo das diferentes células a combustível mencionadas.

Tabela 2.14 - Comparação entre as diversas tecnologias de células a combustível. (P&D B08, 2004)

Tecnologia	Max. Densidade de Potência [mW/cm ²]	Eficiência (PCS)	Tempo de Partida [horas]
PAFC	~200	36-45	1-4
MCFC	~160	43-55	10 ou mais
SOFC (tubular)	150-200	43-55	5-10
SOFC (plana)	200-500	43-55	Não disponível
PEMFC	~700	32-40	Menos de 0,1

Muitas destas características também são atraentes para aplicações estacionárias, o que tem encorajado os fabricantes a desenvolver, simultaneamente, seus produtos para este setor. As maiores unidades estão sendo desenvolvidas para o setor comercial, com potências próximas de 250 kW, e as menores unidades para aplicações residenciais, com potências na faixa de 3 a 5 kW, ou inferiores. Considerações práticas ditam que estas

unidades podem operar com gás natural. Em todas as tecnologias de células a combustível há a necessidade de se rejeitar calor do sistema, o qual pode ser aproveitado para aquecimento de água. Assim, estas células são particularmente atraentes para sistemas de cogeração, e atualmente quase todos produtos em desenvolvimento contemplam a opção pela cogeração.

As células PEM estão sendo atualmente desenvolvidas para uma grande variedade de aplicações, entre elas:

- Setor automotivo;
- Setor residencial (<10 kW), dotadas ou não de sistemas de cogeração;
- Setor Comercial (10 a 250 kW), dotadas ou não de sistemas de cogeração;
- Setor industrial (menos de 250 kW), dotadas ou não de sistemas de cogeração;
- Sistemas portáteis (vários kW).

2.4.5 - DESEMPENHO

Espera-se que as células a combustível alcancem eficiências da ordem de 40 a 60%. Eficiências mais altas, da ordem de 80 a 90%, são possíveis quando usadas em aplicações de cogeração. Outra característica promissora das células a combustível são as baixas emissões. Considerando que elas produzem eletricidade sem combustão, os produtos habituais de combustão não estão presentes. Estas células também operam silenciosamente e com alta confiabilidade.

Atualmente estão sendo desenvolvidas células a combustível na faixa de potências desde poucos quilowatts até alguns megawatts. Porém, unidades maiores (até 20 MW), e micro-células para dispositivos eletrônicos portáteis, também estão sendo pesquisadas. O interesse pelo aprimoramento das células a combustível não é só da indústria de energia elétrica, mas também da indústria automobilística e de transporte em geral, o que tem ajudado o seu rápido desenvolvimento.

2.4.5.1 - Célula Combustível tipo PAFC

As eficiências das células do tipo PAFC se encontram na faixa de 35 a 40%, e a confiabilidade das unidades em operação tem se demonstrado muito boa.

2.4.5.2 - Célula Combustível tipo MCFC

Fabricantes destas células têm afirmado que sua eficiência é da ordem de 50% (PCI).

2.4.5.3 - Célula Combustível tipo SOFC

Para as células do tipo SOFC a eficiência é da ordem de 50% (PCI). Quando operando em um sistema híbrido SOFC/turbina a gás, onde a célula combustível é usada como um ciclo superior ('topping'), a eficiência global pode exceder 60%.

2.4.5.4 - Célula Combustível tipo PEMFC

Para que estas células apresentem um custo razoável, estima-se que a sua eficiência deve ficar próxima de 30 a 33%. Eficiências da ordem de 40% poderão ser obtidas, desde que os aperfeiçoamentos técnicos listados abaixo sejam incorporados às células:

- Redução de custos que permitam operação efetiva na razão de 0,8 V/célula ou ainda mais altas;
- Aumento da utilização do hidrogênio obtido a partir da reforma de combustíveis, para 80% ou mais;
- Redução do excesso de ar no cátodo para 50% ou menos.

Adicionalmente, o desenvolvimento de membranas para operação a altas temperaturas pode aumentar drasticamente o potencial das células a combustível, tanto pelo aumento da sua eficiência como pela simplificação do projeto das células.

2.4.6 - CUSTOS

O preço específico das células a combustível é muito alto se comparado a outras tecnologias disponíveis para a geração de energia na mesma faixa de capacidades. O único produto disponível comercialmente hoje é a PureCell 200 (antiga PC-25™), fabricada pela UTC, que segundo dados da Califórnia Energy Commission, custa aproximadamente

US\$4.000/kW. O custo desta célula instalada, com potência de 200 kW, chega a US\$1.100.000,00, o que resulta em um custo 'turn-key' de aproximadamente US\$5.500/kW.

Como ocorre com a maioria das novas tecnologias, quando são instaladas mais unidades e, portanto, novos consumidores se juntam ao mercado, os preços diminuem. As projeções de preço variam entre os fabricantes, mas a maioria busca custos abaixo de US\$1.500/kW.

Espera-se que as células a combustível tenham mínimas exigências de manutenção. Os sistemas de alimentação de combustível e o sistema reformador podem necessitar de inspeção e manutenção periódicas (uma vez ao ano). A célula propriamente dita não requererá manutenção até o fim de sua vida útil. No entanto, a periodicidade de manutenção e confiabilidade destes sistemas ainda necessitam ser comprovadas, através de sua utilização em longo prazo.

Os custos de manutenção de uma célula combustível deverão se aproximar dos custos de manutenção das microturbinas, i.e., deverão se situar na faixa de US\$0,005 a US\$0,010/kWh (baseado em uma inspeção anual para a unidade).

2.4.6.1 - Célula Combustível tipo PAFC

As células PAFC são atualmente o único tipo comercializado para geração de energia em sistemas descentralizados. Atualmente, a United Technology Corporation fabrica células PAFC de 200 kW a um custo aproximado de US\$4.000/kW, e vários esforços estão sendo realizados para reduzir o seu custo. O Departamento de Energia dos EUA (DOE) está fomentando a utilização de células a combustível, através de um subsídio federal de US\$1.000/kW para reduzir os gastos do comprador.

2.4.6.2 - Célula Combustível tipo MCFC, SOFC, PEMFC

As três outras tecnologias (MCFC, SOFC, PEMFC) estão em fases variadas de desenvolvimento, com provável comercialização limitada para os próximos anos. A Tabela 2.15 apresenta os custos projetados destas tecnologias.

Tabela 2.15 - Custo projetado para células a combustível tipos MCFC, SOFC e PEMFC.
(CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2002)

Tecnologia	Custo projetado (longo prazo) [US\$/kW]
MCFC	1.200-1.500
SOFC	1.000-1.500
PEMFC	1.000

2.4.7 - VANTAGENS E DESVANTAGENS

A Tabela 2.16 apresenta algumas vantagens e desvantagens das células a combustível PAFC, MCFC, SOFC e PEMFC, enquanto que na Tabela 2.17, é feita uma comparação tecnológica entre as mesmas.

Tabela 2.16 - Vantagens e desvantagens das células a combustível. (P&D B08, 2004)

Tipo	Vantagens	Desvantagens
PAFC	Silenciosas	Alto custo
	Baixas emissões	
	Alta eficiência	
	Confiabilidade comprovada	
MCFC	Silenciosas	Alto custo
	Baixas emissões	Confiabilidade em longo prazo necessita ser comprovada
	Alta eficiência	
SOFC	Silenciosas	Alto custo
	Baixas emissões	Células SOFC ainda estão em desenvolvimento, mas recentes desenvolvimentos para operação a baixas temperaturas são promissores
	Alta eficiência	
PEMFC	Silenciosas	Alto custo
	Baixas emissões	Pouca experiência de campo
	Sinergia com a pesquisa e desenvolvimento automobilístico	Rejeição de calor a baixa temperatura, o que limita as aplicações em cogeração.

Tabela 2.17 - Comparação tecnológica entre as diferentes células a combustível. (P&D B08, 2004)

	PAFC	SOFC	MCFC	PEMFC
Disponível Comercialmente	Sim	Não	Não	Não
Capacidades	100-200 kW	1kW - 10 MW	250 kW - 10 MW	3-250 kW
Combustível	Gás Natural, Biogás, propano.	Gás Natural, Hidrogênio, óleo combustível.	Gás Natural, Hidrogênio	Gás Natural, Hidrogênio, propano, diesel.
Eficiência	36-42%	45-60%	45-55%	30-40%
Emissões	Praticamente zero	Praticamente zero	Praticamente zero	Praticamente zero
Cogeração	Água quente	Água quente e vapor de baixa e alta pressão	Água quente e vapor de baixa e alta pressão	Água a 80°C
Produção Comercial	Algumas já estão disponíveis	2004	2004	2003/2004

2.4.8 - DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

2.4.8.1 - Célula Combustível tipo PAFC

Diversas pesquisas têm sido realizadas para o desenvolvimento de células que combinam os benefícios das PEMFC e PAFC em uma única membrana que opera a temperaturas intermediárias de 90 - 160 °C. Ao mesmo tempo em que são frequentemente consideradas como células de alta temperatura do tipo PEM, também podem ser descritas células de baixa temperatura tipo PAFC, como as membranas incluem resíduos de ácido fosfórico, aparecem polímeros orgânicos na fase sólida.

Ainda é muito cedo para prever os impactos a longo prazo desta tecnologia, mas há vários fatores que poderiam encorajar seu sucesso:

- A tolerância ao CO do ânodo aumenta a temperatura operacional. Somente este fator já poderia simplificar o projeto do reformador, além de aumentar a vida útil das células que usam combustíveis reformados;
- As temperaturas moderadas são bastante baixas para permitir partidas e paradas rápidas, mantendo muitas das vantagens dos sistemas PEMFC;

- Aumentando a diferença de temperatura entre a célula e o ambiente, o controle dos fluxos de calor e água do sistema é grandemente simplificado;
- Testes preliminares indicam que estas células, de temperatura mais altas, podem não precisar serem saturadas com água durante sua operação, diminuindo ligeiramente os requerimentos de água do sistema e aumentando a flexibilidade de operação.

2.4.8.2 - Célula Combustível tipo MCFC

A tecnologia MCFC passou por várias gerações de testes de campo, e testes adicionais continuam sendo realizados. Seu desenvolvimento está focalizado em:

- Aumento da vida útil;
- Aumentando a densidade de potência;
- Redução de custos.

2.4.8.3 - Célula Combustível tipo SOFC

Com a extensa experiência acumulada em tecnologia com as células SOFC tubulares, os desafios primários se relacionam agora com a redução de custos. A Siemens-Westinghouse está focalizando seus esforços de desenvolvimento em:

- Identificação de configurações que requerem especificações de pureza de materiais menos restritas;
- Redução da quantidade de isolamento no sistema. Atualmente são exigidos grandes volumes destes materiais para manter as elevadas temperaturas operacionais;
- Uso de ligas menos exóticas, que são exigidas pelas altas temperaturas operacionais dos projetos atuais.

Adicionalmente, como em todas as tecnologias emergentes, há ainda necessidade de comprovar a sua confiabilidade e custo operacional, antes da sua comercialização.

Para as células SOFC planas, os desafios primários ainda se relacionam às dificuldades de manter sua integridade estrutural sob as elevadas temperaturas operacionais. Neste sentido, estão sendo realizados estudos focalizando:

- Manutenção da integridade de selos e manifolds sob as severas tensões térmicas existentes;
- Testes de campo buscando o aumento da vida útil da célula, pela manutenção da sua integridade mecânica em longo prazo;
- Busca da compatibilidade de materiais com as altas temperaturas.

2.4.8.4 - Célula Combustível tipo PEMFC

Os principais desafios para as células PEMFC são:

- Para estes sistemas, que operam a pressões maiores que 1,5 atm, não há compressores/expansores que forneçam a vazão de ar necessária com eficiência adequada, para produção de potência pela célula, sem impor um gasto inaceitável de energia ao sistema. Esta limitação levou muitos fabricantes a focalizar o desenvolvimento de sistemas que operem a pressões próximas do ambiente;
- A sua operação contínua por longos períodos ainda tem que ser demonstrada. A experiência atual tem apresentado decréscimo da potência gerada com o passar do tempo;
- Ainda deve ser demonstrado que é possível a manutenção dos níveis de CO em valores aceitavelmente baixos durante longos períodos de operação. Embora os fabricantes tenham desenvolvido sistemas capazes de produzir somente 10 a 20 ppm de CO, estes resultados ainda precisam ser verificados para condições reais de operação.
- A operação de sistemas completamente integrados em ambiente onde baixas temperaturas ocorrem a maior parte do ano, ainda não foi avaliada.

CAPÍTULO 3 – EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

A situação da GD é diferente em cada país. Enquanto o aspecto econômico é, certamente, um fator fundamental, a política governamental se apresenta também como um importante aspecto de influência no panorama geral da GD.

Neste capítulo, serão analisados os aspectos, entre outros, da GD em alguns países cuja experiência se mostra valiosa, no sentido de oferecer subsídios para análise do desenvolvimento não só da área tecnológica, mas também da abertura de mercado e suas influências nas áreas técnica e econômica.

3.1 - JAPÃO

A indústria japonesa de eletricidade consiste de dez concessionárias, verticalmente integradas, que na prática, atendem a todos os consumidores. A capacidade total de geração é de aproximadamente 253 GW que produz 1.062 TWh de energia elétrica.

O preço da eletricidade no Japão é o maior entre todos os países da OECD (Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico), refletindo o alto custo de capital para equipamentos de geração, transmissão e distribuição; alto custo imobiliário; e um custo moderadamente alto dos combustíveis fósseis, particularmente o gás natural, que tem de ser importado em sua forma líquida. Os altos preços da energia são responsáveis pela grande quantidade de autoprodução de energia no setor industrial do Japão. Mais de 30% da energia consumida no setor de produção é produzida localmente (on-site), somando 28 GW ou 116 TWh de consumo de energia – 12% do consumo total japonês (METI, 2001). Muitas dessas plantas industriais geram eletricidade com carvão. Aproximadamente um sexto (1/6) da energia produzida localmente no setor industrial é gerada através de cogeração.

O mercado de energia no Japão é parcialmente aberto. Consumidores de extra-alta tensão, que representam 30% do mercado consumidor já podem escolher seu fornecedor de energia desde março de 2000. Menos de 1% deste total trocou de fornecedor.

Devido ao fato de ser a alternativa mais viável para o suprimento das distribuidoras, a GD poderia ser do interesse de muitos consumidores. Existem no Japão, três tipos mais comuns: 1) geração à óleo em "geração simples" projetada principalmente para corte na demanda de pico, 2) cogeração utilizando óleo em motores diesel e turbinas a vapor e 3) cogeração utilizando gás em motores ou turbinas à gás. O alto preço no varejo do gás

natural no Japão torna a geração simples economicamente inviável (ver Tabela 3.1). De qualquer forma, o gás é a única opção em Tóquio, Yokohama e Osaka devido à rigidez das leis ambientais.

Tabela 3.1 - Dados econômicos da cogeração a gás no Japão (METI, 2002)

Tipo	Operação Anual (horas)	Tamanho da unidade (kW)	Custo de capital (US\$/kW)	Custo do combustível (US\$/kWh)	Valor do calor (US\$/kWh)	Custos de rede (US\$/kWh)	Taxa de venda no varejo (US\$/kWh)
Prédio	3.000	500	2.500	0.12	0.06	0.16	0.17
Fábrica	6.000	500	2.000	0.10	0.05	0.11	0.10
Fábrica	6.000	5.000	750	0.10	0.03	0.096	0.10

(taxa de câmbio 120 yen = USD1)

Estatísticas completas não estão disponíveis para geração desassociada da cogeração. Uma pesquisa da Associação Japonesa de Geradores estima que dos 2.418 MW de GD (excluindo a energia emergencial) instalada de 1997 até 2000, aproximadamente 40% foi em sistemas que não utilizam cogeração (NEGA, 2001).

De acordo com o Centro Japonês de Cogeração, existe cerca de 6.504 MW oriundos de cogeração no Japão, dos quais 5.084 MW é na indústria e 1.429 MW no comércio (CGC JAPAN, 2004). Turbinas à gás e motores diesel são responsáveis por mais de 85% da geração (ver Tabela 3.2).

Tabela 3.2 - Capacidade do Sistema de Cogeração (em MW) por Setor e Tipo de Gerador em março de 2003. (CGC JAPAN, 2004)

	Turbina a gás	Motor a gás	Motor Diesel
Comercial	327,9	485,7	615,6
Industrial	2842,2	280,1	1952,1
Total	3170,1	765,8	2567,7

Vantagens para a cogeração no Japão:

- Incentivos para investimentos na forma de alta depreciação ou taxa inicial de crédito, e ainda baixas taxas de juros para empréstimos no Banco de Desenvolvimento do Japão,

- Subsídios acima de 15% para grandes projetos de aquecimento e refrigeração distrital. Geração simples não recebe subsídios.

No Japão, a maioria da cogeração que é classificada como "turbina a gás" usa combustíveis diferentes de gás natural (querosene, gás de alto forno, gás de refinaria por exemplo). O METI, que considera cogeração à gás natural como sendo uma forma de "energia nova", prevê que ela crescerá de 1,52 GW de capacidade em 1999 (excluindo turbinas a vapor) para 3,44 GW em 2010. Adicionando outras medidas como apoio para pesquisa, desenvolvimento, demonstração e difusão de tecnologias, essa previsão chega à 4,64 GW de capacidade em 2010.

Encargos sobre energia de backup para um cliente usando GD são substanciais, mas menores que os encargos sobre as gerações regulares. Encargos de geração são 10% maiores que a taxa normal quando energia de backup é realmente usada. Quando o backup não é necessário, os encargos de geração para negócios são 30% da taxa normal (20% para indústria). Encargos para energia de backup são 10% acima da taxa normal para interrupções agendadas e 25% maiores para as não agendadas.

Muitas empresas trabalham ativamente na venda de sistemas para GD incluindo Eneserv, Yanmar e Mitsubishi. Um contrato de dez anos do tipo "*build-own-operated*" (BOO) é a forma mais comum de contrato. Não é surpreendente o fato de várias distribuidoras de energia já identificarem a GD como um novo nicho de mercado que está em crescimento. A Tokio Energia Elétrica criou uma nova subsidiária chamada "Minha Energia" para vender motores à óleo para consumidores do setor industrial e comercial. Desde março de 2001, Minha Energia assinou contratos com 44 clientes, 42 dos quais usarão motores diesel para geração de energia (HANGAI, E. 2001). Minha Energia alcançou o status de primeira fornecedora filial do Japão a tirar um consumidor de outra fornecedora (Tohoku Eletric). Outras sete distribuidoras tem aberto também subsidiárias similares. O leasing tem se tornado uma prática cada vez mais comum.

Muitas barreiras regulatórias tem sido removidas para encorajar o desenvolvimento da GD e sistemas de cogeração em particular. Inclui-se aí modificações regulatórias quanto a emissões, cancelamento da exigência da presença de um engenheiro elétrico residente, e a redução de exigência de inspeções. O governo também planeja eliminar a exigência da presença de um engenheiro de caldeira.

Apesar disso, muitas barreiras ainda permanecem. Venda de excedente na GD para outro consumidor geralmente não é permitido, mesmo que esta capacidade possa melhorar o custo-benefício de um grande número de projetos. A exigência de equipamentos de

proteção, que acrescentam no mínimo 10% ao custo total do empreendimento, poderiam ser simplificados.

Outro fator é o comportamento das distribuidoras em um mercado parcialmente aberto. Ainda que as diretrizes do METI (Ministério da Economia, Comércio e Indústria) declarem claramente que as distribuidoras não devem impedir o desenvolvimento da autoprodução, fornecedores de equipamento de GD têm sugerido que as distribuidoras desencorajam clientes a desenvolver sua própria geração através da redução seletiva no preço da energia.

Existe um grande mercado potencial para a cogeração a gás natural, particularmente quando combinada com refrigeração em áreas urbanas. Cogeração e refrigeração a gás são, juntas, responsáveis por 45% da venda de gás pela Tokio Gás. Espera-se que elas sejam responsáveis por mais da metade do crescimento na demanda de gás da companhia nos próximos cinco anos. Futuros avanços tecnológicos visam produzir sistemas com maior custo-benefício para a cogeração e para a refrigeração a gás. Microturbinas se mostram promissoras devido a seu desempenho ser bem aceito do ponto de vista ambiental, mas não serão uma opção viável até que o custo do capital referente aos sistemas de cogeração declinem no futuro.

