

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Francisco David
Moya Chaves E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 20 / 02 / 2009
J. Luiz Martins
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**Serviços ancilares através da geração
distribuída: reserva de potência ativa e suporte
de reativos.**

Autor: Francisco David Moya Chaves

Orientador: Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi

Co-orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

**Serviços ancilares através da geração
distribuída: reserva de potência ativa e suporte
de reativos.**

Autor: Francisco David Moya Chaves

Orientador: Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi

Co-orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

Curso: em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Área de Concentração:

Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2009

S.P . – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

Chaves, Francisco David Moya

Título Serviços ancilares através da geração distribuída:
reserva de potência ativa e suporte de reativos /
Francisco David Moya Chaves –Campinas, SP: [s.n.],
2009.

Orientador: Gilberto de Martino Jannuzzi

Dissertação/Tese - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. . 2. 3. 4. . I. , . II. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Ancillary Services provide by distributed generation: active
power reserves and reactive support

Palavras-chave em Inglês: Ancillary services, distributed generation, active
power reserves, reactive support.

Área de concentração:

Titulação:

Banca examinadora:

Data da defesa: 19 de fevereiro de 2009

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

TESE DE DOUTORADO

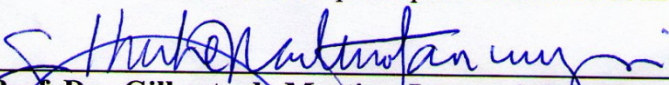
**Serviços ancilares através da geração
distribuída: reserva de potência ativa e suporte
de reativos.**

Autor: **Francisco David Moya Chaves**

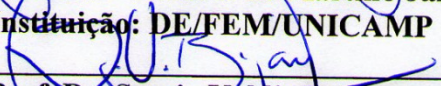
Orientador: **Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi**

Co-orientador: **Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva**

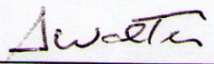
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:



Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi, Presidente
Instituição: **DE/FEM/UNICAMP**



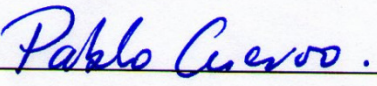
Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay
Instituição: **DE/FEM/UNICAMP**



Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter
Instituição: **DE/FEM/UNICAMP**



Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni
Instituição: **UNIFE/Itajubá**



Prof. Dr. Pablo Cuervo
Instituição: **Universidade de Brasília/Brasília**

Campinas, 20 de fevereiro de 2009

Dedicatória:

Dedico este trabalho a meu pai, por ser o exemplo a seguir no percurso de minha vida.

A minha mãe, por todo seu amor espalhado em cada canto e cada instante do tempo vivido.

A minha filha, por sua compreensão e paciência na minha ausência.

A meus irmãos, por estar sempre do meu lado.

A meus sobrinhos, por me compartilhar sua alegria.

Agradecimentos:

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

Aos meus pais pelo incentivo em todos os momentos da minha vida. A meus irmãos por estar sempre do meu lado. A minha filha, por me permitir estar longe esses anos.

Ao meu orientador, por me permitir vir ao Brasil, pelo seu apoio, sua colaboração incondicional.

Ao meu co-orientador, pela sua disposição desinteressada, por me mostrar os caminhos a serem seguidos.

A todos os professores e colegas do departamento, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

A Unicamp, por dispor os meios para me formar.

Ao Brasil, por seu carinho, sua gente.

Apoio Financeiro:

Este projeto foi desenvolvido com o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP através do programa de bolsa de Doutorado.

*Somente quem se atreve com o absurdo, atinge o impossível. “Acredito que tenho isso no porão...
agora mesmo subo no térreo e comprovo-o”.*

M.C. Escher

O caos é um ordem por decifrar.

José Saramago

Resumo

Chaves, Francisco David Moya, Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos., Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009. 130 p. Tese (Doutorado)

Com a finalidade de constituir os princípios para um futuro marco regulatório no Brasil, que contemple a participação da geração distribuída para o fornecimento de serviços ancilares, este trabalho apresenta uma análise desenvolvida em três grandes áreas assim: técnica, econômica e regulatória.

Como objetivo específico do projeto, realiza-se uma análise da utilização da GD para o fornecimento de reservas de potência ativa e suporte de reativos.

Para atingir os objetivos dessa pesquisa, o trabalho é realizado em três seções complementares. O primeira parte é uma análise técnica, feita mediante a simulação de sistemas elétricos em regime permanente utilizando a análise de fluxos de carga. Apresentam-se algumas das vantagens e limitações técnicas no uso da GD no fornecimento de potência ativa e reativa. Apresenta-se também, o estudo sobre o fornecimento de reservas operativas com GD, propondo-se uma metodologia para estabelecer o nível máximo de GD que pode ser instalado sem causar impactos negativos sobre a rede. Apresenta-se o desempenho da GD e seus impactos em situações de entrega de reservas operativas, simulando casos diante de possíveis desligamentos de geradores centralizados. Listam-se diversas tecnologias que podem ser utilizadas em aplicações de GD fornecendo serviços ancilares.

A segunda seção é uma análise econômica, na qual, é apresentado o despacho adequado de geradores centralizados e descentralizados, realizada mediante a simulação de cenários de sistemas elétricos com fluxos de carga ótimos. Também é feita uma quantificação da contribuição da GD no fornecimento de suporte de reativos.

A análise regulatória lista os aspectos a serem considerados num marco regulatório que permita o fornecimento de serviços ancilares através da GD para o futuro mercado de eletricidade no Brasil. Este trabalho, conseqüentemente, conceitua a GD; especifica suas aplicações; evidencia as suas vantagens; lista os segmentos potencialmente geradores e os principais agentes operantes da GD; aponta as tecnologias ora disponíveis e aquelas em processo de desenvolvimento; mostra, generalizadamente, os aspectos legais e institucionais vigentes que influenciam a GD; detalha as principais barreiras à sua inserção como uma alternativa complementar, no fornecimento de serviços ancilares tão necessários nos sistemas elétricos.

Palavras Chave

- Geração distribuída, Serviços Ancilares, Reservas Operativas, Compensação de Reativos.

Abstract

Chaves, Francisco David Moya, Ancillary Services Provided by Distributed Generation: Active Power Reserves and reactive support., Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009. 130 p. Tese (Doutorado)

In order to set the principles for a future regulatory framework in Brazil which involves the participation of distributed generation (DG) to provide ancillary services; this work presents an analysis developed in three broad areas, technical, economic and regulatory.

A specific objective of the project is to make an analysis of the use of the DG for the supply of active power reserves and reactive support.

To achieve the objectives of this research it is necessary to develop three additional sections. The first part is a technical analysis done through the simulation of electrical systems on a permanent regime that uses the analysis of power flows. There are some advantages and technical limitations in the use of DG for the supply of active and reactive power. This part also presents the study on the provision of operating reserves with DG, and proposes a methodology to establish the level of DG, which can be installed without causing negative impacts on the network. In addition to this, this section shows the performance of DG and its impact in case of delivery of operating reserves, simulating some cases before possible disconnections of centralized generators. Finally, it lists different technologies that can be used in applications of DG provided with ancillary services.

The second section is an economic analysis which is presented in the appropriate order that centralized and decentralized generators are made by the simulation of scenarios in electrical systems with optimal power flows. It is a quantification of the contribution of DG in the provision of reactive support.

The analysis lists the regulatory aspects to be considered in a regulatory framework that enables the provision of ancillary services through the DG for the future market of electricity in Brazil.

This work, therefore, conceptualizes a DG; specifies its applications highlighting their advantages, listing segments and potentially generating the key players involved in DG; outlines the technologies now available and those in the development process; shows generally, the legal and institutional force affecting DG; details the key barriers to their inclusion as an additional alternative in the provision of ancillary services as needed in the electrical systems.

Key Words

- Ancillary services, distributed generation, active power reserves, reactive support.

Índice

Capítulo 1	Introdução.....	1
1.1	A geração distribuída e os serviços ancilares.....	1
1.2	Objetivo da Tese.....	5
1.3	Estrutura da Tese.....	6
Capítulo 2	Capítulo 2. Geração Distribuída.....	8
2.1	Conceituação da geração distribuída.....	8
2.2	Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída.....	10
2.3	Presente e futuro da geração distribuída	12
2.4	Tecnologias de geração distribuída	16
2.5	A geração distribuída no Brasil.....	17
2.5.1	Aspectos comerciais da geração distribuída no Brasil	20
2.5.2	Ambientes de comercialização de energia provenientes da geração distribuída no Brasil	22
2.5.3	Formas de contratação.....	25
2.5.4	Perspectivas para a Geração Distribuída no Brasil	25
Capítulo 3	Serviços Ancilares.....	27
3.1	Descrição dos serviços ancilares.....	27
3.2	Identificação Dos Serviços Ancilares.	28
3.3	Os serviços ancilares e a geração distribuída.....	29
3.4	Tipos de serviços ancilares.....	31
3.4.1	Serviço ancilar de potência reativa - controle de tensão	31
3.4.2	Reserva de potência ativa.....	34
3.5	Os serviços ancilares no sistema elétrico brasileiro	36

Capítulo 4	Análise técnica da geração distribuída	38
4.1	Caso de Estudo IEEE30	38
4.2	Fornecimento de potência ativa e reativa através da geração distribuída	39
4.2.1	Análise dos níveis de tensão (V)	39
4.2.2	Análise das perdas	42
4.2.3	Melhorando o nível de dispersão da GD	47
4.3	Fornecimento de reservas operativas com geração distribuída	48
4.3.1	Capacidade máxima da geração distribuída no fornecimento de reservas operativas	48
4.3.2	Metodologia	49
4.3.3	Estudo de caso	51
4.4	A performance da geração distribuída ante saídas de geradores centralizados.....	57
4.4.1	Análise de tensão com gerador centralizado desligado.....	57
4.4.2	Análise de perdas com gerador centralizado desligado	58
4.5	Tecnologias da Geração Distribuída no Fornecimento de Reservas Operativas	60
Capítulo 5	Análise econômica	62
5.1	Despacho econômico com reservas operacionais usando GD	63
5.2	Custo de reservas por ciclo horário	68
5.3	Custo de energia firme e de reservas para o caso brasileiro.....	71
5.4	Cargos pelo uso de energia reativa por meio de cálculo de sensibilidades.....	73
Capítulo 6	Aspectos a serem considerados para uma análise regulatória sobre serviços ancilares e a geração distribuída	78
6.1	Impactos no sistema elétrico devidos ao uso da geração distribuída fornecendo serviços ancilares.....	78
6.2	Sobre a diminuição das perdas fornecendo reservas operacionais.....	78
6.3	Sobre os impactos no sistema elétrico na compensação de energia reativa.....	82
6.4	Sobre os impactos nos investimentos nas redes de distribuição	83
6.5	Sobre os impactos na operação das redes.....	85
6.6	Sobre os custos, remuneração e condições econômicas.....	87
6.7	Vantagens e desvantagens no fornecimento de serviços ancilares com geração distribuída.....	88

Capítulo 7	Incentivando a participação da geração distribuída	91
7.1	Análise Regulatória Internacional	91
7.2	Encaminhando uma melhor integração da Geração Distribuída	95
7.3	Mapeamento regulatório (roadmaps) da Geração Distribuída no marco brasileiro.	98
7.3.1	Marco atual regulatório da Geração Distribuída	99
7.3.2	Objetivo do roadmap	100
7.3.3	Visando uma alta participação da Geração Distribuída	101
7.3.4	Estabelecimento de políticas visando uma alta participação da Geração Distribuída	102
Capítulo 8	Conclusões	106
Bibliografia		109
ANEXO A		115
ANEXO B		121
ANEXO C		122
ANEXO D		123
ANEXO E		124
ANEXO F		127

Lista de Figuras

Figura 2-2 Desenvolvimento dos mercados e do suprimento de energia elétrica.....	13
Figura 2-3 A Geração Distribuída no Mundo	14
Figura 2-4 Futuro das redes elétricas	15
Figura 2-5 Estrutura comercial do setor elétrico brasileiro.....	22
Figura 2-6 Inter-relação entre o conceito de GD e as fontes incentivadas.....	24
Figura 3-1 Confiabilidade do Sistema.....	28
Figura 3-2 Esquema do sistema no suporte de tensão.....	32
Figura 3-3 Perfil de tensão de um alimentador radial.	33
Figura 3-4 Diagrama fasorial da tensão num alimentador radial.	33
Figura 3-5 Sistema de controle de tensão para condições de falha de linha	34
Figura 3-6 O processo de administração dos SA.	37
Figura 4-1 Tensão (V) para cada nó do sistema.....	40
Figura 4-3 Tensão (V) para cada Nó do Sistema com diferentes valores do FP na GD	42
Figura 4-4 Perdas (MW) na transmissão e subtransmissão.....	43
Figura 4-5 Perdas (MW) na rede de Distribuição	44
Figura 4-6 Perdas (MW) na Transmissão com diferentes FP no fornecimento da GD	45
Figura 4-8 Perdas (MW) na Distribuição com diferentes FP no fornecimento da GD.....	46
Figura 4-12 Perdas com diferente dispersão da GD.....	48
Figura 4-13 Metodologia para estabelecimento do máximo nível de instalação de GD.....	50
Figura 4-14 Circuito de Distribuição usado nas simulações	52
Figura 4-16 Perfil de tensão	53
Figura 4-17 Nível de perdas incrementando a penetração da GD.....	54
Figura 4-20 Perdas em distribuição.....	60

Figura 5-1 Custo Total da Geração para 24 horas.....	70
Figura 5-2 Perdas P e Q para 24 horas.	71
Figura 5-3 Custos da energia com diferentes tecnologias.....	72
Figura 5-4 Regiões com alto índice de sensibilidade com GD no nó 101	77
Figura 6-1 A GD não exporta energia.....	80
Figura 6-2 A GD não exporta energia níveis superiores.....	81
Figura 6-3 A GD exporta energia.....	81

Lista de Tabelas

Tabela 2-1 Conceitos de Energia Descentralizada	9
Tabela 2-2 Algumas das vantagens e desvantagens da Geração Distribuída.....	11
Tabela 2-3 Matriz de energia elétrica brasileira - (Dezembro 2008)	18
Tabela 2-4 Capacidade de geração de energia elétrica no Brasil - (Dezembro 2008)	19
Tabela 2-5 Empreendimentos em construção no Brasil - (Dezembro 2008)	19
Tabela 2-6 Empreendimentos outorgados no Brasil entre 1998 e 2008	19
Tabela 2-7 Fontes de energia exploradas no Brasil - (Dezembro 2008).....	20
Tabela 2-8 Termelétricas com co-geração qualificada - (Dezembro 2008).....	20
Tabela 3-1 Classificação de SA segundo o FERC.	29
Tabela 3-2 Classificação de reservas no marco regulatório brasileiro.....	35
Tabela 5-4 Metodologia para Cálculo do CM para níveis de tensão	67
Tabela 5-7 Fluxo ótimo para o caso base.....	75
Tabela 5-8 Fluxo ótimo com GD	76
Tabela 5-9 Cálculo de sensibilidades	76
Tabela 6-1 Vantagens e desvantagens no uso da geração distribuída fornecendo serviços ancilares	90
Tabela 7-1 Aspectos que influenciam a integração da GD	96
Tabela 7-2 Incentivos de apoio no curto prazo	103
Tabela 7-3 Mecanismos de transição para um novo mercado	104
Tabela 7-4 Reduzindo Barreiras Institucionais	105

Nomenclatura

Letras Latinas

P – Potencia Ativa	[W]
Q – Potencia Reativa	[VAr]
W – Watts	[W]
V – Nível de tensão	[V]

Abreviações

GD - Geração Distribuída
SA – Serviços Ancilares
ED – Energia Descentralizada
kW – kilo Watts
MW – Mega Watts
GW – Giga Watts
MWh – Mega Watts hora
VAr – Volta Amperios reativos
CHP – Combined Heat and Power
CCHP – Combined Cooling, Heating and Power
Δ CT – Delta Custo Total
ER – Energias Renováveis
DHC - District Heating and Cooling
UPS – Uninterruptible Power Supply
AP – Autoprodutor
PIE – Produtor Independe de Energia
PIA – Produtor Independente Autônomo
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ACL – Ambiente de Contratação Livre
FP – Fator de Potencia
FOC - Fluxos Ótimos de Carga
FER – Fontes de Energia Renováveis
CAUE - Custo Anual Uniforme Equivalente
NPGD - Nível de Penetração da Geração Distribuída

PCH – Pequena Central Hidroelétrica

Siglas

PROALCOOL - Programa Nacional de Álcool Combustível

IIT - Instituto de Investigación Tecnológica

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

UCTE - Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

FERC - Federal Energy Regulatory Commission, USA.

ONS - Operador Independente do Sistema

CPSA - Contratos de Prestação de Serviços Ancilares

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

PROGEDIS - Programa de Geração Distribuída

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Capítulo 1 Introdução

1.1 A geração distribuída e os serviços ancilares

As soluções que vem sendo adotadas e consideradas no Brasil para o atendimento das necessidades de energia elétrica a longo prazo baseiam-se predominantemente na geração centralizada (GC), ou seja, na construção de unidades de grande porte associadas a longos sistemas de transmissão. Conseqüentemente, exclui-se ou minimiza-se, a priori, a geração distribuída (GD), sendo entendida essa como pequenos ou meios geradores instalados nas redes de distribuição, sem importar se essas estão ligadas ou não (sistemas isolados) nos sistemas centralizados, na qual a energia elétrica é gerada junto ou próximo ao consumidor, de forma competitiva, independentemente de sua potência, propriedade ou fonte, usando tecnologias de elevada eficiência, notadamente a co-geração; esta última, no particular, em muitos países, chega a responder por mais de 20 % da geração elétrica. Observe-se que, como a GD envolve diversas fontes de energia ajustadas às condições locais, o tema, em grande parte dos casos, é tratado de maneira dispersa ou, então, é dirigido para determinadas tecnologias ou para fontes específicas.

Em um sistema no qual participa a GD, há uma importante troca de benefícios entre ela e a GC: cada uma pode dar “back up” à outra. Com efeito, enquanto a GC, por suas condições específicas, pode cobrir desligamentos emergenciais ou programados das unidades descentralizadas, fornecendo apoio à GD, esta última tem condições de prestar de forma econômica ao sistema os chamados serviços ancilares (SA). Além disso, como já citado, a GD tem condições, também, para injetar, quando possível e/ou desejável pelo Sistema, energia excedente na rede de distribuição, a custos baixos.

Diversos motivos têm induzido o interesse na GD. Particularmente no Brasil, onde cerca de 79% da oferta total de energia elétrica são assegurados por grandes centrais hidrelétricas distantes dos grandes centros de consumo, a necessária implementação de novas alternativas de geração de eletricidade deve considerar questões tão diversas como distribuição geográfica de produção, confiabilidade e flexibilidade de operação, disponibilidade e preços de combustíveis, prazos de instalação e construção, condições de financiamento e licenciamento ambiental, entre outras. Entretanto, a falta ou insuficiência de investimentos, o tempo requerido para disponibilizar capacidade adicional (hidráulica ou térmica de grande porte) e a carência de uma

política claramente definida no setor desenham um quadro preocupante, que certamente se estenderá por alguns anos. Durante esse período uma nova matriz energética deverá emergir, provavelmente hidrotérmica e de geração em menor escala. Associada ao consumidor, certamente terá um papel importante, visto que é a única forma de garantir a implementação de capacidade adicional, a curto prazo e com custos competitivos. Ademais, esta futura geração de eletricidade deverá também se adequar às necessidades do mercado energético brasileiro, respeitando as características únicas do seu sistema elétrico, introduzindo ganhos de eficiência, confiabilidade e flexibilidade, e procurando, ao mesmo tempo, responder aos desafios de sempre: aumentar a eficiência de utilização dos recursos energéticos e minimizar os impactos ambientais decorrentes do seu processo.

Em um quadro mais amplo, nos últimos anos e em todo o mundo, a desregulamentação da indústria de energia elétrica tem levado a mudanças profundas na indústria e em seu mercado. Neste sentido, o alvo principal tem sido buscar um mercado competitivo, inovador e voltado para os consumidores, onde os negócios apenas têm êxito se focados no interesse destes consumidores. Tal contexto enfatiza, portanto, a confiabilidade, o aumento na eficiência energética, do desempenho ambiental e a prestação de serviços que atendam a outras necessidades da comunidade em geral. Associando-se a estas transformações, em parte como causa, em parte como efeito, os avanços tecnológicos têm posicionado favoravelmente a geração distribuída frente aos grandes sistemas centralizados.

Os novos desenvolvimentos em tecnologias de geração têm colocado estas centrais como uma alternativa concreta de suprimento de energia elétrica e térmica, efetuando-se a geração no ponto de consumo final ou próximo deste.

Como a GD localiza-se, por definição, próxima das cargas elétricas, suas unidades geradoras, além de suprir a energia localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante para o conjunto do Sistema Interligado, até mesmo quando paradas (caso dos geradores de emergência, por exemplo), pois aumentam as reservas de potência junto a essas cargas; por conseguinte, reduzem os riscos de instabilidade e aumentam a confiabilidade do suprimento. Na medida em que somente alguns segmentos da economia detêm a capacidade de produzir energia elétrica de forma competitiva, parte significativa dos consumidores continuará dependendo da GC; portanto, pode-se afirmar que a GD não compete e, sim complementa e melhora o sistema baseado na GC, tanto o existente quanto o futuro.

Como os custos de diversas tecnologias da GD possuem tendência decrescente (McDonald, 2004), o sistema caminha para uma situação na qual, diante de um custo elevado da transmissão, a GD poderá aumentar sua participação no parque gerador brasileiro. Neste contexto, urge entender este processo e facilitar e incentivar uma maior difusão da GD no modelo brasileiro. Embora a GC tenha dominado a produção elétrica em razão das economias de escala, economias estas que compensavam a construção de complexos sistemas de interligação, a GD sempre foi usada para aumentar tanto a eficiência de certos processos produtivos quanto a sua segurança e/ou para atender sistemas isolados.

A GD no Brasil poderá ter um crescimento gradativo, como resposta natural à correção das estruturas tarifárias, à maior capilaridade da distribuição do gás e, no caso específico do segmento sucro-alcooleiro, à necessidade de modernização dos sistemas de vapor das usinas produtoras de açúcar e de álcool, muitas destas usinas foram construídas há cerca de duas décadas, com incentivos do Programa Nacional de Álcool Combustível - PROALCOOL. Acrescente-se que, após a crise de 2001, os consumidores passaram a ter uma consciência mais aguda e estão mais informados sobre as suas necessidades de energia e, como resultado, adquiriram uma atitude pró-ativa na questão energética, com clara focalização na GD. Deve-se ter em mente que o potencial brasileiro de GD é elevado e a rapidez de seu desenvolvimento tornar-se-á capaz de desempenhar um papel transiente extremamente importante. Este fato relevar-se-á com o aparecimento e o desenvolvimento da oferta de gás canalizado ou distribuído por liquefação, quando esta última modalidade se tornar econômica, fato este que facilitará o uso da co-geração, a maneira mais eficiente de aproveitar a energia desse combustível.

Não há, hoje, restrições técnicas ou legais à GD interligada ao sistema. As principais barreiras à sua utilização e à sua expansão são, de fato, de natureza cultural, materializando-se em posturas e em normas convencionais e restritivas; trabalhar com este cenário exige, na prática, alterar um paradigma. Hoje, um cenário exclusivamente baseado em GC, visando cobrir a expansão do consumo e construído com capitais privados, configura-se pouco provável. Um cenário englobando as duas alternativas, com ênfase crescente na GD, parece ser a forma mais eficaz para atender a nova demanda de energia elétrica, em bases atraentes para a iniciativa privada. Nele, a equação financeira alavanca-se pela entrada maciça de novos atores, atendendo-se essa demanda de maneira mais ajustada ao seu crescimento e reduzindo-se os investimentos ociosos.

O desenvolvimento da GD harmonicamente efetivada em consonância com a expansão da GC será, indubitavelmente, mais rápido e efetivo se o governo federal e os reguladores considerarem essa harmonia como um cenário natural e trabalharem com normas e diretrizes que não a pressuponham inexistente. Poderia, assim, o governo contribuir para que as empresas com capacidade para produzir energia própria percebam a GD como uma oportunidade para si e para o Sistema, reunindo as condições que propiciem a ocorrência de um novo negócio.

Este tema está cada vez mais se destacando dentro dos estudos mais recentes, por vários motivos. Dentre eles pode-se citar:

- A redução de perdas técnicas e aumento de eficiência na cadeia de geração, transmissão e distribuição (Griffin, 2000).
- O aparecimento de novas tecnologias que promovem e flexibilizam a GD ou o seu uso isolado.
- A possibilidade do uso de insumos regionais para geração de energia.
- As mudanças relativas à regulamentação viabilizando ou, em alguns casos, incentivando a GD, favorecendo, em muitos casos, o uso de fontes alternativas.
- O aumento das exigências ambientais no controle e diminuição das emissões de poluentes.
- A necessidade da busca pela redução tarifária; a necessidade de aumento de eficiência em processos industriais.
- A universalização do sistema elétrico, permitindo que as comunidades isoladas tenham acesso à energia.

O tema em questão é estudado em vários países sob diferentes enfoques. A obra aqui elaborada objetiva dar uma visão geral sobre o uso da GD para o fornecimento de SA. Os capítulos da tese procuram abordar de forma abrangente as questões mais estratégicas relacionadas com a GD fornecendo SA, como as tecnologias mais adequados, os insumos, a regulamentação e alguns casos de aplicação. Os resultados aqui apresentados pretendem ser uma base de futuras discussões, com o objetivo de desencadear novos trabalhos e novas oportunidades de aplicação para a GD no país.

O modo de avaliar a geração distribuída para o fornecimento de SA, é ainda pouco estudada, principalmente porque esse tipo de solução ainda não é culturalmente usual, por vários

motivos, que incluem, desde a cultura hidroelétrica nacional, até a falta de tecnologias apropriadas e a preços acessíveis.

O desenvolvimento do trabalho contemplou a avaliação dos resultados por parte de especialistas internacionais. Assim, o estágio realizado com o grupo IIT¹ permitiu desenvolver algumas das tarefas e atingir os objetivos finais deste projeto de doutorado.

1.2 Objetivo da Tese

Com a finalidade de constituir os princípios para um futuro marco regulatório que contemple a participação da GD no fornecimento de SA, este trabalho tem o objetivo de discutir os níveis técnicos, econômicos e regulatórios apropriados e as vantagens de um sistema descentralizado com GD sobre os sistemas centralizados, abordando a questão da GD em um tratamento mais geral, propondo ações para retirar algumas barreiras e restrições que existem ao emprego da GD com a possibilidade de fornecer SA.

Como objetivo específico do projeto, realiza-se uma análise da utilização da GD para o fornecimento de reserva de potência ativa. Também é feita uma quantificação da contribuição da GD no fornecimento de suporte de reativos como um serviço ancilar, incluindo, desse modo, uma valorização econômica do recurso.

Este trabalho, conseqüentemente, conceitua a GD; especifica suas aplicações para a entrega de SA; evidencia as suas vantagens e desvantagens; aponta as possíveis tecnologias mais adequadas para esses serviços, ora disponíveis e aquelas em processo de desenvolvimento; mostra, generalizadamente, os aspectos legais e institucionais vigentes que influenciam a GD; cita as principais fontes, o gás natural, a biomassa, a PCH e as demais fontes renováveis; e, finalmente, caracteriza a complementaridade em relação à GC.

O delineamento do marco regulatório proposto é realizado tendo como referência marcos regulatórios atualmente em vigor, a nível internacional, e as novas propostas encaminhadas ao incremento no uso da GD e o uso das fontes de energia renovável (FER).

¹ Parte desse trabalho foi desenvolvido pelo autor como estágio no “Instituto de Investigación Tecnológica” (IIT) pertencente à “Universidad de Comillas” em Madrid – Espanha (Ver ANEXO E).

1.3 Estrutura da Tese

Para atingir os objetivos dessa pesquisa, o trabalho é realizado em quatro seções complementares. O primeira parte é uma análise técnica, feita mediante a simulação de sistemas elétricos em regime permanente e utilizando a análise de fluxos de carga. A segunda seção é uma análise econômica, realizada mediante a simulação de cenários de sistemas elétricos com fluxos de carga ótimos. A terceira seção de análise contempla os aspectos a serem considerados para uma análise regulatória sobre os serviços ancilares e a geração distribuída, visando um novo marco regulatório que permita o fornecimento de SA através da GD para o futuro mercado de eletricidade no Brasil. Finalmente, dado que esse jeito de fornecer os mencionados serviços somente pode funcionar com uma alta participação da GD, é necessário promover sua participação nos sistemas elétricos; assim, a quarta e última seção de análise contempla os lineamentos que podem encaminhar uma melhor integração da GD, junto com uma proposta de mapeamento regulatório (roadmaps) da GD no marco brasileiro visando, aumentar sua participação.

O capítulo dois apresenta de forma geral os conceitos técnicos da GD, listando algumas vantagens e desvantagens de seu uso, expondo, logo, o presente e futuro desse tema ao nível internacional, apresentando-se, em seguida, a situação atual da GD no Brasil, e, finalmente, listando-se os aspectos comerciais da GD no Brasil.

O capítulo três descreve, de uma forma geral, a terminologia dos serviços ancilares e o atual gerenciamento destes no Brasil.

O capítulo quatro apresenta a análise técnica do uso da GD como fornecedor de SA. Apresentam-se algumas das vantagens e limitações técnicas no uso da GD no fornecimento de potência ativa e reativa, fazendo uma análise sobre um caso de estudo IEEE30. Em seguida, apresenta-se o estudo sobre o fornecimento de reservas com GD, propondo-se uma metodologia para estabelecer o nível máximo de GD que pode ser instalado sem causar impactos negativos sobre a rede. Para ilustrar o procedimento, um exemplo de aplicação é apresentado. Depois, apresenta-se o desempenho da GD e seus impactos em situações de entrega de reservas operativas, simulando casos diante de possíveis desligamentos de geradores centralizados. Finalmente, listam-se diversas tecnologias que podem ser utilizadas em aplicações de GD.

O capítulo cinco apresenta uma análise econômica baseada na simulação de fluxos ótimos

de carga (FOC), os quais ilustram o modelo com despacho programado com reservas centralizadas e usando GD. Depois, apresenta-se o estudo econômico com FOCs, para determinar os custos de reservas por ciclo horário. A seguir, apresenta-se os cenários de despacho para determinar os custo de energia firme e de reservas para o caso brasileiro. Finalmente, mostra-se uma nova metodologia para o estabelecimento de cargos pelo uso de energia reativa por meio de cálculo de sensibilidades.

O capítulo seis lista os aspectos a serem considerados para uma análise regulatória sobre os serviços ancilares e a geração distribuída.

Desejando comparar os lineamentos do futuro marco regulatório apresentados nesta tese de doutorado, com as teorias dos futuros marcos regulatórios internacionais (nesse caso o Europeu) o capítulo sete apresenta uma análise regulatória internacional, seguido de uma estratégia regulatória com a finalidade de constituir os princípios para um futuro marco regulatório que contempla a participação da geração na forma centralizada e descentralizada por meio da GD.

O capítulo oito apresenta as conclusões.

Capítulo 2. Geração Distribuída

2.1 Conceituação da geração distribuída

Apesar do reconhecimento da importância de se conceituar claramente a GD, não existe o que se possa chamar de unanimidade entre os especialistas. Diferentes definições de GD são usadas em diversos países, algumas citadas por Persaud (2000), El-Khattam (2004) e Pepermans (2005). Alguns países definem a GD baseando-se em nível de tensão, outros partem do princípio de que a GD está conectada a circuitos, nos quais os consumidores estão diretamente supridos (Fanz, 2004) e, ainda, outros, definem a GD em função da potência elétrica instalada. De forma simples, a GD pode ser definida, em termos gerais, como pequenos ou meios geradores de energia, instalados juntos ou próximos do consumidor e conectados à rede de distribuição da concessionária.

A GD é o emprego de unidades de reduzida capacidade (pequena ou meia capacidade) de geração, espacialmente melhor distribuídas. Na realidade, a GD é um caso particular do uso de recursos distribuídos (geração de eletricidade, o armazenamento de energia e a gestão de cargas); GD é o termo ora empregado para o que, no passado, era conhecido como geração descentralizada. A geração distribuída está associada ao emprego, tanto de tecnologias comprovadas e comerciais – turbinas a gás e motores de combustão de interna, em geração exclusiva ou em sistemas de co-geração –, quanto de novas tecnologias – microturbinas a gás, painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e células de combustível.

Os sistemas de geração distribuída podem ser localizados nos sistemas de sub-transmissão, nos sistemas de distribuição urbanos ou suburbanos, ou ainda em localizações remotas. Quanto à capacidade, não existe uma definição rigorosa.

Um dos termos atualmente usados para descrever o processo de gerar, gerenciar, ou criar energia com o uso de recursos distribuídos é “Energia Descentralizada” (ED). Dentro dessa terminologia, não importa que tipo de tecnologia é utilizada e nem se é usada em conexão com uma rede já existente ou em uma aldeia remota, ou, ainda, se a potência é gerada de uma fonte renovável limpa, ou da queima de combustíveis fósseis. Se o sistema gerador está instalado no local onde a energia será consumida, é ED. Isto significa que, em rigor, poderá implicar em

tecnologias e recursos distribuídos que não são necessariamente mais limpos para o ambiente, tais como geradores a diesel sem recuperação de calor.

Existem diferentes termos utilizados no contexto de ED, o que pode gerar confusão. A Tabela 2-1 apresenta uma lista contendo muitos dos termos utilizados, os quais são também definidos. Há, ainda, uma explicação de como eles estão relacionados dentro do conceito de ED.

Tabela 2-1 Conceitos de Energia Descentralizada

Termo	Sigla	Descrição
Energia Descentralizada	ED	A produção de eletricidade na proximidade do ponto de utilização, independentemente do tamanho, da tecnologia ou do combustível utilizado, sem importar-se que seja ligado numa grande rede ou isolada. ED inclui tecnologias de alta eficiência em co-geração (CHP), instalações industriais de energia com fontes renováveis de energia e reciclagem, etc.
Energias Renováveis	ER	São fontes de energia naturalmente renováveis a curto prazo, como a energia solar, hídrica, eólica e biomassa. Existe uma considerável sobreposição entre as energias renováveis e ED. Quando as energias renováveis são usadas para gerar energia, exigindo-se o uso de fontes renováveis, também são abrangidas pela definição ED. Por outro lado, grandes parques eólicos, que são construídos afastados dos centros de consumo, não seriam abrangidos pela definição do DE.
Geração Distribuída	GD	Termo freqüentemente utilizado alternadamente com ED, embora às vezes para um mesmo sistema, a GD refere-se somente à potência, e a ED refere-se à produção de energia térmica e energia elétrica.
Microgeração		Aplicações de pequena escala, geralmente para uso residencial.
Calor Distribuído	DE/DH/DC	Produção de vapor, água quente ou água refrigerada, ou uma combinação dos três, em uma única unidade central de distribuição. Quando a unidade emprega sistemas de energia térmica a partir de resíduos (que ficam na produção de outros processos) para fornecimento de calor e frio, ela pode ser considerada como ED. Em alguns casos, no entanto, algumas unidades são utilizadas em aplicações de produção de calor somente, não sendo consideradas como ED.
Combinação de Calor e Eletricidade	CHP	A produção simultânea de eletricidade e calor útil. O termo CHP pode ser usado em qualquer escala de aplicação, tanto para grandes refinarias, como pequenas usinas de uso individual (pequena indústria, comércio).
Co-geração		A co-geração é a produção simultânea de eletricidade e calor útil. Co-geração pode ser em qualquer escala, mesmo para grandes aplicações industriais ou em pequenos sistemas individuais.
Combinação de aquecimento	CCHP/CHP	CCHP é a produção simultânea de eletricidade, calor útil e refrigeração. A CCHP é um tipo de ED.
Trigeração		Termo utilizado alternadamente com CCHP. Trigeração é a produção simultânea de eletricidade, calor útil e de frio.
Fontes de alimentação contínuas	UPS	Termo comumente usado para descrever a energia de suporte emergencial, especialmente no contexto de energia para computadores. O termo é geralmente associado com pequenos geradores e bancos de baterias.
Gerador de Reserva – Backup		Geralmente associada com pequenos geradores (diesel e gasolina), embora também podendo referir-se a aplicações de aproveitamento de resíduos para geração de calor, gerando benefícios ambientais. As tecnologias que utilizam FER são também cada vez mais empregadas para fornecer energia backup.
Potência Local		Estreitamente relacionado com a expressão usada para descrever ED

(Captive Power)		localizada. O termo implica sistemas de geração de eletricidade ou aplicações de co-geração.
Geração embutida		Termo estreitamente relacionado para descrever energia localizada. O termo implica em sistemas de geração de eletricidade ou aplicações de co-geração.
Microrede		Um conjunto de tecnologias ED agrupadas em uma área específica e, muitas vezes, ligado a um único ponto de uma rede maior.
Recurso Distribuído	RD	Termo freqüentemente utilizado alternadamente com “Descentralizado de Energia” ou “Geração Distribuída”, embora devido a um recurso, também possa ser usado para o gerenciamento do lado da oferta, com temas como conservação e eficiência energética.

Fonte: (WADE, 2008)

2.2 Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída

O uso da GD gera impactos de diversas índoles (econômica, técnica e ambiental); assim, a GD apresenta vantagens e desvantagens direta e indiretamente sobre todos os pontos da rede elétrica. Os impactos causados pelo uso da GD influenciam diretamente os incentivos econômicos que a GD pode obter. Um dos pontos que normalmente são citados como benefícios da GD dizem respeito ao potencial aprimoramento da operação do sistema elétrico, em função da maior confiabilidade do abastecimento, maior estabilidade da tensão elétrica, melhor controle de reativos e harmônicos, condições favoráveis para a geração emergencial e boa dose de flexibilidade face a oscilações de preços.

Além dos pontos acima relacionados, deve-se notar que em vários sistemas, existe uma tendência de saturação das redes de transmissão e distribuição, dado o crescimento natural dos sistemas, e esse é outro fator de estímulo à GD. O trabalho apresentado por Mendez (2006) mostra que o aumento do uso da GD proporciona uma postergação de investimentos, como é apresentado na Figura 2-1.

Entretanto, o comportamento antes mencionado pode virar no sentido contrário se o uso da GD aumentar significativamente, saturando a rede e gerando custos, desde perdas de energia, até investimentos na mudanças das redes para o bom funcionamento da GD. A GD acarreta também desvantagens, que não devem ser esquecidas, devidas ao aumento do número de empresas e entidades envolvidas e à desvinculação entre interconexão física e intercâmbio comercial (a concessionária a que vai se conectar um produtor independente pode ser apenas transportadora e não compradora da energia que lhe é entregue por aquele produtor para um cliente remoto). Para esclarecer essas idéias a Tabela 2-2 apresenta um resumo das vantagens e

desvantagens no uso da GD encontradas na literatura.

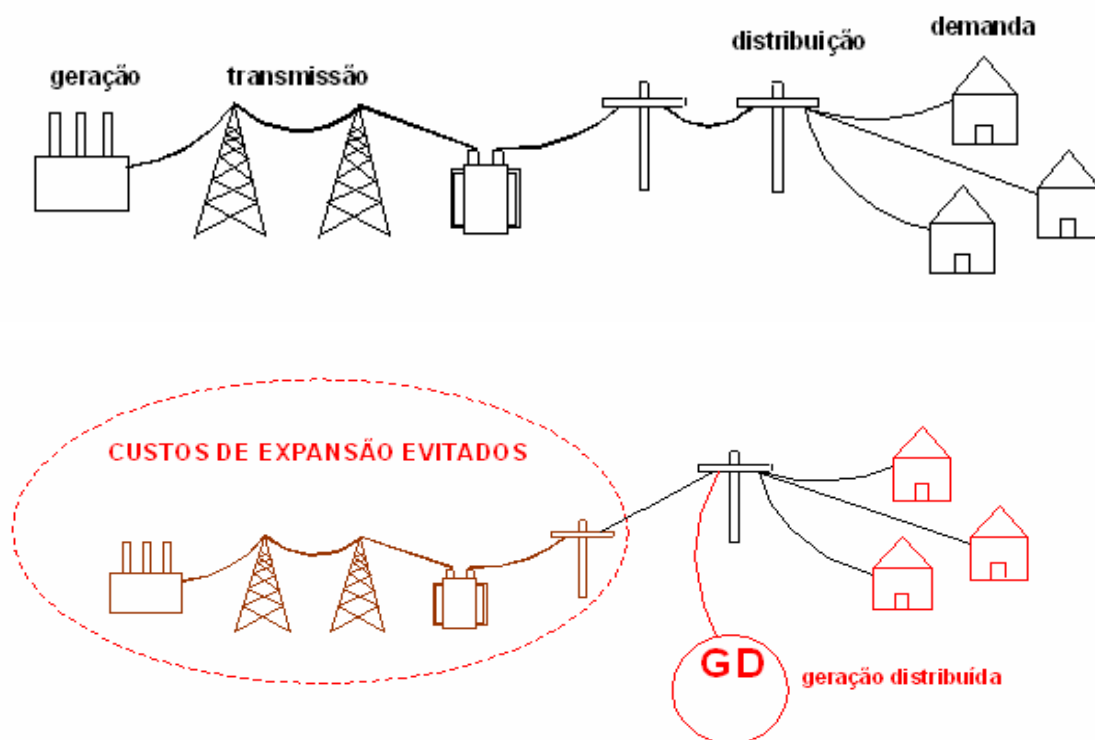


Figura 2-1 Esquema de Geração Distribuída

Tabela 2-2 Algumas das vantagens e desvantagens da Geração Distribuída

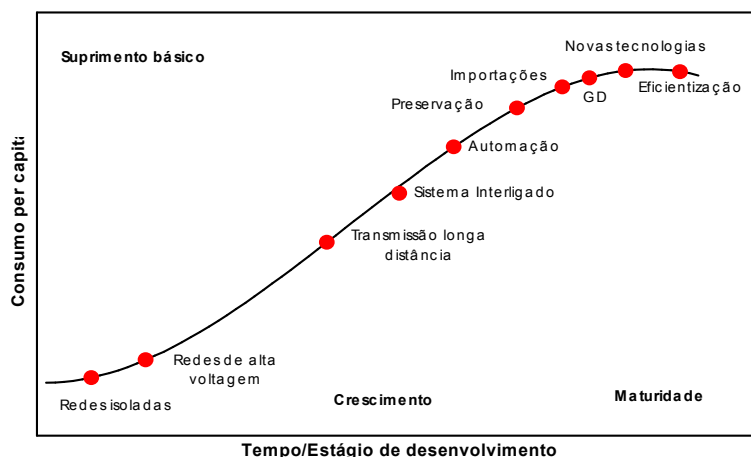
Benefícios da GD:	Desvantagens da GD:
• Aos consumidores: qualidade da energia, confiabilidade aumentada, flexibilidade para reagir aos preços. • Às concessionárias: investimento evitado, novos mercados (aplicações remotas). • À economia: alavancagem de uma nova indústria. • Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão e distribuição. • Aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local, por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão e distribuição. • A GD requer menor investimento e pouco tempo para a construção. A GD pode ser muito mais uma opção estratégica a curto e médio prazo do que uma concorrente das tecnologias convencionais. • Aumento da eficiência energética, redução	• Aumento da complexidade do gerenciamento da rede, inclusive garantia do "back-up"; • Maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções, inclusive nas medidas de segurança a serem tomadas; • Maior complexidade administrativa, contratual e comercial. • Maiores dificuldades de coordenação das atividades. • Em certos casos, diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o que tende a aumentar o preço médio de fornecimento das mesmas. • Interferência na qualidade da energia na rede. • O saturamento nas redes elétricas ao instalar a GD, obriga ao distribuidor a fazer investimentos nas redes para atingir o bom funcionamento da GD.

simultânea dos custos das energias elétrica e térmica, e colocação dos excedentes da primeira no mercado a preço competitivo. • Ao ambiente: redução de impactos ambientais da geração, pelo uso de combustíveis menos poluentes, pela melhor utilização dos combustíveis tradicionais e, em certos tipos de cogeração, com a eliminação de resíduos industriais poluidores. • Benefícios gerais decorrentes da maior eficiência energética obtida pela conjugação da geração distribuída com a geração centralizada, e das economias resultantes. • Maiores oportunidades de comercialização e de ação da concorrência no mercado de energia elétrica, na diretriz das leis que reestruturaram o setor elétrico.	
--	--

2.3 Presente e futuro da geração distribuída

O recurso à GD, no passado recente, não se materializou no mundo sob forma de uma participação relevante; ao contrário, esta participação, de fato, foi relativamente modesta. Nos últimos anos, contudo, ocorreu um aperfeiçoamento, a um nível mundial, principalmente depois das crises do petróleo. Aditivamente, a experiência tem mostrado, no mundo, que as modificações necessariamente introduzidas em razão da utilização da GD levam aos consumidores a um uso mais racional de todas as formas de energia: afinal, a eficiência do seu emprego em suas plantas reduz-lhe o custo do combustível queimado e, conseqüentemente, otimiza a sua operação e o seu investimento.

A geração distribuída é apresentada como um indicador do estágio de desenvolvimento dos sistemas elétricos: investimentos em maior escala em GD caracterizam o início de uma etapa de maturidade no suprimento elétrico, na qual a principal meta dos investidores é a melhoria da eficiência econômica do sistema. Nessa etapa as ações se pautam essencialmente por considerações econômicas e aspectos ambientais (Ver Figura 2-2). Além da descentralização do suprimento elétrico, essa etapa de maturidade também é caracterizada por esforços de preservação física do sistema (com a realização de diagnósticos e a extensão da vida útil), viabilização de redes elétricas que permitem intercâmbio comercial com outros países, implantação de novas tecnologias e maior atenção ao uso racional da energia elétrica (Walter, 2007).



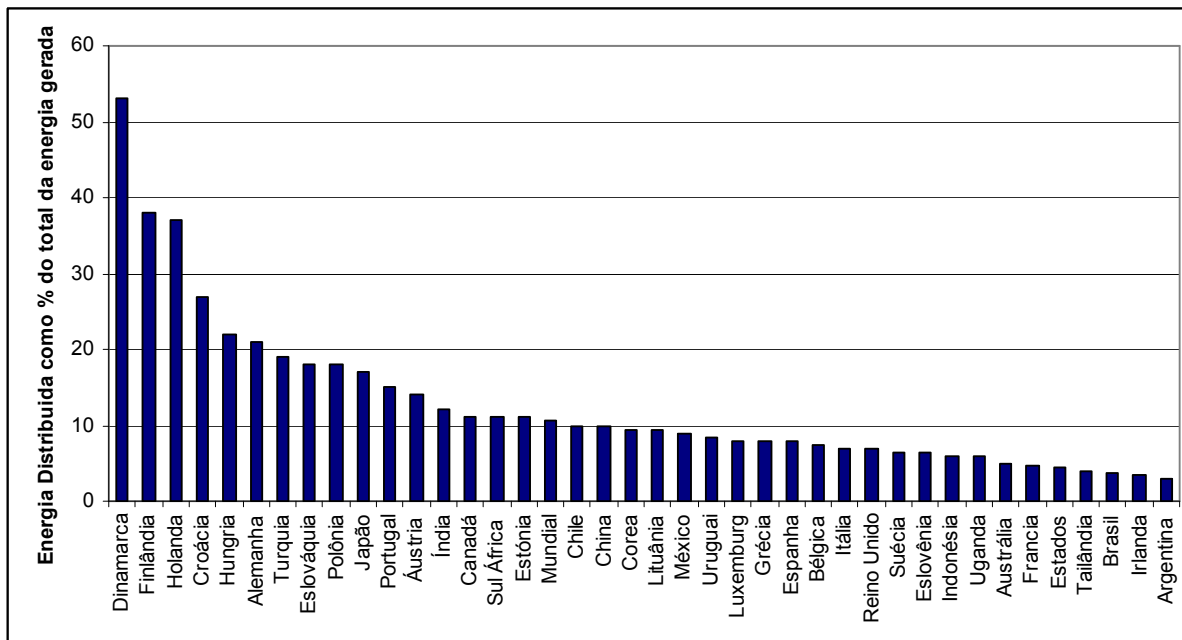
Fonte: (International Power Generation, 1997)

Figura 2-2 Desenvolvimento dos mercados e do suprimento de energia elétrica

A ED pode ser uma solução prática em qualquer lugar onde a energia térmica ou/e de potência elétrica sejam necessárias. O conjunto de tecnologias ED já vem sendo amplamente utilizado em todo o mundo. A Figura 2-3, ilustra até que ponto a ED é atualmente empregada em vários países.

Diversas aplicações de ED são adaptadas nos países industrializados e em desenvolvimento. Dependendo das circunstâncias específicas de aplicações (calor, frio, uso de água ou/e eletricidade) o uso das tecnologias abrigadas como ED é mais adequado do que outras, mas, muitas vezes qualquer variedade de opções é possível. Em áreas densamente povoadas a ED pode complementar os atuais sistemas centralizados em localidades tão diversas como: residências, universidades, hotéis, shoppings, bancos, etc. Nas áreas rurais a ED também pode ser muito prática para uma vasta gama de aplicações, como: bombeamento da água, eletrificação rural, fábricas de têxteis, produção de alimentos, silvicultura. A ED também pode ser uma opção economicamente atraente para muitos tipos de usuários mais evoluídos, como por exemplo, em um moderno centro tecnológico, onde são gerenciados equipamentos sofisticados que processam astronômicas somas de dados de muita importância.

Um conjunto de células de combustível de alta tecnologia pode ser um investimento atraente para fornecer energia limpa e confiável no local.



Fonte: (WADE, 2008)

Figura 2-3 A Geração Distribuída no Mundo

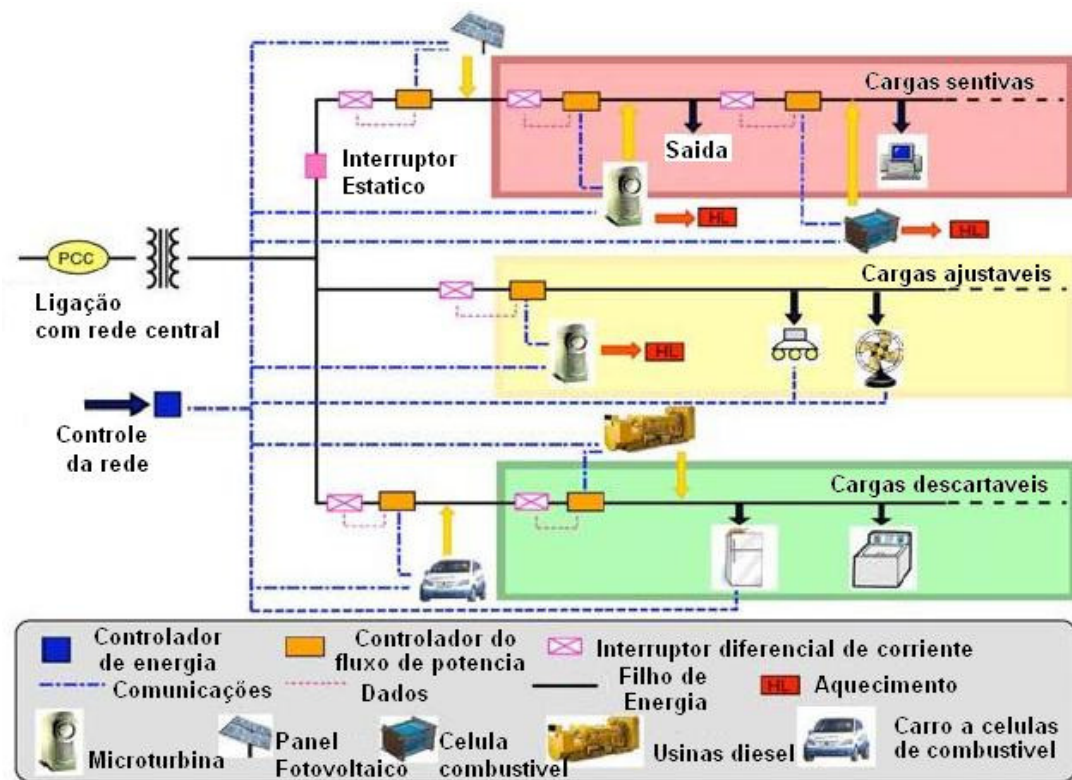
Os muitos apagões e crises de grandes sistemas elétricos no mundo (falhas em grande escala em Londres, na Escandinávia, Itália², Brasil em 2001, Colômbia em 1992) comprovaram a dependência de infra-estruturas elétricas solidamente fortes (sistemas com alta confiabilidade, segurança e ainda com qualidade) tanto para países desenvolvidos, como em desenvolvimento. Embora a demanda mundial de eletricidade continue a crescer, a expansão do sistema tradicional de energia é limitada por múltiplas variáveis técnicas, econômicas e ambientais.

Além do acima mencionado, muitas das atuais e futuras cargas elétricas demandam energia de qualidade, exigindo, assim, um fornecimento de qualidade, o que em, termos técnicos é conhecido como “Qualidade de Energia Confiável” (Power Quality and Reliability-PQR). Um dos caminhos alternativos para fornecer energia a cargas sensíveis é proporcionar geração perto dessas cargas, ou seja, com GD. Fornecer energia às cargas localmente (com GD) está se tornando cada vez mais comum, chegando a competir com o tradicional sistema de geração centralizada (Dispower Project, 2005).

Juntamente com estas novas tecnologias de geração, equipamentos de controle local para sua manipulação também estão sendo desenvolvidos rapidamente. Um exemplo de futuras redes

² UCTE 2004

está na nova tendência de redes altamente evoluídas chamada MicroRedes (MicroGrids), apresentada na Figura 2-4, as quais estão sendo projetadas para funcionar junto com os tradicionais sistemas centralizados.



Fonte: (Marnay, 2004)

Figura 2-4 Futuro das redes elétricas

As microrredes são um conjunto de geradores que podem estar tanto isolados quanto ligados nos grandes sistemas centralizados, e integrados, de tecnologias distintas ou não, atendendo a um grupo de usuários em uma determinada região. Neste tipo de configuração, a integração das fontes de geração, eventualmente através de sistemas híbridos, representa um grande campo para desenvolvimento, particularmente para otimização do sistema como um todo. Assim, as pequenas unidades de GD podem ter seu potencial melhor aproveitado quando organizadas como um grupo. Esses grupos de cargas e microgerações operam em conjunto, como se fossem um único sistema provedor de eletricidade, de calor ou frio. Para o sistema elétrico a MicroRede pode ser vista como uma única célula, podendo ser considerada como uma carga única variável despachada conforme a necessidade. Para o consumidor, a MicroRede pode ser designada para atender os seus principais interesses, como por exemplo alta confiabilidade,

redução de perdas, controle de tensão, alta eficiência através do aproveitamento da energia térmica despendida e ininterrupção do fornecimento de energia. De modo a assegurar que a MicroRede opere como um único sistema, é importante que a maioria de suas gerações sejam baseadas em eletrônica de potência (CERTS, 2002).

2.4 Tecnologias de geração distribuída

Os avanços tecnológicos realizados nos últimos anos permitiram o aumento das opções de tecnologias disponíveis para aplicações de GD. Novas tecnologias surgiram, tais como as pilhas de combustível, ou as micro-turbinas. A redução de custos também tem contribuído para que outras tecnologias possam ser utilizadas nesse tipo de aplicação.

As principais tecnologias que podem ser utilizadas atualmente nas aplicações de GD são:

- Turbinas a gás convencionais, meio porte;
- Microturbinas a gás convencionais, pequeno porte;
- Turbinas de vapor;
- Ciclos combinados;
- Motores alternativos;
- Mini-hidráulica;
- Eólica;
- Solar (fotovoltaica);
- Células combustíveis.

A três primeiras tecnologias também são utilizadas em centrais convencionais, em aplicações de GD e são de meio porte; estão ligadas nas redes de distribuição e, além disso, é comum ter associado um processo de co-geração. Esse tipo de processo atinge uma melhor eficiência dos processos separados de geração elétrica e térmica, sendo assim muito valorizado e apoiado por seu menor impacto meio ambiental. Outras tecnologias, também utilizadas na co-geração, são os motores alternativos e as pilhas de combustível. O interesse nas outras tecnologias (mini-hidráulica, eólica e solar) reside no fato delas serem renováveis. Isso tem outras implicações do ponto de vista de controle, predição e dispersão de sua produção: o recurso costuma ser aleatório (ou intermitente), difícil de prever e em geral não se localizam aos centros

de consumo (INEE, 2002).

O Anexo A descreve as principais tecnologias em condições de utilização pelos consumidores e pelos demais interessados em investir na GD. Para cada tecnologia apresentam-se, em uma tabela, as características técnicas e econômicas. Do ponto de vista técnico, os aspectos favoráveis ou desfavoráveis são destacados através de alguns símbolos, representando um desempenho muito ruim, ruim, normal, bom ou muito bom. Nessas tabelas também são apresentadas as características de emissões (CO₂, NO_x, SO₂ e CO), utilizando símbolos que comparam as emissões de cada tecnologia com as emissões dos ciclos combinados de gás. Os ciclos combinados de gás são referência, já que na atualidade, é a tecnologia que tem maior aceitação dentro das novas usinas geradoras no mundo.

As valorações técnicas e econômicas apresentadas no Anexo A foram obtidas pelo grupo IIT.

No contexto de uso de fontes primárias alimentadoras, pode-se listar elas assim:

- Energia de origem fóssil – releva-se o gás canalizado que transforma este energético em um vetor presente na “porta” do consumidor, assemelhando-se à eletricidade;
- Energias derivadas diretamente da natureza – água de rios (PCHs) e ventos (eólica);
- Florestas energéticas – cultivo de árvores capazes de produzir energia e, concomitantemente, captar CO₂;
- Resíduos combustíveis de processos industriais, agro-industriais e urbanos (lixo e lodo de esgoto);
- Energias “verdes”, aquelas derivadas de fontes pouco poluentes, como o álcool, o bio-diesel e todas as formas que aproveitam produtos vegetais.

2.5 A geração distribuída no Brasil

Em função da crise de energia de 2001, que resultou no racionamento, para mitigar os riscos inerentes ao sistema, ocorreu, do lado dos consumidores, a instalação de um grande número de geradores e, do lado do sistema, desenvolveu-se a instalação ociosa de um parque emergencial (CBEE “seguro apagão” fortemente criticado, dado que ao invés de aproveitar as vantagens da GD montou um outro exército, ocioso, quase sempre desligado e pago por todos os consumidores brasileiros) sustentado a base de um “seguro” pago por toda a sociedade:

estabeleceu-se, conseqüentemente, uma visão de operação limitada a um horizonte de cinco anos, como se os problemas do sistema fossem transitórios e se superassem com a regularização dos investimentos em geração, em uma formulação ainda predominantemente central. A prática mostrou (INEE, 2004), com o quase racionamento vivido pelo Nordeste, no início do corrente ano, que o sistema, de fato, aumentou a sua vulnerabilidade à falta de chuvas e que não pode prescindir de um parque de reserva; e este parque terá que se adaptar adequadamente ao sistema como um todo e não marginalmente, como tem acontecido recentemente.

Atualmente, no Brasil, diversas novas unidades estão em fase de planejamento e projeto, e algumas estão em implantação, agregando mais energia ao sistema (ANEEL, 2008). O Brasil possui no total 1.766 empreendimentos em operação, com uma capacidade instalada de 102.223.780 kW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de 40.715.407 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 131 empreendimentos atualmente em construção e mais 474 outorgadas.

A Tabela 2-3 apresenta a atual matriz elétrica no Brasil, enquanto a Tabela 2-4 mostra a capacidade atual de geração elétrica no Brasil. A Tabela 2-5 e Tabela 2-6 ilustram os empreendimentos em construção e outorgados pela ANNEEL respectivamente. A Tabela 2-7 apresenta os investimentos atuais por fonte de energia. Finalmente, a Tabela 2-8 lista as termelétricas com co-geração qualificada.

Tabela 2-3 Matriz de energia elétrica brasileira - (Dezembro 2008)

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Usinas hídricas		706	77.509.822	70,21	706	77.509.822	70,21
Usinas a gás	Natural	85	10.588.402	9,59	114	11.769.430	10,66
	Processo	29	1.181.028	1,07			
Usinas de fontes derivadas do petróleo	Óleo Diesel	595	3.294.996	2,98	617	4.668.490	4,23
	Óleo Residual	22	1.373.494	1,24			
Usinas a biomassa	Bagaço de Cana	252	3.376.063	3,06	301	4.541.265	4,11
	Licor Negro	13	859.217	0,78			
	Madeira	29	243.187	0,22			
	Biogás	3	41.590	0,04			
	Casca de Arroz	4	21.208	0,02			
Usinas nucleares		2	2.007.000	1,82	2	2.007.000	1,82
Usinas a carvão mineral	Carvão Mineral	8	1.455.104	1,32	8	1.455.104	1,32
Usinas eólicas		17	272.650	0,25	17	272.650	0,25

Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	7,40
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		1.765	110.393.761	100	1.765	110.393.761	100

Fonte: (ANEEL, 2008)

Tabela 2-4 Capacidade de geração de energia elétrica no Brasil - (Dezembro 2008)

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
Central geradora hidrelétrica	227	120.009	119.387	0,12
Central geradora eolielétrica	17	272.650	272.650	0,27
Pequena central hidrelétrica	320	2.399.598	2.339.404	2,29
Central geradora solar fotovoltaica	1	20	20	0
Usina hidrelétrica	159	74.632.627	75.051.031	73,42
Usina termelétrica	1.040	25.190.190	22.434.288	21,95
Usina termonuclear	2	2.007.000	2.007.000	1,96
Total	1.766	104.622.094	102.223.780	100

Fonte: (ANEEL, 2008)

Os valores de porcentagem são referentes à potência fiscalizada. A potência outorgada é igual àquela considerada no ato de outorga. A potência fiscalizada é igual àquela considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Tabela 2-5 Empreendimentos em construção no Brasil - (Dezembro 2008)

Empreendimentos em Construção			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	1	848	0,01
Central Geradora Eolielétrica	22	463.330	6,25
Pequena Central Hidrelétrica	67	1.090.070	14,70
Usina Hidrelétrica de Energia	21	4.317.500	58,24
Usina Termelétrica de Energia	20	1.541.228	20,79
Total	131	7.412.976	100

Fonte: (ANEEL, 2008)

Tabela 2-6 Empreendimentos outorgados no Brasil entre 1998 e 2008

Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2008 (não iniciaram sua construção)			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	74	50.189	0,15
Central Geradora Undi-Elétrica	1	50	0
Central Geradora Eolielétrica	50	2.401.523	7,21
Pequena Central Hidrelétrica	166	2.432.568	7,30
Usina Hidrelétrica de Energia	18	15.865.300	47,64
Usina Termelétrica de Energia	165	12.552.801	37,69
Total	474	33.302.431	100

Fonte: (ANEEL, 2008)

Tabela 2-7 Fontes de energia exploradas no Brasil - (Dezembro 2008)

Resumo da Situação Atual dos Empreendimentos		
Fonte de Energia	Situação	Potência Associada (kW)
50 empreendimento(s) de fonte Eólica	outorgada	2.401.523
22 empreendimento(s) de fonte Eólica	em construção	463.330
17 empreendimento(s) de fonte Eólica	em operação	272.650
1 empreendimento(s) de fonte Fotovoltaica	em operação	20
258 empreendimento(s) de fonte Hidrelétrica	outorgada	18.348.057
89 empreendimento(s) de fonte Hidrelétrica	em construção	5.408.418
706 empreendimento(s) de fonte Hidrelétrica	em operação	77.509.822
1 empreendimento(s) de fonte Maré	outorgada	50
165 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	outorgada	12.552.801
20 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	em construção	1.541.228
1042 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	em operação	24.441.288

Fonte: (ANEEL, 2008)

Tabela 2-8 Termelétricas com co-geração qualificada - (Dezembro 2008)

Termelétricas com Co-Geração			
Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
Outorga	8	47.126	2,98
Construção	6	111.668	7,06
Operação	58	1.423.124	89,96
Total	72	1.581.918	100

Fonte: (ANEEL, 2008)

2.5.1 Aspectos comerciais da geração distribuída no Brasil

No Brasil, o art. 14º do Decreto nº 5.163/04 (Brasil, 2004) enuncia que:

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

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

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

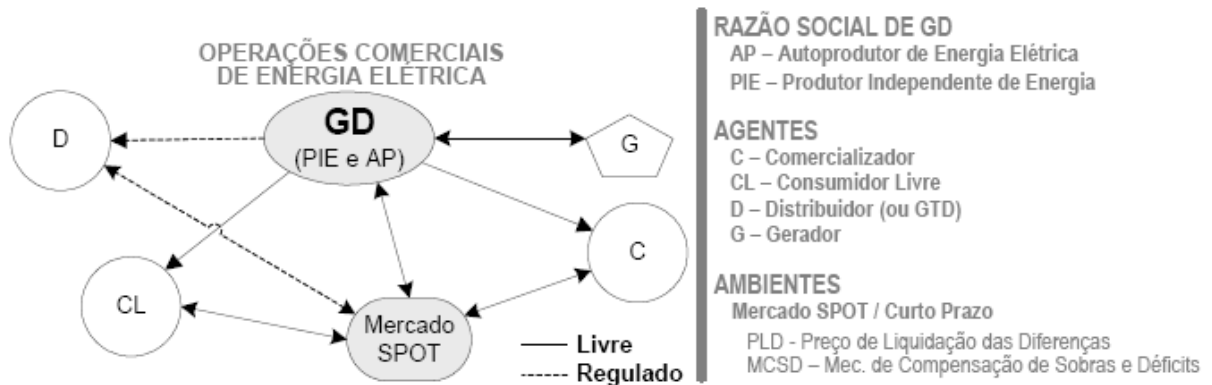
Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”

Como se pode observar, este decreto determina que o agente comprador seja sempre o mesmo mesmo detentor da rede de distribuição (concessionária local). Isso não é adequado. Existem outros potenciais outros potenciais compradores, como por exemplo, um consumidor livre. Além disso, o Decreto estabeleceu estabeleceu parâmetros diferenciados, por capacidade e eficiência de cada fonte, para qualificação de qualificação de empreendimentos de geração como GD. Essa definição dificulta a possibilidade de se obter um de se obter um tratamento e classificação isonômica e única, independentemente da fonte ou tecnologia de tecnologia de geração. Algumas restrições presentes nesse decreto, como o impedimento de venda de energia venda de energia das unidades de GD para um consumidor livre e o tratamento não isonômico das fontes das fontes (segregação das fontes considerando diferentes tecnologias e níveis de eficiência), ensejaram a ensejaram a realização da Audiência Pública nº. 4 (09 de Março a 08 de Abril de 2006), quando “ficou ficou evidente a necessidade de aprofundamento do tema para estabelecer a regulamentação tecnicamente tecnicamente mais adequada às necessidades do País” e “as tecnologias existentes para centrais termelétricas, termelétricas, exceto as de co-geração, não apresentam eficiência energética superior a 75%” (Polizel, (Polizel, 2007). Como resultado dessa audiência, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº. 228/06, que 228/06, que estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétrica na modalidade de modalidade de GD, para fim de comercialização de energia elétrica no restrito Ambiente de Contratação Contratação Regulada (ACR), carecendo de regulamentação para os demais ambientes de comercialização e comercialização e para aproveitamentos eólicos (Polizel, 2007). A Fonte: (Polizel, 2007)

Figura 2-5, ilustra de uma forma simplificada, como passou a ser a interação comercial dos agentes do sistema elétrico brasileiro frente a atual estrutura organizacional, com vista à GD.

O autoprodutor (AP) é o agente gerador que possui autorização para produzir energia elétrica destinada ao consumo próprio, podendo, com a pré-autorização, comercializar o excedente. O Produtor Independente de Energia (PIE) é o agente gerador que possui concessão

ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio, por sua conta e risco. Uma derivação do PIE é a figura do Produtor Independente Autônomo (PIA) que é produtor de energia enquadrado no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) da Eletrobrás³. A autoprodução e a produção independente de energia elétrica possuem um papel importante na atual expansão do parque gerador brasileiro.



Fonte: (Polizel, 2007)

Figura 2-5 Estrutura comercial do setor elétrico brasileiro

2.5.2 Ambientes de comercialização de energia provenientes da geração distribuída no Brasil

Há cinco opções (ambientes) de comercialização de energia elétrica produzida de forma distribuída:

a) Contratação Regulada

a.1) Primeira Opção – Chamada Pública da Concessionária Distribuidora

A primeira opção é vender energia para a concessionária local por meio de chamada pública promovida diretamente pela distribuidora. Aqui, a energia produzida por GD será considerada para atendimento do mercado das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Estabelece-se o limite de 10% da carga da concessionária para o montante de energia contratada de GD, com autorização de repasse integral às tarifas da distribuidora, do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de GD até o limite do Valor de Referência

³ BRASIL. Lei nº. 10.438, 26 de Abril de 2002. “Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)”.

(VR).

a.2) Segunda Opção – Comercialização no ACR

Esta segunda opção é realizada por meio de licitação pública, com várias regras e procedimentos específicos. A insuficiência de regulamentação para várias tecnologias tem dificultado operações nesse ambiente para diversas tecnologias de GD.

a.3) Terceira Opção – Chamada Pública do PROINFA

Esta opção refere-se à comercialização de energia elétrica no ambiente do PROINFA, cujo objetivo é aumentar a participação de PIA na matriz energética brasileira, concebida com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. A primeira etapa do PROINFA foi a contratação de 3,3GW de potência instalada. A compra da energia produzida por estas fontes é assegurada pela Eletrobrás por um horizonte de 20 anos, com piso de remuneração equivalente a 80% da tarifa média nacional de fornecimento. Os custos de aplicação desses contratos e as despesas administrativas da Eletrobrás são rateados entre todos os consumidores do SIN, de forma compulsória. A segunda etapa é a continuidade da primeira, que contempla a ampliação da participação de PIA até que se atinja um total de capacidade instalada capaz de atender 10% do consumo de energia elétrica do país até 2024. Essa opção de comercialização é regulamentada por um marco legal específico, que traça um restrito ambiente de comercialização com um exclusivo critério de qualificação de fontes geradoras em PIA.

b) Contratação Livre

b.1) Quarta Opção – GD Existente no Contrato de Concessão de Distribuidora

Aqui, a concessionária de distribuição que originalmente possuía os empreendimentos de GD listados no contrato de concessão pode adquirir energia dessas GD's. Isto significa que existem oportunidades a serem exploradas de comercialização de energia de GD diretamente para a distribuidora, sem chamada pública, lembrando-se do limite estabelecido pela ANNEL de 10% mencionado anteriormente⁴.