Resumindo, a GD no Japão está contribuindo no sentido de exercer uma pressão pela competitividade, pelo menos em alguns segmentos, no mercado de fornecimento de energia. Ela se apresenta como uma das razões pelas quais as distribuidoras reduziram seus preços, visto que a competição por consumidores livres, particularmente entre distribuidoras, tem sido há muito tempo limitada. A GD poderia, de qualquer forma, contribuir com:

- Futura abertura do mercado, para permitir mais consumidores a escolher, gerar e exportar energia; e
- Preços mais apropriados de energia de backup, transmissão e serviços anciliares.

Para que a GD produza uma grande contribuição, seus custos (através de desenvolvimento tecnológico e redução no preço do gás) devem ser reduzidos em comparação com o custo da rede elétrica.

3.2 - ESTADOS UNIDOS

O sistema elétrico americano é muito complexo, representando a diversidade natural do país. Embora mais de 200 distribuidoras de energia de capital privado atendam três quartos (3/4) dos consumidores, mais de 2900 distribuidoras rurais e municipais atendem o quarto restante. O mercado atacadista de energia é de responsabilidade do governo federal através de sua agência reguladora a "Comissão Federal de Regulação Energética" mas o mercado de energia no varejo é de responsabilidade dos estados.

Esta responsabilidade descentralizada significa que a abertura do mercado varejista de energia está progredindo em taxas muito diferentes em diferentes estados. Apesar de 23 estados terem aprovado leis para abertura do mercado de energia, muitos outros têm indicado que não irão proceder com tais reformas dentro de um futuro próximo.

O preço da energia nos Estados Unidos é menor que em muitos países, tanto para eletricidade como para o gás. Preços para estes produtos, de qualquer forma, variam grandemente de estado para estado. O baixo custo da energia tem limitado a disseminação da GD e particularmente da cogeração, que é responsável por 50,4 GW ou cerca de 6% da geração total do país. A cogeração industrial é responsável por 90% de toda a cogeração. Desta parte, 80% se concentra em quatro setores: papel, químico, refinamento de petróleo e alimentício.

Uma grande aplicação para GD é a energia emergencial. Geradores diesel para este tipo de aplicação nos setores industrial e comercial são responsáveis por mais de 100 GW da geração total dos Estados Unidos. Geradores de backup, só na Califórnia, fornecem 3,2 GW, valor equivalente a mais de 6% da demanda de pico no estado, de acordo com uma detalhada pesquisa feita pela "Comissão de Energia da Califórnia" (CEC, 2001). Operadores do sistema em Nova York desenvolveram mecanismos para tornar esta capacidade – totalizando 120 MW – disponível para suprir picos de carga durante emergências (NYISO, 2001). A expectativa de crescimento do uso de geração a diesel tem também aumentado a preocupação com o impacto associado ao aumento das emissões de poluente (SINGH, V. 2001).

Uma análise preparada pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos sugere que o mercado potencial para cogeração no país é de mais de 160 GW – 88 GW no setor industrial e o restante no setor comercial. A Associação Americana de Cogeração, em cooperação com o Departamento Nacional de Energia e a Agência Nacional de Proteção Ambiental, desenvolveram um Guia Nacional de Cogeração com a intenção de dobrar a

capacidade proveniente da cogeração de 46 GW em 1998 para 92 GW em 2010 (IEA, 2002).

O Departamento de Energia está envolvido em um grande esforço de pesquisa e desenvolvimento para promover a GD, que leva em conta todas as fontes renováveis. O Plano Estratégico para Recursos em Energia Distribuída (USDOE, 2000) fez um orçamento de US\$ 279,9 milhões no ano fiscal de 2000 para pesquisa e desenvolvimento nas áreas de: desenvolvimento tecnológico (PV, fuel cells, eólica, geotérmica, energia industrial e solar), tecnologia de base (materiais avançados para motores e tecnologia para turbinas), arquitetura de sistemas, e implementação de sistemas (incluindo a integração da GD na rede).

A atual administração tem identificado a necessidade de expandir a capacidade de geração no país. A Política Nacional de Energia faz referências favoráveis para encorajar a cogeração através de incentivos tarifários, fomentando o desenvolvimento em plantas industriais já existentes, e encorajando uma maior flexibilidade nos processos de autorização ambiental.

As principais questões relacionadas à GD observadas nos Estados Unidos são:

- **A necessidade de aumento do custo-benefício.** Preços relativamente baixos da energia e os recentes aumentos no preço do gás limitam o crescimento da GD. O Departamento Nacional de Energia estima um acréscimo na capacidade da GD para 2020 de 1.) 20 GW de cogeração, 2.) 12,7 GW de GD (basicamente unidades à gás para suprimento de picos utilizadas pelas distribuidoras), e 3.) 0,54 GW de solar fotovoltaica. Uma nova, mas pequena, capacidade está prevista para o setor comercial até 2015, quando a queda nos custos das células combustível e microturbinas, em particular, é esperada para tornar estas opções competitivas (EIA, 2001).
- **Norma de interconexão recente.** Os custos de conexão para GD variam de acordo com um estudo preparado pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável que contemplou tanto a GD a partir de combustíveis fósseis como renováveis. Muitos projetos relataram excesso de custos ligados a exigências técnicas de conexão. Um projeto para um sistema de cogeração de 500 kW relatou um custo de USD 1.000/kW (ALDERFER et al., 2000). A norma nacional (IEEE P1547) que define os procedimentos relativos à interconexão só foi aprovada em junho de 2003. Apesar disto ainda não foi solucionado o problema da dificuldade de acesso à rede em todo o país.

- **Reforma regulatória incompleta.** Muitos estados ainda não liberaram seus mercados de energia. Muitos deles concedem às concessionárias públicas responsabilidades como a de fornecedores de último recurso. Geradores independentes geralmente tem dificuldade de conseguir a cooperação das concessionárias de distribuição. Eles declaram obstáculos tais como a falta de acesso ao sistema de distribuição, altos encargos para energia de backup (mais de US\$ 200/kW por ano - Alderfer, B., M. Eldridge e T. Starrs, 2000), e a redução no preço da energia pelas concessionárias para clientes interessados em instalar sua própria geração. Por outro lado, distribuidoras públicas e privadas estão preocupadas com o fato de clientes que geram sua própria energia provocarem taxas mais altas. Algumas tem argumentado que a GD deveriam pagar custos marginais.
- **Normas ambientais.** Primeiro, as questões regulatórias relativas ao meio ambiente são feitas no estado ou a nível local. Companhias geradoras não conseguem persuadir facilmente os agentes reguladores a adotar uma norma padrão. Segundo, algumas autoridades têm estabelecido normas baseadas em taxas de emissão, em dólares por MWh por exemplo, sem levar em conta o tamanho. No Texas, agentes reguladores da qualidade do ar usam a mesma norma para NOx em áreas de alta poluição, para turbinas a gás com controle avançado de NOx (SCR) – 2 ppm de NOx ou menores (TNRCC, 2001). Isto não pode ser alcançado por um motor a gás natural, mesmo usando um sistema SCR. Esta marca pode até ser alcançada por uma microturbina equipada com sistema SCR, mas o custo de tal arranjo é inviável. Assim, tais normas efetivamente excluem a GD que utiliza combustíveis fósseis.
- **Limitações técnicas.** O grande uso de redes radiais nos Estados Unidos, muito parecido com a Europa, apresenta um desafio técnico (Onsite Sycom, 2000a). Redes radiais não são projetadas para suportar fluxos inversos. Pequenas distribuidoras, especialmente, podem encontrar dificuldades ao lidar com a GD injetada na rede. Pesados investimentos para atualizar redes de distribuição seriam necessários para suportar grandes quantidades de GD. Investimentos para atualização de redes são normalmente repassados, na GD, ao seu produtor.

3.3 - HOLANDA

O sistema elétrico holandês é formado por quatro companhias geradoras que abastecem aproximadamente metade de toda a demanda de energia. A produção descentralizada era responsável por aproximadamente 40% e a importação por volta de 20 % do total em 1999. Mais de 60% da produção de energia é feita através de gás natural, que é produzido domesticamente e é geralmente a opção mais econômica para geração de energia.

O setor elétrico holandês é fortemente influenciado pela política do governo para reduzir as emissões de dióxido de carbono e melhorar a sustentabilidade energética. Em 1989 a "Lei da Eletricidade" encorajou fortemente a entrada da cogeração no mercado movida por razões ambientais. Uma variedade de incentivos resultaram na duplicação da cogeração em 1990, entre os quais destacam-se:

- investimentos do governo na forma de subsídios de mais de 17,5% (até 1995);
- a exigência de que companhias fornecedoras comprassem o excedente de energia gerado por estas unidades pelo custo cheio estimado de uma nova unidade geradora central (também até 1995);
- preços favoráveis do gás natural da fornecedora de gás Gasunie, empresa 50% estatal (até 2000); e
- a isenção (até 1997) do pagamento por reserva de capacidade ou serviços **auxiliares** (IEA, 2000).

O crescimento da cogeração gerou tamanha sobrecapacidade que a produção centralizada teve que ser reduzida para acomodar este excedente de energia.

Em 1998, o governo aprovou uma legislação para introduzir reformas no mercado do setor elétrico. O mercado atacadista de energia começou a operar no ano seguinte. Um novo agente regulador do sistema interligado, o DTE, que regula encargos do sistema foi criado. Os consumidores foram sendo liberados em estágios; somente pequenos consumidores ainda restam para serem liberados. Uma nova companhia de transmissão, a TenneT, opera o sistema de transmissão. Distribuidoras, que pertencem a governos municipais e regionais, tem sido obrigadas a separar os negócios relacionados à distribuição das outras atividades (incluindo a venda a varejo de energia e empreendimentos conjuntos com clientes na geração).

A presença de uma grande quantidade de GD no sistema holandês antes da reforma significa, que o projeto do mercado de energia tinha que levar em conta esta GD desde seu início. O operador do sistema, TenneT, coordena o sistema e controla a geração central. No entanto, operadores de rede locais estão ativamente envolvidos em equilibrar seus próprios sistemas (a partir de 110 kV e abaixo). Eles estão aptos a lidar com altos níveis de cogeração sem comprometer a confiabilidade. Alguns problemas operacionais ocorreram devido à falta de comunicação entre a TenneT e os produtores independentes, mas são hoje incomuns.

A Holanda apresenta alguns cogeneradores industriais que formaram suas próprias reservas. Cada cogeração industrial tem sua própria capacidade de geração e conexão à rede, e ainda fornece energia para outras unidades não conectadas à rede.

Grande parte da GD na Holanda é o resultado do investimento de distribuidoras em empreendimentos conjuntos com a indústria. Como resultado das exigências provenientes da separação para abertura do mercado de energia, o controle e operação da cogeração estão agora operacionalmente separados do controle das redes. A separação ajuda a competição mas proíbe investimentos em geração por parte de um distribuidor para atender uma rede local.

Questões de interconexão não são geralmente um problema. Um estudo da Cogen Europa comparando regras de interconexão na Holanda, França e Reino Unido concluíram que as regras holandesas foram comparativamente mais claras e transparentes (COGEN EUROPE, 1999).

Regras de mercado agregam algumas vantagens para a GD:

Enquanto pequenas unidades de GD, abaixo de 10 MVA, não tem que pagar pela conexão ou taxas pelo uso do sistema, a geração centralizada paga pelo uso do sistema de transmissão (aproximadamente €1,6 por MWh).

- Algumas pequenas unidades ainda são consumidores cativos e então vendem sua produção diretamente ao distribuidor local, que é obrigado a comprá-la.
- Embora grande parte da GD pague taxas sem desconto para conexão e uso do sistema, e as regras para isto foram inicialmente muito rígidas, a maioria dos cogeneradores industriais estão hoje sendo beneficiados pela aprovação de regras mais flexíveis.
- Regras relativas à cargas desequilibradas tem sido ajustadas para ajudar a GD. A Holanda introduziu suas novas regras para o mercado de energia em janeiro de 2001. Estas regras penalizaram produtores de energia que não conseguiram prever

de forma precisa a sua produção (duas horas antes da entrega) através de taxas por desequilíbrio. Produtores de energia eólica foram particularmente prejudicados devido a dificuldades de previsão da velocidade do vento dentro daquele período. Inicialmente, as taxas por desequilíbrio eram altas e causavam muitas dificuldades. De qualquer forma, esta situação levou a uma revisão pelo operador do sistema, que decidiu permitir aos produtores proceder ajustes finais em sua previsão de produção com apenas uma hora de antecedência, medida efetivada no final de março de 2001 (DTE, 2001).

A abertura do mercado tem gerado uma série de efeitos interessantes no mercado de GD, particularmente para cogeração (ECN, 2000):

- O preço da energia tem geralmente caído como resultado do excesso de capacidade na Holanda e devido aos baixos preços da energia importada de países vizinhos com excesso de produção.
- Plantas de cogeração, que antigamente recebiam favorecimento nas tarifas de gás natural, agora compram o gás natural de forma competitiva.
- Altas no preço do gás natural têm pressionado economicamente as plantas de cogeração. Plantas com grande produção tem sido mais fortemente afetadas. Uma foi à falência.

Como resultado das dificuldades financeiras encontradas pelas unidades de cogeração, no ano de 2000 o governo adotou medidas de apoio para favorecer as unidades de cogeração, entre elas:

- Aumento na dedução por investimento em energia (taxa de crédito) para novas unidades de cogeração.
- Isenção de taxas para compra de energia proveniente de cogeração.
- Suporte financeiro para cogeração, que produz acima de 200 GWh, de €2,28 por MWh.

Estas medidas contribuíram para um acelerado programa de depreciação (conhecido como VAMIL) para investimentos em cogeração que alcançaram um determinado nível de eficiência pré-estabelecido.

Em 2001, novas regras foram propostas para aumentar o suporte financeiro para cogeração para EUR5,7/MWh até um máximo de 1000 GWh por unidade, desde que comprovado que a unidade alcançou os níveis desejados de eficiência.

Como resultado deste apoio financeiro à cogeração, o governo está sendo pressionado para alterar as tarifas de rede, por exemplo, cancelando taxas de conexão para grandes unidades de cogeração. O governo está relutante em usar a rede como um mecanismo para subsidiar a geração. De qualquer forma, as distribuidoras estão examinando diferentes propostas de tarifa para premiar as unidades de cogeração que adicionarem valor à rede local, como por exemplo, na forma de tensão ou potência reativa.

Não obstante as atuais dificuldades financeiras com a cogeração, novos grandes projetos continuam a ser anunciados. Grande parte desta capacidade irá, contudo, ser conectada na alta tensão.

3.4 - REINO UNIDO

O mercado de energia na maior parte do Reino Unido tem sofrido um processo de completa abertura desde 1999, assim como o mercado de gás natural. Leis e regulamentações do setor requerem que os operadores da rede de distribuição (DNOs) sejam legalmente separados das iniciativas de geração e venda de energia. A Lei das Distribuidoras de 2000 também especifica que os DNOs tem a função de promover a competição no setor de energia.

Recentes desenvolvimentos na política para GD (conhecida como "embedded generation" e que no Reino Unido inclui a energia eólica) têm focado seus benefícios ambientais, particularmente no que diz respeito a mudanças climáticas. Como consequência, além das medidas de apoio às energias renováveis, o governo tem desenvolvido diversas outras para promover a cogeração:

- O objetivo de elevar a capacidade de cogeração de 4,6 GW em 2000 para 10 GW em 2010.
- A isenção do imposto sobre impacto ambiental no combustível para "cogeração de boa qualidade".
- Isenção de imposto comercial para unidades de cogeração.

- Desconto de 80% no imposto sobre impacto ambiental para indústrias que utilizam cogeração, acordado entre indústrias privadas e o governo nas medidas de impacto ambiental.
- Apoio para a modernização de sistemas de aquecimento comunitário.

Em parte como resultado destas medidas, a cogeração com capacidade de "boa qualidade" tem crescido 1,3 GW por ano. Quase metade do total de 4,6 GW foi acrescentado em 2000. A capacidade adicional total gerou 23,3 TWh de energia a um fator de capacidade médio de 57% e rendimento total de 71%. A cogeração é responsável por aproximadamente 6% do total de energia gerada no Reino Unido. Estes números excluem 5,4GW provenientes de plantas que não alcançaram o critério de "boa qualidade" ¹.

Além destas medidas para promover a cogeração e energias renováveis, o governo tem identificado o desenvolvimento da GD em geral como importante para incrementar a competição entre os produtores de energia.

Abertura de mercado significa também que taxas de utilização da rede devem ser desagregadas, por isso as distribuidoras devem pagar somente pelos serviços de rede que utilizarem. Assim como na Holanda, a energia de produtores independentes é isenta de taxas pelo uso do sistema de transmissão, perdas associadas, e exigências por equilíbrio. Esta isenção resulta em uma vantagem na competitividade para GD, comparado com a geração centralizada de energia, de USD3 a USD4 por MWh.

A criação do Novo Acordo para Comércio de Energia (NETA) fez parte dos esforços governamentais para aumentar a competição no setor elétrico. Entretanto, os geradores independentes estavam preocupados com a possibilidade do NETA, que viria a se tornar operacional em março de 2001, pudesse desfavorecê-los. O NETA aboliu o sistema através do qual os geradores independentes poderiam efetivamente atender à rede local e receber preços de atacado, sem levar em consideração os custos devidos ao controle da produção. Ao contrário, o NETA exigiu de todos os geradores a previsão de produção com, no mínimo, 3,5 horas de antecedência; eles pagam multas se produzirem menos que o previsto mas recebem somente uma modesta compensação se produzirem mais. Estas regras foram

¹ O critério de "boa qualidade" é definido por um determinado rendimento mínimo que deve ser alcançado na produção de calor e energia de um projeto de cogeração. O rendimento energético exigido é de no mínimo 20% (15% até 2005 para unidades já existentes), com um rendimento total do processo (calor e energia) que decresce à medida que a produção de energia aumenta. Para pequenas unidades (1-10 MW) produzindo energia com 20% de rendimento, o rendimento total exigido poderia ser de 69%.

criadas para incentivar a todos os produtores a controlar efetivamente a sua produção, mas geradores de energia eólica (que têm dificuldades de prever sua produção) e alguns cogeneradores sentiram que as novas regras poderiam ser pesadas para os produtores independentes.

A Ofgem (The Office of Gas and Electricity Markets) publicou uma avaliação do efeito do NETA em pequenos produtores. O relatório, publicados poucos meses após a implementação das novas regras, mostrou que elas prejudicavam os pequenos produtores, principalmente pela queda no preço da energia (Ofgem, 2001a). Especificamente, a Ofgem relatou que:

- O preço da energia pago a pequenos produtores caiu cerca de 17%, um pouco menos que a queda nos preços do mercado atacadista. Preços para cogeração caíram cerca de 12%.
- Os custos para produtores elevaram em 16%, principalmente devido ao custo dos combustíveis.
- A exportação total devida a pequenos produtores caiu 44%. A queda para cogeração ultrapassou os 60%.
- Enquanto os pequenos produtores estavam preocupados em como prever sua produção com precisão, com exceção dos produtores de energia eólica, seus desequilíbrios não foram muito maiores que os grandes produtores.
- O mecanismo de equilíbrio enviou um forte sinal para prevenção de desequilíbrios. Um produtor fornecendo mais energia que o contratado lucrou somente USD13/MWh de junho a julho de 2001. Produzindo menos que o contratado custou USD58/MWh. Isto comparado a uma média de venda de USD34/MWh.

Por outro lado, o relatório da Ofgem claramente mostra que as novas regras de mercado podem criar custos adicionais para a GD se:

- A participação no mercado como um produtor ou fornecedor, ou ambos, envolver altos custos nas transações financeiras. Muitos produtores de GD, que são relativamente pequenos, não podem suportar tais custos. Assim, eles são desencorajados de participar diretamente no mercado e são encorajados a trabalhar junto com um grande fornecedor.
- Para todos os produtores, o desequilíbrio afeta os preços, mas a maioria dos sistemas de GD não consegue controlar completamente este desequilíbrio. A maioria deles ou são geradores genuinamente variáveis (como eólica) ou cogeneradores. A

venda de energia para o sistema é ditada pelas exigências de carga e calor dos consumidores.