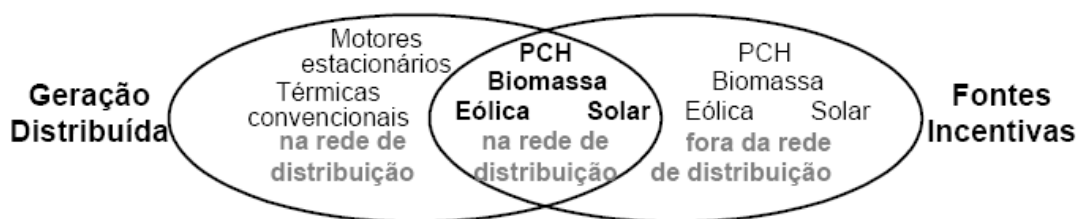
b.2) Quinta Opção — Livre Negociação (ACL_{INC}) com Fontes Incentivadas

A GD enquadrada como fonte incentivada, tem direito de venda de energia diretamente para consumidores que possuam carga igual ou superior a 500 kW⁵, ampliando o universo de

⁴ Resolução Normativa ANEEL nº. 167

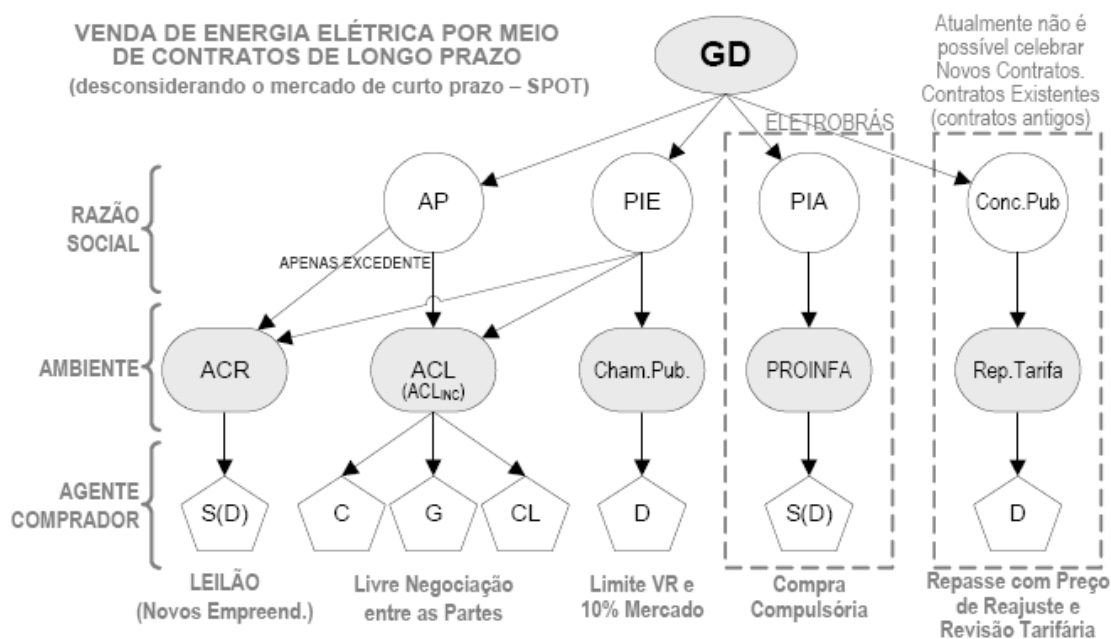
⁵ Conforme dispõe Lei nº. 9.427/96, com nova redação dada pelas Leis nº. 9.648/98 e 10.762/03,

consumidores potencialmente livres, o que anteriormente só era permitido a consumidores com demanda superior a 3 MW. São fontes incentivadas: PCH (1 a 30MW); geração a partir de biomassa, energia eólica ou solar com potência instalada inferior a 30 MW⁶. A Figura 2-6 situa as fontes incentivadas no âmbito da GD. A Figura 2-7 ilustra a síntese das 5 opções de comercialização de energia elétrica.



Fonte: (Polizel, 2007)

Figura 2-6 Inter-relação entre o conceito de GD e as fontes incentivadas



POSSÍVEIS RAZÕES SOCIAIS DA GD	AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO	AGENTES COMPRADORES
AP - Autoprodutor	ACR - Ambiente de Contratação Regulada	C - Comercializadora
PIE - Produtor Independente de Energia	ACL - Ambiente de Contratação Livre	CL - Consumidor Livre
PIA - Produtor Independente Autônomo	Cham.Pub. - Chamada Pública	D - Distribuidora (ou GTD)
Conc.Pub. - Concessionária Pública	PROINFA - Prog. Inc. às Fontes Alt. de Ener.	S(D) - Conjunto de D's do SIN
	Rep.Tarifa - Repasse direto para Tarifa	G - Geradoras

Fonte: (Polizel, 2007)

Figura 2-7 Opções de comercialização de energia elétrica proveniente de GD.

⁶ Conforme Nota Técnica da ANNEL nº. 69/06 resultante da Audiência Pública nº. 33/05

2.5.3 Formas de contratação

A contratação de energia elétrica proveniente de GD é realizada em uma das seguintes modalidades em função do recurso primário, conforme mostra a Tabela 2-9:

- Quantidade de Energia - montante de energia elétrica ativa gerada num determinado período de tempo, expressa em Watt-hora (Wh) ou, seus múltiplos;
- Disponibilidade de Energia - montante de potência elétrica disponibilizada para geração num determinado período de tempo, expressa em Watt (W), ou seus múltiplos, proveniente de GD.

Tabela 2-9 Síntese de possíveis formas de comercialização provenientes de GD

	UEE	PCH	PCT _B	PCT _D	PCT _G	Forma de Negociação / Remuneração
1ª Opção: Chamada Pública	---	E	---	---	---	Repasse às tarifas da Distrib. no limite de VR
2ª Opção: Contratos Iniciais	---	E	---	E	E	Preços já negociados. Faz-se apenas reajustes
3ª Opção: ACR	---	E	D/E	D	D	Preço de Licitação Pública
4ª Opção: PROINFA	E	E	E	não	não	
5ª Opção: ACL (fontes incentivadas)	---	E	E	não	não	
Nota: E - Energia (MWh) [objeto de contrato] D - Disponibilidade (MW) [objeto de contrato] --- Não se conhece histórico de ocorrência. Geralmente são Contratos de Curto e Médio prazo de duração (< 10 anos) Geralmente são Contratos de Longo prazo de duração (> 10 anos) PCT_B - Pequena Central Térmelétrica a Biomassa PCT_D - Pequena Central Térmelétrica a Diesel PCT_G - Pequena Central Térmelétrica a Gás						

Fonte: (Polizel, 2007)

2.5.4 Perspectivas para a Geração Distribuída no Brasil

O conceito de potencial empregado no planejamento tradicional (GC) no Brasil, enfoca, de maneira praticamente exclusiva, as hidrelétricas, com pouca importância nas usinas térmicas sendo a GD praticamente ignorada.

O capítulo 4 do Plano Decenal da ELETROBRÁS 2000/ 2009 indicou um potencial técnico de GD no setor industrial de 12,5 GW (20% da potência instalada) em 1999, e que o potencial termodinâmico apurado seria de, pelo menos, 21,5 GW. Este estudo, contudo, não incluía o potencial dos setores comerciais e de serviços que, com o aumento da oferta do gás natural distribuído, poderia acrescentar, a este potencial estimado, outros 2 a 4 GW; não incluía, também, os geradores de emergência e de ponta, os quais poderiam representar, como já citado, um papel importante como reserva de potência descentralizada.

A estimativa deste potencial pôde se efetivar considerando os potenciais teóricos das diversas fontes primárias disponíveis, considerados, neste processo de avaliação, os segmentos da

economia que podem desenvolvê-los. Enquanto não houver um número totalmente confiável para esta estimativa, importa evidenciar que, no momento, se torna possível supor, para este potencial, uma dimensão nada desprezível e perfeitamente apta para se transformar em uma das alternativas mais viáveis para atender as necessidades futuras de energia do país; de fato, pela rapidez com que podem ser implantados, eles podem desempenhar um papel fundamental na transição hoje vivida pelo setor elétrico brasileiro.

A GD no Brasil poderá ter um crescimento gradativo, como resposta natural à correção das estruturas tarifárias, à maior capilaridade da distribuição do gás e, no caso específico do segmento sucro-alcooleiro, à necessidade de modernização dos sistemas de vapor das usinas produtoras de açúcar e de álcool, dado que varias destas usinas foram construídas há cerca de duas décadas, graças aos incentivos do PROALCOOL. Acrescente-se que, após a crise de 2001, os consumidores passaram a ter uma consciência mais aguda e estão mais informados sobre as suas necessidades de energia e, como resultado, adquiriram uma atitude pró-ativa na questão energética, com clara focalização na GD. Deve-se ter em mente que o potencial brasileiro de GD é elevado e a rapidez de seu desenvolvimento tornar-se-á capaz de desempenhar um papel transiente extremamente importante.

A GD apresenta grande potencial de crescimento, com cerca de 3,9 % da capacidade instalada no país atualmente (WADE, 2005). Entre as fontes de geração distribuída renovável, as que apresentam maior potencial para exploração seriam as fontes eólicas, com 143 mil MW estimados, seguidas de pequenos aproveitamentos hidrelétricos, com potencial a ser explorado da ordem de 9,79 mil MW, e as fontes de biomassa, com potencial de exploração de 13 mil MW (Romagnoli, 2005). Do ponto de vista de competitividade, deve ser dada atenção especial às usinas de biomassa sucroalcooleiras, com potencial a ser explorado da ordem de 7 a 8 GW e que ainda podem ganhar espaço considerável na matriz energética, dada a modernização que vêm sofrendo as destilarias no que se refere a caldeiras, turbinas e ciclo energético utilizado. Por fim, recentes descobertas de gás natural perto de São Paulo triplicaram as reservas desta fonte e esforços já estão sendo feitos pelas companhias de gás no sentido de melhorar a rede de distribuição do produto, e “aquecer” o mercado de co-geração (WADE, 2005).

Capítulo 3 Serviços Ancilares

3.1 Descrição dos serviços ancilares

Os serviços ancilares (SA) são serviços tradicionalmente agregados de forma implícita à venda de energia elétrica e que não correspondem propriamente à energia em si. Normalmente se aceita na prática que os serviços ancilares são os recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento, a segurança do sistema e a manutenção dos valores de frequência e tensão. Desta forma, os serviços ancilares englobam vários serviços.

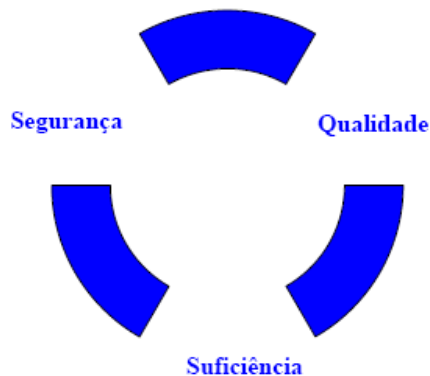
A reorganização que se tem realizado durante os últimos anos nos distintos mercados de energia tende a aumentar a eficiência do sistema por meio da incorporação dos serviços ancilares (SA), garantindo níveis adequados de segurança. Esses serviços compreendem tanto os agentes de geração, transmissão, distribuição quanto consumidores.

Os mercados competitivos de energia, requerem que os SAs sejam desmembrados, a eles sejam atribuídos preços e que sejam comercializados separadamente em subconjuntos para os usuários que deles necessitarem. A existência desses mercados sugere a organização de mercados competitivos para a provisão de SA, especialmente aqueles que estão estreitamente relacionados com os mercados de energia, como é o caso das Reservas de Potência Ativa, Regulação de Frequência, Black Start, Controle de Tensão e Potência Reativa. Esses serviços, que estavam incluídos nos custos do mercado básico de energia, deverão ser também discretizados, sendo de fundamental importância conhecê-los, organizá-los por função, definir metodologias para identificação de quem oferece estes serviços (quem recebe) e de quem os utiliza (quem paga). Existe uma forte interação entre o Mercado de Energia Primária e o Mercado de SA e, por isso, ambos são indispensáveis.

O conceito de confiabilidade define três atributos (ver Figura 3-1) num sistema de potência elétrico assim: segurança, suficiência e qualidade. Segurança pode se descrever como a habilidade do sistema para enfrentar diferentes distúrbios mediante o uso de equipamentos de proteção, despachos obrigados de usinas e outros SA. Suficiência representa a habilidade do sistema para atender os requerimentos de todos os consumidores para qualquer período do tempo.

Na terminologia de economia, o conceito de segurança pode ser visto como um bem público. Os sistemas de trânsito, a infra-estrutura de defesa nacional e as leis, por exemplo, são considerados um bem público. A segurança do sistema elétrico também é mencionada, por alguns

autores, como um bem público (Wang, 2007). Desta forma, o tema dos SA de um sistema elétrico torna-se um elemento chave de segurança. Similar a outros bens públicos, a segurança de um sistema de potência não tem claras indicações de seu custo por usuário. Alguns usuários podem contestar a idéia de pagar pelos SA, ao analisar que certos usuários não as utilizam e aqueles estariam pagando por uma segurança extra para estes. O problema é decidir o nível de aquisição ótima para cada usuário no sistema e derivar um método para realizar esta aquisição, assim como o cálculo de seus custos.



Fonte: (Lescano, 2004)

Figura 3-1 Confabilidade do Sistema

- Suficiência (Adequacy): existência de suficientes instalações para satisfazer a demanda.
- Segurança (Security): capacidade para suportar contingências; tem uma característica dinâmica.
- Qualidade (Power quality): característica técnica da frequência (tensão e corrente).

Os SA abarcam as características de segurança e qualidade do sistema e estão relacionados com sua operação. Os mercados de eletricidade, nos diferentes países, diferenciam-se nos métodos ou procedimentos de gerenciamento dos SA.

3.2 Identificação Dos Serviços Ancilares.

A literatura registra diversas listas de SA variando de 6 a mais de 40 destes tipos de serviços; alguns são apresentados em Lescano (2004) e Bastelli (2002). Os SA das empresas com

estrutura verticalizada foram providos como parte de um serviço global. É muito difícil, antieconômico e, até mesmo impraticável, separar tais serviços e cobrar cada serviço individualmente. O mais viável é agrupá-los segundo critérios factíveis ao nível técnico, administrativo ou econômico, como é apresentado na Tabela 3-1.

Tabela 3-1 Classificação de SA segundo o FERC⁷.

SERVIÇO	OBJETIVOS
Programação, controle e despacho.	-Despacho de geração, programação de geração, programação de corte de carga.
Fornecimento de reativos e controle de perfil de tensão	Suporte da tensão durante o regime dinâmico do sistema, suporte local de reativo, suporte de reativo ao nível de sistema.
Regulação e resposta da frequência	-Regulação da frequência -Regulação (gerenciamento) da carga -Previsão da carga.
Desequilíbrio carga X geração	- Controles automáticos de geração.
Reserva operativa / Reserva girante	- Reserva girante - Corte de carga - Reserva de transmissão.
Reserva Operativa / Reserva Suplementar	- Reserva não girante - Planejamento da reserva - Fornecimento de backup automático.

Fonte: (Lescano, 2004)

3.3 Os serviços ancilares e a geração distribuída.

Os novos sistemas elétricos mudam rapidamente e, com a GD, as redes de distribuição deixam de ser entes passivos para serem novas redes de distribuição ativas (Bayegan, 2001). Os novos e futuros esquemas de GD apresentam uma ampla possibilidade de novos fornecedores de energia elétrica e outros complementares, como os SA. A GD é um novo integrante nos atuais e futuros sistemas elétricos e na programação de despacho de SA (Fang, 2004). Um mercado de SA poderia promover a instalação de GD, cujos custos podem ser calculados baseando-se não unicamente na geração de energia ativa. O fornecimento de SA com GD pode aliviar em grande medida as demandas de sistemas elétricos, particularmente dos velhos. Infelizmente a demanda nas redes incrementa rapidamente, ao mesmo tempo que os problemas técnicos nas redes são gerados. A deterioração da qualidade da energia é um resultado dos desequilíbrios na rede. Os SA

⁷ Federal Energy Regulatory Commission, USA.

podem ser a ponte entre as capacidades da GD e as necessidades das redes (Bhattacharya, 2001).

A eletrônica de potência oferece potencialidades significativas para melhorar o perfil de tensão na regulação das redes, sendo beneficiados assim, tanto os usuários das redes de distribuição, como os proprietários da GD. Os equipamentos eletrônicos de potência oferecem atualmente conversão e entrega de potência com GD e, seguindo o desenvolvimento de novas tecnologias, no futuro esse fornecimento será mais eficiente. Assim, os novos equipamentos podem responder adequadamente a eventos não desejados nas redes e serem suportados pela GD.

Alguns dos SA que a GD pode fornecer são listados abaixo:

- Controle de tensão (Masters, 2002)
- Regulação da frequência
- Seguimento da carga
- Reserva rápida
- Reserva suplementaria
- Serviço de restabelecimento ou “backup”
- Compensação de harmônicos
- Estabilidade da rede
- Suporte de potência na ponta de curva de demanda (Peak Shaving)

No tema de reservas, a GD atuaria como um parque descentralizado capaz de suprir seja as necessidades momentâneas de excesso de demanda (demanda de ponta), seja para cobrir apagões localizados ou generalizados, seja para melhorar as condições qualitativas do fornecimento em regiões atendidas deficientemente (em tensão ou em frequência) por razões estruturais ou por razões conjunturais e momentâneas. No sistema brasileiro as reservas convencionais situam-se muito longe das cargas, fato que envolve complexos sistemas de transmissão, existência de linhas ociosas e ocorrência de maiores riscos de “apagões”. Assim, desde que se revejam as bases do planejamento das linhas de transmissão, considerando “âncoras” de GD, esta modalidade ensejará uma maior estabilidade no sistema elétrico brasileiro, com menores investimentos.

Fornecer SA através da GD também refere-se à Distribuição dos Recursos Energéticos (DRE). Assim, o sistema elétrico poderia conter dois subsistemas: um encarregado da medição do sistema (on-line), o qual detecta as necessidades dos SA e envia sinais quando um serviço ancilar

é requerido; e o outro subsistema que realiza o trabalho de fornecer o serviço depois de receber os respectivos sinais. O controle hierárquico deve ser estabelecido para que a GD forneça o mais importante serviço ancilar, caso o sistema precise de vários deles. Para decidir que serviço ancilar tem maior importância, é necessário considerar aspectos econômicos, confiabilidade do sistema e viabilidade técnica.

3.4 Tipos de serviços ancilares

Os SA são o complemento dos serviços primários; estes serviços primários correspondem aos serviços pelo qual usuários ou consumidores pagam diretamente: capacidade, consumo de energia, transmissão, distribuição, etc. (Lescano, 2004). Alguns dos mais importantes SA são apresentados nessa seção.

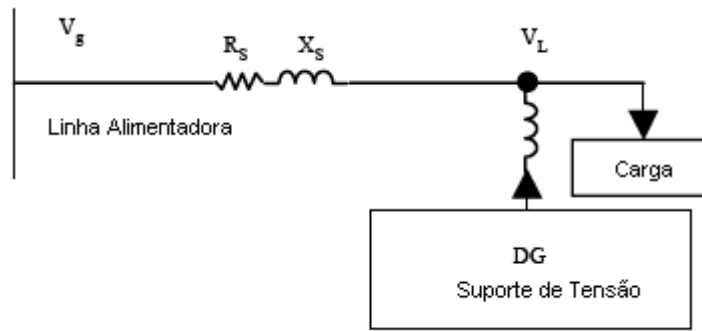
3.4.1 Serviço ancilar de potência reativa - controle de tensão

A provisão de potência reativa mantém a tensão e o fator de potência dentro dos limites admissíveis, em todo momento, tanto em condições normais de operação, como frente a contingências (Frias, 2005). Devido a isto, é exigida de todos os agentes do sistema a manutenção da tensão e os reativos em níveis aceitáveis. Um aspecto importante refere-se à localização dos provedores, pois os requerimentos de reativos e os problemas de tensão são de caráter local, já que a transmissão de reativos resulta em perdas consideráveis e diminui a capacidade de transmissão de potência ativa. Portanto, prover o serviço o mais próximo possível do lugar onde ele é necessário é o ideal (Bhattacharya, 2001).

Num sistema ideal, a tensão e frequência em cada ponto de fornecimento deveriam ser constantes, livres de harmônicos e idealmente de fator de potência unitário nos consumos. Em geral, o que se pretende é concordar com estes parâmetros, independentemente, da carga.

O controle de tensão é a injeção ou absorção de potência reativa por geradores ou equipamentos de transmissão para manter os voltagens dos sistemas de transmissão dentro das faixas estabelecidas, ou manter as voltagens em cada ponto da rede (nós) que contenha cargas críticas ou sensíveis (Conti, 2003). O esquema de análise para o controle de tensão é apresentado na Figura 3-2. Tem-se três tipos de condições que podem causar quedas ou aumentos na tensão (sag/swell) em nós de carga críticas ou sensíveis:

- Primeira condição: a carga tem algum componente indutivo. Um componente indutivo não absorve potência ativa; embora, esta absorva potência reativa, assim, causa quedas de tensão nas linhas de tensão e baixa o nível de tensão nos nós das cargas V_L (ver).
- Segunda condição: a potência real da carga muda. Mudanças na impedância da carga podem simular essa condição.
- Terceira condição: uma falha na rede pode mudar V_g , assim, V_L muda proporcionalmente.



Fonte: (Xiaoyan, 2006)

Figura 3-2 Esquema do sistema no suporte de tensão

Em geral, a segunda e terceira condição podem causar picos e quedas (swell/ sag) no perfil de tensão, e a primeira condição unicamente gera picos de tensão (swell).

Num alimentador radial (como costuma ser a maioria de alimentadores de distribuição de média tensão), o perfil de tensão apresenta um performance monótono decrescente tal como se mostra na Figura 3-3.

Nessa figura, a tensão nos nós de demanda é dada por:

$$V_D = V_S - I(R + jX) = V_S - \left(\frac{P - jQ}{V_S^*} \right) (R + jX) \quad \text{Equação 3-1}$$

Assumindo que a subestação é referencia da tensão, então se tem:

$$V_S = V_S \angle 0^\circ \Rightarrow V_S^* = V_S \quad \text{Equação 3-2}$$

Substituindo a equação 3-1 na equação 3-1 se tem:

$$V_D = V_S - \frac{1}{V_S} (P - jQ)(R + jX) \quad \text{Equação 3-3}$$

$$V_D = V_S - \frac{1}{V_S} (RP - XQ) + j \frac{1}{V_S} (XP - RQ) \quad \text{Equação 3-4}$$

$$V_D = V_S - \Delta V - j\delta V$$

Equação 3-5

Isso leva ao diagrama fasorial da Figura.

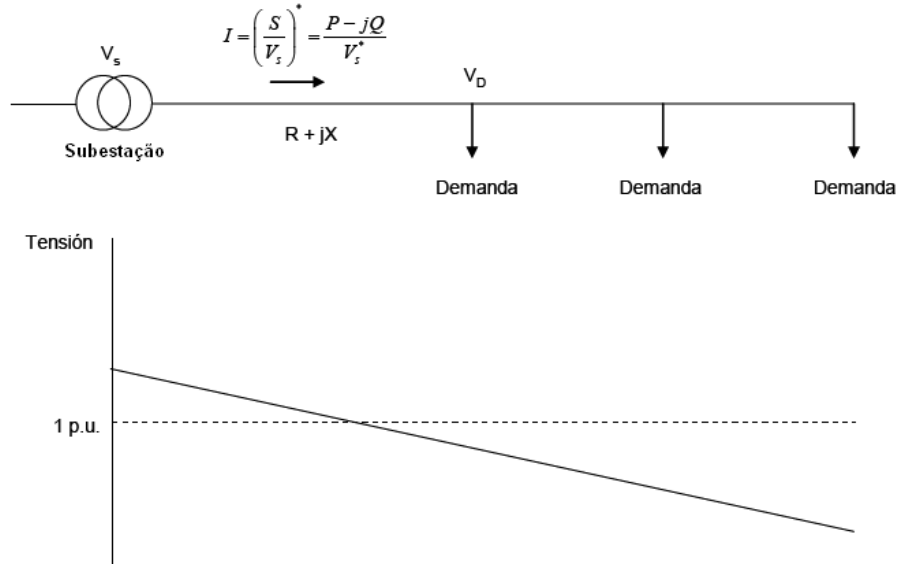


Figura 3-3 Perfil de tensão de um alimentador radial.

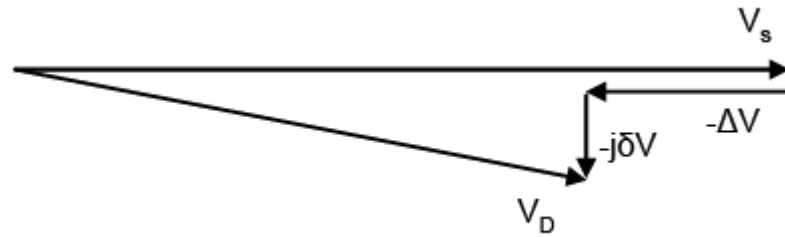


Figura 3-4 Diagrama fasorial da tensão num alimentador radial.

A equação 3-3 mostra que a performance da tensão influi tanto nos fluxos de energia ativa (P) como nos fluxos de energia reativa (Q). A produção de energia da GD nas redes de distribuição produz um incremento no perfil de tensão da rede. Esse impacto se deve, em primeiro lugar, ao fornecimento de demanda local e, em segundo lugar, à injeção no consumo de energia na rede.

Um dos métodos de controle que podem realizar o princípio básico de suporte de tensão é o seguinte: comparar o atual valor RMS de VL e o valor de referência, assim, pode-se usar a diferença de controle da GD para fornecer ou absorver potência reativa. Uma falha na linha pode gerar essa condição e, quando o nível de tensão sai dessa faixa permitida, o suporte de tensão deve ser ligado. O controle de tensão providenciado pela GD pode fornecer suporte de tensão em condições de falhas nas linhas.

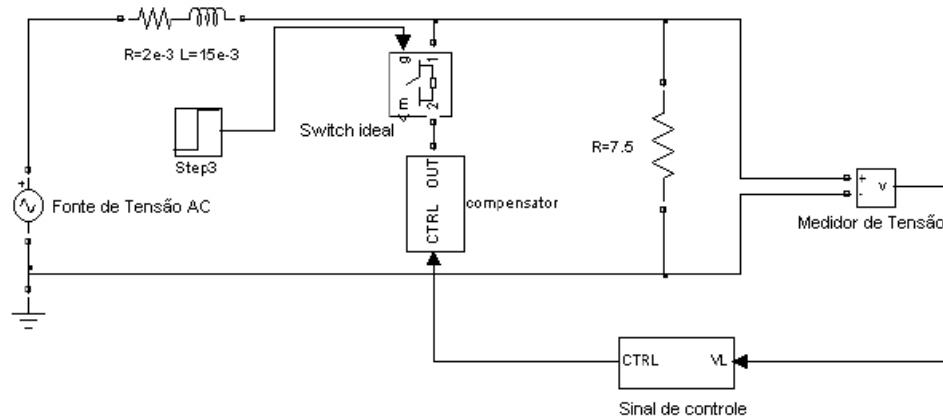


Figura 3-5 Sistema de controle de tensão para condições de falha de linha

Fonte: (Xiaoyan, 2006)

3.4.2 Reserva de potência ativa.

As reservas de potência ativa são necessárias para operar o sistema com um grau de segurança e qualidade adequado, assim, elas se tornam um elemento chave de segurança. Essas reservas são recursos que servem de proteção ao sistema para manter o equilíbrio técnico oferta – demanda, durante a operação normal e durante as perturbações. Na terminologia técnica internacional, o termo *reservas* geralmente é diferenciado em duas categorias: reservas de prontidão (*spinning reserve*) e reservas suplementares (*Non-spinning*) (Tseng, 1999). Em geral, entende-se por reservas de prontidão o uso de equipamentos de geração para disponibilizar energia de substituição, os quais estão ligados (*online*) e sincronizados com a rede. Assim, esses equipamentos podem incrementar o fornecimento de potência rapidamente ante mudanças na frequência, e serem completamente utilizados em geral, em menos de 10 segundos (valor mais aceito internacionalmente), corrigindo os desequilíbrios entre a geração e a carga causadas por quedas, ou saídas de geradores ou linhas de transmissão.

Entende-se por reservas suplementares o uso de equipamentos de geração, assim como o desligamento de cargas que podem ser usados para ajustar desequilíbrios entre a geração e a carga, causados, geralmente, por saídas de geradores e linhas de transmissão. As reservas suplementares diferem das reservas de prontidão, porque as primeiras não têm necessidade de responder a uma interrupção imediata.

Os mercados de eletricidade, nos diferentes países, diferenciam-se nos métodos ou

procedimentos de gerenciamento das reservas operativas. Por exemplo, no Reino Unido, as reservas são adquiridas por meio de contratos de longo prazo. No mercado Nord Pool, as empresas fornecedoras de energia são obrigadas a prover serviços auxiliares específicos quando desejam participar do mercado de eletricidade. Na Califórnia existe um mercado de reservas independente e paralelo ao mercado de energia elétrica. Na Nova Inglaterra existe um mercado de capacidade, similar a um mercado de reservas operativas. No Brasil, a legislação estabelece o cálculo de reservas, através de metodologias de probabilidade, e cabe ao Operador Nacional do Sistema (ONS) efetuar o cálculo da reserva de potência operativa global do sistema, anualmente, através de metodologia probabilística de risco de não atendimento à carga, considerando a situação de máxima coincidência de manutenções de unidades geradoras para o período de ponta de um dia útil.

No esquema brasileiro, sendo o ONS o encarregado do gerenciamento dos SA, define e apresentada uma descrição de cada reserva de potência, sua quantificação e sua alocação segundo como é ilustrado na Tabela 3-2.

Tabela 3-2 Classificação de reservas no marco regulatório brasileiro

Reserva Primária (R1)	Definição	Esta parcela destina-se à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras do sistema (regulação primária).
	Quantificação	A Reserva Primária é igual a 1% da Responsabilidade Própria de Geração - RPG.
	Alocação	A R1 deve ser necessariamente alocada no próprio Agente Gerador. Cada Agente Gerador (Sistema Interligado e ITAIPU Binacional) deve distribuir o valor desta parcela por todas as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado.
	Utilização	A utilização desta parcela é feita automaticamente pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras, não sendo portanto necessário estabelecer critérios para a sua utilização.
Reserva Secundária (R2)	Definição	Esta parcela tem a função de recuperar a frequência do sistema, alterada pelas variações momentâneas ou de curta duração da carga, permitindo ao controle secundário (CAG) uma atuação correta no sentido de manter os intercâmbios e a frequência dentro de valores programados.
	Quantificação	Cada Agente Gerador é responsável por uma Reserva Secundária igual a 2,5% da sua responsabilidade própria de geração (RPG), acrescida de 1,5% da carga própria do Agente Distribuidor.
	Alocação	Esta parcela deve se constituir de reserva girante, devendo obrigatoriamente ser alocada em unidades sob o controle do CAG. Em cada área de controle deve ser alocado o valor correspondente à R2 da respectiva área de controle.
	Utilização	A utilização desta parcela é feita automaticamente pelo CAG, não sendo portanto necessário estabelecer critérios para a sua utilização. Eventualmente pode complementar a reserva terciária quando de perda de unidade geradora ou unidade geradora com potência superior a MMprob (Maior Máquina probabilística).
Reserva Terciária (R3)	Definição	Esta parcela tem por função cobrir saídas ou limitações não programadas de unidades geradoras, causadas por defeitos nos equipamentos que as compõem, até o transformador elevador inclusive. O valor total da Reserva Terciária do sistema interligado é calculado a partir da determinação probabilística da reserva total do sistema, considerando a diversidade do uso das parcelas R1 e R2, perante o impacto da saída forçada de qualquer unidade geradora, e o nível de risco assumido na fase de planejamento de operação.

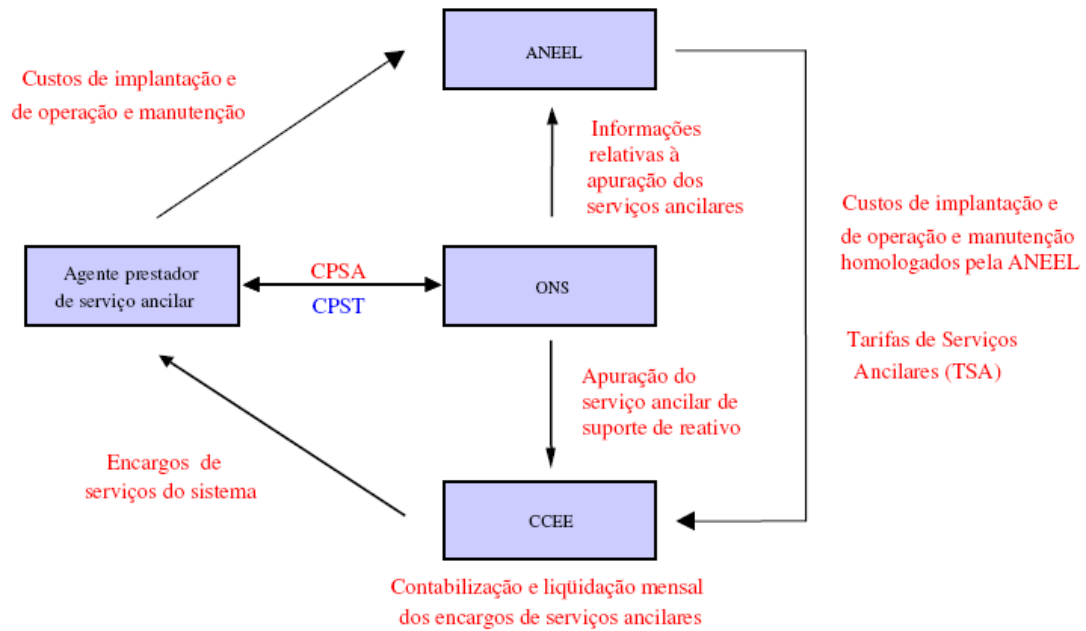
	Quantificação	O valor total da Reserva Terciária é igual à diferença entre a reserva total probabilística recomendada para o sistema e os totais das parcelas R1 e R2 dos Agentes. A R3 total do sistema deve ser rateada entre os Agentes proporcionalmente à RPG e à capacidade efetiva da maior máquina do Agente.
	Alocação	Esta parcela de reserva deve ser girante, preferencialmente alocada em unidades sob o controle do CAG, na área de controle correspondente, podendo ser alocada em outras unidades, não ligadas a um CAG, no caso de restrições operativas, faixas de operação de máquinas, limites de transmissão etc.
	Utilização	A reserva terciária é utilizada para cobrir saídas não programadas de unidades geradoras, provocadas por defeitos em quaisquer dos equipamentos que a compõem (caldeira, turbina, serviços auxiliares, gerador, sistema de excitação, sistema de adução etc.), até o transformador elevador, inclusive. Devem ser também consideradas as reduções de disponibilidade por defeito nestes equipamentos.
Reserva Complementar (R4)	Definição	A reserva complementar de cada área de controle é constituída pela soma dos seguintes recursos disponíveis: cargas de bombeamento, cargas interruptíveis, geração hidráulica ou térmica a carvão excedente, geração térmica a óleo combustível, reprogramações de manutenções de unidades geradoras.
	Alocação	Esta reserva é característica de cada área de controle, ficando evidentemente alocada nos respectivos recursos que a definem.
	Utilização	A utilização desta parcela fica condicionada à solicitação pelo CNOS, quando ocorrerem situações no sistema que assim o determinem, de acordo com as práticas adotadas.

Fonte: Elaboração do autor baseado em ONS (2009)

No tema de qual participante do sistema fornece as reservas, quanto mais centralizada for a geração, maior será a influência das longas distâncias e mais elevados os custos para garantir a qualidade da energia fornecida aos consumidores, sobretudo a continuidade de fornecimento; isto porque urge manter reservas distantes, reservas estas responsáveis pela criação de redundâncias para o sistema, notadamente na transmissão. Assim, uma vocação natural da GD, mesmo que não gere regularmente energia, reside no aumento da confiabilidade local e/ou regional.

3.5 Os serviços ancilares no sistema elétrico brasileiro

Conforme o estabelecido no módulo 14 dos “Procedimentos de Rede” (ONS, 2009), no Brasil cabe ao Operador Independente do Sistema, o ONS, a contratação e administração dos serviços ancilares necessários à operação do Sistema Interligado Nacional. Em decorrência desta missão e da regulamentação da ANEEL, o ONS deverá estabelecer os procedimentos para os arranjos comerciais dos serviços ancilares providos pelos agentes prestadores de SA, a celebração e administração dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares - CPSA e a apuração mensal referente aos serviços ancilares. A Figura 3-6, ilustra o processo de administração dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares, mostrando inclusive o relacionamento existente entre as diferentes entidades nesse processo (ANNEE, ONS, CCEE).