O relatório também identificou que a separação da distribuição da venda de energia removeu alguns incentivos das antigas distribuidoras (agora chamadas "Operadores da Rede de Distribuição" ou DNO) para encorajar a geração local.

Para promover um avanço na investigação das implicações do NETA para sistemas de GD, no início de 2000 o governo formou o Grupo de Trabalho de GD (EGWG), compreendendo produtores à base de GD e outros investidores. O EGWG estudou:

- A função do DNO como facilitador da competição na geração.
- A contribuição da GD para o desempenho e segurança da rede.
- Princípios para cobrança de taxas relativas à conexão e uso da rede de distribuição.
- A função da "micro" GD.
- O impacto da GD no projeto e evolução da rede de distribuição.

O problema central identificado no relatório do EGWG, publicado em janeiro de 2001, é a falta de incentivos pelos DNOs que promovam o desenvolvimento da GD (DTI, 2001a). Pelo contrário, os DNOs vêem a GD como um custo adicional e como uma forma de desfocá-los do seu negócio principal que é fornecer energia aos consumidores. Como consequência, desenvolvedores de geração distribuída encontram muitas barreiras. Primeiro, eles têm poucas informações sobre onde fazer uma conexão mais econômica na rede de distribuição. Cada DNO tem seus próprios procedimentos de conexão à rede. Os DNOs ou não estão interessados ou não investem em geradores ativos ou em tecnologias de gerenciamento de carga. Visto que os DNOs são monopólios regulados, a função do regulador (Ofgem) é essencial para mudar a situação. Lê-se nas entrelinhas que a Ofgem precisará incentivar os DNOs a assumir uma função mais ativa no gerenciamento de suas redes em tempo real, muito mais como operadores de redes de transmissão.

Uma segunda questão é o nível das taxas para conexão e operação. Atualmente, a GD paga "profundas" taxas de conexão, isto é, ela paga não somente a taxa pela conexão ao ponto de rede mais próximo, mas também pelo reforço da rede em altas tensões. Enquanto estas profundas taxas dão à GD sinais de preços locais, elas podem elevar os custos do projeto. O relatório propõe vários pontos de compromisso mútuo onde os custos de reforço da rede são compartilhados entre o operador de rede (e ultimamente outros consumidores) e a unidade de GD.

Uma terceira questão abordada no relatório diz respeito ao papel da GD doméstica, principalmente a micro-cogeração. A principal barreira é a necessidade de que a simplificação nos requerimentos para conexão (que se aplicam somente a instalações PV) sejam estendidas, onde for viável, também às micro-cogerações.

Finalmente, os DNOs foram criados tendo pouca informação sobre o valor potencial da GD para postergar a expansão da rede de distribuição ou como fornecedora de serviços de apoio. O relatório reconhece que se a GD tem que desempenhar um grande papel na expansão da capacidade de geração, os DNOs devem estar aptos a fornecer aos desenvolvedores estimativas dos benefícios da GD para a rede.

As principais recomendações específicas do relatório são direcionadas à Ofgem, que como reguladora da rede é responsável por desenvolver políticas regulatórias detalhadas que atendam aos objetivos do governo.

O DTI e a Ofgem estão, juntos, presidindo um grupo para implementar as recomendações do EGWG. A Ofgem identificou as seguintes prioridades:

- Corrigir a estrutura regulatória geral para facilitar a competição na geração e assegurar que os produtores de GD não sejam discriminados.
- Analisar as implicações do crescimento na GD.
- Promover mudanças no mecanismo de controle de preços.

Em setembro de 2001, a Ofgem lançou um documento tratando sobre controle de preços e incentivos para os DNOs com respeito à GD que propôs (Ofgem, 2001b):

- Encorajar os DNOs a introduzir taxas "rasas" de conexão e permitir que eles recuperem outros custos através de taxas de uso do sistema.
- Solicitar dos DNOs que publiquem os fundamentos para taxas de conexão e taxas pelo uso do sistema de distribuição pelas GDs.
- Solicitar a simplificação de padrões de procedimento para conexão e também das taxas para a microgeração (geração doméstica).
- Solicitar medidores separados para a energia que entra e para a energia que sai da unidade de GD.
- Tornar informações técnicas adicionais disponíveis para futuros produtores no que diz respeito ao desenvolvimento das necessidades da rede.

Um Grupo de Coordenação da GD foi estabelecido para dar prosseguimento às recomendações do EGWG (DTI, 2001b). Além disso o governo do Reino Unido propôs medidas para: assegurar que a diferença de preços reflita genuinamente os custos, desenvolver novos mecanismos para incentivar pequenos produtores a consolidar, e examinar mudanças para as regras do NETA que os afetam (DTI, 2001c).

3.5 - RESUMO

Cada um dos quatro países considerados nesse capítulo tem suas próprias questões políticas que surgem devido a circunstâncias específicas de cada um deles. A tabela 3.3 resume estas questões e circunstâncias em termos de participação da GD na capacidade instalada, os setores envolvidos na reformulação do mercado e os números e tipos das companhias de distribuição.

Tabela 3.3 - Comparação de questões de GD entre Japão, Estados Unidos, Holanda e Reino Unido

	Participação no mercado (%)	Consumidores Livres	Sistema elétrico	Questões
Japão	3	Somente grandes consumidores	10 concessionárias verticalmente integradas (VIUs)	Competição por acesso à rede vs. concessionárias
Estados Unidos	6	Varia por estado (0-100%)	200 VIUs + 2900 distribuidoras municipais/rurais	Normas de interconexão Normas ambientais Acesso ao mercado Taxas para energia de backup
Holanda	30	Grandes e Médios	20 distribuidoras municipais/regionais	Financiamentos para cogeração Impactos ambientais Benefícios à rede
Reino Unido	6	Todos os consumidores	12 distribuidoras	Financiamentos para cogeração Novas regras de mercado Benefícios à rede Micro-cogeração

CAPÍTULO 4 – GD NO BRASIL - OPORTUNIDADES E BARREIRAS

4.1 – INTRODUÇÃO

A constante procura por serviços e tecnologias mais eficientes, e com reduzidos impactos ambientais, seja no processo de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, associada aos necessários investimentos para o aumento da capacidade instalada no setor elétrico brasileiro, tem colocado a geração distribuída como alternativa às tradicionais soluções, seja para instalação local ou para integração regional. A recente descoberta do campo de gás natural na bacia de Santos e a crescente infra-estrutura de fornecimento no Brasil, em conjunto aos avanços tecnológicos da geração termelétrica de pequena e média escala, considerando principalmente motores alternativos e turbinas a gás, como também microturbinas a gás, motores Stirling e células de combustível, têm colocado a geração distribuída como um modelo complementar e alternativo de centrais de potência para as novas necessidades.

Deste ponto de vista, três tendências independentes estão formando a base para uma possível introdução difundida da geração descentralizada: a reestruturação do setor energético, a necessidade do aumento de capacidade do sistema e os avanços tecnológicos dos acionadores primários. Conforme já salientado, a GD refere-se à geração elétrica em pequena escala (modulares) para consumidores integrados ou isolados, localizados perto do ponto de consumo final. Isto engloba os segmentos industrial, comercial e residencial. Localizando a GD a jusante na rede de distribuição de potência pode-se obter benefícios para consumidores e/ou para o próprio sistema de distribuição (caso esteja interligado à rede). Além disso, instalações de GD podem operar isoladas e serem utilizadas em uma ampla faixa de aplicações, para consumidores e locais onde plantas centralizadas poderiam ser impraticáveis.

Para entender como a GD se ajusta no mercado global de energia, é preciso olhar para a natureza do serviço (geração apenas de eletricidade ou geração de eletricidade e energia térmica - cogeração), a localização na rede e os benefícios aos usuários. Estes serviços, segundo GRI (1999), podem ser descritos como:

- Energia - abastecimento do quilowatt-hora de todo consumidor;
- Capacidade - satisfazendo as exigências de carga de pico do consumidor;
- Reserva - manutenção da capacidade adicional para flutuações e emergência;

- Confiabilidade - o resultado final do nível de investimento em instalações, empregos e administração;
- Qualidade da potência - suporte da voltagem, frequência e potência reativa;
- Serviços de 'back-up' e 'standby' - suporte para usuários com a capacidade de geração parcial.

Portanto, a fim de se avaliar estas questões no âmbito geral da geração distribuída, a seguir é apresentado uma relação das principais oportunidades e barreiras da geração distribuída.

4.2 – OPORTUNIDADES

- **Postergação de investimentos,**

Quando ocorre um aumento da carga em um sistema de distribuição, eventualmente chega-se a um ponto onde esta carga ultrapassa a capacidade de um ou mais componentes do sistema, como por exemplo, um transformador ou alimentador. Uma forma tradicional de resolver este problema é instalando novos equipamentos para aliviar a sobrecarga. O não investimento em atualização ou adequação do sistema aumenta o risco de falhas em componentes devido ao stress da sobrecarga, comprometendo a confiabilidade do sistema e aumentando o custo de operação e manutenção.

A curva de duração de carga é uma ferramenta de análise usada para descrever a quantidade de tempo (em porcentagem) durante o ano na qual a carga de um sistema está acima de uma fração dada do seu valor máximo (valor de pico). A Figura 4.1 mostra uma curva de duração de carga típica para sistemas de distribuição. Visto que as curvas de duração de carga são normalizadas para o pico durante o ano, a curva começa em 100% declinando de forma constante até chegar ao ponto de carga mínima na direita da curva. Em qualquer ponto entre os dois extremos, a curva de duração de carga mostra a necessidade de atender à carga em relação à demanda de pico. Por exemplo, para um sistema típico de distribuição com uma mescla de cargas residenciais, comerciais e industriais (a curva cheia na Figura 4.1), a carga total excederá 70% do seu pico somente durante 10% do ano, ou por cerca de 900 horas.

A carga excederá 80% do pico apenas durante 3% do ano, cerca de 260 horas. Apesar dos picos extremos não serem eventos frequentes, o sistema de transmissão e

distribuição é projetado especificamente para atender a estes picos, e deste modo, o aumento do carregamento de pico determina quando serão necessárias ações para prevenir sobrecarga do sistema durante os picos.

A curva tracejada na Figura 4.1 descreve as características da duração de carga de um alimentador que é basicamente residencial e comercial com uma componente mínima de industrial. O perfil de carga deste alimentador é caracterizado por uma expressiva componente de carga devido ao uso de ar condicionado durante o verão. Para esta curva, 70% da carga corresponde a cerca de 2% do ano (175 horas), e 80% da carga a menos de 1% do ano (cerca de 80 horas).

A análise da duração das cargas em um alimentador mostra o quanto a geração distribuída pode ser usada para reduzir picos de demanda em alimentadores da distribuição, e quantas horas de operação no pico seriam necessárias.

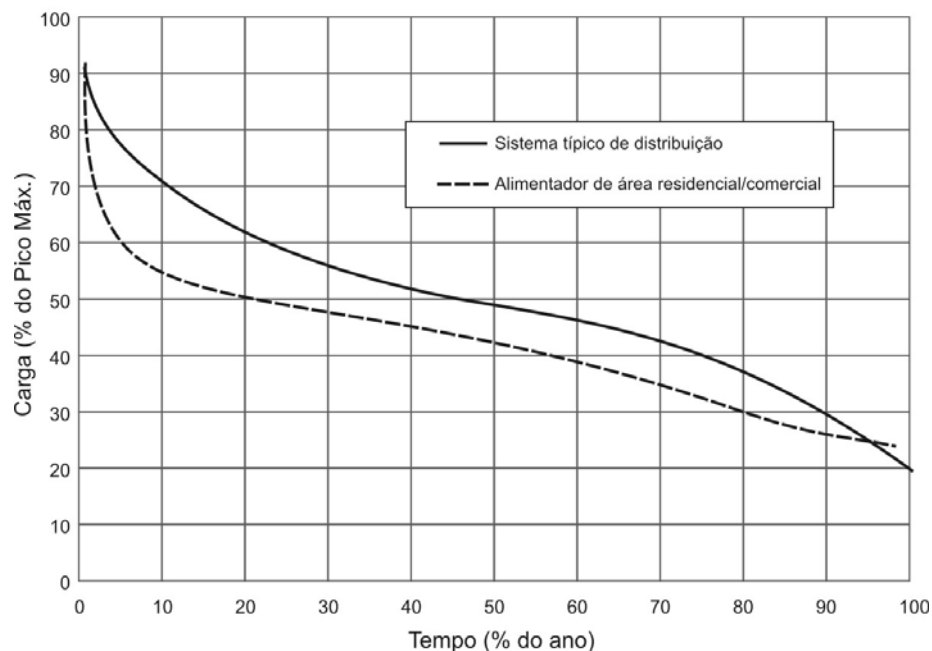


Figura 4.1 – Curva de Duração de Carga. (Public Utility Commission of Texas, 2001)

Estas curvas ilustram claramente o potencial do uso da GD para redução no pico de demanda permitindo-se postergar ou até mesmo evitar investimentos em transmissão e distribuição. Quando as cargas aumentam acima da capacidade do sistema de distribuição, para atenuar os picos, pequenas quantidades de GD operando algumas horas por ano, poderiam "ceifar" o topo da curva ao atender a demanda no ponto de uso ao invés de contar com a potência transmitida através do sistema. Para ambas as curvas na Figura 4.1, e

assumindo que a carga de pico do alimentador é, por exemplo, 10MW, significaria, que 1MW de GD operando menos de 100 horas por ano poderia prover alívio para os alimentadores das cargas durante o tempo em que estivessem sob situações severas de carregamento.

Percebemos então, que a conexão de GD em pontos definidos através de estudos técnicos, possibilita um alívio do carregamento do sistema, permitindo à concessionária postergar investimentos para compra de novos equipamentos e construção de subestações e alimentadores.

Segundo DPCA (2005), o potencial de economia nos sistemas de transmissão e distribuição com a implementação de GD é de 1,60 a 60,27 US\$ *economizado* / MWh *produzido* devido à postergação de subestações.

- **Redução de perdas**

Quando a energia é transmitida através dos sistemas de transmissão e distribuição, ocorrem perdas devido à impedância de alimentadores e transformadores. Essas perdas são, tipicamente, da ordem de 4 a 7% da potência total transmitida (Public Utility Commission of Texas, 2001); que é, a quantidade de energia perdida, pelo "trânsito" desta energia da geração até as cargas. Esta perda indica uma quantidade de energia que é gerada, mas não se transforma em receita para a concessionária.

As perdas podem ser significativas sob condições de sobrecarga. A concessionária é forçada a repassar o custo das perdas para todos os consumidores na forma de aumento de tarifa. Com a inclusão da GD, as perdas na distribuição podem ser reduzidas. Obviamente a redução das perdas se deve à redução do fluxo de potência resultante da introdução da GD.

Segundo DPCA (2005), o potencial de economia nos sistemas de transmissão e distribuição com a implementação de GD é de 2,34 a 3,14 US\$ *economizado* / MWh *produzido* devido à redução das perdas no sistema.

Em estudos feitos por CHIRADEJA e RAMAKUMAR (2004) foram analisadas, entre outras características, a influência da GD na redução das perdas de um sistema. Os resultados são mostrados de forma resumida a seguir.

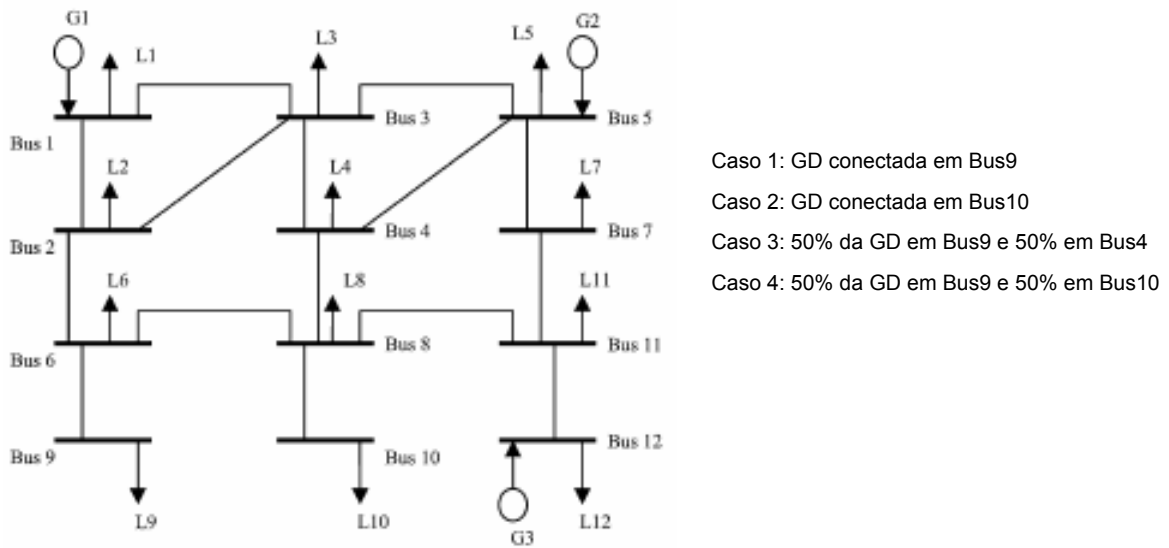


Figura 4.2 – Diagrama unifilar do sistema em estudo. CHIRADEJA e RAMAKUMAR (2004)

Resultado:

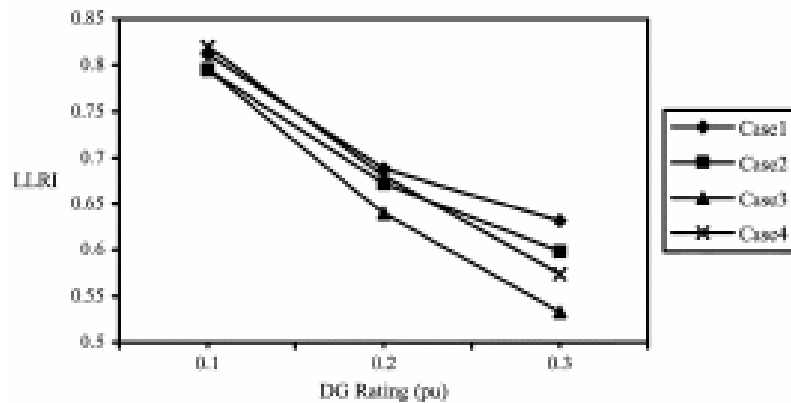


Figura 4.3 – Variação do índice de redução de perdas com o nível de GD. CHIRADEJA e RAMAKUMAR (2004)

Onde LLRI é a razão das perdas totais do sistema com GD pelas perdas totais do sistema sem GD.

Considerando agora um sistema radial.