Fonte: (ONS, 2008)

Figura 3-6 O processo de administração dos SA.

Capítulo 4 Análise técnica da geração distribuída

Com o objetivo de constituir os princípios para o futuro marco regulatório que contemple a participação da geração na forma centralizada e descentralizada através da Geração Distribuída (GD), parte desta tese tem a finalidade de discutir os níveis técnicos e econômicos apropriados e as vantagens de um sistema descentralizado com GD em relação aos sistemas centralizados.

Um dos objetivos específico dessa tese é a proposição de uma análise da utilização da GD para o fornecimento de reserva de potência ativa e suporte de reativos. Faz-se, então, uma comparação técnica da utilização da GD como fornecedora da reserva de potência. Também é feita uma quantificação da contribuição da GD no fornecimento de suporte de reativos como um serviço ancilar, incluindo, desse modo, uma valoração econômica do recurso.

4.1 Caso de Estudo IEEE30

No percurso da pesquisa, realizou-se uma análise sobre a utilização da GD para o fornecimento de serviços ancilares (SA), especificamente os que se referem a reservas de potencia e suporte de reativos. Foram realizadas simulações de diferentes cenários com o fim de comparar aspectos técnicos da geração na forma centralizada e da geração de forma descentralizada, com a participação da GD. Os cenários incluem a programação de reservas operativas e fornecimento de reativos na forma centralizada, através das grandes usinas, assim como de forma descentralizada, utilizando a GD. As simulações foram feitas fazendo Fluxos de Carga (FC) no regime permanente utilizando os métodos: Newton-Raphson e Newton desacoplado rápido. Foi tomado como referência o sistema IEEE30⁸ (Power Systems, 2005) por ser um sistema centralizado padrão, que contempla as redes: de transmissão e subtransmissão, ideais para o estudo proposto nesse trabalho. No sistema mencionado, foram desagregados dois (2) nós de carga em média tensão, criando, assim, as redes de distribuição (Ver Anexo B e Anexo C). Para a realização dessas simulações foi utilizado o programa para análise de sistemas de potência MATPOWER (PSERC, 2005).

⁸ O Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, ou IEEE, é uma organização técnico-profissional, dedicada entre outras, à estabelecimento de padrões para formatos de computadores e dispositivos elétricos e eletrônicos .

4.2 Fornecimento de potência ativa e reativa através da geração distribuída

4.2.1 Análise dos níveis de tensão (V)

O despacho de usinas centralizadas exige um nível maior de geração de energia devido à necessidade de fornecê-la para todos os pontos da rede, garantindo assim, a potência de carga e perdas, desde os níveis de transmissão até os nós finais da rede de distribuição. No sistema brasileiro as reservas convencionais situam-se muito longe das cargas, fato que envolve complexos sistemas de transmissão, existência de linhas ociosas e ocorrência de maiores riscos de “apagões”. Assim, desde que se revejam as bases do planejamento das linhas de transmissão, considerando “âncoras” de GD, esta modalidade ensejará uma maior estabilidade no sistema elétrico brasileiro, com menores investimentos.

Para iniciar a análise dos aspectos técnicos e econômicos, foi criado inicialmente o cenário base, no qual a geração de energia ativa (P) e reativa (Q) foi fornecida na forma centralizada através das usinas de grande porte⁹. A Figura 4-1 mostra os resultados dos níveis de tensão (V) para cada um dos setores: transmissão, subtransmissão e distribuição. Os resultados do fluxo de carga mostram que os níveis de tensão descem do nó inicial um (1) na transmissão, até os nós mais afastados na rede de distribuição, concordando com o comportamento real dos sistemas elétricos (Masters, 2002). A configuração dos níveis de tensão (V) na rede de distribuição concorda com a simulação da base de dados de referência, o que indica que a configuração do cenário base está corretamente simulada.

Após a configuração do cenário base, foram simulados outros cenários onde foram incrementados os valores de fornecimento de energia ativa (P) na rede de distribuição através de dez (10) geradores de pequeno porte (Ver Anexo C). A Figura 4-2 apresenta os resultados do cenário base e outros resultados dos cenários, nos quais a GD forneceu potência ativa num valor de 2,1% e 6,7% da carga total do sistema¹⁰.

⁹ Gerando unicamente com os geradores centralizados 1 e 2 no sistema IEEE30, ver Anexo A.

¹⁰ A carga total do sistema utilizado é de 283,8 MW

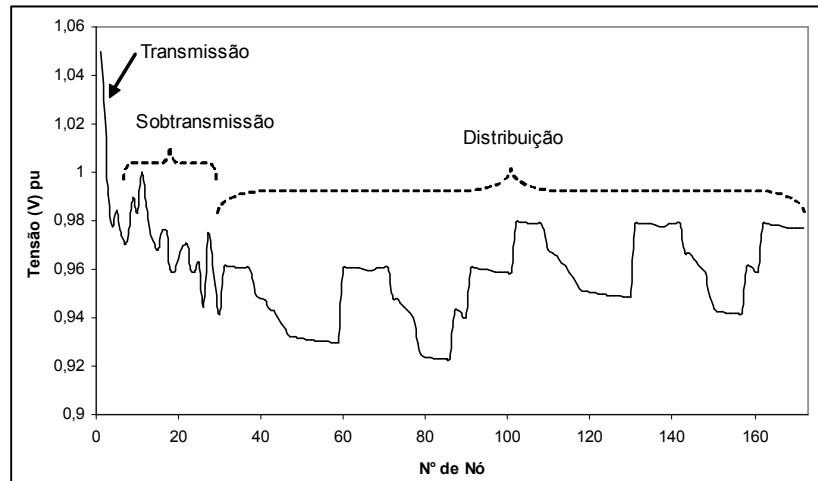


Figura 4-1 Tensão (V) para cada nó do sistema¹¹

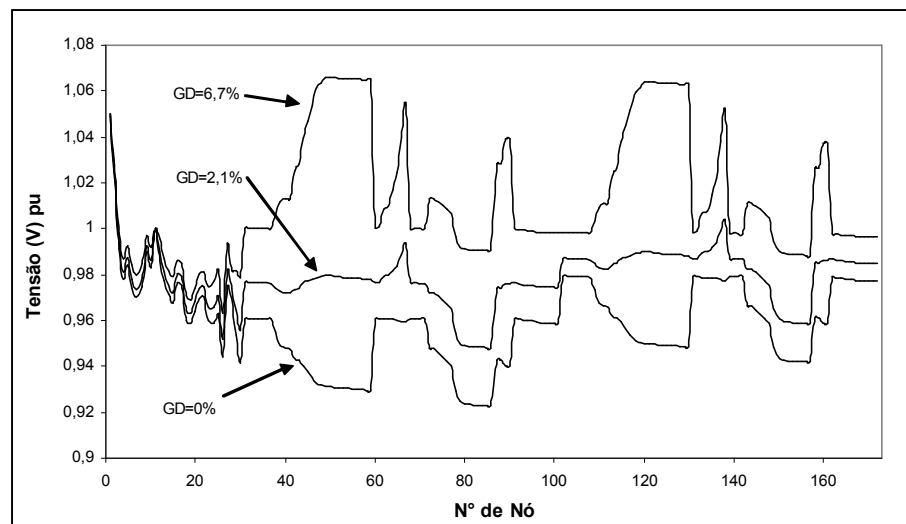


Figura 4-2 Tensão (V) para cada nó do sistema com fornecimento da GD

Segundo a resolução 505 da ANEEL, os níveis mínimos e máximos para redes de eletricidade com níveis de tensão menor que 231 kV não devem superar os 95% e 105%, respectivamente. Na Figura 4-1 é possível verificar que os níveis de tensão no cenário base (sem GD) descem abaixo do valor mínimo. Nessa mesma figura pode-se observar que os níveis de tensão melhoram com o fornecimento de energia ativa através da GD. Desse modo, evidencia-se

¹¹ Para todas as figuras, os valores de tensão (V) estão em valores por unidade (p.u.). O circuito simulado tem 172 nós, e os valores das figuras apresentam-se os níveis de tensão (V) para cada nó.

uma das vantagens da utilização da GD referente ao melhoramento do nível de tensão na rede de distribuição. Na configuração do sistema analisado, comprovou-se que o fornecimento de potência ativa através da GD, num nível de 2,1% da carga total, é suficiente para deixar o nível mínimo da tensão dentro dos parâmetros regulatórios.

Os resultados das simulações dos diferentes cenários comprovaram, também, uma das desvantagens da utilização da GD. Ao se incrementar o fornecimento de potência ativa na rede de distribuição, pode-se obter valores de sobretensão. A Figura 4-2 mostra, para o sistema elétrico analisado, que, quando a participação da GD é superior a 6,7%, os níveis de tensão resultantes ultrapassam aos valores permitidos (105%). A análise indica a existência de limites técnicos na utilização da GD.

É possível que esses limites possam ser modificados e melhorados segundo a configuração do sistema. Ter geradores na rede de distribuição com valores altos de geração de potência ativa pode resultar em sobretensões. Os resultados obtidos mostram que os níveis de sobretensão surgem com o aumento do nível de participação da GD, principalmente na rede de distribuição e, em menor grau, na rede de subtransmissão e transmissão. Uma alternativa seria incluir diversos geradores de porte pequeno nas redes de distribuição, com a intenção de melhorar os níveis de tensão sem ultrapassar os níveis regulamentados (Conti, 2003). Essa alternativa é mostrada na seção 4.2.3.

Outra estratégia para melhorar os níveis de tensão na rede de distribuição através da GD consiste em fornecer energia reativa (Q) com os mesmos geradores na rede de distribuição. A Figura 4-3 apresenta três cenários simulados com o fluxo de potência. Um deles é o cenário no qual fornece energia ativa ¹³ com um fator de potência (FP) igual a um (1)¹⁴. Nos outros dois cenários os geradores da GD fornecem potência reativa (Q) com um FP = 0,9 capacitivo e um FP = 0,8 capacitivo, respectivamente. Nesse caso o fornecimento de reativos através da GD, com um FP de potência perto do 0,9 melhora consideravelmente o nível de tensão, sem ultrapassar os limites mínimo e máximo regulamentados.

¹³ Nesse caso, a GD é de 2,1% para obter o valor mínimo de tensão regulamentado.

¹⁴ Aqui cada gerador de GD é configurado para ter um valor limite de geração de Q.

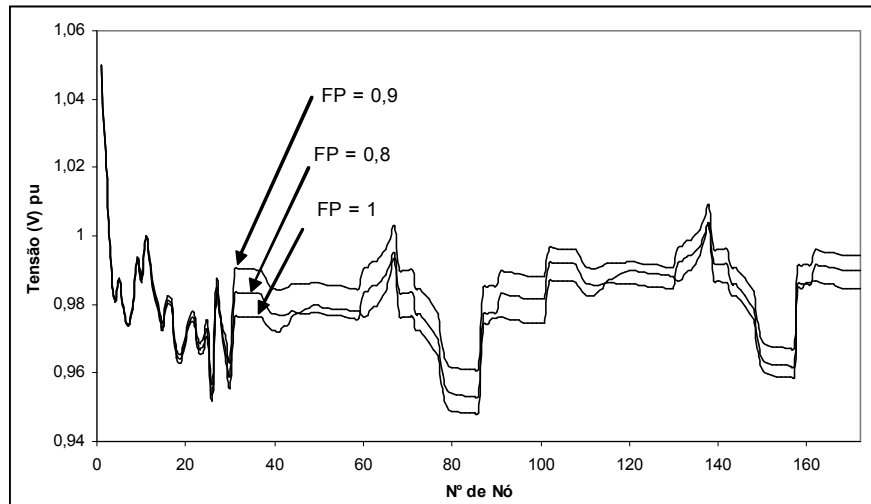


Figura 4-3 Tensão (V) para cada Nó do Sistema com diferentes valores do FP na GD

4.2.2 Análise das perdas

As vantagens e desvantagens da GD também podem ser conferidas no tema das perdas de energia ativa e reativa nos diferentes níveis de tensão no sistema elétrico. A Figura 4-4 mostra a diminuição dos níveis de perdas de energia ativa (P) na rede de transmissão e subtransmissão, à medida em que o fornecimento de energia ativa através da GD é incrementado¹⁵. Nos cenários simulados na rede de transmissão a redução do nível de perdas foi de 2,88 MW¹⁶, isto é, uma diminuição de quase 17%. Na rede de subtransmissão a redução do nível de perdas foi de 0,53 MW, ou seja, uma diminuição de quase 40%.

A Figura 4-5 mostra os níveis de perdas (P) na distribuição. Nesse caso a redução do nível de perdas foi de 0,55 MW no cenário seis (6)¹⁷, isto é, uma diminuição de 28%. Do cenário sete (7) em diante o nível de perdas na distribuição aumenta consideravelmente. Esses resultados indicam que a GD apresenta vantagens no tema de perdas até certo nível de geração. No sistema elétrico analisado a GD apresenta vantagens para a rede de distribuição até um valor de 2,5 % de geração de energia ativa em relação ao valor total da carga do sistema. Pode-se comprovar, então,

¹⁵ O incremento em cada cenário foi de 0,1 MW para cada gerador distribuído. Foram utilizados 10 geradores na GD, portanto, cada cenário tem um incremento de 1 MW no fornecimento de energia ativa através da GD

¹⁶ O nível total de no cenário base foi de: 17 MW na transmissão, 1,3 MW na subtransmissão, e 0,135 MW na distribuição

¹⁷ Nesse caso, o incremento na GD foi de 6 MW somados os 10 geradores na GD

que a GD apresenta maiores vantagens no tema de perdas para as redes de transmissão e subtransmissão.

É necessário realizar a análise de perdas de energia ativa (P) com o fornecimento de reativos a partir da GD. Desde a Figura 4-4 até a Figura 4-8, mostram-se os resultados das perdas na transmissão, subtransmissão e distribuição, respectivamente, com geração de energia através da GD com diferentes níveis de FP. Pode-se observar que, nas linhas de transmissão e subtransmissão, o fornecimento de reativos por parte da GD melhora o nível das perdas, tanto quanto é conseguido com o fornecimento de energia ativa sem reativos (FP=1). Na Figura 4-8 pode-se observar que, gerando potência ativa com reativos (FP=0,9 e FP=0,8), existe uma melhoria considerável no nível de perdas na rede de distribuição.

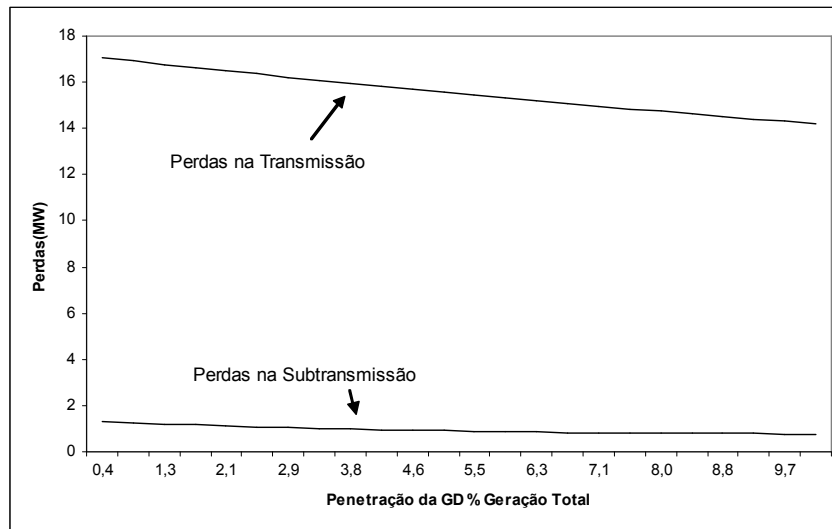


Figura 4-4 Perdas (MW) na transmissão e subtransmissão

A Figura 4-11 também mostram que existe um limite fornecendo reativos com a GD, ou seja, existe um valor ótimo para o fornecimento de energia ativa e reativa. No caso do sistema elétrico analisado, o cenário 9 (2,8% de energia ativa gerada na GD) é considerado o ponto ótimo de geração de energia através da GD. Segundo essa análise o uso de usinas de porte pequeno nas redes de distribuição melhora o nível de perdas de energia ativa no sistema elétrico na transmissão, subtransmissão e consideravelmente nas redes de distribuição até um ponto ótimo. Esse ponto ótimo vai depender das variáveis técnicas do sistema e pode se inferir também, que esse ponto pode ser melhorado com um número maior de geradores ligados na rede de

distribuição com menores valores de geração. Isso significaria uma maior dispersão de usinas de pequeno porte na rede de distribuição¹⁸.

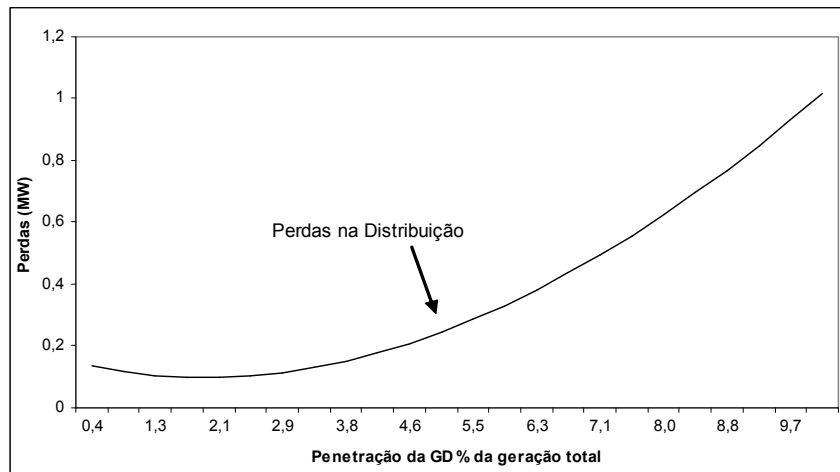


Figura 4-5 Perdas (MW) na rede de Distribuição

Similarmente ao procedimento utilizado para a análise de perdas de energia ativa (P), foi feita a análise de perdas da energia reativa (Q) com o fornecimento de reativos a partir da GD. Desde a Figura 4-9 até a Figura 4-11, mostram-se os resultados das perdas na transmissão, subtransmissão e distribuição, respectivamente, com geração de energia através da GD com diferentes níveis de FP. Pode-se observar que, nas linhas de transmissão e subtransmissão, a queda da energia reativa (Q) é consideravelmente alta quando comparada com os níveis de perdas da energia ativa (P). Assim como foi comprovado anteriormente com a energia ativa, o fornecimento de reativos por parte da GD não melhora o nível de perdas reativas (Q), tanto quanto é atingido com o fornecimento de energia ativa sem reativos (FP=1).

Na Figura 4-11 pode-se observar que, gerando potência ativa com reativos (FP=0,9 e FP=0,8), melhora-se consideravelmente o nível de perdas de reativos (Q) na rede de distribuição. Assim como visto na análise apresentada anteriormente para as perdas de energia ativa, também existe um limite para a diminuição desses reativos. Os resultados indicam, novamente, que existe um valor ótimo para o fornecimento de energia ativa e reativa. No caso do sistema elétrico analisado o cenário 13 (4,5% de energia ativa gerada na GD) é considerado o ponto ótimo de geração de energia através da GD.

¹⁸ Na seção 1.1 desse Capítulo pode se ver o resultados dessa análise.

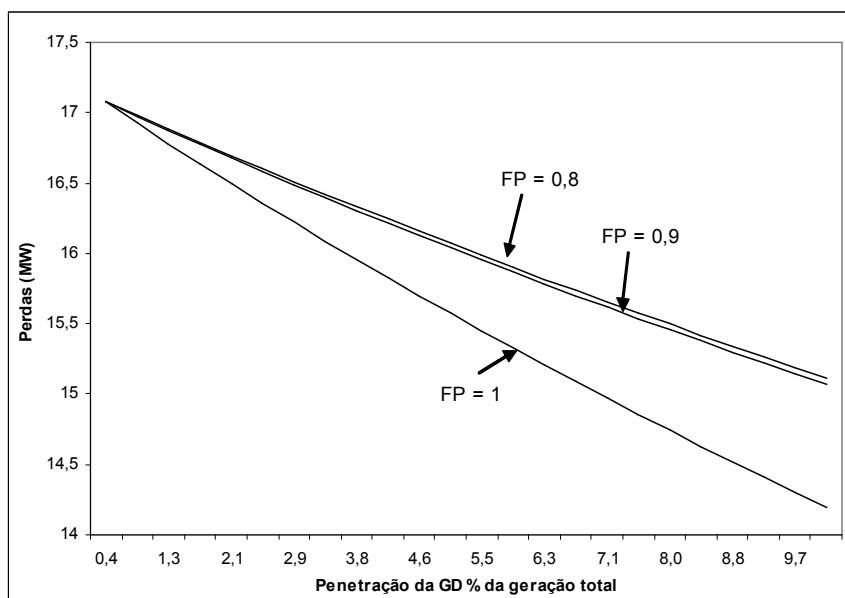


Figura 4-6 Perdas (MW) na Transmissão com diferentes FP no fornecimento da GD

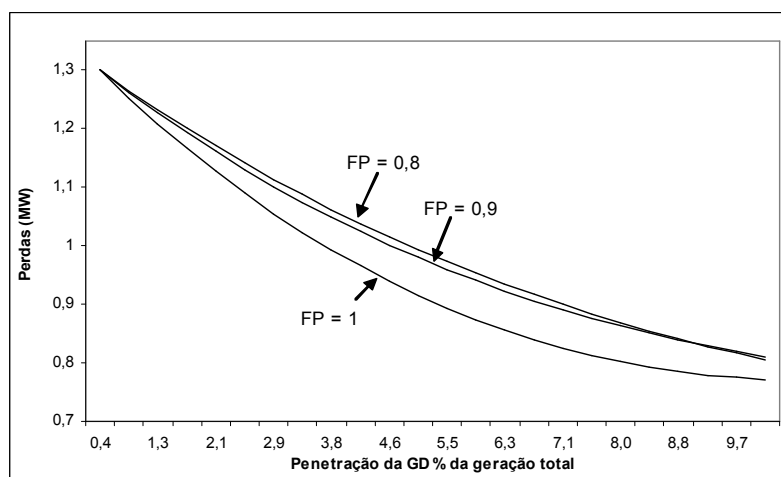


Figura 4-7 Perdas (MW) na Subtransmissão com diferentes FP no fornecimento da GD

Similarmente ao procedimento utilizado para a análise de perdas de energia ativa (P), foi possível comprovar que, o uso de usinas de porte pequeno nas redes de distribuição, melhora o nível de perdas de reativos (Q) no sistema elétrico na transmissão, subtransmissão e consideravelmente nas redes de distribuição até um ponto ótimo. Como foi mencionado anteriormente, esse ponto ótimo vai depender das variáveis técnicas do sistema e pode se entender também, que esse ponto pode ser melhorado com um número maior de geradores ligados na rede de distribuição com menores valores de geração, o que significa uma maior

dispersão de usinas de pequeno porte na rede de distribuição, o que é apresentado na seção 4.2.3.

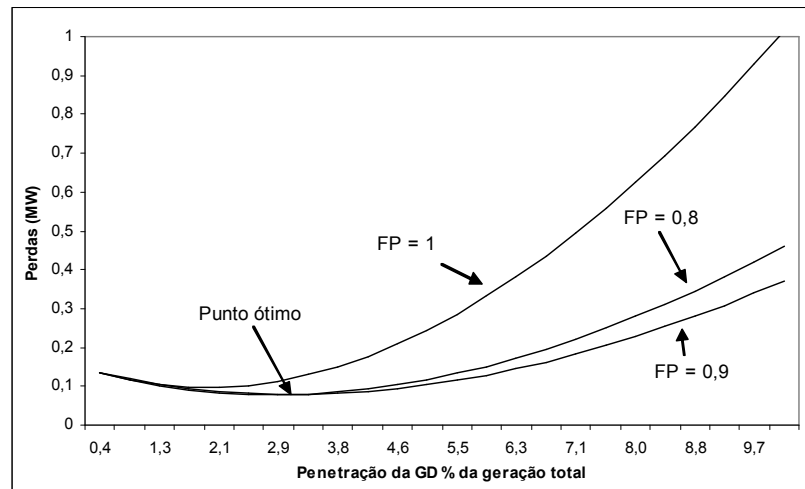


Figura 4-8 Perdas (MW) na Distribuição com diferentes FP no fornecimento da GD

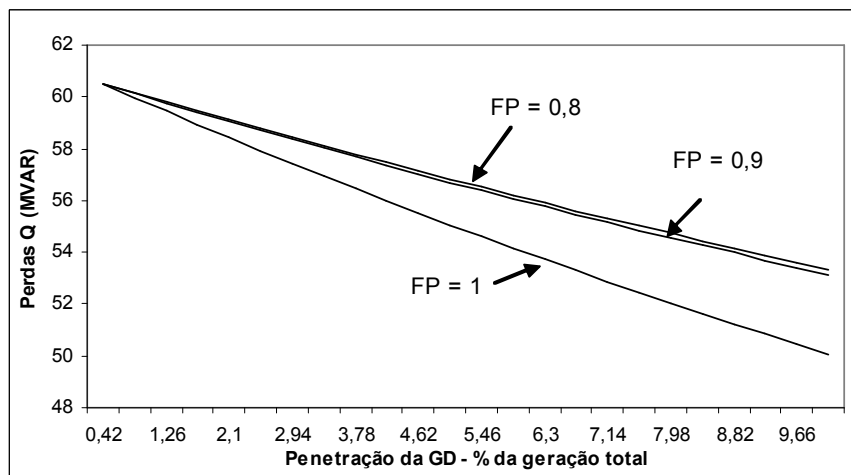


Figura 4-9 Perdas Q (MVar) na Transmissão com diferentes FP no fornecimento da GD

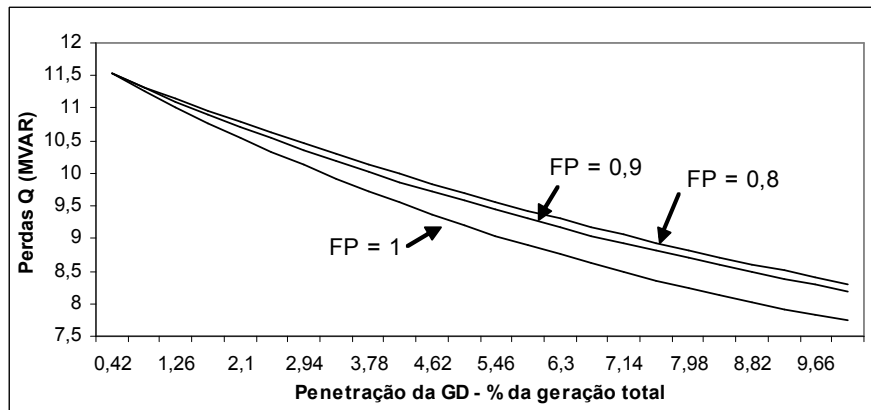


Figura 4-10 Perdas Q (MVar) na Subtransmissão com diferentes FP no fornecimento da GD

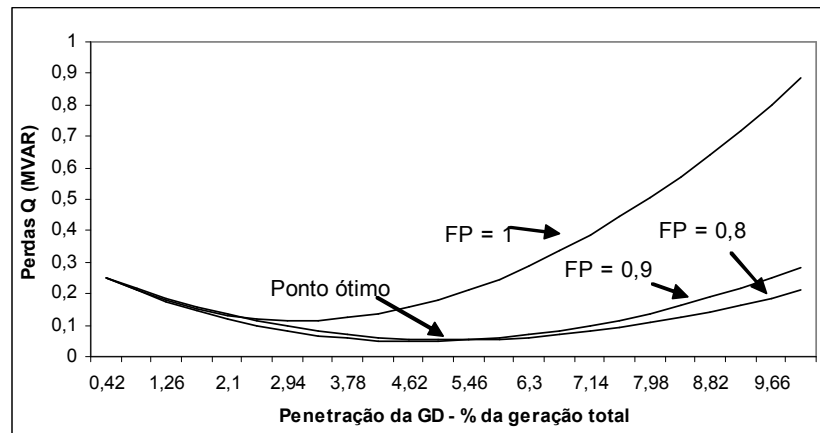


Figura 4-11 Perdas Q (MVar) na Distribuição com diferentes FP no fornecimento da GD

4.2.3 Melhorando o nível de dispersão da GD

Para comprovar que o uso de usinas de porte pequeno nas redes de distribuição melhora o nível de perdas de energia ativa e reativa, foram feitos vários fluxos de carga com diferente numero de geradores em cada caso. Assim, cada cenário tem um número maior de geradores ligados na rede de distribuição com menores valores de geração, o que significa uma maior dispersão de usinas de pequeno porte na rede de distribuição. Desse jeito é possível melhorar a redução de perdas ativa e reativa, conforme é indicado na Figura 4-12. Nessa figura é possível observar que o limite no nível de redução de perdas é atingido primeiro quando se tem instalados menores geradores. No caso apresentado na figura em menção, quando se tem somente um GD, o limite na redução de perdas P (energia ativa), é atingido quando se tem uma penetração aproximada de 0,8%, enquanto para o cenário com 5 GD instalados, o limite é atingido com um nível de penetração de aproximadamente 1,6%. Já com um cenário de 18 GD instalados, o limite é atingido com um nível de penetração maior do que 2,5%.

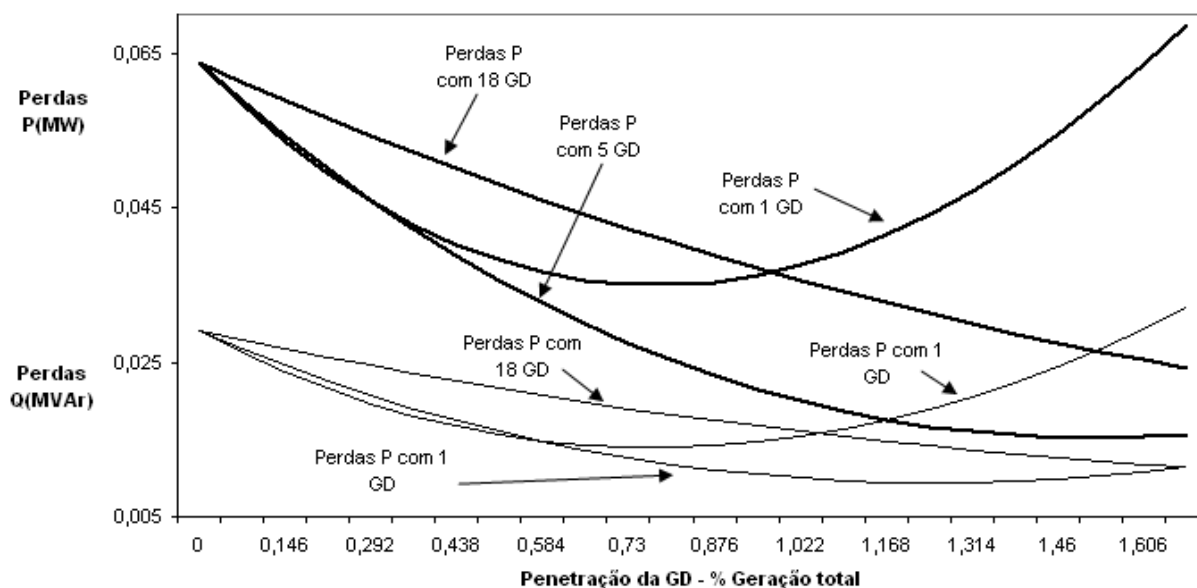


Figura 4-12 Perdas com diferente dispersão da GD

4.3 Fornecimento de reservas operativas com geração distribuída

Nesta parte da tese mostram-se algumas das vantagens e limitações técnicas no uso da GD no fornecimento de reservas de potência ativa e reativa, especificamente quando a geração centralizada experimenta quedas em seus geradores. Na seção a seguir, descreve-se a formulação do problema. Além disso, propõe-se uma metodologia para estabelecer o nível máximo de GD que pode ser instalado sem causar impactos negativos sobre a rede; assim, essa metodologia estabelece, também, o nível máximo que a GD pode oferecer no fornecimento de reservas operativas. Para ilustrar o procedimento um exemplo de aplicação é apresentado.

4.3.1 Capacidade máxima da geração distribuída no fornecimento de reservas operativas

Como foi demonstrado na seção 4.2, as fontes de energia nos níveis de distribuição alteram o funcionamento do esquema hierárquico tradicionalmente utilizado nos sistemas elétricos. A entrega de energia nas redes de distribuição modifica os fluxos de potência e pode produzir uma importante variedade de impactos nas perdas, nos investimentos, no perfil de tensão, na qualidade da energia, na potência de curto-circuito, na segurança do pessoal de

manutenção, na estabilidade e na operação das redes.

O seção 4.2 mostrou que o uso da GD apresenta vantagens limitadas na redução de perdas. Demonstrou-se a importância do fornecimento da energia ativa e reativa pela GD, e, além disso, indicou-se que, com níveis de penetração elevados de GD, as perdas podem aumentar. Isto leva à necessidade de saber a capacidade instalada de GD que pode ser utilizada sem ter prejuízos, tais como o aumento nas perdas do sistema e sobre o perfil de tensão. Segundo o capítulo anterior, faz-se necessário desenvolver uma metodologia que permita conhecer os limites de produção da energia por meio da GD. Desse modo, é possível conhecer a capacidade máxima que a GD tem para o fornecimento de reservas operativas.

4.3.2 Metodologia

O desenvolvimento de uma metodologia que permita conhecer os limites de produção de energia por meio da GD leva diretamente a conhecer a capacidade máxima que a GD tem para o fornecimento de reservas operativas. Em alguns estudos, tais como em Naresh (2006) e Griffin (2000), descreve-se a importância da localização da GD e propõe-se um procedimento para uma localização ótima e estabelecimento da capacidade necessária da instalação da mesma, reduzindo as perdas no sistema de distribuição. Esses estudos deixam de lado a análise de possíveis aparecimentos de sobre tensões decorrentes da utilização da GD. Nessa seção, apresenta-se uma metodologia que permite conhecer os limites de produção de energia por meio da GD, considerado-se os parâmetros de perdas e sobre tensões.

Para conhecer os efeitos de um determinado sistema elétrico com a presença de GD é conveniente conhecer os parâmetros elétricos do sistema sem a sua presença. Isto é o mesmo que conhecer os parâmetros elétricos somente com o uso de geradores centralizados. Os fluxos de carga sobre um sistema elétrico proporcionam os parâmetros elétricos mais importantes (perfil de tensão e nível de perdas) sem a presença da GD. Tem-se, então, um caso base para comparar qualquer alteração nos parâmetros elétricos no caso de instalar geradores nas redes de distribuição. Pode-se, então, verificar os pontos da rede (nós) que têm maiores quedas de tensão, assim como as linhas e zonas que apresentam maiores perdas de energia. Desta maneira, os nós e zonas que deparam com essas características são as regiões mais adequadas para a instalação da GD. Ao instalar a GD nesses pontos, as possibilidades de criar sobre tensões são menores e a

diminuição das perdas atingirá melhores resultados. Parte desse procedimento é baseada na metodologia apresentada em Naresh (2006). Logo, ao estabelecer a quantidade de geradores que serão instalados nas redes de distribuição é preciso simular fluxos de carga incrementando os níveis de capacidade dos geradores instalados, medir os novos parâmetros elétricos e, assim, observar os impactos sobre o sistema. Com a ajuda dos resultados dos fluxos de carga, podem ser determinados os níveis de sobre tensão gerada e obtidos os limites de geração para a GD. A metodologia é apresentada na Figura 4-13.

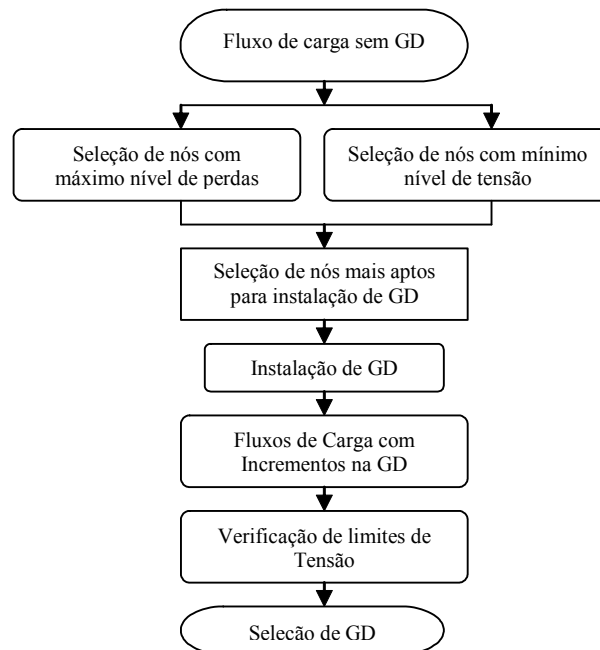


Figura 4-13 Metodologia para estabelecimento do máximo nível de instalação de GD.

Com essa metodologia estabelecem-se os níveis máximos que a GD pode oferecer para o fornecimento de reservas operativas. Alguns estudos, tais como os de Yu (2005) e Huang (2004), têm tratado o tema sobre a metodologia para conhecer a quantidade de reservas operativas que deve ser estabelecido para um sistema elétrico, apesar de atualmente não existirem estudos que analisem o cálculo de reservas por parte da GD. A metodologia apresentada neste trabalho surge como resposta à necessidade de determinar os valores máximos para entrega de reservas operativas por parte da GD.

4.3.3 Estudo de caso

Foram realizadas várias simulações, em diferentes cenários, comparando-se os aspectos técnicos de geração de forma centralizada versus a geração de forma descentralizada com GD. Esses cenários foram realizados com cálculos de fluxo de carga (FC) no regime permanente sobre um sistema elétrico que contempla os níveis de tensão na transmissão, subtransmissão e distribuição, observando-se os impactos no uso da GD sobre cada nível de tensão. Para o estudo de caso foi utilizada a mesma configuração do sistema IEEE30, apresentada na seção 4.1.

A seguir, descreve-se o processo para o estudo de caso:

Fase I) Fluxo de carga sem presença da GD (Caso Base): Nesse cenário a geração de energia ativa (P) e reativa (Q) foi fornecida de forma centralizada sem presença da GD. Considerou-se que os geradores centralizados fornecem a energia ativa e reativa total demandada pelo sistema elétrico, supondo que estão entregando, também, as reservas operativas programadas antecipadamente. Nessa análise não foi considerado o tipo de reserva classificada segundo o tempo de resposta.

Fase II) Análise de perdas e perfil de tensão: Com os fluxos de carga do caso base, obtêm-se as zonas do circuito que apresentam os valores máximos de perdas. Os resultados para o caso analisado mostram que as maiores perdas apresentam-se, geralmente, sobre um dos dois circuitos de distribuição e para determinadas zonas, as quais são representadas com linhas espessas na Figura 4-14. Na Figura 4-15 ilustram-se os valores das perdas nas partes do circuito de distribuição que têm maiores perdas.

A Figura 4-16 ilustra o perfil de tensão (V) para cada um dos níveis: transmissão, subtransmissão e distribuição do caso base (linha espessa). Os resultados do fluxo de carga indicam que o nível de tensão diminui, desde os níveis de transmissão, até os nós mais afastados da rede de distribuição, os quais estão localizados no primeiro circuito de distribuição. A Figura 4-14 representa estas zonas denominadas V1 a V7.

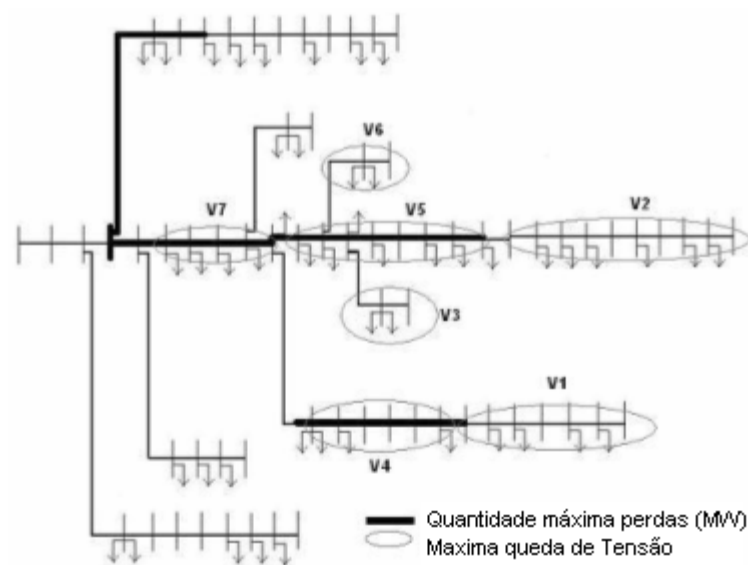


Figura 4-14 Circuito de Distribuição usado nas simulações
 Fonte: Elaboração do autor, base de dados (Mesut, 1989)

Fase III) Seleção de nós mais aptos para a instalação da GD: obtendo-se as zonas com maiores perdas e nós com maiores quedas de tensão, é possível estabelecer as regiões ótimas para instalar os geradores no circuito de distribuição.

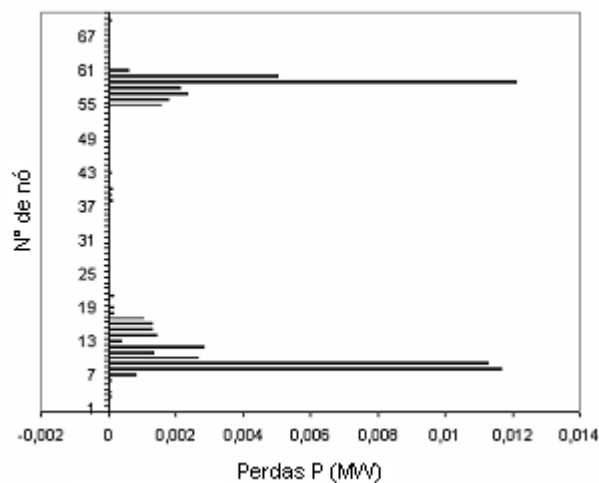


Figura 4-15 Nível de perdas no circuito de distribuição

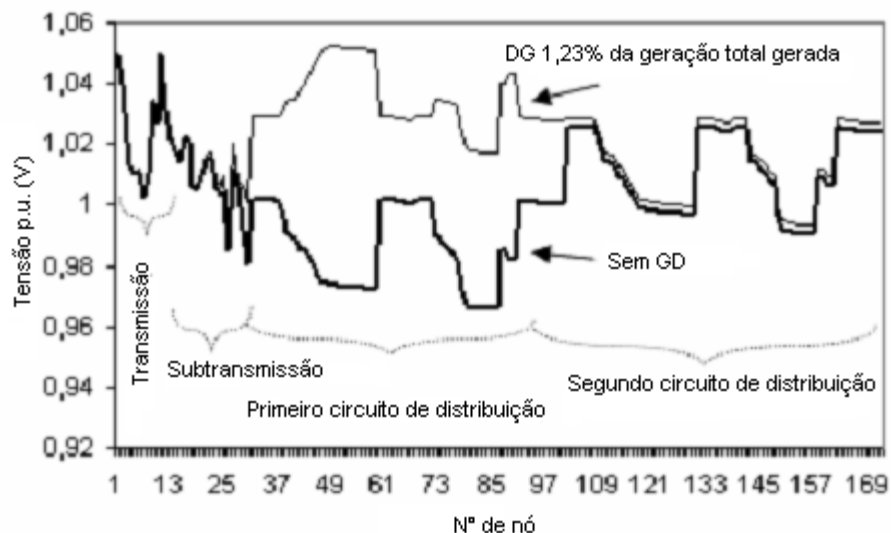


Figura 4-16 Perfil de tensão

Fase IV) Para determinar os possíveis impactos que a GD pode causar sobre cada nível de tensão, os geradores de pequeno porte foram instalados somente num dos circuitos distribuídos, avaliando-se os impactos sobre um circuito de distribuição com ausência da GD. No caso analisado, instalaram-se quatro geradores no primeiro circuito de distribuição (nó número 30) nas zonas V5, V4 e V7 mostradas na Figura 4-14. A Tabela 4-1 apresenta todos os geradores do sistema com as suas características básicas.

Tabela 4-1 Características dos geradores

Gerador	Tipo	Potencia máxima (MW)	Fator de Potencia
G1	Centralizado	200	Livre
G2	Centralizado	80	Livre
G3	Centralizado	50	Livre
G4	Centralizado	40	Livre
G5	Centralizado	30	Livre
G6	Centralizado	40	Livre
G7	Distribuído	2,53	0,9
G8	Distribuído	2,53	0,9
G9	Distribuído	2,53	0,9
G10	Distribuído	2,53	0,9

Fase V) Depois de instalados os geradores, foram simulados os fluxos de carga, incrementando a capacidade instalada da GD e observando os impactos sobre todos os níveis de tensão do sistema estudado. Os geradores instalados foram configurados com fator de potência de 0,9 livres para atuar, tanto na forma capacitiva, como indutiva.

Fase VI) Verificação de parâmetros elétricos com GD: compara-se o nível de tensão e as perdas com respeito ao caso base.

- a) Análise de perdas: Na Figura 4-17 pode-se observar o comportamento das perdas nas linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição ao incrementar a GD desde zero até 3,73% da carga total do sistema, que se pode denominar como Nível de Penetração da GD (NPGD).

Para o estudo de caso analisado os níveis de perdas ativas na transmissão diminuem 14% e, nos níveis de subtransmissão, em 29%. Em relação à distribuição, apresenta-se uma redução das perdas até certo nível de NPGD, dado que as perdas aumentam em valores elevados a partir de um valor determinado. No caso base, quando NPGD é de 0,78%, tem-se o limite para a diminuição de perdas de energia ativa. Na energia reativa, também há um valor limite, mas este difere do valor de NPGD dado para a diminuição da energia ativa. Na Tabela 4-2, apresentam-se os resultados numéricos dados pelos fluxos de carga para três níveis de NPGD.

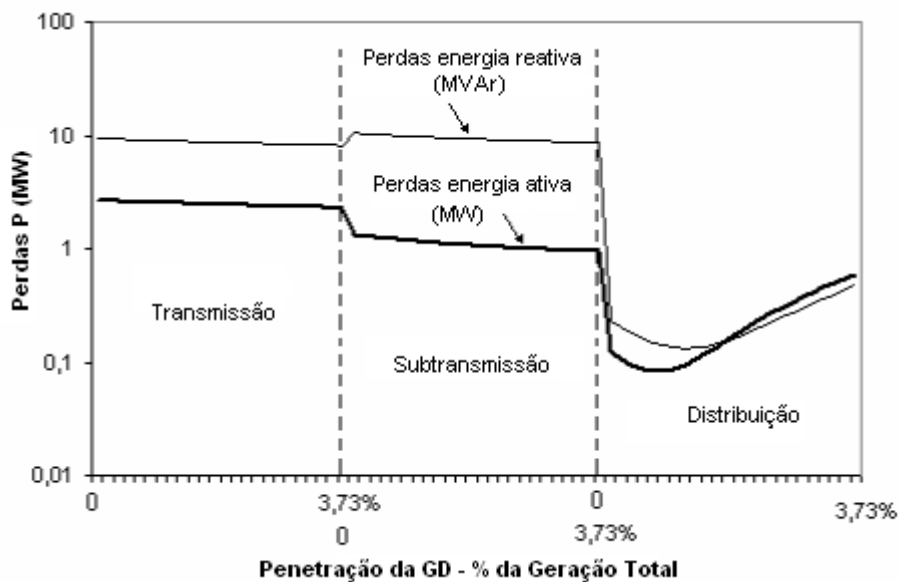


Figura 4-17 Nível de perdas incrementando a penetração da GD

Na Figura 4-17 observa-se, nas curvas, que os níveis de perdas de energia ativa e reativa apresentam-se nas áreas de distribuição, as quais têm uma forma côncava com valores mínimos para diferentes valores dados de NPGD. Assim, a GD apresenta maiores vantagens na diminuição de perdas ativa e reativa nas zonas de

transmissão e subtransmissão, com limite a nível de distribuição. Mesmo apresentando esse limite, a diminuição das perdas nos circuitos de distribuição é maior (em percentagem) que no resto do circuito. No caso base, foi possível reduzir em 33% o valor de perdas em distribuição, gerando somente 0,78% de NPGD.

Tabela 4-2 Perdas em diferentes níveis de tensão

Rede	Potencia	Penetração da GD (%)		
		0	0,38	1,23
Transmissão	P(MW)	2,65	2,57	2,28
	Q(MVAr)	9,41	9,14	8,12
Subtransmissão	P(MW)	1,33	1,19	0,95
	Q(MVAr)	10,44	9,85	8,68
Distribuição	P(MW)	0,12	0,08	0,6
	Q(MVAr)	0,23	0,15	0,47

A Figura 4-18 mostra os impactos que a GD pode causar em outros circuitos distribuídos que não têm instalada a GD. As perdas no circuito de distribuição sem GD apresentam um comportamento linear similar aos níveis de transmissão e subdistribuição. Mesmo de forma sutil, o uso da GD diminui os níveis de perdas de energia ativa e reativa nas redes de distribuição que não têm GD. Tendo NPGD em 0,78%, obtém-se uma pequena diminuição de perdas de 0,36% sobre o circuito de distribuição que não tem GD.

- b) **Análise de tensão:** como foi descrito na seção 4.2.1, a produção de energia da GD nas redes de distribuição gera um incremento no perfil de tensão da rede. O impacto surge devido a dois principais aspectos: o primeiro deles é o fornecimento de demanda local e o segundo a entrada ou consumo de energia na rede. No primeiro caso, a diminuição da demanda de energia ativa que fornece o alimentador faz com que a queda de tensão seja menor do que no caso em que não existe GD. No segundo caso, a entrada de energia ativa produz um aumento no perfil de tensão (ao igual à entrada de energia reativa). Na Figura 4-16 apresenta-se o perfil de tensão para o caso base, assim como o perfil de tensão para o caso em que a penetração de GD atinge um valor de 1,23%. A Figura 4-16 mostra que os níveis de tensão no caso base não superam os limites técnicos estabelecidos para o Brasil (ver seção 4.2.1 desse capítulo). É possível ver, nessa mesma figura, que os níveis de tensão baixos melhoram com a entrada da GD, mas os limites máximos são superados quando a penetração é superior a 1,23%. Ao

incrementar-se a entrega de potência ativa e reativa na rede de distribuição, é possível deparar-se com níveis de sobre tensão, principalmente na rede de distribuição e, em menor grau, nas redes de subtransmissão e transmissão. Uma das alternativas para evitar tais usurpações é incluir maior número de pequenos geradores nas redes de distribuição como foi comprovado no seção 4.2.3.

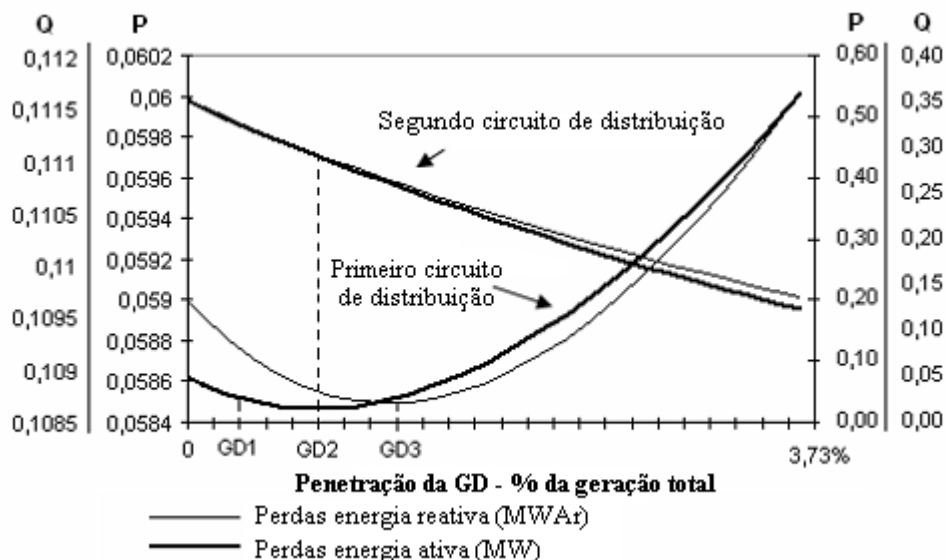


Figura 4-18 Perdas no sistema de distribuição

Ao utilizar a GD deve-se prestar atenção para não violar os limites estabelecidos dos parâmetros que determinam o funcionamento adequado de um sistema elétrico. A metodologia apresentada nesse relatório propõe instalar a GD, incrementar os níveis de penetração e verificar para que valores de geração atinjam-se os limites de tensão sobre toda a rede. Como podem ser observados na Figura 4-16, os valores máximos de tensão são atingidos exatamente sobre a rede de distribuição onde foi instalada a GD. Para o caso simulado, quando NPGD é 1,23%, obtêm-se valores máximos que não superam os limites de tensão estabelecidos no Brasil para as redes com menos de 231 kV. Esse valor de penetração é apresentado na Figura 4-18 no ponto GD3. Isso mostra que, ao respeitar os limites máximo de tensão, o valor máximo na diminuição de perdas sobre o circuito de distribuição não poderá ser atingido, embora o benefício seja obtido ao considerar-se uma maior diminuição de perdas sobre as outras zonas do sistema (transmissão, subtransmissão e outras redes de distribuição, ver Tabela 4-2).

Fase VII) Após identificado o nível máximo de penetração que respeita os limites dos

parâmetros elétricos estabelecidos, estabelece-se o máximo valor em que pode ser instalada a GD e não causar impactos negativos sobre o sistema. Assim, com essa metodologia também estabelece-se o nível máximo que a GD pode fornecer reservas operativas.

O despacho de usinas centralizadas exige um nível maior de geração de energia, devido à necessidade de fornecê-la para todos os pontos da rede, garantindo, assim, a potência de carga e perdas, desde os níveis de transmissão, até os nós finais da rede de distribuição. A entrega de reserva de potência ativa por meio de geradores na rede de distribuição próximos às cargas permite uma diminuição de perdas, melhorando os níveis de tensão e incrementando a segurança do sistema.

4.4 A performance da geração distribuída ante saídas de geradores centralizados

Para verificar o desempenho da GD e seus impactos em situações de entrega de reservas operativas, é necessário, antes, simular os possíveis casos de desligamentos de geradores centralizados. Toma-se como referência o caso base apresentado na seção 4.1, onde todos os geradores centralizados fornecem potência ativa e reativa a todo o sistema elétrico.

Para a construção dos diferentes cenários foram desligados geradores centralizados, sendo, então, a GD fornecedora de reservas de potência ativa e reativa. Para cada caso, foi incrementado o NPGD para avaliar novamente os parâmetros elétricos no sistema, perante a saída de algum dos geradores centralizados e a entrada da GD.

4.4.1 Análise de tensão com gerador centralizado desligado

No sistema analisado, os resultados mostraram que os perfis de tensão em cada uma das sub-redes não foram modificados de forma substancial nos desligamentos de cada gerador centralizado. Ou seja, sem a presença da GD, os geradores centralizados atingiram de forma efetiva as demandas, tanto de potência ativa, como reativa. Os resultados dos fluxos de carga mostraram que a modificação sobre os perfis de tensão na rede do sistema foi mínima, sendo praticamente os mesmos perfis explicados na seção 4.3.3 (Fase III) e apresentados na Figura 4-16.

4.4.2 Análise de perdas com gerador centralizado desligado

A Figura 4-19 mostra o nível de perdas nas linhas de transmissão e subtransmissão, comparando o caso base com o pior dos casos (para o sistema em estudo, surge no desligamento do gerador centralizado G3). Nesse caso, na rede de transmissão, o nível de perdas perante a saída de G3 é incrementado até 261% na potência ativa e 254% em potência reativa. O impacto nas redes de subtransmissão e distribuição com a saída de G3 é menor, porque o nível de perdas somadas nas duas redes aumenta 2,7% em potência ativa e 0,7% em potência reativa.

A Figura 4-19 apresenta o comportamento das perdas ao incrementar NPGD, desde zero, até 3,73%. Dessa maneira pode-se observar o impacto da GD ante o pior dos casos. É possível, então, comprovar que o uso da GD apresenta um menor nível de perdas perante possíveis saídas de operação de algum dos geradores centralizados. No caso simulado, quando o gerador G3 é desligado, o nível de perdas em transmissão diminuiu 7,45% para potência ativa e 7,33% em potência reativa. Nos níveis de subtransmissão, a diminuição foi de 14,7% para potência ativa e 7,48% para potência reativa. Na distribuição há maiores vantagens, sendo a diminuição 23% em perdas de potência ativa e 42,3% em reativa. Os resultados são apresentados na Tabela 4-3.

A Figura 4-20 ilustra as curvas de perdas ativas (superposta) para os dois circuitos de distribuição, para cada um dos eventos, nos quais os geradores centralizados são desligados. As curvas PLC21, PLC22, PLC23 e PLC24 representam as perdas nas saídas dos geradores G1, G2, G3, e G4, respectivamente. Observa-se que, no circuito um (1), onde está instalada a GD, não há mudanças nos níveis de perdas com os eventos de desligamento dos geradores centralizados.

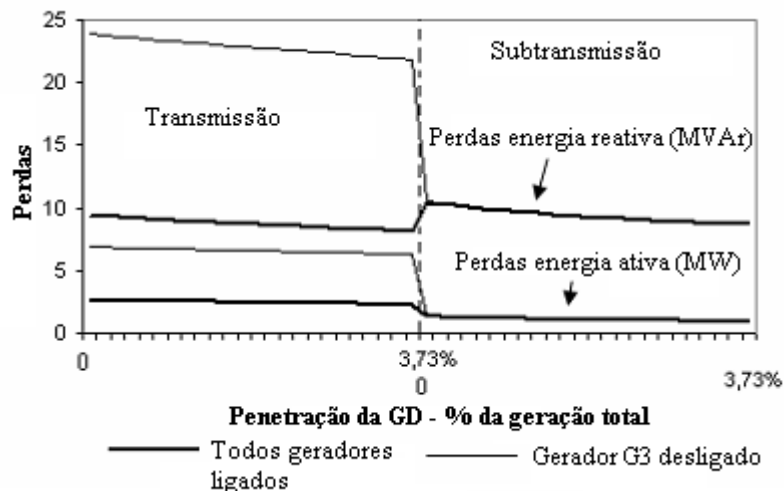


Figura 4-19 Perdas na transmissão e subtransmissão

Tabela 4-3 Perdas em diferentes níveis de penetração de GD

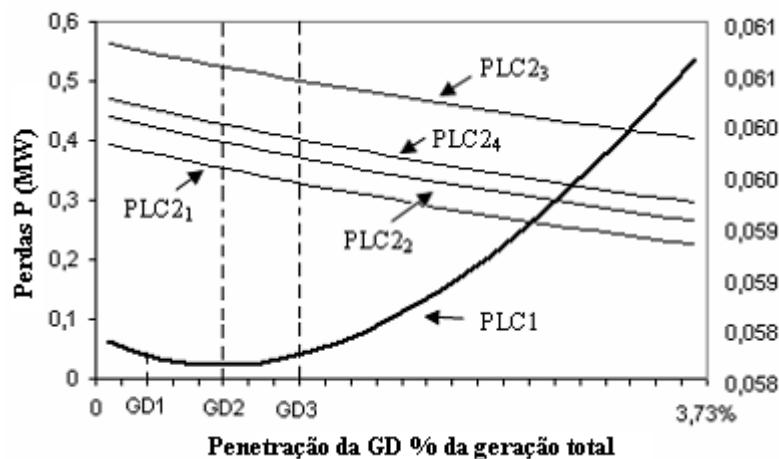
Rede	Potencia	Penetração GD (%)		
		0*	0**	1,23
Transmissão	P (MW)	2,646	6,9	6,7
	Q (MVar)	9,407	23,92	23,23
Subtransmissão	P (MW)	1,334	1,37	1,17
	Q (MVar)	10,44	10,49	9,71
Distribuição	P (MW)	0,123	0,12	0,09
	Q (MVar)	0,229	0,23	0,13

* caso base, todos os geradores centralizados ligados

**caso base e G3 desligado

Como foi explicado nesta seção, as perdas no circuito de distribuição onde não está instalada a GD, apresentam uma curva de forma linear, ao contrário daquela curva no outro circuito de distribuição, que sugere uma forma côncava, característica das redes de distribuição onde se instala a GD. Para os eventos de desligamentos de geradores centralizados a GD contribui para diminuir de forma sutil os níveis de perdas de energia ativa e reativa nas redes de distribuição onde não está presente a GD.

Na Figura 4-20, a área sob a curva PLC2₃, entre os valores 0 e GD3, representa a máxima diminuição de perdas que a GD pode atingir perante o desligamento de G3. Na seção 4.3.3, descreveu-se que o valor GD3 representa o valor NPGD máximo, no qual não são superados os valores limites de tensão. Ou seja, esse ponto representa o valor máximo de penetração, sendo esse o valor máximo de Reservas Operativas que a GD pode fornecer sem impactos negativos sobre o sistema.



4.5 Tecnologias da Geração Distribuída no Fornecimento de Reservas Operativas

Diversas tecnologias podem ser utilizadas em aplicações de GD (eólica, fotovoltaica, co-geração, entre outras.). Cada uma dessas tecnologias tem um perfil distinto de produção. Assim, o efeito na mudança dos fluxos de potência e o impacto nas perdas variam em função da tecnologia. O perfil de produção da GD varia segundo cada tecnologia. A variação pode depender da natureza do recurso primário (vento, sol, água, entre outras) ou das características do processo (como, por exemplo, os processos de co-geração).

Na medida em que o perfil de produção da GD se adapta ao perfil da demanda, melhoram ou pioram os parâmetros elétricos na rede. Por exemplo, se a produção da GD em cada nó é exatamente igual à demanda em cada nó e a cada hora, as perdas serão anuladas, dado que toda a demanda será fornecida localmente e não circularia nenhum fluxo pela rede. Na medida em que a produção da GD se afasta desse perfil ideal, surgirão mais perdas e os níveis de tensão serão menores (quedas de tensão). Resulta, portanto, de vital importância que o perfil de produção da GD se adapte ao perfil de demanda, ainda mais quando se trata de fornecer reservas operativas, já que, perante as situações de desligamentos de geradores, o perfil de demanda será menos homogêneo. Dessa forma, as tecnologias de GD que podem atingir uma melhor performance na entrega de reservas operativas são aquelas tecnologias com perfis de produção constante ou com tempos de resposta (arranque) muito curtos. Nessa categoria se classifica qualquer tipo de gerador que produz durante todo o tempo num valor constante (fator de utilização alto, geralmente classificado entre 0 e 1, onde a unidade é o valor máximo).

Em alguns casos, a produção da GD pode ser praticamente constante, como no caso das baterias de combustível, as usinas de biomassa e as micro-turbinas a gás. Essas tecnologias adaptam-se bem ao perfil da demanda. Por outro lado, um estudo de Méndez (2006) indica que as tecnologias que não se adaptam bem ao perfil da demanda são a eólica e a fotovoltaica. Na Tabela 4-4 apresenta-se o nível de performance das tecnologias de GD no seguimento da demanda e fornecimento de reservas operativas.

Tabela 4-4 GD comportamento das tecnologias no fornecimento de reservas operativas

Serviço/ Tecnologia	Cogeração	Despacho	Função em ilha (isolada)	Seguimento da demanda	Serviços Ancilares	Black start	Harmônicos	Flicker
Turbinas de gás	***	***	***	***	***	***	***	***
Micro-turbinas	*	***	***	***	*	***	♦♦ iii	♦
Turbinas de vapor	**	***	***	***	***	***	***	***
Ciclos combinados	**	***	***	***	***	***	***	
Motores alternativos	**	***	***	***	***	***	**	**
Motores convencionais diesel	***	***	***	***	***	***	***	***
Mini-hidráulica	♦♦♦	♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦ i	♦	♦
Eólica	♦♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦♦	♦♦♦	♦♦	♦♦
Mini-eólica	♦♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦♦	♦♦♦	♦♦	♦♦
Solar fotovoltaica	♦♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦♦♦	♦♦	♦♦
Solar Térmica	♦♦	**	**	**	**	♦	**	**
Células combustíveis	*** ii	***	**	**	♦♦	♦♦	♦♦ iii	♦

Fonte: Elaboração do autor baseado em (Méndez, 2005)

○○○: Muito boa
 ○○: boa
 ▲: normal
 ▲▲: ruim
 ▲▲▲: muito ruim

i: Depende da quantidade do recurso hidráulico.

ii: Depende do tipo de célula combustível.

iii: O novos tipos de inversores tendem minimizar esse problema.

Capítulo 5 Análise econômica

Com o progresso das técnicas digitais e de controle, hoje, as unidades de Geração Distribuída (GD) podem ser sincronizadas e, assim, operarem em paralelo com o sistema centralizado, sem problemas técnicos de maior monta. Logo, nada as impede de co-participar do abastecimento público, seja reduzindo a necessidade correspondente de geração centralizada, seja no fornecimento de serviços ancilares, seja colocando, se possível, excedentes significativos na rede pública.

A potência elétrica a ser instalada na GD pode ser maior ou menor que as necessidades do consumidor, ou seja, a GD tanto pode atender a carga própria e/ou a localizada nas proximidades como pode – até o limite de sua capacidade - apoiar o sistema; isto porque o seu uso, em bases regulares, ocorre quando há oportunidade de produzir a energia localmente com qualidade e a um custo compatíveis aos da rede centralizada ou, então, quando se exige uma qualidade superior àquela ofertada pela rede pública.

A GD passa a ser um novo participante na prestação de serviços ancilares de grande importância no tema de fornecimento de reservas, isto é, como um parque descentralizado capaz de suprir seja as necessidades momentâneas de excesso de demanda (demanda de ponta), seja para cobrir apagões localizados ou generalizados, seja para melhorar as condições qualitativas do fornecimento em regiões atendidas deficientemente (em tensão ou em frequência) por razões estruturais ou por razões conjunturais e momentâneas.

Como foi mencionado antes, o tema de reservas operativas de um sistema elétrico torna-se um elemento chave de segurança. De maneira similar a outros bens públicos, a segurança de um sistema de potência não tem claras indicações de seu custo por usuário. Alguns usuários podem contestar a idéia de pagar pelas reservas operativas, ao analisar que certos usuários não as consomem e aqueles estão pagando por uma segurança extra para estes usuários. O problema é decidir o nível de aquisição ótima para cada usuário no sistema e derivar um método para realizar esta aquisição assim como o cálculo de seus custos.

Cabe, então, fazer as análises necessários para calcular o preço justo das reservas operativas fornecidas pela GD. Nesta parte da tese, mostram-se alguns cenários de cálculo de custos com o uso da GD no fornecimento de reservas de potência ativa e reativa. Para realizar a análise econômica foram utilizadas duas metodologias computacionais para o despacho de

sistemas elétricos: um modelo de despacho com reservas, e análise econômica com Matpower.

5.1 Despacho econômico com reservas operacionais usando GD

Neste teste considerou-se apenas o problema de despacho econômico a seguir formulado:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i * P_i + c_i P_i^2$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_i = \text{Demanda_energia_básica}$$

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}$$

O modelo de despacho econômico de energia básica e reservas operativas é formulado da seguinte maneira:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i (P_i + PR1_i + PR2_i + PR3_i) + c_i (P_i^2 + PR1_i^2 + PR2_i^2 + PR3_i^2))$$

$$\sum_{i=1}^{ng} P b_i = d_b$$

$$\sum_{i=1}^{ng} P R1_i = d_{r1}$$

$$\sum_{i=1}^{ng} P R2_i = d_{r2}$$

$$\sum_{i=1}^{ng} P R3_i = d_{r3}$$

$$P b_i + P R1_i + P R2_i + P R3_i \leq P_i^{\max}$$

$$P_i^{\min} \leq P_i$$

$$P R1_i \leq P R1_i^{\max}$$

$$P R1_i + P R2_i \leq P R2_i^{\max}$$

$$P R1_i + P R2_i + P R3_i \leq P R3_i^{\max}$$

$$P_i, P R1_i, P R2_i, P R3_i \geq 0$$

Aqui a função objetivo é a minimização dos custos operativos. A variável P representa a potência ativa básica e as variáveis $PR1$, $PR2$, e $PR3$ representam os valores das reservas operativas primária, secundária e terciária, respectivamente. Nas restrições estabelecidas, tem-se que a soma da energia básica e as reservas deve ser menor ou igual à potência máxima instalada. A soma das reservas deve ser menor ou igual ao máximo valor da reserva terciária. Assim, o despacho de energia pode ser programado, considerando-se as reservas operativas que devem estar presentes num sistema elétrico, as quais permitem ter um nível de segurança adequado no sistema. É programado então, um despacho de reservas em sistemas centralizados para ser logo comparado com a entrega dessas reservas com o uso da GD.

Para fazer a análise com esta metodologia, foi utilizado o caso de estudo IEEE30 descrito no seção 4.1 do capítulo 4. Simularam-se vários Fluxos Ótimos de Carga (FOC), os quais ilustram o despacho adequado de geradores centralizados e descentralizados, segundo as curvas de custos para cada gerador. Nessa simulação, tem-se o programa do despacho de energia, considerando-se as reservas operativas para quatro valores segundo a carga total do sistema, isto é, para 3, 5, 8 e 10% da carga.

Para estabelecer os custos de reserva, pode-se admitir o conceito de “custo de oportunidade”²¹. As curvas de custos foram feitas segundo custos de investimentos, custos operativos e fator de capacidade referentes a 2005, os quais são ilustrados na Tabela 5-1. Foi calculado o Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) de cada tecnologia, segundo dados para o ano de 2005. O CAUE é uma técnica de equivalência para converter um valor, em determinado

²¹ Termo usado na economia para indicar o custo de algo em termos de uma oportunidade renunciada, ou seja, o custo, até mesmo social, causado pela renúncia do ente econômico, bem como os benefícios que poderiam ser obtidos a partir desta oportunidade renunciada ou, ainda, a mais alta renda gerada em alguma aplicação alternativa. Em outras palavras: O custo de oportunidade representa o valor associado a melhor alternativa não escolhida.

instante, em uma série que representa o custo ou em benefício anual uniforme equivalente. O caso mais simples consiste em converter uma quantia presente P em uma série de fluxo de caixa de final de período uniforme equivalente, conforme a Equação 5-1.

Equação 5-1 Custo Anual Uniforme Equivalente

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Tabela 5-1 Custos das Tecnologias. Valores em US\$ 2001.

		2005	2010	2015	2020	CAU1	CAU2	CAU3	CAU4
Células de Combustível	Custo Capital (\$/kW)	1400	1250	1200	1000	46,71	41,41	39,97	33,72
	Fator de Capacidade (%)	85	85	85	85				
	O&M	6,5	5,5	5,5	5				
Biomassa Ciclo Ranking	Custo Capital (\$/kW)	1100	1100	1100	1100	43,57	43,57	43,57	43,57
	Fator de Capacidade (%)	80	80	80	80				
	O&M (\$/MWh)	10	10	10	10				
Biomassa Gasificação	Custo Capital (\$/kW)	2200	2100	2000	1900	79,14	76,09	73,04	69,99
	Fator de Capacidade (%)	80	80	80	80				
	O&M (\$/MWh)	12	12	12	12				
Motores a Diesel	Custo Capital (\$/kW)	1000	1000	1000	1000	89,39	89,39	89,39	89,39
	Fator de Capacidade (%)	30	30	30	30				
	O&M (\$/MWh)	8	8	8	8				
Turbinas a Gás	Custo Capital (\$/kW)	495	470	450	420	20,14	19,47	18,94	18,15
	Fator de Capacidade (%)	92	92	92	92				
	O&M (\$/MWh)	7	7	7	7				
Hidroelétricas Grandes Plantas	Custo Capital (\$/kW)	1570	1570	1570	1570	64,78	64,78	64,78	64,78
	Fator de Capacidade (%)	63,5	63,5	63,5	63,5				
	O&M (\$/MWh)	4,41	4,41	4,41	4,41				

Fonte: elaboração do autor baseado em (Schaeffer, 2007).