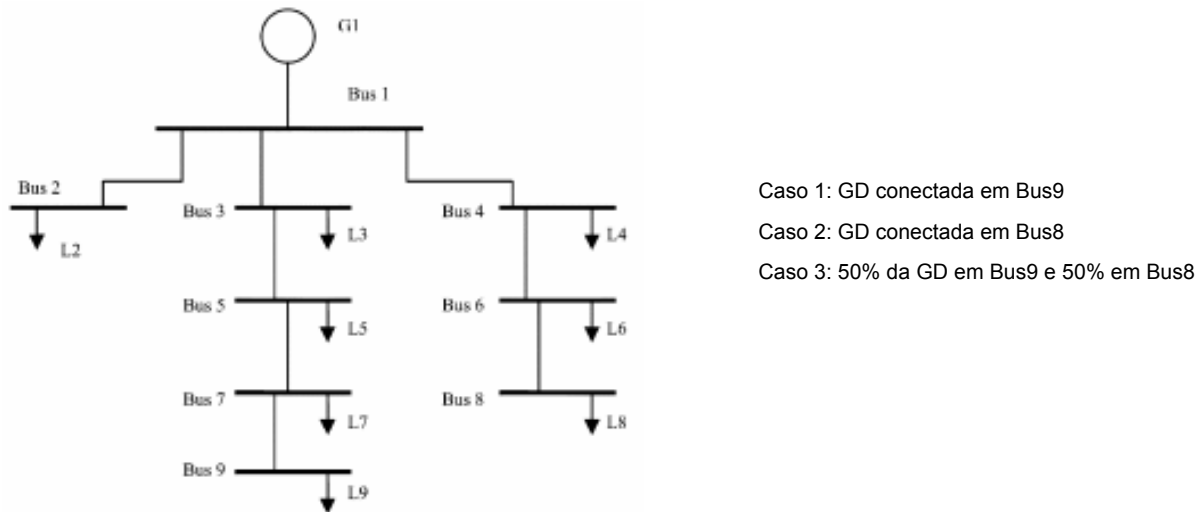


Figura 4.4 – Diagrama unifilar do sistema radial. CHIRADEJA e RAMAKUMAR (2004)

Resultado:

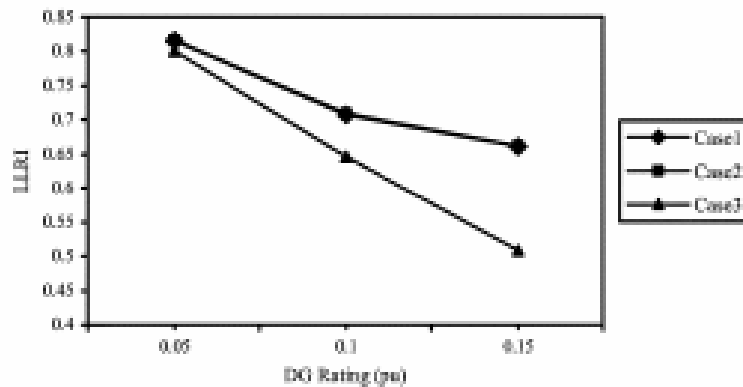


Figura 4.5 - Variação do índice de redução de perdas com o nível de GD. CHIRADEJA e RAMAKUMAR (2004)

Os resultados mostram que a GD reduz significativamente as perdas elétricas no sistema (ver também Cap. 5). Isto porque a GD gera energia localmente, evitando o uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

- **Confiabilidade**

Em termos de confiabilidade, as contribuições da GD devem ser consideradas, pelo menos, em três pontos de vista (Cowart, 2001):

- o ponto de vista de clientes individuais;
- de um grupo de clientes e sua companhia local de distribuição; e
- o mercado como um todo e operadores do sistema.

Destaca-se algumas formas pelas quais a GD pode exercer uma influência efetiva em questões relativas à confiabilidade:

Aumentando a qualidade da energia e assegurando fornecimento sem interrupções:

A GD pode contribuir para a melhoria na qualidade da energia em áreas congestionadas, no final de linha de trechos longos, e em locais onde uma alta qualidade de energia é exigida; e pode também prover capacidade de geração local sob o controle de clientes que demandam serviço ininterrupto.

Clientes que instalam a GD no seu lado do medidor, usualmente o fazem por uma combinação de três razões: redução de custos, aumento na qualidade da energia e maior confiabilidade.

Um dos motivos de redução de custos são os altos valores da energia para demanda e horários de ponta.

A GD pode desempenhar também um papel importante no caso de interrupções devido acidentes naturais, evitando longos períodos sem fornecimento de energia. A Figura 4.6 demonstra como a GD pode minimizar tais problemas, os consumidores localizados a jusante do ponto de conexão da GD seriam normalmente atendidos pela fonte geradora representada na figura.

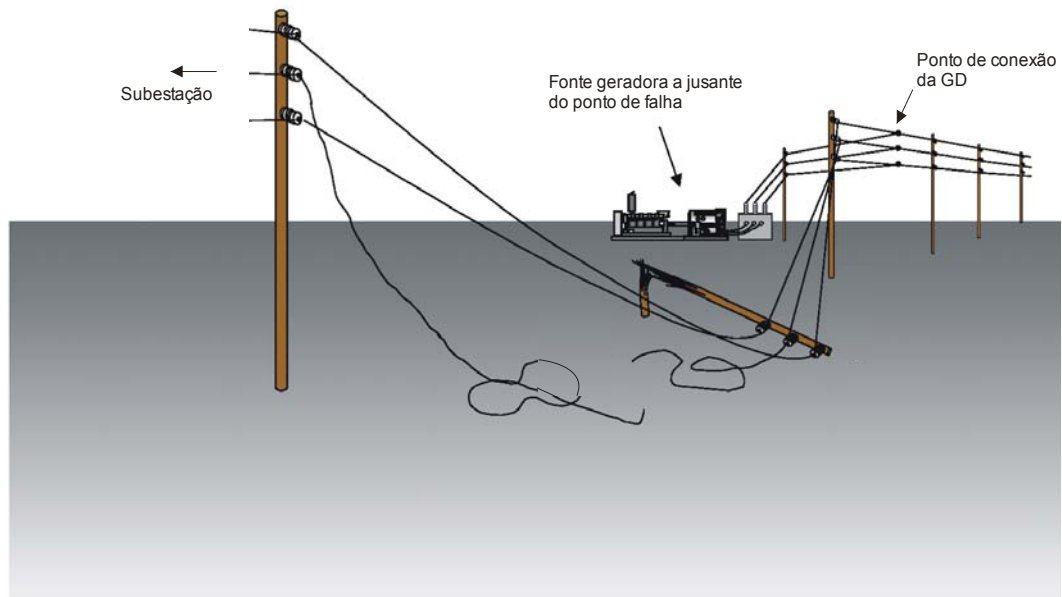


Figura 4.6 – Exemplo de como a GD pode minimizar problemas de interrupções no fornecimento de energia devido a acidentes naturais.

Aliviando a sobrecarga na distribuição e o congestionamento na transmissão:

A GD pode proporcionar alívio para sistemas de distribuição e transmissão em condições de sobrecarga ou congestionamento, reduzindo investimentos e contribuindo para o aumento na versatilidade dos sistemas de transmissão.

A manutenção e atualização do sistema de distribuição tem um custo significativo para as concessionárias, e a falha em se proceder esta atualização de acordo com o aumento da carga pode prejudicar seriamente a confiabilidade do sistema (Cowart, 2001).

- **Atendimento à comunidades isoladas**

Comunidades localizadas em áreas remotas ou isoladas, onde se torna difícil a construção e acesso de linhas de transmissão ou distribuição, podem ser beneficiadas pela geração distribuída, já que esta se localiza próximo à carga, não dependendo destes sistemas. A Figura 4.7 mostra o número de domicílio rurais sem energia nos diversos estados brasileiros, que são possíveis beneficiários do crescimento da GD, mostrando sua potencialidade de contribuição no atendimento à Lei de Universalização (Lei 10.438, 2002).

Outra contribuição diz respeito à pequenas cargas localizadas em pontos distantes do sistema de distribuição que sofrem problemas de queda de tensão, a GD contribuiria com a melhoria do perfil de tensão nestes pontos.

Segundo COELHO (2002), nas regiões isoladas localizadas ao Norte do Brasil que, em geral, apresentam o extrativismo ou a agricultura de subsistência como principal atividade econômica, podem ser empregados os resíduos derivados de tais atividades para a produção de energia, visando o atendimento da comunidade local. Já existem projetos nos Estados do Pará (Município de Moju) e Amazonas (Reserva Extrativista do Médio Juruá, Comunidade do Roque) empregando óleo de palma para esta finalidade. Apesar do elevado preço dos óleos vegetais - função das outras opções de utilização, mais nobres do que a geração de energia - esta aparece como uma possibilidade para comunidades isoladas que não têm a oportunidade de venda do óleo para estas finalidades. Além disso, para estas comunidades, fica extremamente elevado o custo final do óleo diesel (quando incluídos os custos de transporte, na maior parte das vezes em viagens de barco com duração de vários dias), acabando por tornar viável o uso do óleo vegetal produzido localmente.

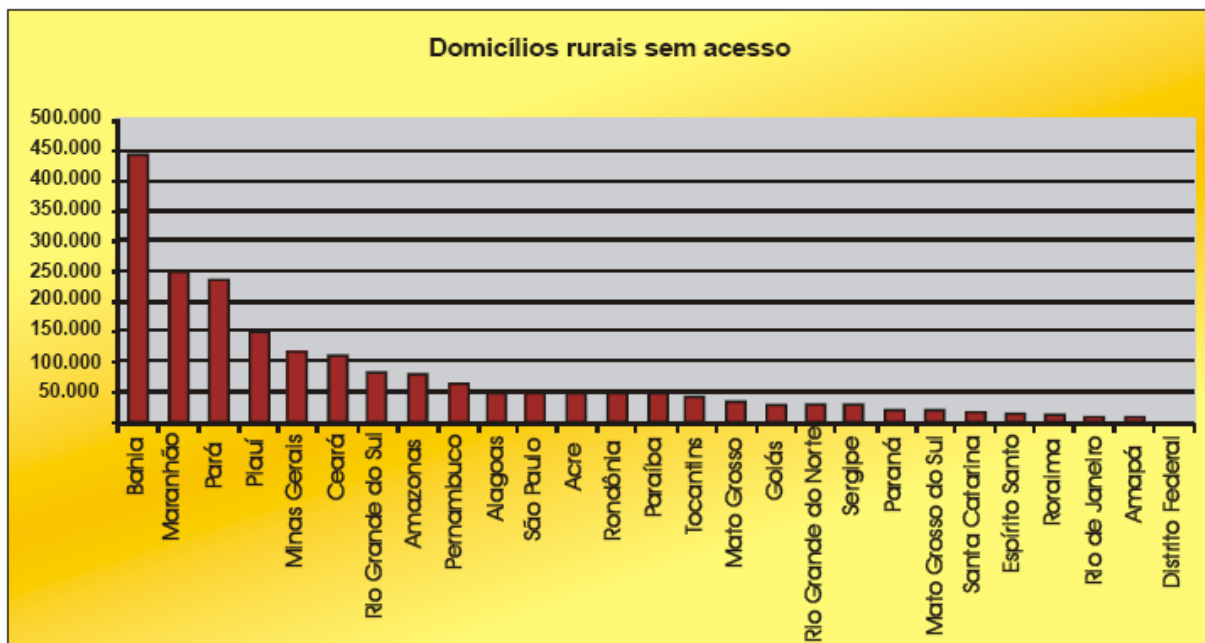


Figura 4.7 - Números absolutos de exclusão elétrica rural por Estado da Federação (MME, 2005)

- **Novas opções de negócio**

Segundo SCHELEDER (1998), existe um mercado potencial representado por 3 milhões de propriedades rurais e mais de 100.000 comunidades não atendidas por eletricidade, com população média estimada em 150 habitantes por localidade, que não dispõem da energia necessária ao efetivo atendimento de suas demandas básicas. Este quadro requereria para o seu completo atendimento, a instalação de 15 a 20 mil MW de energia elétrica, com um investimento estimado em R\$ 25 bilhões. Com essa ordem de grandeza, o mercado potencial do meio rural e das regiões isoladas brasileiras seria

comparável à expansão prevista para os sistemas elétricos convencionais interligados nos próximos 10 anos. Ainda segundo o autor, as oportunidades de negócios decorrentes dessas necessidades energéticas representariam um mercado invisível para os agentes econômicos tradicionais que operam no setor energético nacional, historicamente voltados para os grandes projetos e para as grandes concentrações de consumo.

Para HOLLANDA (2002), do ponto de vista da distribuidora, as oportunidades para explorar novos nichos de mercado são: vender energia com qualidade mais alta da que é obrigada por contrato; desenvolver e/ou operar sistemas de co-geração junto aos consumidores; montar novos negócios de energia mais eficientes como o frio distrital, reduzir os contratos de "aluguel de linha" para trazer a ponta de longas distâncias; etc.

Destaca-se ainda:

- Comercialização de novas tecnologias.
- Crescimento do mercado de comercialização e distribuição de combustíveis utilizados.

A Tabela 4.1 mostra dados da DPCA para novos negócios.

Tabela 4.1 - Oportunidades para novos negócios. DPCA (2005)

Valores propostos para Cogeração	Até US\$8,40 / MWh
Aumento da confiabilidade	Acima US\$10,00 / MWh

- **Redução de áreas alagadas**

O aumento na parcela de energia gerada localmente por GD contribuiria para atender eventuais aumentos na demanda, evitando a necessidade de construção de novas usinas, reduzindo assim o impacto ambiental e social relativo à grandes áreas alagadas.

- **Nível de tensão**

Manter níveis adequados de tensão no sistema é essencial para o bom funcionamento, eficiência e satisfação do consumidor.

Circuitos longos com cargas concentradas nos extremos podem apresentar queda de tensão significativa. A inserção de GD no local apropriado contribui para melhorar o perfil de tensão (ver Figura 4.8), elevando-a nos trechos em que apresentam-se fora dos limites permitidos (ver Cap. 5).

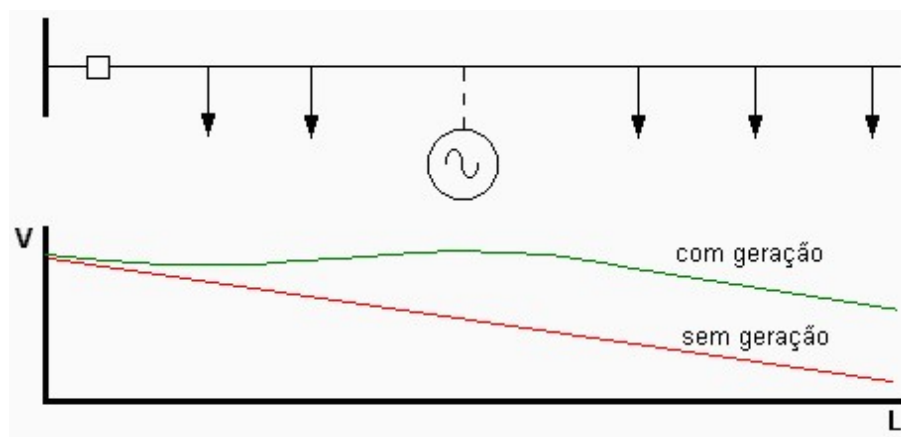


Figura 4.8 – Exemplo da influência da GD no perfil de tensão de um alimentador da distribuição. (BORTONI, 2002)

- **Micro-redes**

Uma visão atualmente discutida é o conceito de micro-redes, que consiste em um grupo de cargas e unidades de GD operando para aumentar a confiabilidade e a qualidade do sistema de forma controlada (ZAREIPOUR, 2004). Para os consumidores, as micro-redes oferecem uma forma confiável para o fornecimento de energia e calor (ver Figura 4.7). Para o sistema como um todo, as micro-redes podem ser despachadas e podem responder rapidamente aos comandos do operador do sistema. Isto traz uma segurança maior ao sistema, contribuindo para mudanças na matriz energética.

Usando como exemplo ilustrativo a Figura 4.7 podemos analisar como se comportaria a micro-rede para o caso de uma falta no ponto F. Nesta situação, o disjuntor da subestação abriria e o fornecimento de energia seria interrompido. Para o caso da micro-rede, no momento da falta o disjuntor abriria e a religadora também, a seguir a geração G seria acionada para suprir a região denominada "Área ilhada". Enquanto persistir a falta a geração G continuaria atendendo à demanda da área demarcada pela linha pontilhada. No momento em que a falta for solucionada e o fornecimento via subestação puder ser restabelecido, a fonte geradora G sairia de operação restabelecendo o atendimento via subestação através da operação da religadora.

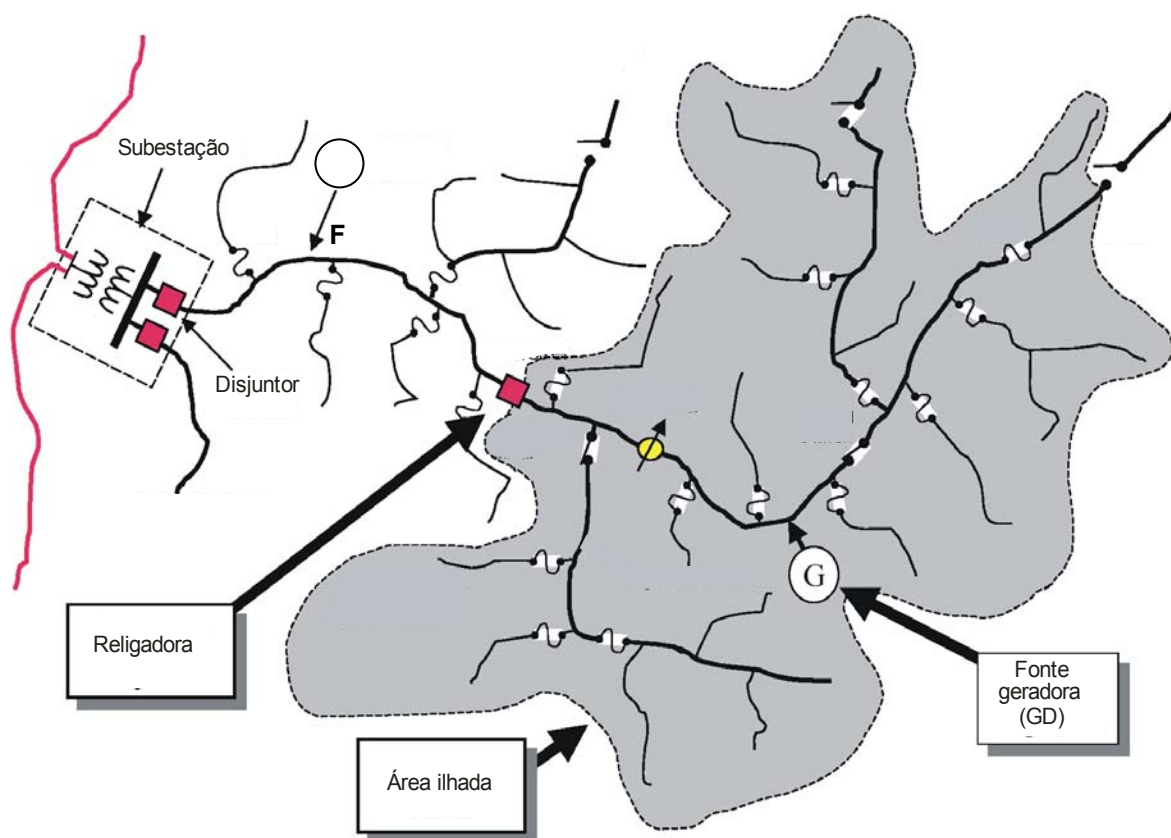


Figura 4.9 - Exemplo de Micro-rede

- **Aumento da eficiência de uso do combustível:**

A vantagem da cogeração é a alta eficiência de conversão em energia útil: até 85% da energia do gás natural (ou mais em casos especiais), levando a uma considerável economia de energia primária. Dependendo das necessidades relativas de calor e eletricidade, o cogador pode produzir excedentes de eletricidade e, neste caso, vender ao sistema ao qual está conectado, proporcionando, desta forma, uma receita adicional e, para o setor elétrico, pode desempenhar um papel importante para regularizar o sistema, se houver sinalização de preço adequado.

4.3 - BARREIRAS

- **Questões regulatórias**

Talvez este seja um dos maiores desafios para a GD atualmente. Os procedimentos de conexão não estão normalizados e a falta de normas impede a padronização, deixando os clientes à mercê de normas específicas de cada concessionária.

Segundo ROMAGNOLI (2005), questões como padrões técnicos de conexão e atendimento, principalmente para a rede de distribuição, estão ainda pouco explicitados na legislação brasileira. O que se possui disponível no momento é a Resolução ANEEL nº 281 de 01 de outubro de 1999, com algumas alterações, que, no entanto, são insuficientes em relação à divisão de responsabilidades quando o acesso se dá na rede de distribuição. O ONS possui regras definidas para o acesso à rede básica, denominadas Procedimentos de Rede, que definem as responsabilidades de cada agente no acesso a estas. No entanto, a maioria dos empreendimentos de GD, devido ao seu porte, tem sua instalação viabilizada para tensões inferiores 230 kV, que é a tensão mínima para a rede básica. (BRIGHENTI, 2003)

Desta forma, a eles não se aplicam os Procedimentos de Rede, já consolidados, mas sim uma variedade de requisitos técnicos e operacionais definidos pela proprietária da rede de distribuição local, requisitos estes até o momento sem padronização regulamentar.