Na Tabela 5-2 ilustram-se os resultados de um despacho centralizado, para um sistema de plantas hídricas, nos quais as reservas são fornecidas a essas mesmas plantas de forma centralizada. Pode-se observar que o custo total da energia gerada (por hora) aumenta, quando as reservas programadas aumentam, dado que maiores reservas implicam em um maior custo de energia. Visto de outra maneira, a confiabilidade e segurança do sistema têm um custo.

A Tabela 5-3 ilustra os resultados de um despacho com cinco geradores num sistema de distribuição (GD). Nessa simulação as curvas de custos dos geradores distribuídos correspondem a uma das tecnologias mas aceitadas pelo seu custo e seu performance para o fornecimento de reservas operativas. A tecnologia selecionada foi Turbinas a Gás (segundo custos da Tabela 5-1). O resultados das simulações mostram uma diminuição nos custos da geração de energia até um

13% quando se tem um fornecimento de reservas operativas com GD com uma penetração de 10%.

Tabela 5-2 Despacho com Reservas Centralizadas

Reservas	3%	5%	8%	10%
Reservas	8,4	14,0	22,5	28,1
Custo Total Reservas	545,7	909,3	1454,5	1817,8
Geração Total Básica	283,7	283,6	283,5	283,4
Custo Total Energia Básica	18923,7	19281,9	19817,2	20174,2
Custo Total	19469,4	20191,2	21271,7	21992,0
Perdas	5,4	5,3	5,1	4,9

Tabela 5-3 Despacho com Reservas GD

Reservas	3%	5%	8%	10%
Reservas	8,5	14,2	22,7	28,4
Custo Total Reservas	550,6	918,3	1469,2	1836,5
Geração Total Básica	285,4	285,5	285,8	286,3
Custo Total Energia Básica	18110,3	17859,7	17504,3	17280,5
Custo Total	18660,9	18777,9	18973,6	19117,1
Perdas	2,1	2,1	2,5	3,0

Custos Marginais

De acordo com a teoria econômica, os custos marginais são capazes de gerar um sinal para orientar o consumo, no sentido de uma alocação mais eficiente dos recursos de um sistema. Os custos marginais são definidos como sendo o quociente do aumento de despesas totais pelo aumento da produção, ou seja:

$$CM = \frac{dD_t}{dQ}$$

Onde:

CM = Custo Marginal

D_t = Despesas totais

Q = Quantidade Produzida

No Setor Elétrico, o Custo Marginal de Expansão da Capacidade representa a estimativa de custo para o suprimento de uma demanda unitária adicional (1kW) no horário de ponta, ao longo de seus diversos segmentos, incluindo a própria rede a que está ligada a carga e todos os níveis a montante. O seu conceito apresenta uma sinalização entre volume de produção, demanda associada a determinado produto e estrutura de custos correspondente, numa adequada referência

para os produtores (ANTUNES, 2002).

Métodos Utilizados para Determinação dos Custos Marginais de Expansão das Redes de Distribuição de Energia Elétrica

No Setor Elétrico Brasileiro, existem hoje duas metodologias aplicadas para a determinação do custo marginal no sistema de distribuição: A “Lei de Quantidade de Obras” (LQO) que utiliza dados históricos de obras e investimentos e outra metodologia chamada “Custo Incremental Médio de Longo Prazo” (CIMLP) que baseia-se em um plano otimizado de investimentos proposto para as redes de distribuição. Estas metodologias são utilizadas na determinação dos Custos Marginais no SEB desde a década de 80. A utilização de cada metodologia está correlacionada ao nível conforme tabela abaixo:

Tabela 5-4 Metodologia para Cálculo do CM para níveis de tensão

Nível de tensão	Metodologia de calculo do CM
EAT e alguns sistema	AT CIMLP
AT	CIMLP ou LQO
MT e BT	LQO

Custo Marginal de Capacidade

Segundo BITU e BORN (1993), o custo marginal de fornecimento de potência de um cliente-tipo é o custo para atender um incremento unitário de sua demanda, no nível de atendimento, em uma determinada hora. Tais custos constituem um instrumento, considerado ideal, para construir uma estrutura racional e justa para as tarifas de uso da distribuição, pois através dele é atribuído a cada grupo de consumidores, o custo efetivo que a distribuidora incorre no atendimento. A tarifa de uso obtida desta forma também constitui um sinal econômico que orienta o perfil de demanda dos consumidores, no sentido de racionalizar o uso da energia elétrica.

Todos os custos de investimento em transmissão e distribuição são considerados como custos de capacidade, porque o dimensionamento destes sistemas é determinado basicamente pelos kW de ponta que podem ser transportados. O consumo adicional de energia somente implica custos adicionais de perdas.

Os consumidores de cada nível de tensão devem ser onerados somente pelos custos de transmissão e distribuição correspondentes a níveis de tensões iguais ou superiores àquele de fornecimento.

Um consumidor típico pode associar-se a qualquer rede situada em um nível de tensão “a montante” do ponto de conexão. A demanda marginal nesse nível dependerá da demanda do usuário na hora de ponta das redes às quais ele se associa. Uma vez que essa associação é aleatória, deduz-se que o valor esperado da potência marginal é a soma das demandas do consumidor típico nas horas de ocorrência de demanda máxima nas redes, ponderadas pelas respectivas probabilidades de associação do consumidor típico aos diferentes pontos do sistema. A formulação matemática e aplicação serão demonstradas no capítulo 3.

Custo Marginal de Energia

Ao incremento Δ de demanda em relação a curva de duração de carga em um determinado período, de ponta ou fora de ponta, correspondem adicionais de consumo de energia. Em um sistema gerador, esse consumo adicional de energia deve ser suprido através de uma maior utilização da última unidade geradora colocada em operação para o atendimento da curva de carga antes de ocorrer o incremento Δ de demanda. Supõe-se que as unidades geradoras do sistema são colocadas em operação seqüencialmente, na ordem crescente de seus custos de combustíveis.

De forma análoga, o CMLP de energia fora de ponta, corresponde a um incremento de carga fora do período de ponta, equivalente ao custo de combustível da menos eficiente unidade de base acionada fora do período de ponta. Os fatores de perdas de transmissão são menores nesse período que na ponta.

Custo Marginal Total

O Custo Marginal total de um usuário-tipo j , em um período horo-sazonal u , é o resultado da soma das componentes de custo marginal de potência e de energia, este expresso na mesma base que a componente potência.

5.2 Custo de reservas por ciclo horário

Para a análise econômica do estudo de caso, foram feitos FOC, os quais ilustram o despacho adequado de geradores centralizados e descentralizados, segundo as curvas de custos para cada gerador. Os FOCs foram feitos para um ciclo diário de 24 horas típico da faixa de usuários residenciais (segundo dados fornecidos na base de dados em *Power Systems*). Para a construção das curvas de custos de cada tecnologia, tomaram-se os custos de investimentos, operação e manutenção e fator de capacidade. Aqui também foram utilizados os custos apresentados na seção imediatamente anterior. Para o despacho das usinas centralizadas utilizaram-se os dados para as usinas hidroelétricas com um CAU de 64,78 US\$/MWh (2005). Para o despacho das usinas de GD, utilizaram-se os dados para a tecnologia de Motores Diesel com um CAU de 89,39 US\$/MWh (2005).

Os resultados dos custos totais de energia ativa simulados nos FOCs para um ciclo diário são apresentados na Figura 5-1 e na Tabela 5-5. Nessa análise é possível conferir duas situações opostas: a primeira delas é uma vantagem no uso da GD, dado que nas horas de maior carga (horas ponta) tem-se uma diminuição no custo total da produção da energia elétrica pelo uso da GD. O uso da GD nas horas de maior demanda permite uma menor perda de energia através dos ramais do sistema. Desse modo, precisa-se gerar menos energia e os custos totais diminuem. No caso estudado as maiores vantagens são atingidas nas horas de pico (entre 17 e 23 horas) com uma redução 0,31% nos custos totais, o que representa US\$90 por MWh. Mostra-se, então, que a redução dos custos pode ser utilizada como uma remuneração adicional para a GD ou utilizada, também, em novos investimentos na expansão da GD, sem esquecer que, dentro dessas tecnologias, contempla-se FER.

A segunda situação é uma desvantagem no uso da GD, dado que, nas horas de menor carga, tem-se um aumento no custo total da produção da energia elétrica pelo uso da GD. Nas horas de menor carga, a energia fornecida pela GD modifica os fluxos de energia, gerando maiores perdas de energia por meio dos ramais do sistema. Nessa situação, quando há presença de GD, precisa-se gerar mais energia por parte dos geradores, para suprir as perdas, sendo os custos de geração maiores se comparados com a situação de baixa demanda quando não se tem GD. No caso estudado as desvantagens apresentam-se nas horas 6, 7 e 8 com um aumento de 31,19% no caso mais crítico.

A Figura 5-2 apresenta o comportamento das perdas para o ciclo diário utilizado para a análise econômica. Pode-se notar que as perdas ativas e reativas aumentam nas horas de menor

demanda com o uso da GD, o caso contrário ocorre nas horas de maior demanda (hora de ponta), quando as perdas diminuem. Comprova-se, novamente, na Figura 5-2, que a quantidade das perdas de energia reativa é maior do que as perdas de energia reativa em um grau importante. A utilização de GD para diminuição de perdas tem maior importância na redução de perdas de energia reativa, sendo motivo suficiente para compensar à GD pela compensação e controle de reativos.

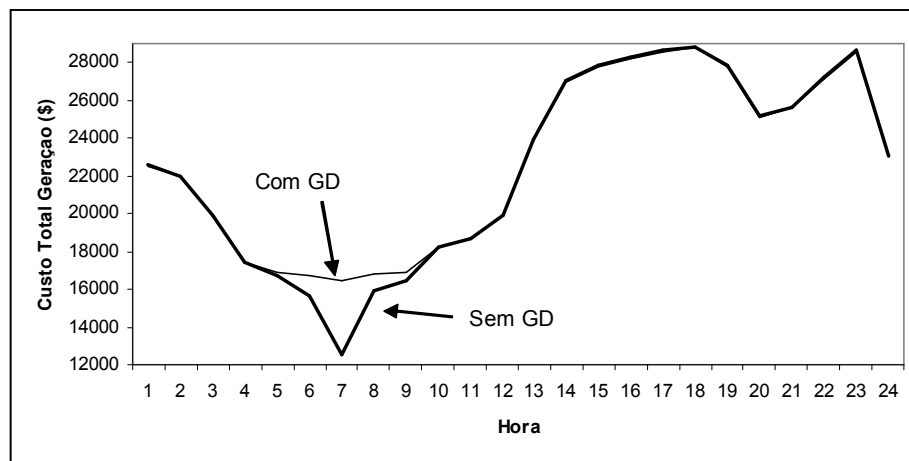


Figura 5-1 Custo Total da Geração para 24 horas

Tabela 5-5 Custos Totais de geração máximo e mínimo.

Hora	6	7	8	15	17	19	21	23
Sem GD	15685,0	12514,5	15950,9	27807,6	28610,9	27807,6	25652,9	28610,9
Com GD	16727,3	16417,9	16775,8	27727,5	28521,1	27727,5	25587,7	28521,1
Diferença \$	-1042,3	-3903,4	-824,9	80,1	89,9	80,1	65,2	89,9
Diferença %	-6,65	-31,19	-5,17	0,29	0,31	0,29	0,25	0,31

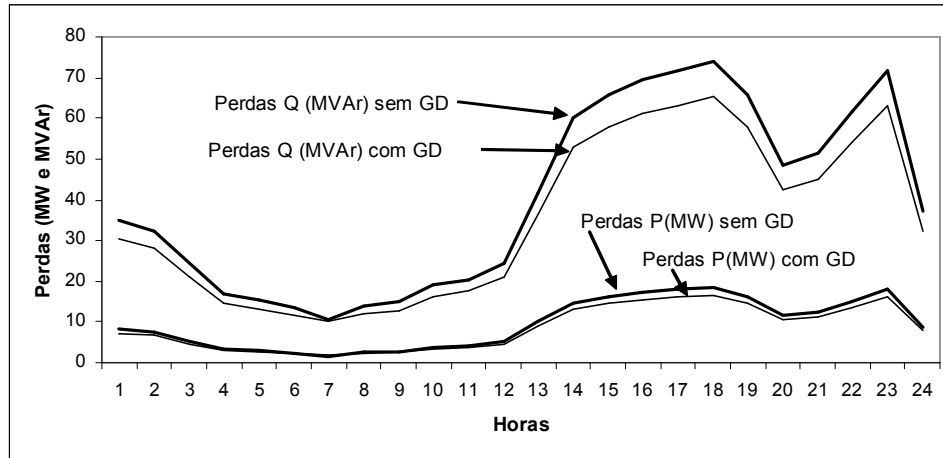


Figura 5-2 Perdas P e Q para 24 horas.

5.3 Custo de energia firme e de reservas para o caso brasileiro

Como fim de complementar ainda mais o estudo econômico desse capítulo, realizou-se uma análise sobre o caso brasileiro. Aqui foram também realizadas simulações de diferentes cenários com fluxos ótimos de potencia em diferentes cenários, desde o caso base sem GD, e assim como outros incrementando o nível de penetração da GD.

O caso estudado aqui é um sistema-teste brasileiro (ver Anexo D) com 65 barras que pertence eletricamente à área Sudeste (Ver Anexo D). A relevância desse sistema está em permitir que se estude a influência das usinas de uma região em relação às demais de outra região, em razão do posicionamento concentrado em cada região, um conjunto de usinas no Sul e outro no Sudeste, conectados por longas linhas de transmissão. Outra situação interessante nesse sistema decorre das fontes de tensão da região Sudeste estarem muito afastadas dos centros de carga compreendido pelas subestações de Campinas, Poços de Caldas, Itajubá e Cachoeira Paulista. Tal afastamento provoca carregamentos excessivos nas linhas de transmissão e insuficiente compensação reativa das cargas, acarretando problemas no controle de tensão.

A objetivo principal do estudo com o caso brasileiro consiste na análise dos parâmetros elétricos e econômicos com a mesma metodologia de análise utilizada para o sistema IEEE30. Depois de fazer as diferentes simulações, foi possível perceber os diversos impactos no uso da GD sobre grandes sistemas elétricos.

O objetivo principal do estudo com o caso brasileiro consiste na análise econômica com os custos da energia no marco brasileiro apresentados na Tabela 5-1 sobre o sistema elétrico real

mentionado antes.

Para as simulações, foi utilizado o caso base sendo despachadas unicamente as usinas centralizadas com custos de geração para a tecnologia de usinas hidráulicas. Depois foram feitos vários despachos contemplando a GD com cinco geradores, e aumentando o nível de penetração até 1,7% da geração total do sistema. Para esse caso, os geradores distribuídos ficam fornecendo energia ativa e reativa a níveis de subtransmissão dado que o nível de penetração mencionado antes supera a carga do circuito distribuído onde foram instalados os cinco geradores.

Depois de fazer as diferentes simulações, foi possível perceber a diminuição dos custos totais com o aumento da penetração da GD. A Figura 5-3 apresenta quatro (4) situações para diferentes tecnologias: todos os geradores hídricos, GD com gás, GD com Biomassa e GD com células de combustível, e os resultados dos despachos são apresentados na Tabela 5-6.

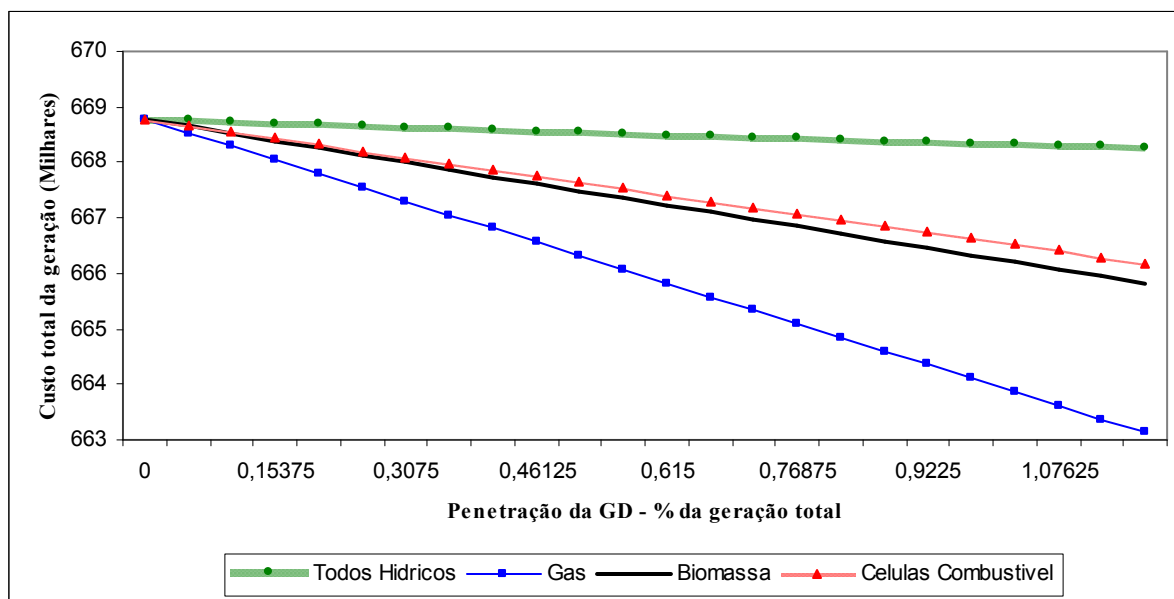


Figura 5-3 Custos da energia com diferentes tecnologias

Tabela 5-6 Comparação custos de energia total com diferentes tecnologias

	Sem GD*	Com GD, Penetração = 0,5%	Δ CT	Com GD Penetração = 1,12%	Δ CT
Tudo hídrico	\$ 668.785,89	\$ 668.547,18	\$ 238,71	\$ 668.269,14	\$ 516,75
Turbinas Gás		\$ 666.315,18	\$ 2.470,71	\$ 663.135,54	\$ 5.650,35
Biomassa		\$ 667.486,68	\$ 1.299,21	\$ 665.829,99	\$ 2.955,9
Células Combustível		\$ 667.643,68	\$ 1.142,21	\$ 666.191,09	\$ 2.594,8

A Tabela 5-6 apresenta os valores de redução de custos totais com o uso de GD fornecendo reservas dada a redução de perdas para quatro tecnologias. Observa-se, assim, que a presença de tecnologias mais econômicas de GD fornecendo reservas contribui ainda mais na redução de custos totais da geração, trazendo benefícios nas economias dos usuários.

Tal como foi mostrado na seção 5.2, a redução de custos com o uso de tecnologias mais econômicas pode ser aproveitada para o pagamento de investimentos dos 5 geradores distribuídos que foram instalados, ou pode ser utilizada, também, em novos investimentos na expansão da GD, sem esquecer-se novamente de que, dentro dessas tecnologias, contempla-se FER.

5.4 Cargos pelo uso de energia reativa por meio de cálculo de sensibilidades

O cálculo de sensibilidades relativas é uma ferramenta para identificar os equipamentos elétricos instalados nas redes, que mais influem nos parâmetros elétricos (tensão, potência reativa, etc) sobre alguns conjuntos de nós de carga no sistema, o qual permite identificar, de forma aproximada, que equipamentos conseguem atingir melhor aporte na entrega ou absorção de reativos num determinado nó.

Uma das metodologias para calcular as sensibilidades é apresentada por Jiménez (2003), segundo a qual deve-se relacionar a mudança de tensão numa barra i com o câmbio de valor de geração (ou absorção) de potência reativa no nó j . Das simplificações de um fluxo de potência desacoplado desprende-se a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|V_1|} \\ \frac{\Delta Q_2}{|V_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} - B_{12} \dots \\ -B_{21} - B_{22} \dots \\ \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta[V_1] \\ \Delta[V_2] \\ \vdots \end{bmatrix} \quad \text{Equação 5-2}$$

onde B é a matriz de susceptância. Invertendo-se a matriz B é possível despejar o vetor de variações de tensão $[\Delta V]$ da seguinte forma:

$$[\Delta V] = [X] \begin{bmatrix} \Delta Q \\ |V| \end{bmatrix} \quad \text{Equação 5-3}$$

Assim, um coeficiente (coeficiente de sensibilidades) que relaciona as mudanças de

tensão com as variações de geração de potência reativa é dado pela seguinte relação:

$$\lambda = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad \text{Equação 5-4}$$

sendo λ_i o fator que relaciona a variação do valor da tensão ΔV_i no nó i , com respeito à variação de energia reativa (ΔQ_j) gerada no gerador do nó j . Assim, o coeficiente descreve como a energia reativa gerada no nó j , afeta o valor da tensão no nó de carga i . Para determinar qual dos geradores no sistema cria um melhor aporte no fornecimento de reativos necessários para a carga, realiza-se um cálculo de sensibilidades, gerando-se uma variação em cada um dos geradores individualmente, e vendo o efeito dessa variação para cada um dos nós de carga.

Ao injetar-se energia na rede de distribuição, o impacto depende do comportamento da energia que injeta ou consome a GD. Podem apresentar-se três situações:

- a) a GD fornece energia ativa e reativa
- b) a GD fornece energia ativa e consome energia reativa
- c) a GD fornece energia ativa e não fornece nem consome energia reativa.

Assim, o cálculo de sensibilidades depende das variações de energia ativa e reativa, sendo o coeficiente de sensibilidades calculado da seguinte forma:

$$\lambda_i = \frac{\Delta V_i}{\Delta P_j} + \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad \text{Equação 5-5}$$

Para estabelecer a influência de um determinado gerador distribuído sobre cada um dos nós da rede em forma de porcentagem, utiliza-se a seguinte equação:

$$\lambda_i = \frac{\frac{\Delta V_i}{\Delta P_j} + \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j}}{\sum \left[\frac{\Delta V_i}{\Delta P_j} + \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \right]} \quad \text{Equação 5-6}$$

Para aplicar a metodologia descrita acima foi utilizado o sistema apresentado na seção 4.1. Simularam-se vários Fluxos Ótimos de Carga (FOC), os quais ilustram o despacho adequado de geradores centralizados e descentralizados, segundo as curvas de custos para cada gerador, apresentadas na Tabela 5-7. No primeiro cenário foi criado o caso base, no qual a geração de energia ativa (P) e reativa (Q) foi fornecida na forma centralizada. No segundo cenário foi instalado um pequeno gerador no primeiro sistema de distribuição numa das extremidades (nó 101). Dessa maneira, é possível estabelecer a influência sobre os níveis de tensão da rede quando a GD é instalada numa das extremidades do circuito de distribuição. A Tabela 5 1 apresenta os

resultados para o caso base. A Tabela 5-8 apresenta o caso no qual um pequeno gerador é instalado num dos nós (101) mais afastado no circuito de distribuição. A atual regulação brasileira, estabelece que se o fator de potência medido nas instalações do consumidor for inferior a 0,92 será cobrado o custo do consumo reativo excedente (conforme a ANEEL no art. 66 da Resolução 456, de 29 de novembro de 2000), decorrente da diferença entre o valor mínimo permitido e o valor calculado no ciclo. O custo excedente é obtido pela seguinte fórmula:

$$FER = CA \times \left[\frac{FPr}{Fpm} - 1 \right] \times TCA \quad \text{Equação 5-7}$$

- FER = valor do faturamento total correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento.
- CA = consumo de energia ativa medida durante o período de faturamento.
- FPr = fator de potência de referência igual a 0,92.
- Fpm = fator de potência indutivo médio das instalações elétricas da Unidade Consumidora, calculado para o período de faturamento;
- TCA = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento.

A Equação 5-7 mostra que $\left[\frac{FPr}{Fpm} - 1 \right]$ é uma relação entre o custo da energia ativa e o

custo da energia reativa. Para efeitos simples do cálculo do custo da energia reativa nas simulações feitas, foi utilizado a relação mencionada, com um Fpm = 0,8, assim, tem-se um fator de relação com a energia ativa de 0,15. Desse modo, segundo a Tabela 2-1 (para hidroelétricas), tem-se um custo de produção de energia ativa de 64,78 (\$MW/hr), e utilizando a relação acima mencionada, tem-se um custo de energia reativa de 9,72 (\$MVar/hr).

Com a simulação desses dois cenários é possível calcular, então, os coeficientes de sensibilidade. A Tabela 5-9 apresenta de forma decrescente, os resultados para cinquenta dos nós mais influenciados ao instalar-se a GD. Observa-se que o gerador GD instalado fornece uma potência Q de 0,06 MVar a um custo de 9,72 (\$/hr). O cálculo das sensibilidades permite estabelecer de forma proporcional a forma como poderia cobrar-se de cada um dos nós beneficiados pela geração dessa energia:

$$\text{Pagamento de usuário } i = \lambda_i * \text{Custo energia Q do GD} \quad \text{Equação 5-8}$$

Tabela 5-7 Fluxo ótimo para o caso base

P (MW)	Custo Geração P (\$/hr)	Q (MVar)	Custo Geração Q (\$/hr)
--------	-------------------------------	-------------	-------------------------------

G1	Centralizado	8,1	64,78	0,92	9,72
G2	Centralizado	43	64,78	15,33	9,72
G3	Centralizado	100	64,78	23,99	9,72
G4	Centralizado	73,29	64,78	40	9,72
G5	Centralizado	29,67	64,78	1,07	9,72
G6	Centralizado	30,92	64,78	-6	9,72
Perdas		1,691		11,39	
		P (\$/hr)		Q (\$/hr)	
Custo total geração		18461		732,01	

Tabela 5-8 Fluxo ótimo com GD

		P (MW)	Custo Geração P (\$/hr)	Q (MVar)	Custo Geração Q (\$/hr)
G1	Centralizado	7,98	64,78	0,63	9,72
G2	Centralizado	42,52	64,78	14,47	9,72
G3	Centralizado	100	64,78	23,52	9,72
G4	Centralizado	71,59	64,78	40	9,72
G5	Centralizado	29,52	64,78	1,34	9,72
G6	Centralizado	31,27	64,78	-5,25	9,72
G7	GD	2	64,78	0,12	9,72
Perdas		1,592		10,78	
		P (\$/hr)		Q (\$/hr)	
Custo total geração		18454,53		727,34	

Tabela 5-9 Cálculo de sensibilidades

Nº nó	V1	V2	ΔV	λ	Nº nó	V1	V2	ΔV	λ
100	0,994	1,199	0,205	0,026	52	0,967	1,057	0,090	0,011
99	0,994	1,190	0,196	0,024	51	0,967	1,058	0,090	0,011
98	0,994	1,189	0,195	0,024	50	0,968	1,058	0,090	0,011
97	0,994	1,186	0,191	0,024	49	0,968	1,058	0,090	0,011
96	0,994	1,160	0,166	0,021	48	0,968	1,059	0,090	0,011
95	0,995	1,102	0,107	0,013	47	0,969	1,059	0,090	0,011
94	0,995	1,102	0,107	0,013	46	0,971	1,061	0,090	0,011
93	0,995	1,099	0,104	0,013	45	0,974	1,064	0,090	0,011
92	0,996	1,091	0,096	0,012	77	0,976	1,066	0,090	0,011
85	0,959	1,051	0,091	0,011	89	0,976	1,066	0,090	0,011
86	0,959	1,051	0,091	0,011	90	0,976	1,066	0,090	0,011
84	0,960	1,051	0,091	0,011	44	0,976	1,066	0,090	0,011
83	0,960	1,051	0,091	0,011	76	0,978	1,068	0,090	0,011
82	0,960	1,051	0,091	0,011	87	0,979	1,068	0,089	0,011
81	0,960	1,051	0,091	0,011	88	0,979	1,068	0,089	0,011
80	0,960	1,051	0,091	0,011	43	0,979	1,068	0,089	0,011

79	0,961	1,052	0,091	0,011	42	0,979	1,069	0,089	0,011
78	0,966	1,056	0,091	0,011	75	0,980	1,069	0,089	0,011
59	0,966	1,056	0,091	0,011	74	0,982	1,071	0,089	0,011
58	0,966	1,057	0,091	0,011	41	0,983	1,072	0,089	0,011
57	0,966	1,057	0,091	0,011	73	0,984	1,073	0,089	0,011
56	0,966	1,057	0,091	0,011	72	0,984	1,073	0,089	0,011
55	0,967	1,057	0,091	0,011	40	0,984	1,073	0,089	0,011
54	0,967	1,057	0,091	0,011	39	0,985	1,074	0,089	0,011
53	0,967	1,057	0,091	0,011	38	0,990	1,079	0,089	0,011

A Figura 5-4 apresenta as regiões do sistema de distribuição que são mais beneficiadas com a instalação do gerador no nó 101, sendo os nós mais afastados aqueles que obterem esse benefício.

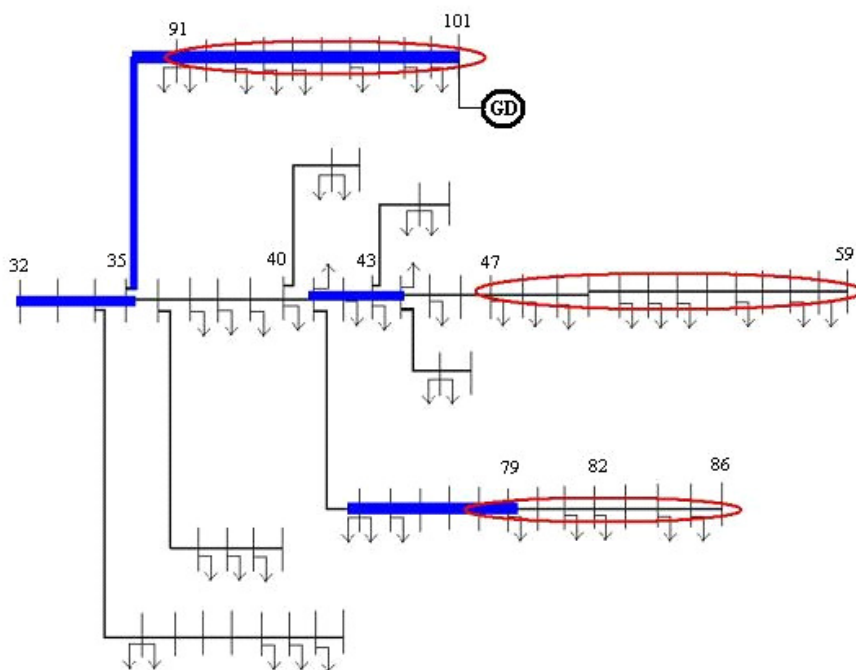


Figura 5-4 Regiões com alto índice de sensibilidade com GD no nó 101

Capítulo 6 Aspectos a serem considerados para uma análise regulatória sobre serviços ancilares e a geração distribuída

6.1 Impactos no sistema elétrico devidos ao uso da geração distribuída fornecendo serviços ancilares

Nos capítulos anteriores, descreveu-se como a conexão de fontes de energia (GD) nas redes de distribuição, tanto para o fornecimento de energia firme, quanto para o fornecimento de serviços ancilares, altera a performance do sistema hierárquico dos grandes sistemas elétricos centralizados.

Segundo o que foi apresentado nos capítulos 4 e 5, os aspectos que podem sofrer impactos da ligação da GD para fornecer SA são: perdas, perfil de tensão, custos de operação e investimentos. Outros aspectos podem ser listados: qualidade do fornecimento, potência de curto circuito, segurança do pessoal da manutenção, estabilidade e operação das redes. No capítulo 4 demonstrou-se como a injeção de reservas nos níveis de distribuição produz diversos efeitos ou impactos no nível técnico. Em geral, as redes de distribuição têm sido planejadas e desenvolvidas seguindo um esquema radial, sem considerar a possibilidade de ligação de fontes de energia. Esse esquema considera que os fluxos de potência são unidirecionais, isto é, que sempre vão desde a subestação até os consumidores. Os impactos que derivam do fornecimento de serviços ancilares (SA) com GD devem-se, principalmente, à modificação que os fluxos de potência sofrem. Tal modificação atinge, não somente a magnitude, como também a direção dos fluxos.

Baseado nas análises técnicas e econômicas apresentadas no capítulos anteriores, a seguir apresenta-se uma análise das implicações, impactos, gerenciamento e limitações no uso da GD para fornecer SA em relação com alguns dos principais aspectos.

6.2 Sobre a diminuição das perdas fornecendo reservas operacionais

A modificação dos fluxos que circulam pelas linhas de sistema pelo uso da GD para fornecer SA afetam diretamente as perdas do sistema elétrico. Essa mudança deve-se, em primeiro lugar, ao fornecimento de demanda local e, em segundo lugar, à injeção de energia na rede. No primeiro caso, quando a GD fornece demanda localmente, a energia que tem que

fornecer o alimentador diminui, modificando os fluxos, tal como apresentou-se na seção 4.2. A energia que gera a GD nas redes de distribuição é uma energia que não tem que ser transportada desde níveis superiores ou desde a subestação de distribuição, assim, a GD promove diminuição das perdas.

No segundo caso a injeção de energia num novo ponto da rede modifica os fluxos do alimentador e, portanto, as perdas. Nesse caso podem haver situações nas quais o sentido direcional das rede radiais torne-se comprometido. Na seção 4.2.2 descreveu-se o fato de que, com níveis baixos de penetração da GD não ocorra tal problema, embora, com níveis elevados de penetração da GD, os fluxos possam inverter-se, promovendo perdas maiores.

Sendo o agente distribuidor o responsável pela integração das redes de distribuição, cabe a ele, então, gerenciar, monitorar e fiscalizar a operação da GD no fornecimento de SA. Assim, o distribuidor deve lidar com o tema das perdas. Utilizando a GD para o fornecimento de SA o distribuidor pode aproveitar as vantagens que a GD oferece para diminuir as perdas, mesmo quando a mesma fornece energia firme, ou quando fornece somente SA. Cabe, então, ao distribuidor atingir dois objetivos relacionados ao tema de diminuição de perdas: o primeiro pretende dar sinais econômicos que integrem o princípio de eficiência, assim como incluir sinais para a localização da GD, e o segundo objetivo pretende que os clientes beneficiem-se dos possíveis impactos positivos pelo uso da GD fornecendo SA.

O primeiro passo para considerar o impacto da GD nas perdas consiste em quantificá-lo. Conhecido o impacto, o seguinte passo consiste em estabelecer, total ou parcialmente, o impacto da GD com o critério de que o agente gerador seja responsável pelo impacto.

Precisa-se, então, de uma metodologia para estabelecer a forma aproximada da variação das perdas frente a qualquer cenário de GD instalada. A metodologia pode ser resumida assim:

- a) Analisar as perdas: fazer uma análise de variação das perdas em função do nível de penetração, tecnologia de GD, dispersão e localização da GD. Os resultados obtidos dessa análise podem ser tabulados na forma de coeficientes anuais para cada cenário.
- b) Estabelecer a variação das perdas à GD. Aqui é preciso seguir os seguintes passos:
 - Determinar o nível de penetração, tecnologia da GD, nível de dispersão e localização.
 - Calcular a variação de perdas por meio da diferença entre o caso base e o estudo

de caso.

- Assinar de forma igualitária a toda a GD (ligada na rede) a variação das perdas, seja positiva ou negativa.

Cada vez que é ligada uma GD nova, será preciso fazer o procedimento descrito anteriormente e estabelecer um novo valor para toda a GD ligada ao mesmo alimentador.

Como apresentado no capítulo 4, a instalação da GD gera impactos sobre os diferentes níveis de tensão do sistema (transmissão, subtransmissão e distribuição). Portanto, os sinais que a GD recebe devem considerar o impacto sobre o conjunto das redes, tanto no nível de distribuição, como nos níveis de tensão maiores. Propõe-se analisar os impactos sobre cada um dos níveis de tensão, mediante regras simples, e acumular o impacto para determinar a variação total das perdas que deve ser estabelecida à GD.