- **Custo das tecnologias**

O alto custo das tecnologias utilizadas na GD se apresenta como um dos fatores que impossibilitam um maior crescimento no mercado, desestimulando os investidores do setor. O emprego de turbinas a gás no Brasil ainda apresenta um alto custo de investimento, bem como o emprego de tecnologias emergentes como as células combustíveis. Também há de se mencionar a dificuldade, por parte das empresas de pequeno porte, de obtenção de financiamentos para a aquisição de equipamentos. O custo da eletricidade gerada com o sistema de geração distribuída ainda é alto se comparado com o das distribuidoras, o que desestimula os investimentos na mesma. Também há que se considerar que algumas das tecnologias são importadas sendo o custo de manutenção elevado, devido à necessidade de ser realizada por técnicos do fabricante (ver Cap.2).

- **Níveis de consumo atuais de energia**

O nível de produção de energia está, atualmente, atendendo à demanda solicitada pelo sistema elétrico, com folga (Fig. 4.10). Este fato contribui para desestimular a entrada de novas alternativas para a geração de energia elétrica.

Conforme projeção representada na Figura 4.10, este cenário poderá mudar dentro de 4 a 5 anos, quando a oferta deverá ser maior que a demanda. Neste cenário, a GD poderá ganhar mais força e estímulo para crescer dentro do mercado de geração de energia elétrica.

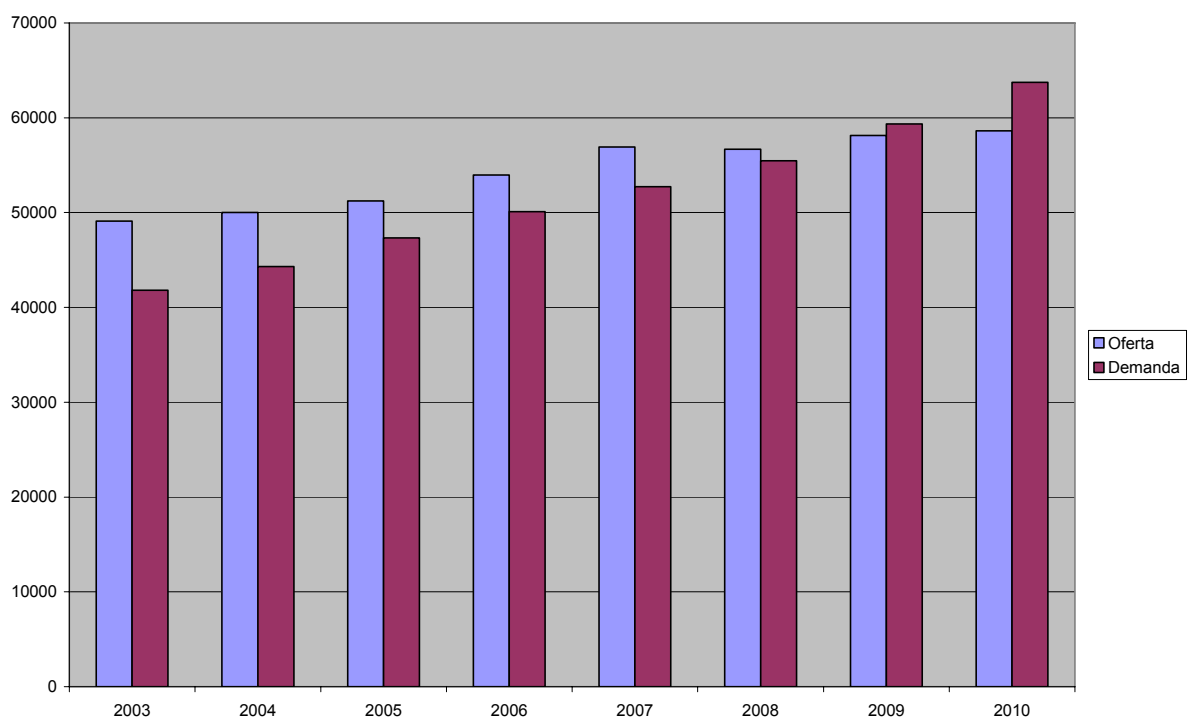


Figura 4.10 - Projeção de Oferta/Demanda de Energia Elétrica para o Brasil (ONS, ANEEL, 2005)

- **Procedimentos de operação e proteção**

O planejamento da operação apresenta maiores dificuldades operativas devido à fluxos de energia bidirecionais. Maiores dificuldades operativas surgem com os novos arranjos (recomposição com re-sincronização, restrições de religamento durante manutenções) (WILLIS & SCOTT, 2000).

Como o sistema de distribuição é essencialmente radial, a inserção de geradores poderia mudar esta configuração, migrando para um sistema em anel. A proteção convencional largamente utilizada não é adequada para detectar fluxo bidirecional de

potência e outras condições provenientes desta reconfiguração do sistema. Portanto, toda a proteção deverá ser reconfigurada para esta nova condição.

Muitas concessionárias não estão preparadas para conectar unidades de GD, devido à falta de estudos sobre o impacto desta interconexão na rede e também por falta de adequação técnica do sistema (o mesmo não foi concebido para a GD). Como exemplo, uma grande quantidade de conexões implica em um aumento considerável do fluxo de potência na rede e da contribuição na potência de curto-circuito (ver Cap. 5).

- **Custo do combustível**

Uma das principais barreiras quanto à viabilidade econômica para a implementação da cogeração ainda é o alto preço do gás natural e do GLP. Estudos de sensibilidade mostraram que uma redução na tarifa de gás na ordem de 30% reduziria o prazo de retorno em mais de 50% (P&D B08, 2004).

- **Tarifas**

Considerando a questão tarifária faz-se necessária também uma forte regulação das tarifas vigentes para interconexão aos sistemas de transmissão e distribuição, de modo a assegurar sua modicidade. Como barreiras tarifárias à GD pode-se citar as distorções econômicas como a questão dos subsídios cruzados existentes entre os grupos tarifários das concessionárias, as diferenças demasiadamente pronunciadas entre as tarifas nos diferentes postos tarifários (ponta e fora de ponta) e o fato das tarifas do gás serem desacopladas economicamente das tarifas de eletricidade. (ROMAGNOLI, 2005)

- **Emissões de poluentes**

Constituem Padrões de Emissão os limites máximos de emissão permissíveis de serem lançados na atmosfera por fontes estacionárias potencialmente poluidoras. Dessa forma, a autoprodução conjunta de energia elétrica e térmica a partir da queima de combustíveis em turbinas a gás e motores alternativos geram poluentes e podem vir a necessitar de licenciamento ambiental, com suas implicações quanto ao tempo e ao custo. Também há de se mencionar que em alguns casos pode haver a necessidade de implantação de sistemas de controle, que irão impactar na viabilidade do empreendimento. No caso de aplicações com gás natural e GLP este aspecto é bastante minimizado, pois o mesmo é considerado um combustível com baixo impacto ambiental.

- **Poluição sonora**

A instalação de uma central de cogeração com turbinas a gás ou motores alternativos pode provocar, de forma continuada, ruído que perturba os moradores da região. Quando ultrapassado o valor legal, medido em decibéis, será necessária a instalação de sistemas de atenuação do ruído.

- **Rede de distribuição de gás natural**

Como o gás canalizado ainda não está disseminado por todas as regiões brasileiras, a sua utilização pode ser limitada. Para o caso do GLP isto não ocorre pois, sua venda é feita em botijões e tanques.

- **Pouco conhecimento da tecnologia de cogeração**

Necessidade de desenvolvimento de recursos humanos e tecnológicos: estimular a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias de cogeração e oportunidades de formação de recursos humanos, motivando e atraindo universidades e institutos de pesquisas. “Marketing” sobre a tecnologia. Um questionário aplicado a mais de 800 estabelecimentos mostrou que no setor industrial e comercial existe ainda pouca informação sobre a GD e cogeração.

CAPÍTULO 5 – ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO-CIRCUITO APÓS INSERÇÃO DE GD

Não há dúvidas de que uma das alternativas para atendimento do crescimento da demanda de energia elétrica é a utilização da GD. Contudo, é necessário estudar, mensurar e avaliar o impacto, ou impactos, que esta nova parcela de geração pode causar no sistema elétrico, de forma que a GD se estabeleça como solução, viável, do ponto de vista técnico.

Para que a viabilidade técnica seja comprovada, é necessário buscar subsídios para análise a partir de estudos que demonstrem os efeitos causados pela GD no sistema. Entre tantos estudos que podem ser feitos, dois serão considerados neste texto: fluxo de potência e curto-circuito.

Neste capítulo apresenta-se os resultados dos estudos de fluxo de potência e curto-circuito, feitos no alimentador GUL-115 do sistema de distribuição da Companhia Bandeirante Energia S.A.

5.1 – DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O alimentador GUL-115 passa ao lado do aeroporto de Cumbica em Guarulhos, estado de São Paulo e alimenta alguns bairros localizados logo após o aeroporto. Com o aumento da demanda, o alimentador alcançou sua capacidade limite. Estes estudos analisam, do ponto de vista técnico, a possibilidade de utilização da capacidade emergencial do aeroporto, que consiste em 4 máquinas de 3 MVA cada, para geração de energia em regime contínuo para atender a demanda, aliviando assim o alimentador naquele trecho. Não foram consideradas neste estudo, as questões relativas à viabilidade comercial.

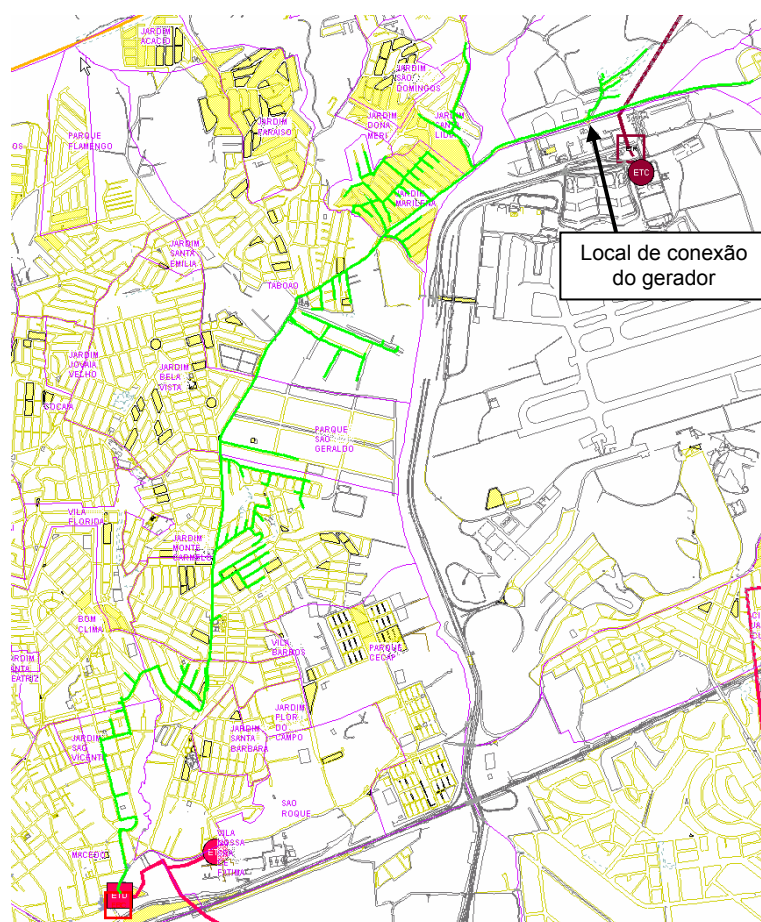


Figura 5.1 – Representação do sistema estudado.

Dados do Sistema Alimentador

Fontes (SE): $P = 6919,82 \text{ kW}$ e $Q = 2191,75 \text{ kvar}$

Fator de Potência = 0,9533

Comprimento Total do Alimentador = 8070 m

Tipo de Condutor: CA 336,4

Dados do Gerador (a ser conectado): 3 MVA – 13,8 kV

Perfil de Correntes no Alimentador

A Figura 5.2 representa o perfil de correntes do alimentador GUL-115. Estes dados foram fornecidos pela concessionária.

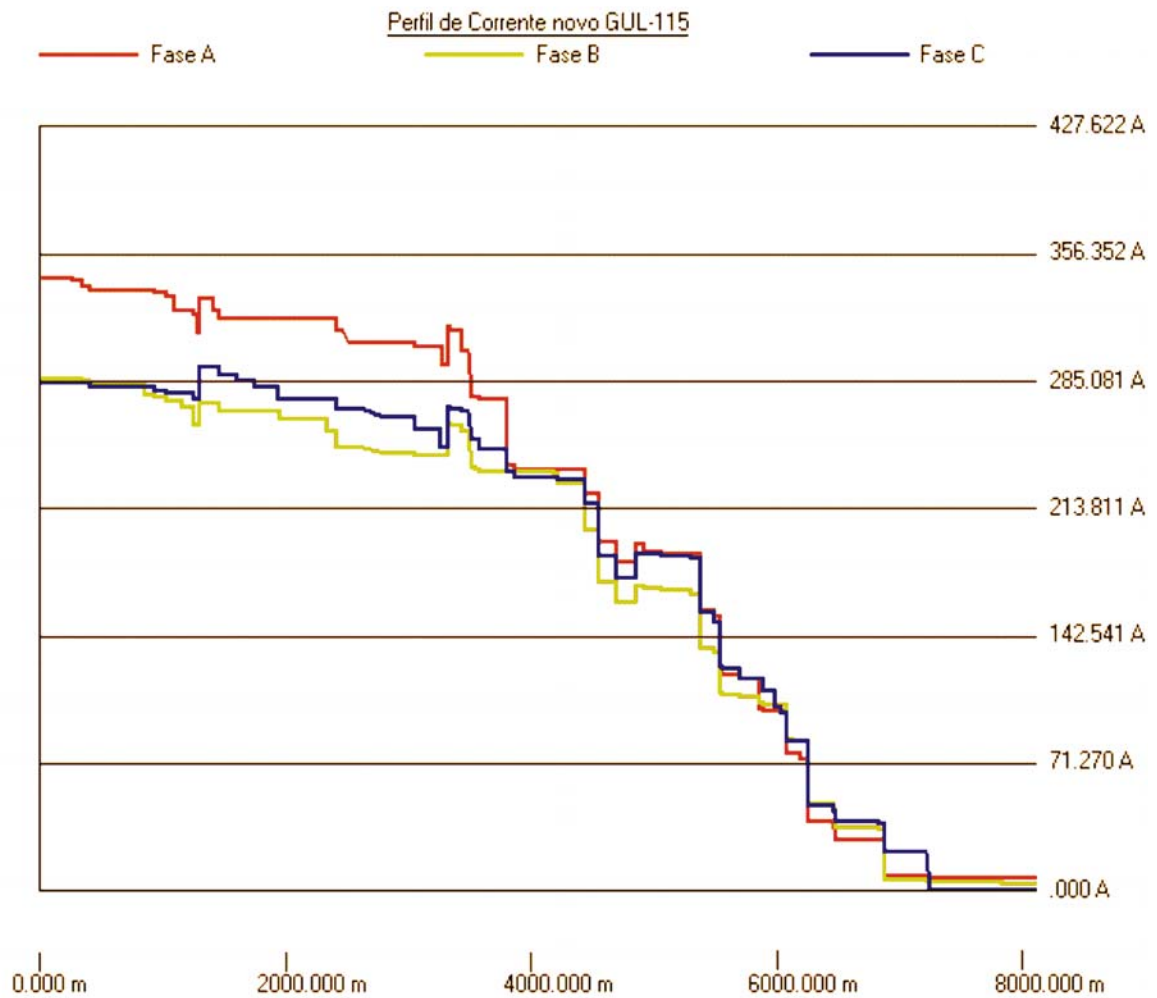


Figura 5.2 – Perfil de Correntes do Alimentador GUL-115. (SIT, 2005)

Perfil de Tensões no Alimentador

A Figura 5.3 representa o perfil de tensões do alimentador GUL-115. Estes dados também foram fornecidos pela concessionária.

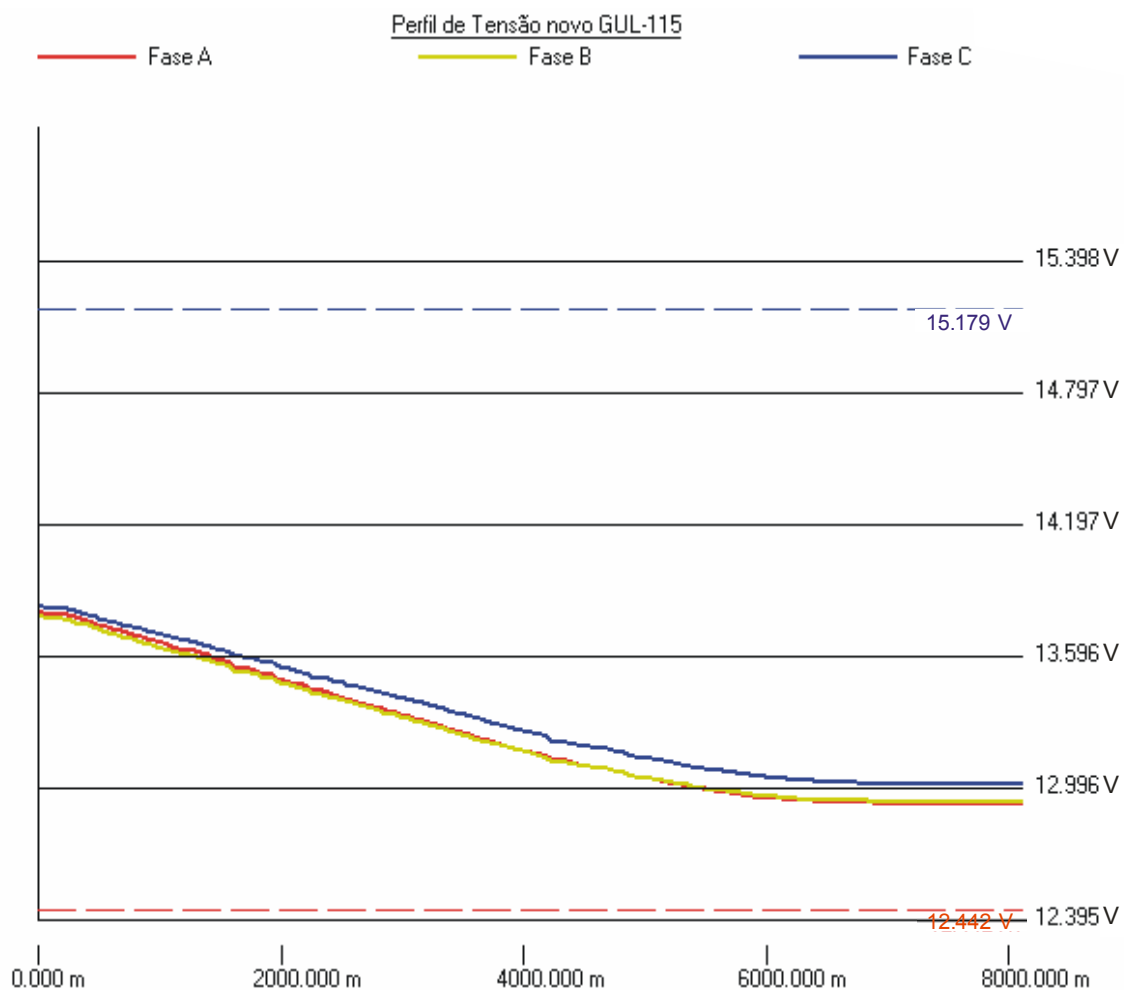


Figura 5.3 – Perfil de Tensões do Alimentador GUL-115. (SIT, 2005)

Através dos perfis de corrente e tensão, mostrados anteriormente, pode-se desenvolver um diagrama unifilar para o referido alimentador, conforme descreve a Figura 5.4:

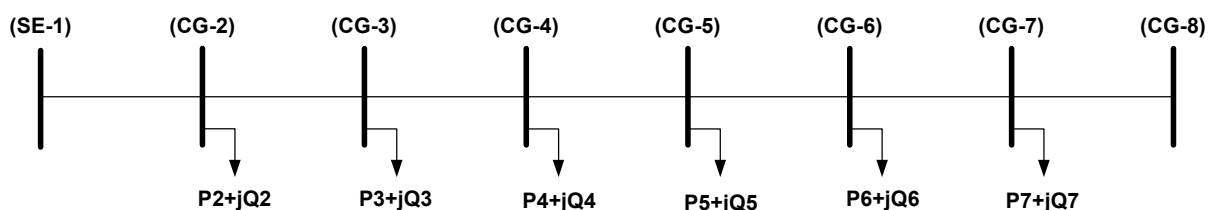


Figura 5.4 – Diagrama Unifilar do Alimentador GUL-115.

Observando os dados dos perfis de corrente e tensão, e o diagrama unifilar anterior, onde foram considerados 6 barramentos equivalentes às cargas da região e ainda a barra correspondente à fonte de alimentação (SE-1), é possível obter os valores apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Carregamentos da Área.

Barramento	P [kW]	Q [kvar]
CG-2	870	275
CG-3	800	255
CG-4	1160	370
CG-5	1260	400
CG-6	470	150
CG-7	2170	690
Total da Área	6730	2140

As distâncias consideradas entre os barramentos da Figura 5.4 são apresentadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Distâncias Entre os Barramentos.

Trecho	Distância [m]
SE-1 a CG-2	1000
CG-2 a CG-3	3000
CG-3 a CG-4	1000
CG-4 a CG-5	500
CG-5 a CG-6	500
CG-6 a CG-7	1000
CG-7 a CG-8	1000

Considerando como condutor o cabo CA 336,4 e admitindo as distâncias da Tabela 5.2, são definidos os seguintes parâmetros para os diversos trechos do alimentador:

Tabela 5.3 – Parâmetros dos Trechos de Linha

Trecho	R %	X %	Q [kvar]
SE-1 a CG-2	10,0	26,1	62,92
CG-2 a CG-3	30,0	78,3	188,76
CG-3 a CG-4	10,0	26,1	62,92
CG-4 a CG-5	5,0	13,1	31,46
CG-5 a CG-6	5,0	13,1	31,46
CG-6 a CG-7	10,0	26,1	62,92
CG-7 a CG-8	10,0	26,1	62,92

Para o condutor CA 336,4 foram considerados os seguintes dados básicos:

$$R = 10 \text{ %/km}$$

$$X = 26,1 \text{ %/km}$$

$$Q = 62,92 \text{ kvar/km}$$

5.2 - ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA

Simulação do Caso Base

Para o caso base tem-se a seguinte configuração do alimentador:

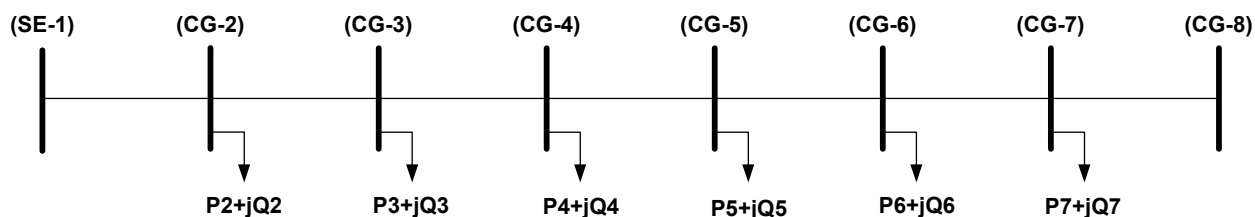


Figura 5.5 – Configuração Original do Alimentador GUL-115.

Através de simulação de fluxo de potência foram encontrados os seguintes resultados para a configuração original do sistema:

Tabela 5.4 – Resultados do Fluxo de Potência

Variáveis	Valores Obtidos
Potência Ativa da Fonte	7000 kW
Potência Reativa da Fonte	2300 kvar
Tensão na Barra da Fonte	13,80 kV ou 1,0 pu
Tensão na Barra CG-2	13,62 kV ou 0,9871 pu
Tensão na Barra CG-3	13,16 kV ou 0,9537 pu
Tensão na Barra CG-4	13,03 kV ou 0,9442 pu
Tensão na Barra CG-5	12,98 kV ou 0,9406 pu
Tensão na Barra CG-6	12,95 kV ou 0,9381 pu
Tensão na Barra CG-7	12,89 kV ou 0,9341 pu
Tensão na Barra CG-8	12,89 kV ou 0,9342 pu
Perdas Ativas Totais	229 kW
Perdas Reativas Totais	136 kvar

Simulações com Geração Distribuída

A análise a seguir contempla novas configurações para a região associada ao alimentador, admitindo a presença de unidades geradoras distribuídas (GD) conectadas na barra CG-7. Para tanto, são consideradas entre uma e quatro unidades geradoras de 3 MVA cada. As diversas configurações estudadas estão listadas na Tabela 5.5.

Na Tabela 5.5 considera-se:

GD<Carga: condição de despacho na GD inferior à carga da área. Nesta condição a área é também suprida pela SE-1.

GD=Carga: condição de despacho na GD igual à carga da área. Nesta condição a carga da área é suprida pela GD, podendo haver ilhamento ou não.

GD>Carga: condição de despacho na GD superior à carga da área. Neste cenário a carga da área é suprida pela GD e o excedente é enviado à SE-1.

Tabela 5.5 – Configurações Estudadas.

Casos	Configurações	Número de Máquinas
1	Caso Original	Sem GD
2	Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD<Carga)	1
3	Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD<Carga)	2
4	Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD=Carga)	3
5	Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD>Carga)	3
6	Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD>Carga)	4
7	Com GD na Barra CG-7 e Área Toda Ilhada (GD=Carga)	3

Caso 2 - Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD<Carga) – 1 máquina

A Figura 5.6 apresenta a configuração considerada.

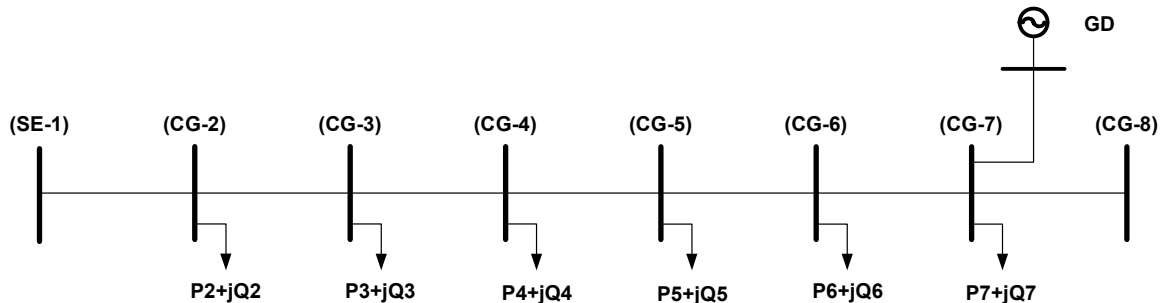


Figura 5.6 – Configuração com GD na Barra CG-7.

Através de simulação de fluxo de potência foram encontrados os seguintes resultados para a presente configuração do sistema:

Tabela 5.6 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 2.

Variáveis	Valores Obtidos
Potência Ativa da Fonte	4100 kW
Potência Reativa da Fonte	400 kvar
Potência Ativa da GD	2700 kW
Potência Reativa da GD	1400 kvar
Tensão na Barra da Fonte	13,8 kV ou 1,0 pu
Tensão na Barra CG-2	13,73 kV ou 0,9949 pu
Tensão na Barra CG-3	13,58 kV ou 0,9838 pu
Tensão na Barra CG-4	13,54 kV ou 0,9814 pu
Tensão na Barra CG-5	13,54 kV ou 0,9813 pu
Tensão na Barra CG-6	13,56 kV ou 0,9823 pu
Tensão na Barra CG-7	13,59 kV ou 0,985 pu
Tensão na Barra CG-8	13,59 kV ou 0,985 pu
Perdas Ativas Totais	56 kW
Perdas Reativas Totais	-344 kvar

Caso 3 - Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD<Carga) – 2 máquinas

A Figura 5.7 apresenta a configuração considerada.

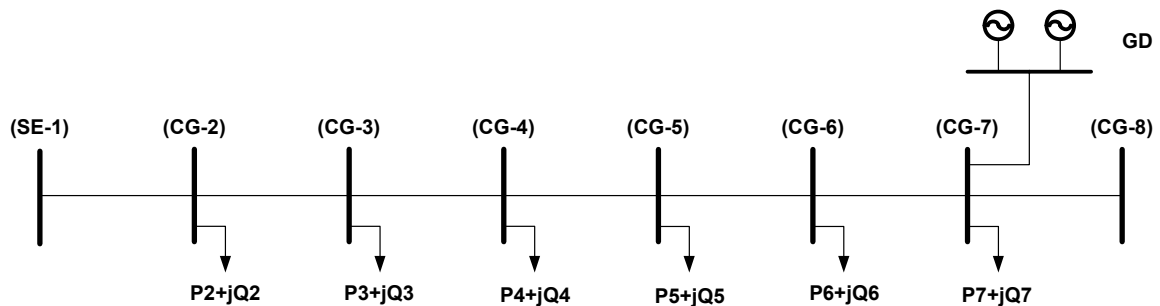


Figura 5.7 – Configuração com GD na Barra CG-7.

Através de simulação de fluxo de potência foram encontrados os seguintes resultados para a presente configuração do sistema:

Tabela 5.7 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 3.

Variáveis	Valores Obtidos
Potência Ativa da Fonte	1300 kW
Potência Reativa da Fonte	500 kvar
Potência Ativa da GD	5400 kW
Potência Reativa da GD	1200 kvar
Tensão na Barra da Fonte	13,8 kV ou 1,0 pu
Tensão na Barra CG-2	13,76 kV ou 0,9972 pu
Tensão na Barra CG-3	13,70 kV ou 0,9927 pu
Tensão na Barra CG-4	13,70 kV ou 0,9924 pu
Tensão na Barra CG-5	13,71 kV ou 0,9932 pu
Tensão na Barra CG-6	13,73 kV ou 0,9952 pu
Tensão na Barra CG-7	13,8 kV ou 0,9999 pu
Tensão na Barra CG-8	13,8 kV ou 1,0 pu
Perdas Ativas Totais	20 kW
Perdas Reativas Totais	-448 kvar

Caso 4 - Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD=Carga) – 3 máquinas

A Figura 5.8 apresenta a configuração considerada.

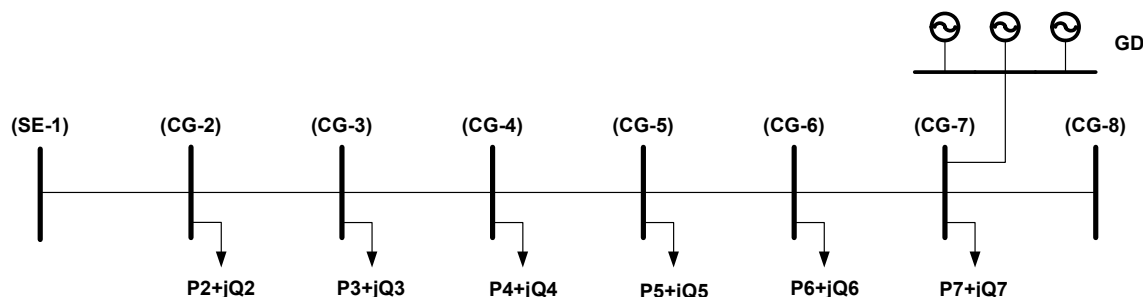


Figura 5.8 – Configuração com GD na Barra CG-7.

Através de simulação de fluxo de potência foram encontrados os seguintes resultados para a presente configuração do sistema:

Tabela 5.8 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 4.

Variáveis	Valores Obtidos
Potência Ativa da Fonte	-200 kW
Potência Reativa da Fonte	1100 kvar
Potência Ativa da GD	7000 kW
Potência Reativa da GD	600 kvar
Tensão na Barra da Fonte	13,8 kV ou 1,0 pu
Tensão na Barra CG-2	13,76 kV ou 0,9972 pu
Tensão na Barra CG-3	13,70 kV ou 0,9926 pu
Tensão na Barra CG-4	13,69 kV ou 0,9922 pu
Tensão na Barra CG-5	13,70 kV ou 0,9931 pu
Tensão na Barra CG-6	13,73 kV ou 0,9951 pu
Tensão na Barra CG-7	13,8 kV ou 0,9999 pu
Tensão na Barra CG-8	13,8 kV ou 1,0 pu
Perdas Ativas Totais	51 kW
Perdas Reativas Totais	-367 kvar

Caso 5 - Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD>Carga) – 3 máquinas

A Figura 5.9 apresenta a configuração considerada.

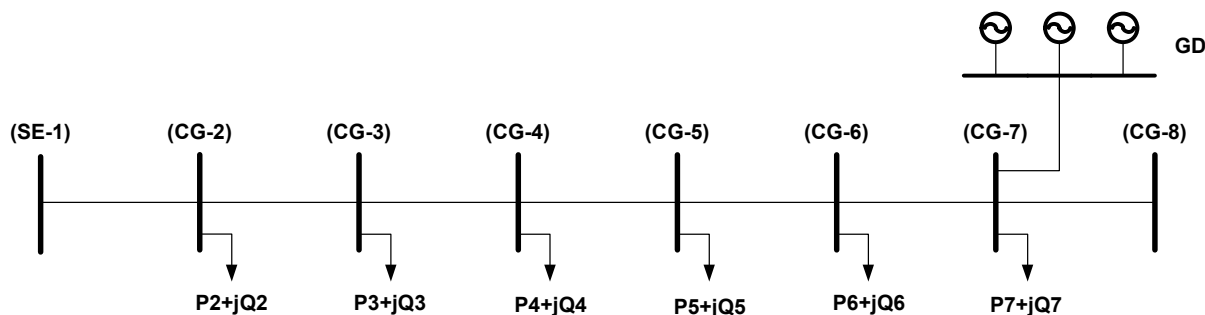


Figura 5.9 – Configuração com GD na Barra CG-7.

Através de simulação de fluxo de potência foram encontrados os seguintes resultados para a presente configuração do sistema:

Tabela 5.9 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 5.

Variáveis	Valores Obtidos
Potência Ativa da Fonte	-1300 kW
Potência Reativa da Fonte	1600 kvar
Potência Ativa da GD	8100 kW
Potência Reativa da GD	300 kvar
Tensão na Barra da Fonte	13,8 kV ou 1,0 pu
Tensão na Barra CG-2	13,76 kV ou 0,9971 pu
Tensão na Barra CG-3	13,69 kV ou 0,9923 pu
Tensão na Barra CG-4	13,69 kV ou 0,9920 pu
Tensão na Barra CG-5	13,70 kV ou 0,9928 pu
Tensão na Barra CG-6	13,73 kV ou 0,9949 pu
Tensão na Barra CG-7	13,8 kV ou 0,9999 pu
Tensão na Barra CG-8	13,8 kV ou 1,0 pu
Perdas Ativas Totais	95 kW
Perdas Reativas Totais	-251 kvar

Caso 6 - Com GD na Barra CG-7 e Fonte Conectada (GD>Carga) – 4 máquinas

A Figura 5.10 apresenta a configuração considerada.

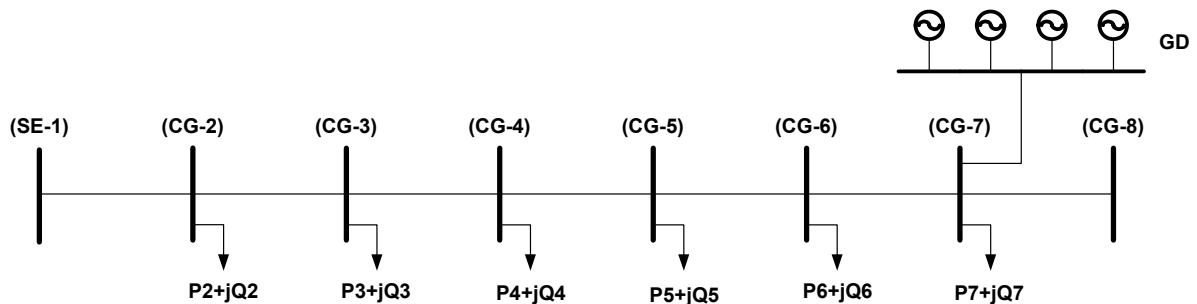


Figura 5.10 – Configuração com GD na Barra CG-7.

Através de simulação de fluxo de potência foram encontrados os seguintes resultados para a presente configuração do sistema:

Tabela 5.10 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 6.

Variáveis	Valores Obtidos
Potência Ativa da Fonte	-3800 kW
Potência Reativa da Fonte	2800 kvar
Potência Ativa da GD	10800 kW
Potência Reativa da GD	-400 kvar
Tensão na Barra da Fonte	13,8 kV ou 1,0 pu
Tensão na Barra CG-2	13,75 kV ou 0,9965 pu
Tensão na Barra CG-3	13,68 kV ou 0,9911 pu
Tensão na Barra CG-4	13,67 kV ou 0,9909 pu
Tensão na Barra CG-5	13,69 kV ou 0,9919 pu
Tensão na Barra CG-6	13,72 kV ou 0,9942 pu
Tensão na Barra CG-7	13,8 kV ou 0,9999 pu
Tensão na Barra CG-8	13,8 kV ou 1,0 pu
Perdas Ativas Totais	282 kW
Perdas Reativas Totais	235 kvar

Caso 7 - Com GD na Barra CG-7 e Área Toda Ilhada (GD=Carga) – 3 máquinas

A Figura 5.11 apresenta a configuração considerada.

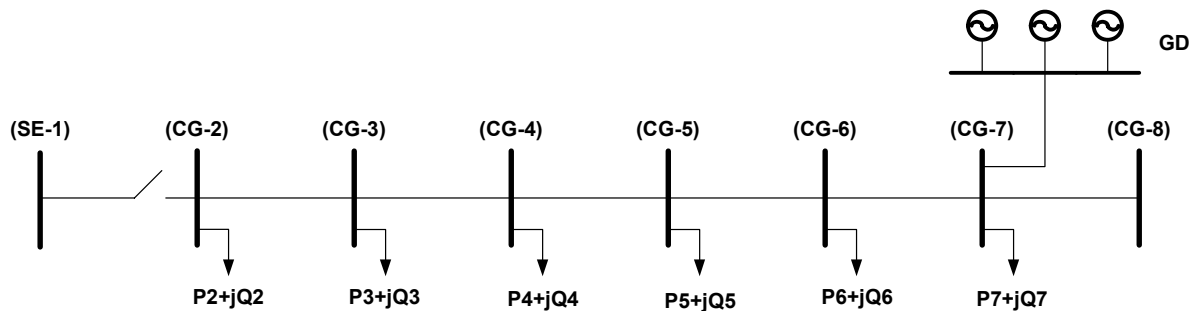


Figura 5.11 – Configuração Ilhada com GD na Barra CG-7.

Através de simulação de fluxo de potência foram encontrados os seguintes resultados para a presente configuração do sistema:

Tabela 5.11 – Resultados do Fluxo de Potência Caso 7.

Variáveis	Valores Obtidos
Potência Ativa da GD	6800 kW
Potência Reativa da GD	1800 kvar
Tensão na Barra CG-2	13,52 kV ou 0,9797 pu
Tensão na Barra CG-3	13,58 kV ou 0,9838 pu
Tensão na Barra CG-4	13,61 kV ou 0,9864 pu
Tensão na Barra CG-5	13,64 kV ou 0,9887 pu
Tensão na Barra CG-6	13,69 kV ou 0,9922 pu
Tensão na Barra CG-7	13,8 kV ou 0,9999 pu
Tensão na Barra CG-8	13,8 kV ou 1,0 pu
Perdas Ativas Totais	42 kW
Perdas Reativas Totais	-320 kvar

Análise Comparativa dos Casos Simulados

Como forma de subsidiar as análises das diversas configurações consideradas, foram calculados também os valores singulares mínimos das matrizes Jacobianas reduzidas de sensibilidade QV. Estes índices são importantes para a verificação do sistema em termos do comportamento geral da tensão. A Tabela 5.12 apresenta os resultados obtidos para os 7 casos simulados.

Tabela 5.12 – Valores Singulares Mínimos das Matrizes J_{QV} .