Para determinar o impacto sobre as perdas nos diferentes níveis de tensão na rede é necessário observar o nível de entrega de energia de cada nível de tensão superior. Para isso é necessário avaliar o volume de energia fornecido ou extraído por cada alimentador. Isso pode ser determinado pelo nível de penetração e o tipo de tecnologia. Para os possíveis casos, apresenta-se o seguinte tratamento:

1. A GD não entrega energia: a variação das perdas acontece no próprio nível de tensão, devido ao fato de ter a GD na rede de distribuição, segundo é ilustrado na Figura 2-1.

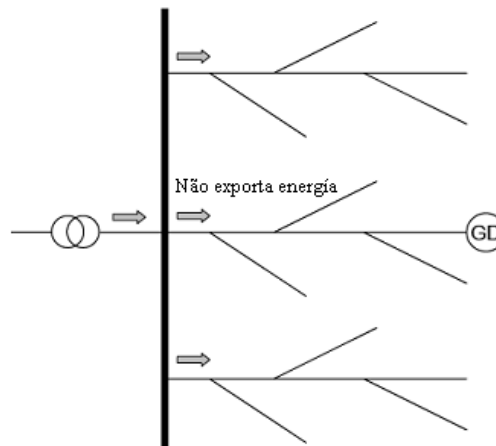


Figura 6-1 A GD não exporta energia

2. O alimentador entrega energia: nesse caso, podem haver duas situações:

- a) A GD não entrega energia aos níveis superiores de tensão: aqui a GD não fornece energia a níveis superiores através do transformador. Essa energia é consumida nos alimentadores adjacentes que ficam ligados na mesma rede, segundo é mostrado na Figura 6-2.

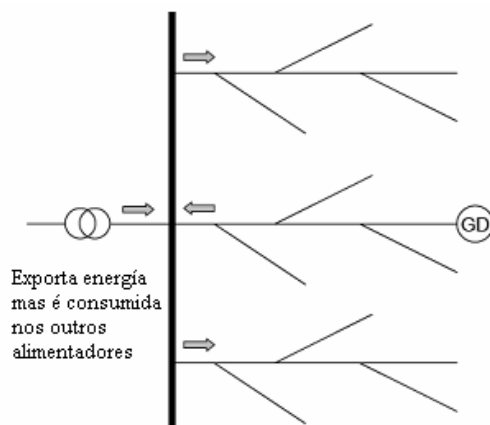


Figura 6-2 A GD não exporta energia níveis superiores

- b) A GD exporta energia nos níveis superiores: aqui a GD exporta energia a níveis superiores através do transformador, segundo a Figura 6-3. Essa geração deve considerar o nível superior e formar parte da análise de redução das perdas desse nível.

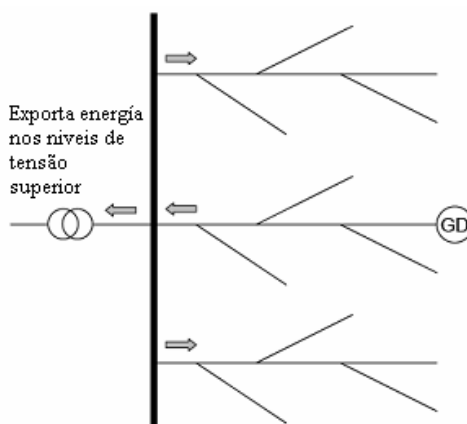


Figura 6-3 A GD exporta energia

O conhecimento antecipado dos impactos de um determinado tipo de GD permite que qualquer um que deseje ligar-se à rede saiba qual vai ser seu impacto sobre as perdas a curto prazo. Esse conhecimento é vital no momento de selecionar o ponto de ligação na rede e, dessa

maneira, conhecer os impactos que sua ligação pode produzir e sua possível remuneração.

Uma alternativa para ter um melhor sinal de localização consiste em aplicar a cada GD o diferencial que provoca sua injeção de energia com respeito ao caso imediatamente anterior à sua ligação. Assim, quando a ligação de uma nova GD provoca o aumento das perdas com respeito ao caso anterior, esta tem que ser penalizada. Dessa maneira, tem-se também um forte sinal de localização.

A consolidação das perdas tem um efeito puramente econômico para determinar que os geradores continuem se beneficiando das diferenças de perdas e qualquer outro aspecto. Desligar um gerador cujo impacto esteja consolidado daria lugar ao incremento negativo da GD e seu efeito deveria considerar os demais geradores de GD que podem ser ligados.

6.3 Sobre os impactos no sistema elétrico na compensação de energia reativa

Ao injetar-se energia na rede o impacto depende do comportamento e do tipo de energia que injeta ou consome a GD, podendo apresentar-se três situações:

- a) A GD fornece energia ativa e reativa.
- b) A GD fornece energia ativa e consome energia reativa.
- c) A GD fornece energia ativa e não fornece nem consome energia reativa.

Na seção 4.2.1, mostrou-se que a injeção de energia ativa produz um aumento no perfil de tensões da mesma forma que a injeção de energia reativa. No entanto, o consumo de energia reativa resulta que as tensões se deprimem. O aumento no perfil de tensões devido à injeção de energia ativa pode ser compensado com o decremento devido ao consumo de energia reativa, mas isso leva consigo um aumento nas perdas do alimentador (maior fluxo de energia, maiores perdas).

A modificação dos fluxos devido à ligação da GD resulta em que o perfil monótono decrescente das tensões nas redes radiais não continue sendo válido. Isso pode implicar que os esquemas de controle de tensão implementados no alimentador não operem adequadamente, prejudicando as tensões que os consumidores recebem. Em casos de grande penetração da GD, não somente a magnitude dos fluxos, como também sua direção, produzem mudanças sobre o perfil de tensões. Deve-se notar também que, em uma mesma subestação, geralmente encontram-

se conectados mais de um alimentador, o que significa que qualquer modificação da tensão nas barras da subestação afetará os demais alimentadores ligados nessa barra. Além disso, em outros alimentadores também pode existir GD, o que obriga a recorrer a esquemas de controle de tensão complexos que tenham em conta todos esses fatores. Assim, problemas associados ao efeito da GD no perfil de tensão limitam a quantidade de GD que pode ser instalada nas redes.

O fato de que a GD pode fornecer ou consumir energia reativa depende da tecnologia do gerador (síncrono, assíncrono ou inversores) e dos sinais econômicos que a incentivem em uma ou outra direção (fornecimento ou consumo de reativos). Em geral, as distribuidoras costumam exigir que a GD opere com um fator de potência perto da unidade (que não forneça nem consuma energia reativa), desapreciando a possibilidade de ajuda no controle de tensão que pode exercer a GD.

Na atualidade, as distribuidoras e os entes reguladores não têm conhecimento desse potencial, e não existem esquemas que incentivem que a GD injete ou consuma energia reativa em função das necessidades do alimentador. Para isso, é necessário um monitoramento em tempo real, tanto da situação do alimentador, como da GD. No entanto, podem ser implementados esquemas simples, os quais podem contribuir para a melhoria do perfil de tensões. Por exemplo, na Espanha implementou-se um esquema que incentiva que a GD forneça energia reativa durante os períodos de maior demanda e que consuma energia reativa nos períodos de menor demanda (Real Decreto 661, 2007).

Os efeitos mencionados acima estão presentes quando são utilizadas quase todas as tecnologias de GD, embora existam diferenças quanto à magnitude do impacto e à possibilidade de controlá-lo. Na seção 4.5 mostrou-se como as tecnologias, cuja produção pode ser gerenciada adequadamente (GD não renovável, biomassa e, inclusive, a fotovoltaica), dependendo do tipo de gerador (síncrono, assíncrono ou inversores), podem também gerenciar a energia reativa que injetam.

6.4 Sobre os impactos nos investimentos nas redes de distribuição

Para atingir um fornecimento adequado de SA com GD é indispensável a inter-relação existente entre a GD e as empresas distribuidoras, assim como os sinais regulatórios que cada uma das partes recebe. O fornecimento de SA a níveis de distribuição envolve tanto atividades

técnicas, como planejamento de redes, desenvolvimento e realização de obras, manutenção de instalações e equipamentos, bem como atividades de gestão comercial e venda desses serviços a consumidores regulados.

A regulação dos serviços ancilares nos níveis de distribuição deve perseguir uma série de objetivos, de forma que essa atividade seja sustentável a longo prazo, ou seja, que sua remuneração permita que os fornecedores continuem realizando sua atividade no futuro, assegurando os investimentos necessários e o fornecimento aos consumidores a longo prazo.

Do mesmo modo, a regulação deve proteger os clientes de pagar preços excessivos pelo serviço e, ao mesmo tempo, assegurar que as distribuidoras tenham benefícios conforme o risco associado nesse negócio. A regulação, deve, também promover a eficiência econômica, isto é, incentivar os investimentos em tecnologias eficientes e, ao mesmo tempo, uma melhor gestão das redes. Tudo isso deve redundar num benefício aos consumidores, sem que a qualidade do serviço seja prejudicada.

O impacto da GD nos investimentos pode ser classificado em duas categorias: impacto nas redes existentes e impacto nas novas redes. Os impactos em cada uma dessas categorias podem ser apresentados da seguinte maneira:

- a) Redes existentes: nas redes atuais a ligação de fontes de geração pode dar origem às seguintes situações:
 - Necessidade de reforços de rede para acomodar a GD que fornece SA: essa situação apresenta-se no momento da ligação da GD e, em alguns casos, a injeção de energia na rede de distribuição pode gerar reforços nas redes para acomodar a entrega de SA com a GD. Isso se deve ao fato de que, geralmente, as redes de distribuição são desenhadas sem considerar a possibilidade de ligar fontes de GD, pelo que qualquer modificação do desenho original, pode ocasionar novos investimentos.
 - Modificação nos investimentos futuros: essa situação apresenta-se, dado que, uma vez instalada a GD, o fato de que essa GD fornece energia firme e SA localmente pode permitir instalar novos consumidores sem necessidade de reforçar o alimentador. Isso resulta em que a GD pode chegar a ser uma alternativa para cobrir as demandas dos SA, sem necessidade de reforçar a rede.
- b) Planejamento de novas redes: o impacto do uso da GD fornecendo SA nessa categoria

refere-se à inclusão da GD como uma variável de decisão adicional no processo de planejamento das redes. Se a GD inclui-se nesse processo, a projeção das redes de distribuição se modificará e, por conseguinte, os investimentos. Por exemplo, a inclusão da GD para fornecer SA pode requerer um projeto que inclua dispositivos de monitoramento ou comunicação, que antes não eram necessários. Da mesma forma, a consideração de entregar SA com GD, obriga à distribuidora a modificar a operação de suas redes, requerendo novas infra-estruturas.

6.5 Sobre os impactos na operação das redes

O critério atual das redes de distribuição consiste na operação passiva, ou seja, sua operação com a menor supervisão possível. Esse critério está baseado num esquema no qual a energia flui desde a subestação até as cargas (demandas, elementos passivos). A instalação de elementos ativos (a GD) que têm interação com a rede, fornecendo, tanto energia firme, quanto SA, ou, consumindo, tanto energia, quanto SA, obriga a modificar o critério mencionado; é necessário um maior controle e coordenação da GD e da rede de distribuição.

As conseqüências da interação da GD com a rede estabelecem a necessidade de uma gestão ativa das redes que permita modificar ou adequar todos os elementos da rede às circunstâncias a cada instante. Para isso, é necessário que haja um sistema de monitoramento e controle dos diversos elementos praticamente em tempo real. Tudo isso se traduz num sistema similar ao usado atualmente nas redes de transporte.

A gestão ativa das redes de distribuição pode solucionar alguns dos problemas associados à interação da GD fornecendo SA com a rede: controle das tensões (gestão da potência reativa, utilização de reguladores de tensão, modificação dos esquemas de controle de tensão implementados, etc.), controle dos fluxos e sistemas de comunicação.

A gestão ativa das redes estabelece uma série de temas regulatórios como a divisão dos custos dos investimentos, necessários para a gestão ativa, a regulação que permita à distribuidora controlar ou gerenciar recursos externos a ela, como a GD, assim como a remuneração dos SA que pode prestar a GD.

Sendo o distribuidor o responsável pelo fornecimento de energia firme e de SA aos usuários, deve este manter-se informado sobre a disponibilidade da GD para fornecer esses SA.

Assim, a previsibilidade que um gerador distribuído fornece ao distribuidor é de alta valoração. Isso permite que os recursos disponíveis para fornecer SA na rede sejam estabelecidos de maneira mais adequada e a um menor custo. A falta de previsibilidade ocasiona custos e é preciso minimizá-los. Portanto, a tendência deveria ser incentivar que a GD estime sua produção de SA com maior exatidão possível.

A participação da GD para entrega de SA leva implícita a apresentação de ofertas e o cumprimento das ofertas, ou seja, a programação da produção. Como apresentou-se na seção 4.5, algumas tecnologias de GD têm problemas para prever sua produção para fornecer SA (eólica, fotovoltaica e, em menor medida, a cogeração) devido à variabilidade que o recurso primário empregado apresenta, ou o processo industrial no qual estão imersos. Isso pode dar origem aos sobre custos por desvios.

Segundo o argumento anterior, se realmente se quer fomentar a GD fornecendo SA, a remuneração da mesma deve reconhecer os custos adicionais da imprevisibilidade da produção para assegurar sua viabilidade econômica. Esses custos podem ser calculados, utilizando algumas metodologias, como a proposta em Fabbri (2005), sendo modelo nesse trabalho a função de probabilidade do erro de predição de instalações eólicas e, então, calculam-se os desvios esperados para quantificar o sobre custo que teria que afrontar esse tipo de instalação no mercado elétrico da Espanha. Nesse mesmo trabalho, pode observar-se que, com um tempo maior de predição da produção, podem-se produzir diferenças nos custos que são dados à GD.

Para isto, contudo, é necessário um bom entrosamento entre concessionárias e os produtores independentes para o correto planejamento da operação, com programação antecipada de entradas e saídas de fontes geradoras, alocação de reservas, previsão de ações a serem tomadas em caso de falhas e perturbações etc. Isto contribui para reduzir as interrupções no suprimento e, por conseguinte, os valores dos respectivos índices de duração e frequência (DEC e FEC).

O gerenciamento da produção de SA com GD e seus respectivos impactos são muito variados e muitos complexos, envolvendo uma grande quantidade de temas técnicos. A gestão ativa das redes é, na atualidade, um aspecto que está ganhando grande relevância no âmbito científico, no qual os grupos de pesquisa encontram-se trabalhando. Nos próximos anos o gerenciamento ativo vai constituir um novo paradigma das redes de distribuição.

6.6 Sobre os custos, remuneração e condições econômicas

Como indicado no capítulo 4, o uso de GD fornecendo reservas pode aumentar a confiabilidade do suprimento aos consumidores (principalmente aqueles que estão próximos à geração local), mediante acordo prévio e monitoramento on-line, e também a estabilidade do sistema elétrico.

Cabe, então, estabelecer os corretos custos das reservas fornecidas pela GD, com o fim de promover sua participação. Como foi apresentado na seção 5.1, o valor pode se basear no custo de oportunidade, que em termos econômicos, é o custo de uma oportunidade renunciada, ou seja, o custo, até mesmo social, causado pela renúncia do ente econômico, bem como os benefícios que poderiam ser obtidos a partir desta oportunidade renunciada (venda de energia firme²²) ou, ainda, a mais alta renda gerada em alguma aplicação alternativa. Em outras palavras: o custo de oportunidade representa o valor associado a melhor alternativa não escolhida.

A seção 5.1 ilustrou que o custo total da energia gerada (por hora) aumenta quando as reservas programadas aumentam, dado que maiores reservas implicam em um maior custo de energia. Visto de outra maneira, a confiabilidade e segurança do sistema têm um custo. Embora, o uso da GD fornecendo reservas, apresenta duas vantagens que permitem diminuir o custo de ter um sistema mais confiável e seguro: diminuição no fornecimento de reservas pelos geradores centralizados, e aumento da faixa de oferta de reserva por parte dos geradores centralizados, não tendo eles que fornecer o total de reservas necessários no sistema.

A seção 5.2 mostrou que o uso da GD fornecendo reservas nas horas de maior carga (horas de ponta) cria uma diminuição no custo total da produção da energia. O uso da GD fornecendo reservas nas horas de maior demanda permite uma menor perda de energia por meio dos ramais do sistema. Tal redução dos custos pode ser utilizada como uma remuneração adicional para a GD ou pode ser utilizada, também, em novos investimentos na expansão da GD, sem esquecer-se de que, dentro dessas tecnologias, contempla-se FER.

No entanto, nessa mesma seção, mostrou-se que o uso da GD fornecendo energia ativa nas horas de menor demanda pode gerar maiores perdas. Nessa situação, quando há GD, precisa-

²² Segundo a regulação nos atuais sistemas elétricos, a GD não deve fornecer energia firme e serviços ancilares no mesmo tempo.

se gerar mais energia por parte dos geradores centrais para suprir as perdas, sendo os custos de geração maiores. Assim, dentro desse cenário, a melhor utilização da GD se encontra nas horas de ponta.

Como foi comprovado no Capítulo 4, a GD pode participar na geração dos reativos, modulando-a conforme as necessidades da rede, para manter os níveis de tensão dentro dos limites prescritos e até em faixa de variação mais restrita do que estes; note-se que, para PIEs com geração sazonal, isto pode ser feito também no restante do ano, desde que seus geradores rotativos sejam adaptados para funcionar então como compensadores síncronos (com motor primário desligado).

Para estabelecer o encargo pelo uso da energia reativa gerada pela GD, o cálculo de sensibilidades relativas é uma ferramenta para identificar, de forma aproximada, que usuários são beneficiados pelo aporte na entrega ou absorção de reativos por parte da GD, tão como foi proposto na seção 5.4.

Para isto, contudo, é necessário um bom entrosamento entre concessionárias e o dono da GD (no caso pode ser o Produtor Independente de Energia –PIEs), para o correto planejamento da operação, com programação antecipada de entradas e saídas de fontes geradoras, alocação de reservas, previsão de ações a serem tomadas em caso de falhas e perturbações etc.

A concessionária, de acordo com a legislação vigente, não pode se recusar a conectar PIEs à sua rede, mas pode fazer análises econômicas tanto para otimizar os termos de contrato com os PIEs, como para avaliar a conveniência de ter geração distribuída própria. Para o PIE, a conveniência, embora provável, precisa ser comprovada por análise econômica que leve em conta não só os custos diretos de compra e venda (da energia e da ponta), o custo de realização da interconexão (ou a parcela desse custo que lhe cabe), mas também os benefícios que possam advir do aumento da confiabilidade e/ou da qualidade do suprimento, da menor sujeição à variabilidade dos preços de compra da energia, e os ônus decorrentes de eventuais condições contratuais.

6.7 Vantagens e desvantagens no fornecimento de serviços ancilares com geração distribuída

Como já foi explicado na seção 3.1, os serviços ancilares do sistema são os serviços associados à produção, transporte e distribuição de energia elétrica necessários para garantir a

qualidade, segurança e eficiência econômica do fornecimento. A qualidade compreende a manutenção da frequência e a tensão em margens aceitáveis para o sistema, a segurança a continuidade do fornecimento no curto prazo e a eficiência o fornecimento da eletricidade a mínimo custo.

Alguns desses serviços (por exemplo, controle de frequência–potência) são de caráter obrigatório para todos os geradores, o que pode dificultar a integração da GD nos mercados, se esta não tem as capacidades técnicas requeridas. Por exemplo, as tecnologias cuja produção depende da disponibilidade do recurso (vento ou sol), não podem prestar controle frequência-potência.

Futuramente as unidades de GD poderão fornecer serviços ancilares, o que ainda não é permitido. Esses serviços podem ser mais bem prestados e mais bem controlados caso as unidades de GD estejam agrupadas em MicroRedes. Os serviços ancilares constituem requisitos técnicos essenciais para que o sistema elétrico opere com qualidade e segurança.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica já estão se preocupando com a conexão de unidades geradoras à sua rede. Até o momento cada uma tem tomado suas próprias precauções, contudo há um anseio pela normatização da conexão e da operação de unidades de geração conectados à rede de distribuição, dado que estas não foram projetadas para operarem com geradores ligados a elas. Há evidentemente o perigo de ocorrerem problemas no sistema elétrico global de distribuição da concessionária que levem a interrupções de atendimento dos consumidores comprometendo a qualidade da energia elétrica fornecida pela concessionária.

Quando se instala a GD, aumenta-se a complexidade na rede, ainda mais quando se trata de SA. Seguem os possíveis casos referidos aos SA que podem ocorrer nos sistemas elétricos com a presença da GD: demandando algum AS, fornecendo um AS ou nenhum. A GD é demandante de algum SA, se sua presença aumenta os requerimentos dos SA; é fornecedora se pode aportar esses serviços; e é neutra se sua presença não tem nenhum tipo de impacto.

Caso a GD seja demandante desses serviços, é necessário que seja responsável pelos custos gerados. Para fomentar o uso da GD e assegurar sua viabilidade econômica, deve-se fazer uma análise exaustiva e cuidadosa para se avaliar esses custos. É importante que a GD perceba esses custos para que tente diminuí-los.

Com o fim de esclarecer os alcances, implicações e as limitações, a Tabela 6-1 apresenta as vantagens e desvantagens no uso da GD para fornecer SA.

Tabela 6-1 Vantagens e desvantagens no uso da geração distribuída fornecendo serviços ancilares

Benefícios com uso da GD:	Desvantagens com uso da GD:
▪ A GD pode fornecer reservas para as cargas nas redes de distribuição, diminuindo os custos dessas reservas. ▪ A GD permite ter menores valores de perdas nas redes de transmissão e subtransmissão. ▪ A GD fornece potência reativa nas redes de distribuição, isso permite um menor fornecimento de reativos por parte das usinas centralizadas, o que significa uma maior entrega de energia ativa.	▪ O fornecimento de potência elétrica através da GD apresenta limites técnicos por níveis de sobre tensão. ▪ A GD somente poderia fornecer energia nos níveis de distribuição. ▪ Só algumas tecnologias podem fornecer reservas operativas primárias, aquelas que têm tempos de resposta adequados. ▪ Os tempos de resposta de várias usinas de GD dificilmente podem competir com o tempo de resposta de uma só usina centralizada.

Se as características técnicas da GD permitem que forneçam SA, sua participação nos sistemas elétricos é valiosa. A participação de um maior número de agentes ajuda a promover a concorrência pela prestação dos serviços ancilares. Além disso, a possibilidade de que a GD pode participar na prestação desses serviços incentiva que esta desenvolva suas potencialidades.

A prestação desses serviços requer uma boa coordenação entre os diferentes participantes envolvidos, e sua efetivação exige algumas mudanças na atual regulamentação.

Recomenda-se, então, desenvolver os mecanismos necessários para possibilitar a participação daquelas tecnologias de GD com capacidades técnicas adequadas na prestação de SA.

Capítulo 7 Incentivando a participação da geração distribuída

Os novos e futuros esquemas de GD apresentam uma ampla possibilidade de novos fornecedores de energia elétrica e outros complementares, como os SA. A GD é um novo integrante nos atuais e futuros sistemas elétricos e na programação de despacho de SA. Um mercado de SA poderia promover a instalação de GD, cujos custos podem ser calculados baseando-se não unicamente na geração de energia ativa.

Para se ter um mercado de SA com o uso da GD, é necessário uma alta participação da GD, sendo preciso incentivar a sua penetração nos sistemas elétricos. Esse capítulo contempla os lineamentos que podem encaminhar uma melhor integração da GD, junto como a proposta de mapeamento regulatório (roadmaps) da GD no marco brasileiro, visando aumentar sua participação.

7.1 Análise Regulatória Internacional

Nos últimos anos os sistemas elétricos a nível mundial, têm-se envolvido num processo de reestruturação. Tem-se apresentado um aumento no fomento da GD nos países desenvolvidos, principalmente devido às políticas de promoção de energias renováveis e co-geração. No âmbito da União Européia, tem-se estabelecido uma série de objetivos e diretivas focados na promoção das energias renováveis e a co-geração. Os estados membros da União Européia (UE) são responsáveis por transladar o disposto nas diretivas da sua própria legislação, atendendo aos critérios gerais estabelecidos.

Assim, existem diversos esquemas de promoção ou regulação das energias renováveis e a co-geração. Na Europa a regulação, tanto de atividades competitivas (mercado), como das reguladas, é planejada sem considerar a GD (Ropenus, 2006). Da mesma forma, tem-se regulado a GD (essencialmente sua retribuição) sem valorar adequadamente seu impacto no resto das atividades. Entretanto, existe uma interação entre a GD e o resto das atividades que pode afetar positiva ou negativamente o sistema. Isso pode levar ao aparecimento de barreiras artificiais que dificultam o desenvolvimento da GD (Skytte, 2005).

Nesta seção, descrevem-se os aspectos considerados pelo IIT encaminhados a uma correta integração da GD. Estuda-se como esses aspectos são tratados nos esquemas regulatórios encontrados no âmbito europeu. Concretamente, o IIT estudou a regulação do Reino Unido,

Dinamarca, Países Baixos, Portugal e Espanha.

Os principais aspectos a considerar para a integração da GD podem ser agrupados em três categorias: integração da GD às redes, integração da GD aos mercados e impacto da GD na regulação da distribuição. Um aspecto fundamental no desenvolvimento da GD é sua integração às redes, envolvendo temas técnicos e econômicos. Os principais aspectos que influenciam na integração da GD nas redes são os encargos (ou taxas) de conexão, os encargos pelo uso da rede e os sinais de operação que recebe a GD.

Outro aspecto importante para integração da GD é a sua participação nos mercados de energia (Ackermann, 2000). A GD é basicamente uma fonte de energia e, como tal, deve competir com a geração convencional pelo fornecimento de serviços aos consumidores. Assim, a tendência atual é integrar a GD aos mercados de energia. Os principais aspectos a considerar para a integração da GD nos mercados são a venda de energia, os requisitos de programação da produção, os requisitos de SA do sistema e a garantia do fornecimento no longo prazo.

O último dos aspectos que incidem na integração da GD é o impacto que pode produzir na regulação da distribuição. Para integrar a GD ao sistema elétrico, é crucial a interação existente entre a GD e a distribuição com os sinais regulatórios que cada uma das partes recebe. Os principais aspectos a considerar no impacto da GD na regulação da distribuição são o impacto na retribuição das distribuidoras, o impacto no incentivo à otimização das perdas, reconhecimento dos investimentos e os incentivos à inovação.

Os atuais esquemas de regulação da GD costumam planejar sem considerar as repercussões que podem produzir na retribuição das distribuidoras. O interesse que a distribuidora terá em fomentar ou em impor barreiras à GD dependerá do impacto que produz a GD em sua retribuição. Esses aspectos fundamentais para a integração da GD têm recebido diferentes tratamentos no âmbito europeu. Na Europa, a regulação da GD tem sido estabelecida, planejando-se uma série de objetivos e políticas enfocadas à promoção das energias renováveis e a co-geração. O principal tema para o fomento da GD na Europa tem sido a conscientização ambiental dos governos ou a sociedade em geral, além das políticas estabelecidas no âmbito da União Européia. Cada um dos países membros da União Européia, têm sobrepassado as diretivas gerais da Comunidade Européia, aplicando suas próprias peculiaridades. Na Tabela A-1 apresenta-se um resumo do tratamento regulatório que recebe a GD na Europa (Méndez, 2005) tenho além, uma adicional dos aspectos regulatório atualmente tratados no Brasil. Segundo esse

tratamento, pode-se ver que, em geral, não se reconhece o impacto da GD nas redes, embora para alguns casos, se reconhecem de maneira parcial e sem transparência.

Na Tabela A-1, tratando-se da ligação da GD, pode-se ver que existem dois tipos de esquemas para estabelecer os custos (shallow costs e deep cost) com algumas diferenças entre os países estudados pelo IIT. Assim, pode-se observar que, em todos esses países, existem padrões de ligação, porém no caso da Espanha, eles estão obsoletos. Em nenhum dos países estudados a GD está obrigada a pagar pelo uso da rede. Em geral, existe uma tendência de exigir que a GD prediga sua produção, porém, em alguns países, não existe tal exigência. Além disso, nota-se ver que a possibilidade da prestação de SA do sistema é praticamente nula. Finalmente, observa-se que em todos esses países abandonou-se o esquema de custo de serviço para remunerar a atividade de distribuição. Além disso, em todos, existem esquemas baseados no rendimento das empresas, seja do tipo price cap ou do tipo revenue cap (Méndez, 2005).

Tabela E-1 Análise Regulatória Internacional - Fonte: Elaboração do autor baseado em (Méndez, 2005)

País	Retribuição		Ligação				Operação		Outros	
	Esquema de retribuição	Reconhecimento do impacto	Custos de ligação	Limitação de potencia	Pago por uso da rede	Padrão de ligação	Requerimentos de predição	Participação em SA	Retribuição das distribuidoras	Propriedade da GD
UK	Mercado mais venda de certificados para renováveis	Não (as reduções de perdas atingidas com a GD não se leva em conta no incentivo pela redução de perdas da distribuidora)	Custos tipo deep (a GD tem que pagar todos os custos)	Não	Não	Sim	Obrigações de participação no mercado de resolução de desvios.	Não	Price Cap	Qualquer promotor, incluindo distribuidoras.
Dinamarca	Preço regulado (Feed-in tariffs)	Parcialmente (em caso da co-geração, biomassa e resíduos se leva em conta no tema de perdas evitadas e investimentos na rede.	Custos tipo shallow (a GD paga os custos correspondentes uma ligação de 10 kV)	Não	Não	Sim	Nenhum (o OS é responsável por gerenciar os desvios da GD)	Não	Revenue cap	Qualquer promotor, incluindo distribuidoras.
Portugal	Preço regulado (feed-in tariffs)	Se reconhece o menor impacto ambiental e as perdas evitadas	Custos tipo shallow	Não (somente hídricas < 10 MW)	Não	Sim	Nenhum	Não	Revenue cap indexado à energia	As distribuidoras não podem ter propriedade sobre a GD
Países Baixos	Mercado mais complementos	Sim (se reconhece a diminuição das perdas com incentivo de 0,1c€/kWh)	Shallow para ligações ≤ 10 MVA e deep para ligações maiores	Não explícito	Não	Sim	Sim (participação no mercado de ajustes)	Não	Price Cap	Qualquer promotor, incluindo distribuidoras
Espanha	Preço regulado (feed-in tariffs) e mercado mais prima	Não	Deep (se a instalação não se dedica exclusivamente a GD, os custos são compartilhados)	Sim (o regime especial está limitado a 50 MW)	Não	Sim (obsoleto, data de 1985)	Sim (opção de preço fixo e de mercado segundo o tamanho)	Revenue cap		As distribuidoras não podem ter propriedade sobre a GD
Brasil	ACR, ACL, PROINFA, C Livre.	Não	A GD tem que pagar todos os custos	Não especificado	Não	Não	Não	Não	Não	Qualquer promotor, incluindo distribuidoras.

7.2 Encaminhando uma melhor integração da Geração Distribuída

Na Europa, vem se implementando diversos esquemas para regular a GD, principalmente esquemas que fomentam as energias renováveis e a co-geração. Esses esquemas são centrados principalmente na retribuição da energia produzida pela GD.

Ao tratar do tema da integração da GD, pode-se considerar dois seções principais: integração nas redes e integração nos mercados de energia (Mendez, 2005). Na primeira seção, juntam-se os seguintes aspectos: encargos por ligação, os encargos pelo uso da rede e os sinais de operação que recebe a GD. Já na segunda seção se tem: os aspectos sobre a remuneração da energia produzida pela GD, os requisitos da programação, os serviços ancilares (SA) e a garantia do fornecimento no longo prazo.

A filosofia geral desenvolvida junto com o grupo IIT²³ encaminha a uma regulação que permite incluir, tanto os custos, como os benefícios que produzem a ligação da GD. O objetivo é, por um lado, que a GD seja reconhecida e se responsabilize pelos custos que ocasiona ao sistema. Por outro lado, quando a GD produzir impactos positivos, esta deve receber ao menos parte dos benefícios para fomentar sua instalação.

O agente que produz sobre custos no fornecimento de energia é o único que pode tomar as medidas necessárias para tentar diminuir os custos, sendo necessário que este se responsabilize pelo sobre custo, de forma que tome as medidas que considera conveniente.

É conveniente fomentar a GD por suas vantagens (por exemplo: menores externalidades ambientais). Pela remuneração que recebe deve fixar-se de forma que se assegure a viabilidade econômica deste tipo de geração.

Para fomentar a GD sua remuneração deve incluir tanto os custos próprios da GD, como os sobre-custos que produz ao sistema (caso estes sejam assumidos pela GD). É importante que os sobre-custos aflorem para que a GD esteja consciente deles e tente diminuí-los. O objetivo final para o qual a GD receba ao menos parte dos benefícios que produz sua instalação, é fomentar o seu uso, já que resultará em mais benefícios para todo o sistema.

Esta seção pretende apresentar os mais importantes aspectos que influenciam a integração da GD, e que podem ser utilizados para a análise na criação do futuro marco regulatório no

²³ Ver Anexo F

Brasil. Foram revisados alguns mecanismos utilizados atualmente na Espanha para regular esses aspectos fixando vantagens e desvantagens para cada um. Na Tabela 7-1 apresentam-se algumas das propostas com objetivo de atingir uma melhor integração da GD.

Tabela 7-1 Aspectos que influenciam a integração da GD

Integração da geração distribuída nas redes	Encargos por ligação nas redes	• Estabelecer os encargos por conexão (shallow costs). Quando se pretende que a GD entre em competição com a geração convencional, os mecanismos de custo de conexão deveriam ser iguais para todos os tipos de geração. • A aplicação de custos indiretos pode gerar o efeito conhecido como “<i>first comer</i>” ou “<i>free riders</i>”, o que consiste em que a primeira GD que se liga à rede tenha que arcar com todos os custos dos reforços ou investimentos. Nesse cenário, a nova GD que é ligada depois torna-se beneficiada, sem ter que pagar nenhum custo.
	Encargos por uso da rede: A GD modifica o planejamento das redes e, portanto, é preciso mudar a idéia de que somente consumidores paguem os encargos pelo uso da rede.	• A GD pode prorrogar investimentos. • A inserção da GD nas redes aumenta os custos de o&m pelo fato de haver mais equipamentos ativos nas redes. É necessária uma gestão mais ativa das redes com maiores custos de comunicação e controle. Assim, os encargos pelo uso da rede devem contemplar os custos adicionais. • Os encargos pelo uso da rede devem ser aplicados com igualdade para todos os geradores, mas relacionados ao tipo de nível de tensão onde eles estiverem ligados (distribuição ou transmissão).
	Sinais de operação: Os sinais de operação determinam o desempenho desta frente a sua possível participação na prestação de serviços na rede.	• É preciso, assim, desenvolver procedimentos de operação similares a aqueles que já existem nas redes de transmissão. Esses procedimentos de operação devem permitir à GD a prestação de todos os serviços que beneficiem o sistema elétrico. • No caso da energia reativa, sua gestão incide diretamente sobre o controle de tensões e perdas. Atualmente, o distribuidor exige que a GD opere dentro de um determinado fator de potência, constante para toda a hora do dia. Essa política não aproveita a potencialidade da GD para fornecer potência reativa, rejeitando uma oportunidade de melhorar a rede.
Integração da geração distribuída nas redes	Venda de energia da GD: Os esquemas de regulação encontrados pelo grupo iit na europa, podem ser classificados em dois grandes tipos - preço regulado (feed-in tariffs) e preço do mercado, mais complementos.	• Afloram os custos da GD: a participação no mercado com todas as consequências permite que aflorem custos que, de outra maneira, permaneceriam ocultos, por exemplo, o custos ocasionados pelo não cumprimento de sua produção e os custos de regulação. • Intervenção em outros mercados: a participação nos mercados abre as portas na intervenção em outros mercados como os sa, porém a intervenção depende em última instância das características técnicas da GD. • A GD percebe o valor de mercado de sua energia gerada: a GD recebe o valor que tem sua produção para o sistema em função da hora em que é produzida. Nas horas que existe maior demanda, o preço da energia com frequência é superior nas horas com menor demanda pelo que a GD percebe a valoração que tem nesse momento de produção. • Competência com o resto dos geradores: se a GD participa plenamente no mercado, ela compete nas mesmas condições com a geração convencional (level playing field).