Casos	Valores Singulares Mínimos
1	0,101446
2	0,903970
3	0,924162
4	0,923436
5	0,922373
6	0,917928
7	0,360956

Pode-se observar que:

- Todos os casos com operação conjunta GD e fonte (SE-1) mostram melhores comportamentos de tensão, do que a operação sem GD. Nas tabelas podem ser observados níveis de tensão mais adequados nos barramentos, assim como os valores singulares mínimos mais elevados (superiores a 0,9).
- Os níveis de tensão mais adequados foram observados para o caso 3, onde a GD opera com 2 unidades geradoras e o sistema está conectado à barra SE-1. A GD está despachada neste caso com 5400 kW, ou seja, um valor um pouco inferior à carga da área que é de aproximadamente 6700 kW.
- Em termos de perdas, os casos com operação conjunta são melhores do que o caso sem GD. Foram verificados os seguintes valores: 56 kW, 20 kW e 51 kW, respectivamente para os casos de despachos da GD de: 2700 kW (1 máquina, caso 2), 5400 kW (2 máquinas, caso 3) e 7000 kW (3 máquinas, caso 4). No caso sem GD as perdas somaram 229 kW. Pode-se observar que o caso 3 é o que mostra melhores resultados em relação às perdas.

- No caso em que a GD está despachada com 3 máquinas e gerando 8100 kW, (caso 5), ou seja, geração maior do que a carga da área, há uma ligeira redução no perfil de tensões do sistema, se comparada aos casos 2, 3 e 4. No entanto, mesmo com esta condição de maior carregamento no sistema, pois a área agora é exportadora de energia, os níveis de tensão foram bem melhores do que no caso sem GD.
- Em termos das perdas, o caso 5, com valores da ordem de 95 kW, é um pouco pior do que os casos 2, 3 e 4, mas é bem melhor do que o caso sem GD onde as perdas foram de 229 kW.
- No caso em que a GD está despachada com 4 máquinas e gerando 10800 kW, (caso 6), com geração maior do que a carga da área, há uma redução no perfil de tensões do sistema, se comparada aos casos 2, 3 e 4, embora pequena. No entanto, mesmo com esta condição de maior carregamento no sistema, pois a área exporta agora praticamente 3000 kW, os níveis de tensão foram bem melhores do que no caso sem GD.
- Em termos das perdas, o caso 6 é o pior de todos, com valores da ordem de 282 kW, superior ao caso sem GD. Mas isto se justifica pelo montante de carregamento no sistema, com a área exportando aproximadamente 3800 kW.
- A operação ilhada, com o sistema sendo alimentado apenas pela GD, apresenta bons resultados, tanto de tensão, quanto de perdas. Os níveis de tensão nos barramentos foram inferiores aos casos da operação conjunta (exceto o caso 2, com 1 máquina), sendo no entanto melhores do que a condição sem GD. Esta última situação tem como exceção a barra CG-2, que na operação ilhada fica mais afastada da geração. Já as perdas neste caso, de 42 kW, são bem mais baixas do que as do caso sem GD (229 kW), sendo superiores apenas às do caso 3 (20 kW).

Conclusões

- O caso de operação conjunta GD e fonte (SE-1), com despachos de 5400 kW (2 máquinas) na GD, foi o que apresentou os melhores resultados no sistema analisado.
- A operação ilhada, com a GD alimentando toda a carga da área, mostra melhores resultados do que a operação sem a GD.

Considerações:

- Este estudo leva em consideração apenas o regime permanente, sendo desconsiderado nesta análise o regime transitório.
- Não foram abordados aspectos comerciais, sendo este um estudo essencialmente técnico. Para tomadas de decisão visando investimentos, deve ser feita também uma avaliação dos aspectos comerciais.

5.3 - ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

As simulações de curto-circuito foram feitas para a configuração para a região associada ao alimentador, admitindo a presença de unidades geradoras distribuídas (GD) conectadas na barra CG-7. Foram consideradas entre uma e quatro unidades geradoras de 3 MVA cada.

Para os parâmetros do gerador necessários para o estudo de curto-circuito foram adotados dados típicos:

Resistência da armadura: 0,3% (base do gerador)

Reatância transitória de eixo direto ($X'd$): 40,8% (base do gerador)

Para mostrar a influência somente da geração distribuída não serão considerados contribuições de curto circuito do sistema alimentador da concessionária.

Perfil de Correntes no Alimentador (Caso original)

A figura 1 apresenta os valores de correntes do alimentador GUL-115, obtidos das simulações de fluxo de potência, para valores de tensão de 1,0 pu nos barramentos.

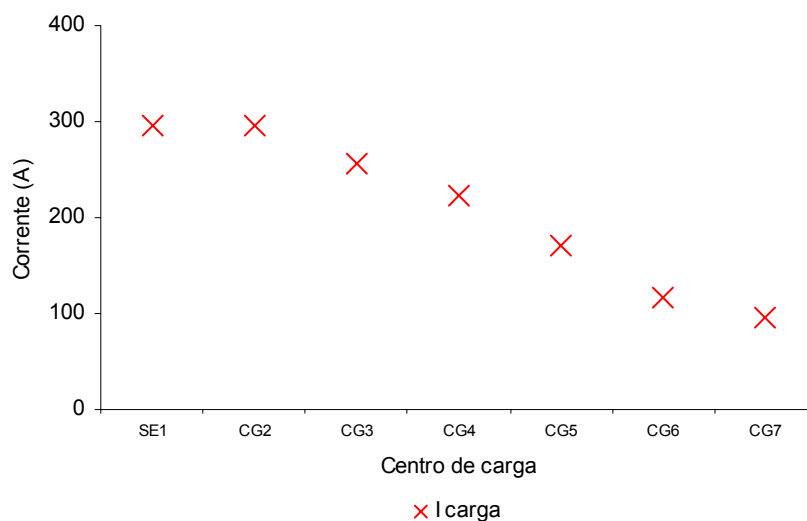


Figura 5.12 - Perfil de Correntes do Alimentador GUL-115.

Caso 1 - Com GD na Barra CG-7 com uma máquina

A Tabela 5.13 apresenta os resultados obtidos da corrente e da potência de curto-circuito trifásica nos diversos barramentos do alimentador. Os valores de corrente são também apresentados na Figura 5.12.

Tabela 5.13 – Corrente e Potência de curto-circuito para uma máquina na GD.

Barramento	Corrente (kA)	Potência (MVA)
SE1	270,8	6,5
CG2	275,6	6,6
CG3	290,8	6,9
CG4	296,2	7,1
CG5	299,0	7,1
CG6	301,8	7,2
CG7	307,6	7,4
CG8	301,8	7,2

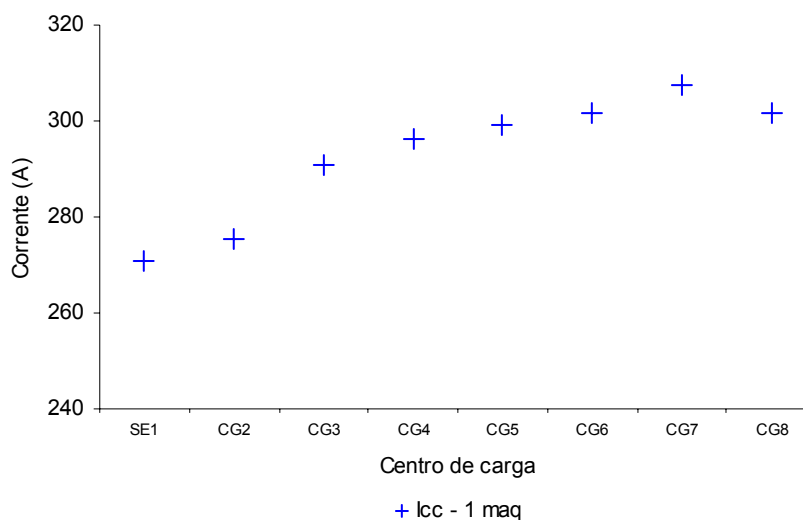


Figura 5.13 – Correntes de curto-circuito para uma máquina na GD.

Caso 2 - Com GD na Barra CG-7 com duas máquinas

A Tabela 5.14 apresenta os resultados obtidos da corrente e da potência de curto-circuito trifásica nos diversos barramentos do alimentador. Os valores de corrente são também apresentados na Figura 5.13.

Tabela 5.14 – Corrente e Potência de curto-circuito para duas máquinas na GD.

Barramento	Corrente (kA)	Potência (MVA)
SE1	483,1	11,5
CG2	498,6	11,9
CG3	551,1	13,2
CG4	571,1	13,6
CG5	581,5	13,9
CG6	592,4	14,2
CG7	615,2	14,7
CG8	592,4	14,2

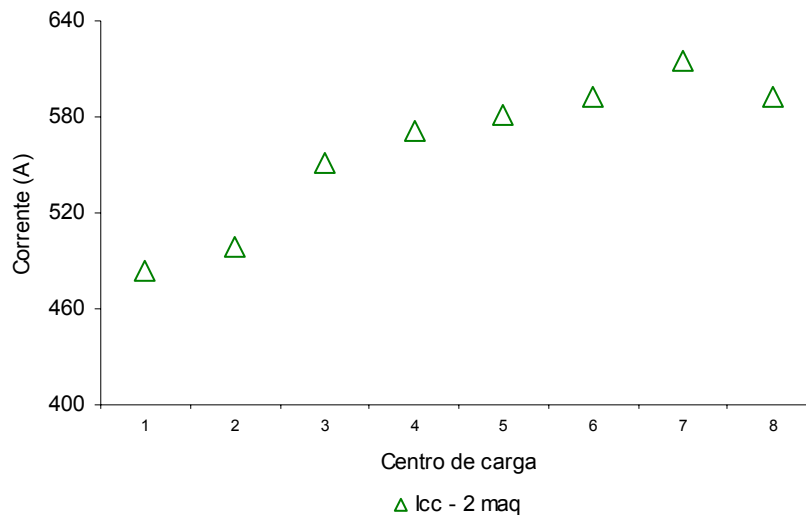


Figura 5.14 – Correntes de curto-circuito para duas máquinas na GD.

Caso 3 - Com GD na Barra CG-7 com três máquinas

A Tabela 5.15 apresenta os resultados obtidos da corrente e da potência de curto-circuito trifásica nos diversos barramentos do alimentador. Os valores de corrente são também apresentados na Figura 5.14.

Tabela 5.15 – Corrente e Potência de curto-circuito para três máquinas na GD.

Barramento	Corrente (kA)	Potência (MVA)
SE1	653,5	15,6
CG2	682,3	16,3
CG3	785,4	18,8
CG4	826,7	19,8
CG5	848,9	20,3
CG6	872,3	20,8
CG7	922,8	22,1
CG8	872,3	20,8

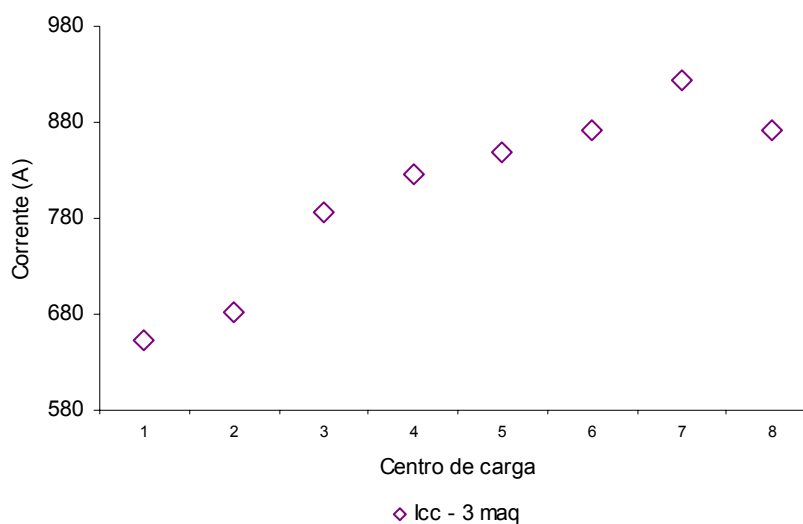


Figura 5.15 – Correntes de curto-circuito para três máquinas na GD.

Caso 4 - Com GD na Barra CG-7 com quatro máquinas

A Tabela 5.16 apresenta os resultados obtidos da corrente e da potência de curto-circuito trifásica nos diversos barramentos do alimentador. Os valores de corrente são também apresentados na Figura 5.15.

Tabela 5.16 – Corrente e Potência de curto-circuito para quatro máquinas na GD.

Barramento	Corrente (kA)	Potência (MVA)
SE1	792,8	19,0
CG2	835,9	20,0
CG3	997,2	23,8
CG4	1065,0	25,5
CG5	1102,3	26,3
CG6	1142,1	27,3
CG7	1230,5	29,4
CG8	1142,1	27,3

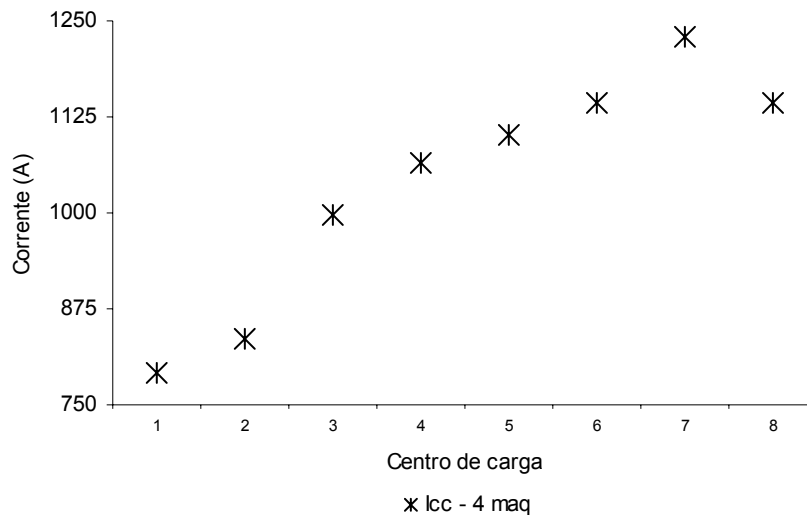


Figura 5.16 – Correntes de curto-circuito para quatro máquinas na GD

Conclusões

A Figura 5.16 apresenta as correntes de carga e de curto-circuito para os diversos montantes de geradores na GD.

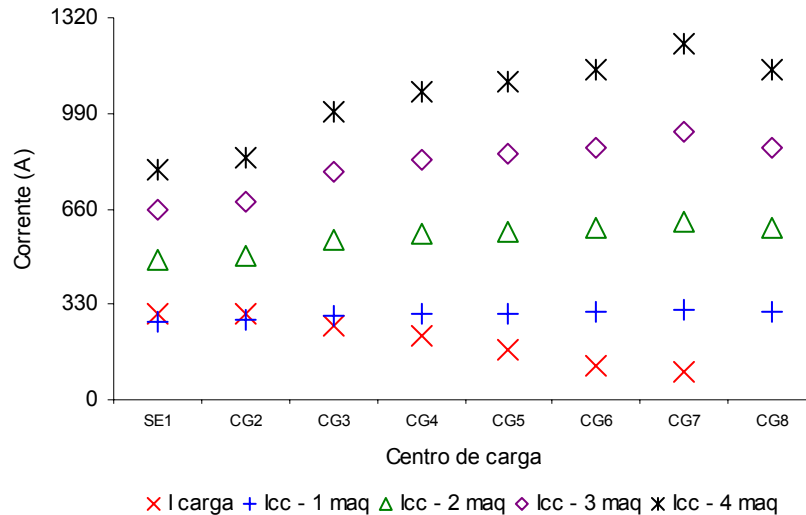


Figura 5.17 – Correntes de carga e de curto-circuito para vários geradores na GD.

Tem-se as seguintes conclusões principais do sistema radial operando com e sem GD com relação as correntes de curto-circuito:

- A presença de GD no sistema quando da ocorrência de curto-circuitos no sistema, acarretará a circulação de correntes de curto-circuito nos vários ramos do alimentador em sentido contrário aquele que ocorreria sem a presença de tais geradores. Esta situação indica a necessidade de reavaliação completa nos esquemas de proteção já que os componentes não estão ajustados para identificar fluxo reverso de potência.
- As correntes de curto-circuito para montantes de GD próximas da carga própria do alimentador são da mesma ordem de grandeza das correntes de carga, o que pode tornar difícil sua identificação em casos de defeito no alimentador.

Considerações:

- Este estudo leva em consideração apenas o regime permanente, sendo desconsiderado nesta análise o regime transitório.
- Não foram abordados aspectos comerciais, sendo este um estudo essencialmente técnico. Para tomadas de decisão visando investimentos, deve ser feita também uma avaliação dos aspectos comerciais.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Conclusões

Não há dúvidas quanto à importância da energia para o desenvolvimento, seja do ponto de vista de uma indústria ou mesmo do ponto de vista de uma nação. Ambos dependem da energia disponível para assegurar seu desenvolvimento presente e garantir seu sucesso no futuro.

Qualquer país que procure de forma sensata e racional, garantir um desenvolvimento contínuo e crescente, deve, obrigatoriamente, se preocupar com as formas de se garantir um abastecimento de energia que sustente o desenvolvimento pretendido. Esta preocupação, legítima e essencial, deve contribuir para o fomento de ações e discussões, não só na esfera governamental, mas também nas esferas social e científica, de modo que se encontre um caminho que seja possível enquanto projeto e viável enquanto empreendimento.

Este trabalho, primeiramente, apresentou de forma descritiva o estado-da-arte das principais tecnologias utilizadas na geração distribuída de energia. Não se atendo somente às tecnologias mais empregadas, não se furtou a abordar uma tecnologia ainda incipiente, como é a célula combustível, que se apresenta como uma opção extremamente interessante em um cenário futuro, desde que se consiga um desenvolvimento tecnológico que permita a ela uma maior competitividade no mercado.

Quanto à experiência internacional, abordado no Capítulo 3, podemos tirar algumas conclusões interessantes. O Japão tem removido muitas barreiras regulatórias para encorajar o desenvolvimento da GD e, em particular, sistemas de cogeração. Ainda assim algumas barreiras persistem, por exemplo a venda de excedentes geralmente não é permitida.

Nos Estados Unidos a GD é limitada pelos baixos preços da energia elétrica e afetada pela variação não homogênea no ritmo de liberação do mercado de energia elétrica nos 50 estados. Independentemente do fator econômico, existem muitos desafios para o crescimento da GD no país, como por exemplo, a permissão para implantação de uma planta é difícil e cara. As normas ambientais são rígidas em muitos estados, sendo aplicada independentemente do tamanho do gerador, o que limita a GD à base de combustíveis fósseis nestes estados.

A Holanda tem um mercado avançado e liberado, onde a GD está bem estabelecida, principalmente porque a política governamental tem apoiado a cogeração e fontes renováveis de energia. Diferentemente dos Estados Unidos, as regras de interconexão na Holanda já são normalizadas. Mas os cogeneradores ainda encontram dificuldades devido à alta dos preços do gás e queda no preço da energia elétrica.

O Reino Unido, que também possui um mercado aberto, tem uma política que favorece o desenvolvimento da cogeração e fontes renováveis. O governo identificou que o desenvolvimento da GD é um importante caminho para incrementar a competição entre os produtores de energia elétrica.

O Capítulo 4 fornece subsídios para concluir que o Brasil, ainda que dono de um grande potencial energético, precisa caminhar muito ainda para que o uso deste potencial seja maximizado. Caminhar no sentido de promover um ambiente regulatório, comercial e técnico que facilite e incentive a implantação da GD.

A GD representará um importante papel nos anos futuros. A descoberta da reserva de gás natural na bacia de Santos vai, no mínimo, triplicar as reservas brasileiras e embora demore ainda alguns anos para que o gás produzido seja efetivamente comercializado, as companhias de gás já sinalizam um grande movimento no sentido de aumentar sua distribuição, sendo a cogeração seu principal alvo (WADE, 2005).

Do Capítulo 5, extrai-se duas conclusões principais. Primeiro, do estudo de fluxo de potência nota-se que a operação com GD influencia positivamente o perfil de tensão nos pontos próximos à sua instalação, compensando a queda de tensão relativa às perdas no alimentador. Em termos de perdas, as configurações com operação conjunta apresentam sempre melhores resultados do que a operação sem GD. Em segundo lugar, do estudo de curto-circuito, pode-se notar que a inserção de unidades de GD no sistema de distribuição muda a configuração relativa ao fluxo de correntes nos vários ramos do alimentador o que exige uma reconfiguração dos dispositivos de proteção que normalmente não estão configurados para esta situação.

Limitações e recomendações

O presente trabalho não tem a pretensão de esgotar o assunto, sendo assim, outros aspectos da GD precisam ser abordados de forma mais aprofundada. A seguir estes aspectos são sugeridos como trabalhos futuros.

A questão regulatória precisa ser estudada com mais rigor, levantando um panorama da situação em que a GD se encontra hoje no Brasil do ponto de vista da regulamentação,

questionando a posição atual e indicando novos caminhos que contribuam para o avanço na abertura do mercado nacional e que inspire confiança nos investidores que desejam investir no setor e que esperam regras mais claras e transparentes para que isto aconteça.

É necessário uma abordagem específica de tecnologias recentes e também de novos combustíveis, acompanhado de uma análise econômica que demonstre a viabilidade comercial do investimento, indicando, neste cenário, quais atores devem ser alvo de estudos para que esta viabilidade se torne realidade.

Do ponto de vista técnico, é de extrema importância a padronização de normas de acesso à rede de distribuição, que sejam sensíveis ao porte do gerador, para que os pequenos geradores tenham condições de competir com os grandes geradores e concessionárias, sem que os custos de interligação inviabilizem seu empreendimento.

Ainda dentro do escopo técnico, quanto aos impactos decorrentes da inserção de unidades de GD no sistema de distribuição, é necessária uma avaliação detalhada a fim de permitir um dimensionamento das necessidades de reconfiguração física do sistema de proteção por parte das concessionárias.

Finalmente, as normas ambientais precisam ser avaliadas no sentido de permitir à cogeração uma penetração maior no mercado. Por exemplo, a penalização das emissões pode constituir um fator adicional importante para estimular a adoção da GD.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACKERMANN, T. **“Distribution Power Generation in a Deregulated Market Environment”** Part 1: Electricity Market Regulations and their Impact on Distributed Power Generation A: Background – Definition – Economics Working Paper (Junho, 1999).
- ACKERMANN, T., ANDERSSON, G., SÖDER, L., **“Distributed generation: a definition”**, 2001.
- ALDERFER, B., M. ELDRIDGE, AND T. STARRS, 2000. **Making Connections : Case Studies of Interconnection Barriers and their Impacts on Distributed Power Projects**, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.
- AMBIENTE BRASIL, website: <http://www.ambientebrasil.com.br>, mar 2005.
- AMERLIS- Agência Municipal de Energia de Lisboa, website: <http://amerlis.pt>, jan 2005.
- ARTHUR D. LITTLE INC, - **“Opportunities for Micropower and Fuel Cell / Gas Turbine Hybrid Systems in Industrial Applications”**, jan 2000.
- BORTONI, EDSON DA COSTA, **Interligação de Autoprodutores e Produtores de Energia ao Sistema Elétrico**, 2002.
- BRIGHENTI, CLÁUDIA RODRIGUES FARIA, **Integração do Cogrador de Energia do Setor Sucroalcooleiro com o Sistema Elétrico**, 2003.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, **Public Interest Energy Research (PIER)**, Website: www.energy.ca.gov, acessado em dezembro de 2002;
- CEC, 2001. **“BUGS-1, Database of Public Back-up Generators in California”**, California Energy Commission, 15 August 2001.
- CEEETA – **“Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos”**, dez 2001.
- CGC JAPAN, 2004. **Current State and Trend of Cogeneration in Japan**, CGC Japan Cogeneration Center, Jan 2004.
- CHIRADEJA, PATHOMTHAT, RAMAKUMAR, R., **An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation**, December, 2004, IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 19, NO. 4.

- COELHO, SUANI TEIXEIRA, VARKULYA JR, AMÉRICO, PALETTA, CARLOS EDUARDO M., DA SILVA, ORLANDO CRISTIANO, **A importância e o potencial brasileiro da cogeração de energia a partir da biomassa**, Março, 2002.
- COGEN EUROPE, 2000. Press Release, “**Electricity Liberalisation : A Disaster for Clean Energy**”, Brussels, 7 March 2000.
- COWART, R., **Distributed Resources and Electric System Reliability**, September 2001, The Regulatory Assistance Project.
- CURTISS, P., KREIDER, J., COHEN, D., 1999, “**A methodology for technical and financial assessment of distributed generation in the US**”, Proceedings ASME Solar Energy Division, Maui.
- DPCA, *Distributed Power Coalition of America*, **Benefits of Distributed Power to Utilities**, <http://www.distributed-generation.com/dpca/utilities.html>, Novembro, 2005.
- DTe, 2001. “**DTe : Increase in Market Forces through the Relaxation of the Imbalance System**”, DTe (Office for Energy Regulation) Press Release, 5 March 2001.
- DTI, 2001a. **Digest of United Kingdom Energy Statistics 2001**, UK Department of Trade and Industry, July 2001.
- DTI, 2001b. “**Wilson Seeks System Changes for Green Generators**”, DTI Press Release, 30 November 2001.
- DTI, 2001c. Government Response to Ofgem’s Reports “**The New Electricity Trading Arrangements – Review of the First Three Months**” and “**Report to the DTI on the Review of the Initial Impact of NETA on Small Generators**” of 31 August 2001, UK Department of Trade and Industry, 1 November 2001.
- ECN, 2000. **Energy Market Trends in the Netherlands 2000**, ECN (The Netherlands Energy Research Foundation), 2000.
- EIA, 2001. **Modeling Distributed Electricity Generation in the NEMS Buildings Models**, Erin Boedecker, John Cymbalsky and Stephen Wade, Energy Information Administration, US Department of Energy, www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/electricity_generation.html, december 2004.
- EL-KHATTAM, W., SALAMA, M.M.A., “**Distributed generation technologies, definitions and benefits**”, 2004.
- GRI 03/1999, “**The role of Distributed Generation in competitive energy markets**”, Distributed Generation Forum, Gas Research Institute (GRI), março de 1999.

- GRID, 1999, “**Microturbines: Powerful Potential**”, GRID Magazine, Outubro de 1999.
- HANGAI, E. 2001. “**MyEnergy’s On-site Energy Service based on Customer Perspective**”, MyEnergy presentation, 4 April 2001.
- HEYWOOD, J.B., **Internal Combustion Engine Fundamentals**, McGraw-Hill, 1988
- HOLLANDA, JAYME BUARQUE DE; **Decidindo pela geração distribuída**, Junho, 2002;
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - “**Photovoltaic Power Systems Programme**”, Annual Report, 2003.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – “**Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**” – 2002.
- IEA, 2005 - Website: <http://www.iea-pvps.org>, acessado em fevereiro de 2005.
- IEEE P1547 - **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**, 2003
- IEEE STD 519-1992 : **IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.**
- INEE – “**Geração Distribuída e Conexão ao Sistema Elétrico**” – março 2002
- KAARSBERG, T.M., J. BLUESTEIN, J. ROMM, AND A. ROSENFELD. 1998. “**The Outlook for Small-Scale Combined Heat and Power in the U.S.,**” *CADDET Energy Efficiency Newsletter*.
- LEI Nº **10.438** de 26/04/2002 publicado em 29/04/2002.
- LISS, E. W., “**Natural Gas Power Systems For The Distributed Generation Market**”, Power-Gen International '99 Conference, New Orleans, Louisiana, 1999;
- MALFA, E., “**ABB on Sustainable Energy Markets**”, Università di Brescia, 2002
- METI, 2001. **Preliminary Report on the 1999 Structural Survey of Energy Consumption**, Japan Ministry of Economy, Trade and Industry, 2001.
- NEGA, 2001. “**Survey on Installation of Non-emergency On-site Power Generation Facilities**”, Japan Engine Generator Association, annual surveys 1997-2000
- NYISO, 2001. **NY Independent System Operation, Emergency Demand Response Program Status Report**, 20 August 2001.
- Ofgem 2001a. **Report to the DTI on the Review of the Initial Impact of NETA on Smaller Generators**, UK Office of Gas and Electricity Markets, August 2001.

- Ofgem 2001b. **Embedded Generation : Price Controls, Incentives and Connection Charging, a Preliminary Consultation Document**, UK Office of Gas and Electricity Markets, September 2001.
- OLIVEIRA, S. H. F. - **Geração distribuída de eletricidade; Inserção de edificações fotovoltaicas conectadas à rede no Estado de São Paulo**, abr 2002.
- P&D B08 - **“Oportunidades e Barreiras da Geração Distribuída para a Distribuidora de Energia Elétrica: Aspectos Tecnológicos, Ambientais, Comerciais e Legais”**, Relatório Final, 2004, Bandeirante Energia S.A., Consórcio Unifei - Fupai.
- PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS, **Distributed Generation Interconnection Manual**, march 2001.
- RESLAB – **Website**: <http://reslab.com.au/resfiles/pv/text.html>, mar 2005.
- RODRÍGUEZ, C. R. C. – **"Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede"**, julho 2002.
- ROMAGNOLI, HENRIQUE CESAR, **Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro**, 2005.
- SANTOS, A. H. M., **"Planejamento de centrais hidrelétricas de pequeno porte"**, Tese de doutorado, 1987.
- SCHELEDER, E. M. M.; **O Mercado Invisível**. Brasília, Outubro, 1998;
- SCOTT, W. G. - **“Micro Gas Turbine Cogeneration Applications”**, International Power and Light Co., Los Angeles, CA, USA, 2000.
- SINGH, V., 20001. **Blending Wind and Solar into the Diesel Generator Market, Renewable Energy Policy Project Research Report No. 12**, Winter 2001.
- SIT - **Sistema de Informações Técnicas da Bandeirante Energia**, janeiro 2005
- TIAGO FILHO, LÚCIO, ALENCAR, HARLEY SOUZA, **Panorama Elétrico das PCH's**, extraído do site www.cerpch.unifei.edu.br em outubro de 2005.
- TNRCC, 2001. **Texas Natural Resource Conservation Commission, Air Quality Standard Permit for Electric Generating Units**, June 2001.
- TURKSON, J. & WOHLGEMUTH, N. **"Power Sector Reform and Distributed Generation in sub Saharan Africa"** Energy Policy 29: 2001.

USDOE, 2000. **Strategic Plan for Distributed Energy Resources, US Department of Energy**, September 2000.

WADE – World Alliance for Decentralized Energy, **World Survey of Decentralized Energy 2005**, march 2005.

WATTS, J. H, “**Microturbines: a New Class of Gas Turbine Engine**”, Global Gas turbine News, ASME-IGTI, Vol. 39, N° 1, pp. 4-8, Atlanta, USA, 1999.

WEA – WORLD ENERGY ASSESSMENT – “**Overview**”, Part IV, Energy Resources and Technological Options, 2004

WILLIS, H. LEE; SCOTT, WALTER G; **Distributed Power Generation: Planning and Evaluation**. 10ª edição, 2000.

ZAREIPOUR H., BHATTACHARYA K., CÃNIZARES C.A., “**Distributed Generation: Current Status and Challenges**”, 2004.

ANEXO

Marco Regulatório relacionado à GD

ROMAGNOLI (2005) lista as principais resoluções e decretos-lei relacionados à GD que são transcritos a seguir:

- **Lei 9.074, de 20 de julho de 1995** – que instituiu a figura do produtor independente de energia (PIE), e que também garante o livre acesso aos sistemas de Transmissão e Distribuição, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

- **Decreto nº 2003, de 10 de dezembro de 1996** – regulamentou a produção de energia elétrica por autoprodutor e produtor independente de energia. Neste decreto também consta a definição das condições de operação da termoeletrica, e se esta é integrada ao sistema ou não.

- **Lei nº 9.427, de 21 de dezembro de 1996** – Institui a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

- **Decreto nº 2655 de 02/07/1998** – Regulamenta o MAE - Mercado Atacadista de Energia e o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

- **Resolução ANEEL nº 112, de 18 de maio de 1999** – que estabelece os requisitos necessários à obtenção de registro e autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termoeletricas, eólicas, e de outras fontes de energia, tal como o bagaço de cana.

- **Resoluções ANEEL nº 281, 282 e 286 de 01 de outubro de 1999** – que estabelecem as condições gerais de contratação de acesso, compreendendo o uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

- **Resolução ANEEL nº 371 de 29 de dezembro de 1999** – regulamentou a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento à unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.

• **Resolução ANEEL nº 233, de 29 de julho de 1999** – estabelece os valores normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários.

• **Resolução ANEEL nº 021, de 21 de janeiro de 2000** – estabeleceu os requisitos necessários à qualificação das centrais cogeneradoras de energia.

• **Lei nº 10438, de 26/04/2002** – Cria o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica e a CDE - Conta de Desenvolvimento Energético e trata da universalização do atendimento.

• **Lei nº 10847 de 15 de março de 2004** – autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e dá outras providências.

Regulamentação da GD

• **Lei nº 10848 de 15 de março de 2004** – que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. E onde pela primeira vez cita-se a figura do Gerador Distribuído.

• **Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004** – Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

• **Decreto nº 5175, de 09 de agosto de 2004** – Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

• **Decreto nº 5177, de 12 de agosto de 2004** – Dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

• **Resolução ANEEL nº 328, de 12 de agosto de 2004** – Aprova o estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

• **Decreto nº 5184, de 16 de agosto de 2004** – Cria a empresa de Pesquisa Energética – EPE, e dá outras providências.

• **Decreto nº 5249, de 20 de outubro de 2004** – Dá nova redação ao inciso XI do § 2o do art. 1o do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

PROINFA

Em geral todos os projetos com fontes renováveis alternativas foram desenvolvidos graças à adoção de programas introduzidos pelo governo federal, estadual ou em parcerias destes com organismos internacionais. Isto se deve, entre outros motivos, ao elevado custo de geração de energia elétrica com base em fontes alternativas, quando comparado com as fontes convencionais. Uma outra maneira de fomentar o uso das fontes renováveis alternativas consiste em aplicar mecanismos regulatórios específicos, definidos pelo Ministério de Minas e Energia – MME, como parte de uma política energética, e regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Um destes mecanismos, em implementação no Brasil, corresponde ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA. Criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, o PROINFA foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e regulamentado pelo Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. Posteriormente, a Lei nº 11.075, de 30 de dezembro de 2004, alterou o início de funcionamento do Programa, que originalmente era para 30 de dezembro de 2006, para 30 de dezembro de 2008.

O PROINFA prevê a contratação inicial de 3.300 MW de potência instalada no Sistema Interligado Nacional – SIN, produzidos por fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas - PCH's, sendo 1.100 MW de cada fonte. Essa produção dobrará a participação na matriz de energia elétrica brasileira dessas fontes, que atualmente respondem por 3,1% do total produzido e, em 2008, podem chegar a 5,9%, garantindo mais energia limpa, gerada de forma sustentável, para o abastecimento do país.

O PROINFA, desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia, será operacionalizado pela Eletrobrás, e terá o suporte do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos nessa área. Uma linha de crédito vai financiar até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e aquisição de terrenos com prazo de amortização de até 10 anos e carência de até 6 meses após a entrada em operação comercial do empreendimento. A taxa de juros será a TJLP mais 3,5% ao ano, amortização por dez anos e não-pagamento de juros durante a construção do empreendimento.

O PROINFA apresenta-se dividido em duas etapas. Na primeira serão contratados pela Eletrobrás 3.300 MW de capacidade provenientes de instalações que venham a entrar em operação até 30 de dezembro de 2008.

As regras asseguram a participação de um maior número de estados no Programa, com incentivo à indústria nacional.

A compra de energia elétrica estará assegurada por 20 anos a um valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte. Este valor terá como piso cinquenta por cento, setenta por cento e noventa por cento da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses, para a produção concebida a partir de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia eólica, respectivamente.

Em 30 de março de 2004, por intermédio da Portaria MME nº 45, foram definidos pelo MME esses valores econômicos. A biomassa de bagaço de cana ficou com R\$ 93,77/MWh, a de casca de arroz com R\$ 103,20/MWh, a de madeira de R\$ 101,35/MWh e a de biogás de aterro R\$ 169,08/MWh. As eólicas variam de R\$ 180,18/MWh (para um fator de capacidade de referência – $FCR \geq 41,9\%$ e R\$ 204,35/MWh para um $FCR \leq 32,4\%$). As PCH's obtiveram R\$ 117,02/MWh. (MME, 2005)

Na mesma ocasião foram divulgados os guias de habilitação e autorizada a abertura da chamada pública para a contratação dos projetos pela Eletrobrás. A chamada pública foi aberta no dia 6 de abril de 2004, e a contratação deve ser distribuída igualmente entre as três fontes alternativas. (MME, 2005).

O número de empresas que se apresentaram para participar do programa foi maior que o esperado pelo governo. Foram apresentados projetos envolvendo geração de 6.600 MW, o dobro da demanda prevista na criação do PROINFA (3.300 MW), com prioridade para aqueles que tiverem licença ambiental mais antiga.

Até março de 2005 a Eletrobrás tinha assinado 133 contratos de compra e venda de energia com esses empreendedores, sendo: 29 empreendimentos de biomassa (685,24 MW); 57 de PCH's (1.071,5 MW) e 47 de eólicas (1.099,392 MW). (ELETROBRÁS, 2005)

A Eletrobrás, no contrato de compra de energia de longo prazo (PPA's), assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os contratos terão duração de 20 anos, contados a partir da entrada em operação. (MME, 2005)

Os fabricantes de equipamentos de geração poderão participar constituindo-se como PIA's, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos seja de no mínimo 50% em valor.

Atingida a meta de capacidade, a segunda etapa prevê que tais fontes alternativas deverão atender, no prazo de 20 anos, a 10% do consumo nacional anual de energia elétrica. Os contratos continuarão sendo celebrados com o prazo de 20 anos, mas haverá uma programação anual de compra da energia, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% do incremento anual de eletricidade a ser fornecida ao mercado nacional. O preço de compra corresponderá ao valor econômico da geração de energia competitiva e como este valor certamente será insuficiente para cobrir os custos de geração destas fontes, será dado ao produtor um crédito complementar com recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Esse preço será calculado pela diferença entre o valor econômico específico de cada fonte, mas sempre respeitando o piso definido na primeira etapa, e o valor recebido da Eletrobrás (geração competitiva). Esta etapa prevê ainda a criação de um Certificado de Energia Renovável – CER, a ser emitido pelo produtor, no qual deverão constar informações como o tipo de fonte primária utilizada e a quantidade de energia comercializada. Este certificado será apresentado à ANEEL para que as metas sejam anualmente fiscalizadas e controladas. (MME, 2005).

Todos os custos serão rateados por todos os consumidores pertencentes ao sistema interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, com exceção dos consumidores de baixa renda.

Sendo 41% da matriz energética do Brasil renovável, a entrada dessas novas fontes evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/ano, ampliando as possibilidades de negócios de Crédito de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto. O Programa também permitirá maior inserção do pequeno produtor de energia elétrica, diversificando o número de agentes do setor.

Entretanto, existem dúvidas quanto à capacidade deste programa em desenvolver as tecnologias a ponto de reduzir os seus custos e torná-las competitivas. Isto porque foi adotado um sistema onde a energia terá um valor garantido ao longo do programa. Na primeira etapa este sistema pode ser interessante para atrair investidores. No entanto, na segunda etapa, onde se prevê a expansão de longo prazo destas fontes, este sistema pode ser muito pouco eficaz e até mesmo vicioso, já que as empresas não terão motivações para melhorarem a sua eficiência e buscarem reduzir seus custos. Uma característica fundamental de qualquer mecanismo de incentivo consiste na sua redução gradual dentro de um prazo estipulado.

Um outro ponto que também dá margem a dúvidas refere-se ao desenvolvimento de uma indústria de tecnologias a partir de fontes alternativas. O PROINFA traz consigo um pequeno estímulo para desenvolver essa indústria ao condicionar a participação de qualquer fabricante de equipamentos de geração aos índices de nacionalização, restringindo a participação daqueles que possuam representantes de venda no país. Entretanto, esta condição está definida apenas para estes fabricantes, não havendo qualquer restrição quanto ao índice de nacionalização a outras empresas que venham a se constituir como PIA. O ideal seria apenas determinar um índice de nacionalização dos equipamentos utilizados nos projetos do PROINFA. Assim haveria uma sinalização mais direta para incentivar o desenvolvimento da indústria nacional.

Por fim, um dos grandes desafios do PROINFA será a sua compatibilização com a universalização dos serviços de energia elétrica. Atualmente, a região que possui os menores índices de não atendimento de energia elétrica é a Região Norte, onde se encontra a maior parte dos sistemas isolados. Entretanto, as empresas nestes sistemas não poderiam utilizar os benefícios do PROINFA, já que este se destina apenas ao atendimento dos sistemas interligados.