	Requisitos de programação da produção: A falta de previsibilidade ocasiona custos e é preciso minimizá-los. Portanto, a tendência deveria ser incentivar que a GD prediga sua produção com maior exatidão possível.	• A participação nos mercados de energia leva implícita a apresentação de ofertas e o cumprimento das ofertas, ou seja, a programação da produção. • Algumas tecnologias de GD têm problemas para prever sua produção (eólica, fotovoltaica e menor medida a co-geração) devido à variabilidade que apresenta o recurso primário empregado ou o processo industrial no qual estão imersos. • Se realmente se quer fomentar a GD, a remuneração desta deve reconhecer os custos adicionais da imprevisibilidade da produção para assegurar sua viabilidade econômica.
	Requisitos dos serviços ancilares do sistema:	• Quando a GD pode fornecer esse tipo de serviços, sua participação nos sistemas elétricos é valiosa. A participação de um maior número de agentes ajuda a promover a competência pela prestação dos sa. Além disso, a possibilidade de que a GD possa participar na prestação desses serviços incentiva o desenvolvimento de suas potencialidades.
	Garantia do fornecimento no longo prazo: A GD, ao ser um gerador, também pode contribuir na garantia de fornecimento em longo prazo. A garantia que pode dar depende das características técnicas.	• Aquelas instalações, cuja produção depende da disponibilidade do recurso (vento ou sol), dificilmente podem aportar no fornecimento no longo prazo, só se faz de forma agregada com vários geradores. • O “pagamento por capacidade” é um incentivo para assegurar o fornecimento a longo prazo. • Propõe-se desenvolver os mecanismos necessários que quantifiquem a garantia de fornecimento que proporciona a GD, e que esta receba o incentivo ou pagamento correspondente em função da garantia do fornecimento real que proporciona ao sistema.
Impacto da GD na regulação da distribuição	Impacto na retribuição das distribuidoras: Os principais esquemas de retribuição que são usados na atualidade na regulação da distribuição são o custo do serviço (cost-of-service ou rate-of-return regulation) e os esquemas baseados numa regulação por objetivos das empresas (performance based ratemaking-pbr.).	• O esquema de custos do serviço não incentiva as distribuidoras na redução de custos nem a inovação, podendo produzir situações, nas quais as distribuidoras investem mais do que o adequado. Este esquema é considerado ineficiente e não é mais idôneo para promover a GD. • Os esquemas tipo pbr incentivam a redução de custos e a melhora da eficiência. Isso pode servir como um incentivo para que as distribuidoras tirem proveito das potencialidades da GD (redução das perdas e prorrogação de investimentos). • Ao desacoplar as receitas da quantidade vendida (em kwh), como é o caso do revenue cap, planeja-se um esquema mais apropriado, já que nesse tipo de esquema a GD praticamente não incide na remuneração da distribuidora. Por tudo isso, a regulação tipo revenue cap se situa como uma boa opção para uma regulação da distribuição que seja benigna para a GD.

	Reconhecimento dos investimentos: o impacto da GD nos investimentos pode ser classificado em duas categorias: impacto nas redes existentes e o impacto no plano de novas redes.	• A ligação da GD pode dar origem a reforços nas redes existentes para ajustar a produção da GD. As redes de distribuição são planejadas sem considerar a possibilidade de que seja ligada a GD por qualquer modificação do plano original, podendo ocasionar novos investimentos. • O impacto da GD nos planos de novas redes refere-se aos efeitos causados pela inclusão da GD no processo de planejamento das redes como uma variável adicional de decisão. • A consideração da GD obriga à distribuidora a modificar a operação de suas redes, requerendo nova infra-estrutura. • A inclusão da GD também pode levar a um plano mais eficiente das redes, que aproveite as potencialidades da GD, resultando em benefício do sistema em seu conjunto. Sugere-se, portanto, que as distribuidoras incluam a GD no planejamento das suas redes. Ao planejar suas redes as distribuidoras sabem os lugares e os momentos que podem ter maior proveito da GD e as características que a GD precisa ter para melhorar a gestão das redes. • Sugere-se que as distribuidoras tenham a possibilidade de ser titulares de GD, pelo menos em pequenas quantidades, de maneira que a GD ajude a solucionar problemas de rede e não interfira com a atividade da geração.
--	--	---

Fonte: Elaboração do autor baseado em (Méndez, 2005)

7.3 Mapeamento regulatório (roadmaps) da Geração Distribuída no marco brasileiro.

Com a GD, vão-se ter novos participantes no mercado de energia elétrica, assim é necessário estabelecer um marco regulatório que permita o funcionamento adequado dos novos sistemas elétricos onde estarão presente a GD com um alto nível de participação. Aqui são apresentados alguns dos requerimentos no futuro marco regulatório com o fim de estabelecer o caminho para chegar nesse futuro com êxito. Aplica-se no esquema brasileiro a metodologia dos “Mapeamento regulatório” (roadmaps) (EPRI (2003), Rawson, (2005), SUSTELNET (2004)), com o fim de identificar critérios para um marco regulatório para os futuros mercados de eletricidade que podam ter níveis adequados de participação entre sistemas de geração centralizados e descentralizados e facilitar a participação de Fontes de Energia Renováveis (FER)

A GD e a co-geração são opções potencialmente atraentes como recursos energéticos para o Brasil, a curto e a longo prazo. A GD é, em muitos aspectos, geradora de questionamentos a respeito de como esse tipo de produção de energia deveria ser gerada e fornecida aos usuários. Por isso, as questões políticas devem ser consideradas em uma abordagem global e integrada.

Esperando o amadurecimento das tecnologias (McDonald, 2001), assim como a evolução do sistema elétrico brasileiro (nos temas de regulação, planificação, etc), na década de 2030 a GD

teria um crescimento importante (Weitzel, 2006). Esse crescimento será possível se os agentes envolvidos atuarem conjuntamente, estabelecendo metas e ações. O desenvolvimento da GD harmonicamente efetivada em consonância com a expansão da GC será, indubitavelmente, mais rápido e efetivo se o governo federal e os reguladores considerarem esta harmonia como um cenário natural e trabalharem com normas e diretrizes que não a pressuponham inexistente.

Constituir um caminho regulatório (roadmap), procurando aumentar os níveis de penetração da GD, proporcionará uma perspectiva das políticas regulatórias necessárias de longo prazo para atingir esse objetivo. O roadmap ilustra uma via de ações e metas para a implementação das políticas, visando uma forte participação da GD no sistema elétrico brasileiro para a década de 2030.

Para ter um importante nível de penetração da GD nas próximas décadas, são requeridas novas iniciativas de política energética. Assim, o roadmap vai precisar atualizações periódicas para se adaptar às mudanças que reflitam em políticas e condições atuais. A implementação desse roadmap exige a participação de todos os entes participantes do sistema elétrico brasileiro.

No Brasil, praticamente não existe um reconhecimento importante da GD em matéria de aquisições e processos de planejamento energético. Fatores externos, como, por exemplo, os impactos ambientais e sociais, não são incorporados nas tarifas. São necessários sinais de preço que possam mudar o comportamento dos usuários, agindo com o cuidado ambiental e melhor utilizando os recursos ambientais. Além disso, o Operador Nacional do Sistema (ONS) pode desenvolver regras e políticas (por exemplo, elevada exigência do uso e participação da GD no MME) que aumentem o uso da GD com maior participação dos usuários no mercado energético.

A GD é ainda uma incipiente indústria que sobrevive, apesar de algumas difíceis condições de mercado. Existem numerosas barreiras institucionais, industriais e de mercado, que têm dificultado o crescimento da GD. Devido às baixas taxas de penetração, a GD não está integrada ainda com as atuais infra-estruturas elétrica e de gás natural. Apesar da GD ser um potencial reconhecido, não é atualmente um importante recurso na matriz energética. Atualmente, muitos projetos de GD são altamente personalizados e dependem de incentivos.

7.3.1 Marco atual regulatório da Geração Distribuída

Como foi descrito na seção 2.5, a GD só tem uma penetração no Brasil de

aproximadamente 4 %. A GD é ainda uma indústria incipiente que sobrevive, apesar das difíceis condições num sistema elétrico, o qual é altamente hidráulico. Muitos projetos são altamente personalizados e dependem de incentivos particulares. Devido à baixa taxa de penetração, a GD não têm um grande impacto na matriz energética nacional, nem esta integrada totalmente na infra-estruturas de redes elétricas e a rede de gás natural atualmente existente. Apesar da GD ser um potencial reconhecido, não é um recurso energético significativo em termos de capacidade ou energia. Precisa existir uma infra-estrutura adequada e mais evoluída de redes elétricas e de gás natural capaz de aumentar consideravelmente a penetração da GD.

Os fatores externos (por exemplo, os impactos ambientais e custos sociais) não são incorporados nas tarifas. São necessários sinais de preço que possam mudar o comportamento dos usuários, agindo com o cuidado ambiental e melhor utilizando os recursos ambientais. Além disso, o ONS pode desenvolver regras (por exemplo, elevada exigência do uso da GD) que aumentem o uso da GD com maior participação dos usuários nos mercado energético.

Os custos atuais de projetos de instalação (equipamento, engenharia e construção) da GD são, normalmente, muito elevados e, provavelmente, não conseguem avançar sem incentivos financeiros. Entender claramente os benefícios decorrentes do uso da GD pode tornar mais atrativos os investimentos. Uma dessas vantagens está no tema da co-geração; os grandes projetos em instalações industriais são executados para satisfazer necessidades térmicas com a geração de eletricidade como subproduto.

7.3.2 Objetivo do roadmap

A participação da GD com altas taxas de penetração levanta muitas questões regulamentares, cabendo, então, às entidades envolvidas abordá-las de forma integrada. A GD tornou-se um tema de interesse, já que é uma das opções para superar a crise energética do ano 2001 no Brasil. O Roadmap proporcionará uma perspectiva política de longo prazo para a GD com ações e metas detalhadas para a execução dessas políticas (EPRI, 2003, Rawson, 2005). O roadmap é um vínculo entre o estado atual e a visão futura da GD, com iniciativas para uma aplicação correta de política energéticas.

Imaginar o futuro para a GD fornece uma perspectiva de longo prazo para os entes

envolvidos, governo, reguladores, setor industrial entre outros. Algumas iniciativas políticas podem demorar mais tempo do que outras. Muitas tecnologias de GD são atualmente emergentes e algumas estratégias políticas para a GD são possíveis de implementar, uma vez que tais tecnologias amadureceram e a política energética brasileira tem evoluído para um sistema mais moderno. O roadmap aqui apresentado pode ser uma ferramenta de interesse público de pesquisa de energia com uma base para futuras pesquisas e análises para apoiar estas decisões políticas de longo prazo.

7.3.3 Visando uma alta participação da Geração Distribuída

O cenário ideal que deveria existir num sistema elétrico fortemente estabelecido, capaz de fornecer as necessidades energéticas, seria uma mistura de opções, incluindo a GC, gerenciamento da demanda, eficiência energética, GD, co-geração em pequena e grande escala, entre outras. Nesse contexto, existiriam mecanismos que permitiriam à GD competir com a GC em condições equivalentes (Vaessen, 2007). A estrutura de tarifas seria, então, dinâmica e transparente. Os fatores externos seriam mensurados e cobrados nas tarifas, incluindo os impactos ambientais e sociais. Assim, os proprietários da GD estariam capacitados a participar mais facilmente do mercado elétrico.

Esperando o amadurecimento das tecnologias, assim como a evolução do sistema elétrico brasileiro (nos temas de regulação, planificação, etc), na década do 2030 a GD haveria um crescimento importante dentro da indústria. Nesse contexto, os avanços tecnológicos e de produção em massa, poderão reduzir os custos de instalação da GD. A GD seria uma opção economicamente atraente para muitos usuários e investidores. Investimentos e custos operacionais serão previsíveis e favoráveis. Financiamentos com baixas taxas e simples de adquirir estariam disponíveis para projetos de GD atraentes. Existiriam várias opções interessantes de tecnologias de GD e fornecimento de combustíveis (como uma adequada infraestrutura de gás), gerando assim um mercado altamente competitivo. Nesse contexto competitivo, algumas das tecnologias de GD não terão sucesso, enquanto outras serão bem sucedidas. O ambiente “lei do mais forte” geraria uma inovação em novos produtos para satisfazer as necessidades dos clientes a baixo custo (incluindo a preocupação ambiental), e, muito provavelmente, a energia limpa será finalmente a vencedora.

7.3.4 Estabelecimento de políticas visando uma alta participação da Geração Distribuída

Para atingir o cenário apresentado acima, precisa-se implementar uma estratégia com três impulsos-chave: suporte e incentivos a curto prazo, transição para o novo mecanismo de mercado e redução das últimas barreiras institucionais, itens que são melhor explicados a seguir:

1. Incentivos de apoio no curto prazo: o Brasil deverá continuar a proporcionar incentivos de curto prazo para o aumento da participação da GD. Poderia, assim, o Governo contribuir para que as empresas com capacidade para produzir energia própria percebam a GD como uma oportunidade para si e para o sistema, reunindo as condições que propiciem a ocorrência de um novo negócio. Propõem-se quatro áreas de trabalho apresentadas na Tabela 7-2, e descritas assim:
 - Implantar o Programa de Geração Distribuída (PROGEDIS)²⁴. O Governo deve encarar a GD como uma solução desejável para o país. Deve se criar uma política energética única, não dissociando o gás da energia elétrica e abrangendo toda a gama de biomassa e de outras alternativas de GD existentes e com tecnologia comercialmente conhecida. Gerar condições de incentivo ao PIE para que ele se sinta encorajado a investir, seja em PCH, seja em outra forma de energia, toda a vez que este investimento vise complementar a GC, seja como fornecedor de energia adicional, seja como reserva descentralizada.
 - Reforçar o programa PROINFA.
 - Promover tecnologias de GD que não estão contempladas dentro do programa PROINFA. O maior entrave ao desenvolvimento do uso intensivo do gás é a ainda pequena extensão dos gasodutos de distribuição; este desenvolvimento, de fato, envolve a disponibilização de recursos financeiros para fins de investimento na expansão da rede e provoca uma significativa intervenção nos espaços urbanos das cidades; ademais, nas redes já existentes, estão sendo necessárias aplicações de recursos para sua adaptação ao gás natural, aplicações estas que não implicam, necessariamente, em geração de receitas.

²⁴ Esse plano já tem sido proposto desde o ano 2000 (Rosa, 2000). A governação de Paraná implantou esse programa através da empresa Copel com resultados pouco importantes.

- Reconhecer os benefícios ambientais com uso de tecnologias GD.

Tabela 7-2 Incentivos de apoio no curto prazo

	2009	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030
Implantar o programa PROGEDIS	Estimulação de investimentos com créditos no curto prazo.											
Reforçar Programa PROINFA					Melhorar estrutura de preços nas LFA.							
Promover tecnologias de GD que não estão contempladas dentro do programa PROINFA	Expansão da infraestrutura do gás.											
Reconhecer os benefícios ambientais com uso de tecnologias GD.					Incluir externalidades ambientais na tarifa de energia elétrica							

2. Mecanismos de transição para um novo mercado: para incentivar a dinâmica do crescimento da GD, os incentivos terão futuramente de ser substituídos por mecanismos de mercado, incluindo tarifas dinâmicas e transparentes. Assim, a GD poderá competir mais diretamente com a GC, participando também dos mercados de emissões. As ações apresentadas na Tabela 7-3, as quais são propostas para atingir essa transição incluem:

- Promover o desenvolvimento de GD (FER) dentro da Matriz Energética Nacional. Pelos seus aspectos diretos e indiretos, incentive-a mesmo que seja exclusivamente para soluções auto-sustentadas. A EPE²⁵ deve conceder-las também em seu planejamento.
- Melhorar o acesso da GD ao mercado de energia elétrica; Acresce-se a constituição de mesas operadoras da GD, a se constituírem seja por iniciativa de comercializadores, seja por iniciativa das próprias concessionárias, para cumprir as funções de prestadoras de serviços ancilares, como já mencionado anteriormente neste relatório. A implementação poderá se concretizar por parcerias entre estes agentes, principalmente porque estes serviços atendem, de fato, uma necessidade das distribuidoras. Os comercializadores devem ser incentivados a trabalhar a venda dos excedentes de energia. Permitir e favorecer a venda dos excedentes

²⁵ Empresa de Pesquisa Energética

exportáveis da GD e da geração proveniente de PIEs sem licitação, através de um trabalho a se realizar seja pelos comercializadores, seja diretamente, pelos próprios empreendedores.

- Implantação de Certificados Verdes.
- Maior difusão do uso dos MDL para expansão da GD. Vários projetos de GD reduzem emissões de CO₂ e, assim, posicionam-se no sentido de auferir recursos internacionais capazes de alavancar o investimento correspondente; de fato, monetizam-se estas emissões através das operações internacionais de créditos de carbono.

Tabela 7-3 Mecanismos de transição para um novo mercado

	2009	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030
Promover o desenvolvimento de GD (FER) dentro da Matriz Energerica Nacional	Metas mais ambiciosas da GD-FER na Matriz energetica.											
Melhorar ao acesso da GD ao mercado de energia eletrica.	Exigir participação de GD/FER no Mercado de Energia											
Implantação de Certificados Verdes.	Implantação no uso de Equipamentos - Chuveiros								Mercado de Certificados Verdes			
Mior difusão do uso dos MDL para expansão da GD	Setor 1 e 2. Geração e Distribuição Setor 10. Emissões e outros											

3. Reduzir Barreiras Institucionais: mesmo sendo a GD um tema de discussão no Brasil ao logo da ultima década, e estando já estabelecidos alguns mecanismos de participação (PROINFA e CBEE), ainda há muito trabalho a fazer. Não há, hoje, restrições técnicas ou legais à GD interligada ao sistema. As principais barreiras à sua utilização e à sua expansão são, de fato, de natureza cultural, materializando-se em posturas e em normas convencionais e restritivas: trabalhar com este cenário exige, na prática, alterar um paradigma em um país onde a expansão da oferta empregando o modelo de GC representou uma história de sucesso. Um impulso estratégico descrito na Tabela 7-4, abordaria as barreiras remanescentes assim:

- Instituir um quadro analítico para a GD;
- Permitir que a GD e a co-geração possam ser efetivamente integradas no sistema de energia elétrica, abordando tarifas estampilha;
- Promover a GD através de regras e padrões;

- Institucionalizar um processo que seja ambientalmente responsável.

Tabela 7-4 Reduzindo Barreiras Institucionais

	2009	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030
Instituir um quadro analítico para a GD	Reconhecimento economico das vantagens no uso da GD											
Permitir que a GD e a cogeração possam ser efetivamente integrado no sistema de energia eléctrica	Estabelimento de custos de conexão											
Promover a GD através de regras e padroes	Instalações altamente eficientes - Paneis Fotovoltaicos								Instalações altamente eficientes - FV e Cogeração			
Institucionalizar um processo que seja ambientalmente responsavel												

Os empecilhos que hoje provocam impedimentos ao livre desenvolvimento da GD devem ser retirados, permitindo que o investidor privado possa, ao se interessar pela GD, considerar a perspectiva de gerar excedentes comercializáveis e, assim, maximizar a sua geração ao invés de limita-la às suas próprias necessidades gerando ineficiências e desperdícios; bem como incentive o aparecimento de Produtores Independentes interessados em produzir energia através de GD com vistas à venda de energia e seus sub-produtos, vapor, água gelada, e outros, quando existirem.

Capítulo 8 Conclusões

A GD, embora não possa ser entendida como uma alternativa capaz de substituir integralmente a GC no fornecimento de serviços ancilares (SA), representa uma solução inteiramente complementar à GC na medida em que lhe produz benefícios locais (no local onde ocorre a prestação dos serviços) e outros que se espalham na rede de distribuição, na geração e por toda a malha de transmissão.

As unidades de GD interligadas ao sistema (operando em paralelo) acham-se aptas a apoiá-lo através dos SA estabelecidos na legislação atual, efetivando-os com baixo custo; estes serviços, típicos de uma reserva descentralizada, podem vir a ser remunerados por este apoio. A prestação destes serviços pressupõe a interconexão dos geradores a uma mesa que “sabe” qual a situação do sistema e, a distancia, liga-os ou desliga-os em função das necessidades nas regiões onde estão instalados.

A GD possui virtudes complementares: aumenta a qualidade da energia suprida junto aos consumidores finais e constitui um “exército de reserva” que permite eliminar as redundâncias próprias de um sistema totalmente baseado na GC.

A GD apresenta maiores vantagens quando fornece reservas, diminuindo o nível de perdas de energia ativa e reativa a níveis de transmissão, subtransmissão e um limite em redes de distribuição.

O uso da GD fornecendo reservas, pode aumentar a confiabilidade do suprimento aos consumidores (principalmente aqueles que estão próximos à geração local), e também a estabilidade do sistema elétrico. Cabe então estabelecer os corretos custos das reservas fornecidas pela GD, com o fim de promover sua participação. Uma metodologia para determinar esses custos, pode se basear no custo de oportunidade, pela perda dos benefícios que poderiam ser obtidos a partir da oportunidade renunciada (venda de energia firme).

O custo total da energia gerada (por hora) aumenta, quando as reservas programadas aumentam, dado que maiores reservas implicam em um maior custo de energia. Visto de outra maneira, a confiabilidade e segurança do sistema têm um custo. Embora, o uso da GD fornecendo reservas, apresenta duas vantagens que permitem diminuir o custo de ter um sistema mais confiável e seguro: diminuição no fornecimento de reservas pelos geradores centralizados, e aumento da faixa de oferta de reserva por parte dos geradores centralizados, não tendo eles que

fornecer o total de reservas necessários no sistema.

Ao utilizar a GD para fornecer reservas e suprimento de reativos, devem ser considerados os limites estabelecidos dos parâmetros elétricos que regem um sistema elétrico, dado que a GD pode gerar sobre tensões. Uma solução para essa problemática está em instalar um maior número de geradores de pequeno porte nas redes de distribuição, o que se conhece como um aumento no nível de dispersão da GD.

A GD pode participar na geração dos reativos, modulando-a conforme as necessidades da rede, para manter os níveis de tensão dentro dos limites prescritos e até em faixa de variação mais restrita do que estes; note-se que, para PIEs com geração sazonal, isto pode ser feito também no restante do ano, desde que seus geradores rotativos sejam adaptados para funcionar então como compensadores síncronos (com motor primário desligado).

Para estabelecer o cargo pelo uso da energia reativa gerada pela GD, o cálculo de sensibilidades relativas é uma ferramenta para identificar, de forma aproximada, quais usuários são beneficiados pelo aporte na entrega ou absorção de reativos por parte da GD.

O uso da GD fornecendo reservas, apresenta uma vantagem na redução dos custos totais de geração de energia, já que nas horas de maior carga (horas de ponta), tem-se uma diminuição no custo total da produção da energia elétrica pelo uso da GD. Fornecer reservas com a GD nas horas de maior demanda permite uma menor perda de energia por meio dos ramais do sistema. Desse modo, seria necessário gerar menos energia e os custos totais diminuiriam. Tal redução dos custos pode ser utilizada como uma remuneração adicional para a GD ou pode ser utilizada, também, em novos investimentos na expansão da GD, sem esquecer-se de que, dentro dessas tecnologias, contempla-se FER.

Uma desvantagem no uso da GD fornecendo SA, apresenta-se nas horas de menor demanda, dado que nessas horas a energia fornecida pela GD modifica os fluxos de energia, gerando maiores perdas de energia por meio dos ramais do sistema. Nessa situação, quando há GD, precisa-se gerar mais energia por parte dos geradores centrais para suprir as perdas, sendo os custos de geração maiores, se comparados com a situação de baixa demanda quando não se tem GD. Dentro desse cenário, a melhor utilização da GD se encontra nas horas de ponta.

É importante que o perfil de produção da GD se adapte ao perfil de demanda, ainda mais quando se trata de fornecer serviços ancilares, já que ante situações de desligamentos de geradores, o perfil de demanda vai ser menos homogêneo. Segundo isso, as tecnologias de GD

que podem atingir uma melhor performance na entrega de serviços ancilares, são aquelas tecnologias com perfis de produção constante ou com tempos de resposta (arranque) muito curtos. As tecnologias menos indicadas para o fornecimento de reservas operativas (já que não se adaptam bem ao perfil da demanda) são eólica e a fotovoltaica.

Para isto, contudo, é necessário um bom entrosamento entre concessionárias e o dono da GD (PIEs), para o correto planejamento da operação, com programação antecipada de entradas e saídas de fontes geradoras, alocação de reservas, previsão de ações a serem tomadas em caso de falhas e perturbações etc.

Recomenda-se, que se retirem os empecilhos que hoje provocam impedimentos ao livre desenvolvimento da GD, permitindo que o investidor privado possa, ao se interessar pela GD, considerar a perspectiva de gerar excedentes comercializáveis e (seja energia firme, seja fornecimento de SA), assim, maximizar a sua geração ao invés de limita-la às suas próprias necessidades gerando ineficiências e desperdícios; bem como incentive o aparecimento de PIEs interessados em produzir energia através de GD com vistas à venda de energia e seus subprodutos, vapor, água gelada, e outros, quando existirem.

Bibliografia

Ackermann T., Andersson G., Soder L, 2000, “Electrical Market Regulations and their Impact on Distributed Generation”, Conference IEEE on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, City University, London, April.

ANEEL, 2008, BIG, Banco de Informações de Geração <http://www.aneel.gov.br>

Bastelli C.R., MOURA M.F., 2002, Serviços ancilares: caracterização, regulação e tarifação. política energética, Guias Curso Planejamento e Regulação (PE-162). UNICAMP. Campinas.

Bayegan, M., 2001, A vision of the future grid, IEEE Power Engineering Review, Vol. 21, pp. 10-12, December.

Bhattacharya K., Zhong Jin, 2001, Reactive Power as an Ancillary Service, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 2, May, pp. 294-300.

BRASIL, 2004, Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004. “Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências”.

CERTS , 2002, The CERTS Microgrid Concept, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, White Paper on Integration of Distributed Energy Resources, April.

Conti S., Raiti S., Tina G., 2003, Small-scale embedded generation effect on voltage profile: an analytical method, IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 1, pp. 78-86.

DISPOWER project, 2005, The Changing Role of Energy Suppliers and Distribution System Operators in the Deployment of Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets,

ECN.

El-Khattam W., Salama M.M.A., 2004, Distributed generation technologies, definitions and benefits, *Electronic Power Systems Research*, N° 71, pp 119-128.

EPRI, 2003, *Electricity Technology Roadmap, 2003, Summary and synthesis*.

Fabbri A, Gómez T., Rivier J., Méndez V., 2005, Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.

Fang Z., 2004, Editorial special issue on distributed power generation, *IEEE Transactions on Power Electronics*, V 19, N° 5, September.

Frias P., Soler D., Gómez T., 2005, Valuation of reactive power zonal capacity payments, 15th PSCC, Liege, August

Griffin T., Tomsovic K., Secrest D., Law A., 2000, Placement of dispersed generations systems for reduced losses, 33rd Hawaii International Conference on System Sciences.

Huang Kun-Yuan, Huang Yann-Chang, 2004, Integrating direct load control with interruptible load management to provide instantaneous reserves for ancillary services, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 1626-1634, August.

INEE, 2002, *Gestão centralizada da geração distribuída, Gerenciamento Coordenado da Geração Distribuída*, Janeiro.

INEE, 2004, *Geração Distribuída: um negócio e um complemento à geração centralizada*, Abril.

International Power Generation, 1997, *International Power Generation Focus en Germany – Prepared for the millennium*.

Jiménez R., 2003, “Metodología de Optimización Simultanea de Energía y Servicios Complementarios para El Despacho Económico”, Tese Universidad Católica de Chile.

Lescano Gerardo, Ohishi Takaaki, 2004. “Um Modelo de Despacho Econômico Para Reservas Operativas”, Dissertação Mestrado FEEC, Unicamp.

McDonald A., Schrattenholzer L., 2001, “Learning rates for energy technologies”, Energy Policy, N° 29.

Marnay C., Bailey O., 2004, The CERTS Microgrid and the future of the microgrid, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, U. Berkeley, California, USA.

Masters C.L., 2002, Voltage rise, the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines, Power Engineering Journal, February 2002, pp. 5-12

Méndez V.H., River J., De La Fuente J.I., T. Gómez, 2006, Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation, IEEE Transactions on Power Electronics, V 21, N° 2, May, pp. 533-540.

Méndez V.H., River J., De La Fuente J.I., Gómez T., Arceluz J., Marín J., 2006, Impact of distributed generation on distribution investment deferral, Electrical Power and Energy Systems, N° 28, pp. 244-252.

Méndez V.H., River J.I., 2005, Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio, Teses doutoral, Universidad de Comillas, Madrid-España, Mayo.

Mesut E. Baran, Felix F. Wu, 1989, Optimal capacitor placement on radial distribution systems, Copyright Material IEEE Transactions on Power Delivery, Vol4, N°1, pp. 725-734.

Naresh A., Pukar M., Mithulananthan N., 2006, An analytical approach for DG allocation in

primary distribution network, N° 28, pp. 669-678

ONS, 2008, Administração dos services ancilares: visão geral, Operador Nacional do Sistema, Submódulo 14.1. Brasil.

ONS, 2009, Procedimentos de Rede, O Operador Nacional do Sistema, endereço eletrônico: <<http://www.ons.org.br>>

Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R., D'haeseleer W., 2005, Distributed generation: definition, benefits and issues, Energy Policy, N° 33.

Persaud S., Fox B, D. Flynn, 2000, Impact of remotely connected wind turbines on steady state operation of radial distribution networks, IEE Proceedings. Generation, Transmission and Distribution, Vol. 147, No. 3, pp. 157-163.

Polizel L.H., Peligrini M, Gouvêa M.R., 2007, Espaço e entreves regulatorios da inserção de geração distribuída no sistema eletrico brasileiro, V Congresso Brasileiro de REgulação, ABAR, Recife, Brazil.

Power Systems, 2005, Test Case Archive, http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm

PSERC, 2005, Matpower, A Matlab Power System Simulation Packege, V3, www.pserc.edu/matpower

Rawson M., Sugar J., 2005, Distributed generation and cogeneration policy roadmap for California, Staff Report, California Energy Commission, March.

Real Decreto 661/2007, 2007, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Espanha.

Romagnoli H.C., Camargo C., 2005, Perspectivas para a geração distribuída no marco regulatorio

atual do setor elétrico brasileiro, VI SBQEE, Belén, Brasil.

Ropenus S., Skytte K., 2006, Regulatory review and barriers for the electricity supply systems for distributed generation in EU-15, DG-Grid project, EU Energy Intelligent Europe 2003-2006 programmed.

Rosa L. P., 2000, Resposta de curto prazo para a crise de energia elétrica a proposta de um programa de geração distribuída Progedis, Ins. Virtual Int. de Mudanças Globais, COPPE/UFRJ e FAPERJ/SCT, Brasil.

Schaeffer R., Szklo A., 2001, Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change, Energy Policy, N° 29.

Skytte K., Ropenus S., 2005, Assessment and recommendations overcoming in short-term grid systems regulatory and other barriers to distributed generation, Report DG-Project, European Commission, EIE.

SUSTELNET Project, 2004, Policy and regulatory roadmaps for the integration of distributed generation and the development of sustainable electricity networks, ECN, Agosto.

Tseng C., Oren S., Svoboda A., 1999, Price-based adaptive spinning requirements in power system scheduling, Electrical Power and Energy systems, N° 21, pp 137-145.

Vaessen P., Thielens D., 2007, Policy and incentives on distributed generation, Power Quality and Utilisation Guide, KEMA Consulting, May.

WADE, 2008, Defines 'Decentralized Energy', Word Alliance for Decentralized Energy, http://www.localpower.org/deb_what.html

Walter A., 2007, Geração distribuída de energia elétrica, DE/FEM, Unicamp, Brasil.

Wang L., Yu C.W., Wen F.S., 2007, Economic theory and the application of incentive contracts to procure operation reserves, Copyright Material Electric Power Systems Research, N°77, pp. 518-526.

Weitzel L., La Rovere E., Cunha R., 2006, As demandas do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, V Congresso Brasileiro de Planejamento Energetico, Brasil.

Xiaoyan Y., Leon T., 2006, Ancillary services provided from DER with power electronics interface, IEEE Power Engineering Review, Vol. 21, December, pp. 10-12.

Yu C.W., Zhao X.S., Wen F.S., Chung C.Y., Chung T.S., Huang M.X., 2005, Pricing and procurement of operating reserves in competitive pool-based electricity markets, Electrical Power Systems Research, N° 73, pp. 37-43.

ANEXO A

O Anexo A descreve as principais tecnologias em condições de utilização pelos consumidores e pelos demais interessados em investir na GD. Para cada tecnologia apresentam-se, em uma tabela, as características técnicas e econômicas. Do ponto de vista técnico, os aspectos favoráveis ou desfavoráveis são destacados através de alguns símbolos, representando um desempenho muito ruim, ruim, normal, bom ou muito bom. Nessas tabelas também são apresentadas as características de emissões (CO₂, NO_x, SO₂ e CO), utilizando símbolos que comparam as emissões de cada tecnologia com as emissões dos ciclos combinados de gás. Os ciclos combinados de gás são referência, já que na atualidade é a tecnologia que tem maior aceitação dentro das novas estações geradoras.

As valorações técnicas e econômicas apresentadas nesse anexo foram obtidas pelo grupo IIT.

Tabela 1. Características das turbinas de gás.

Turbinas				
Características			Aspectos favoráveis	
Combustível		Gás natural e diesel	Cogeração	***
Tamanho (MW):		>1 MW	Despacho	***
Eficiência (PCI) %:		25-40%	Função em ilha	***
Emissões (kg/MWh)	CO ₂	545-700 ●	Seg. demanda	***
	NO _x	1,8-5 ●	Serviços auxiliares	***
	SO ₂	0,14-0,18 ☼	Black start	***
	CO	0,5-4,5 ☼	Aspectos Desfavoráveis	
Disponibilidade %:		90-98	Harmônicos	***
Tempo de arranque:		10 min – 1 hora	flicker	***
Superfície (m ² /kW):		0,003-0,01	Comentários: sua eficiência depende muito do ponto de operação e de fatores ambientais como a pressão e temperatura. Produz ruído característico das turbinas. É uma tecnologia madura.	
Custo de Inversão (€/kW):		350-950		
O&M(cent/kWh):		0,3-0,5		
LEC (cent/kWh):		6,4(4,3-9,8)		

●: Pior que um ciclo combinado de gás

◆ : Normal

☼: Aproximadamente igual que um ciclo combinado de gás

◆◆: Ruim

○: Melhor que um ciclo combinado de gás

◆◆◆: Muito ruim

*** : Muito bom

** : Bom

Tabela 2. Características das Micro-turbinas.

Micro-Turbinas			
Características		Aspectos favoráveis	
Combustível	Gás natural, propano e Diesel	Cogeração	**
Tamanho (MW):	20-500 kW	Despacho	***

Eficiência (PCI) %:		20-30	Função em ilha	***
Emissões (kg/MWh)	CO ₂	590-800 ●	Seg. demanda	***
	NO _x	0,09-0,64 ☀	Serviços ancilares	**
	SO ₂	Depreciável ☀	Black start	***
	CO	0,14-0,82 ☀	Aspectos Desfavoráveis	
Disponibilidade %:		90-98	Harmônicos	◆◆ ¹
Tempo de arranque:		60 segundos	flicker	◆
Superfície (m ² /kW):		0,025-0,065	Comentários: É uma tecnologia tem pouca eficiência e ainda se encontra em desenvolvimento.	
Custo de Inversão (€/kW):		700-1.000		
O&M(cent/kWh):		0,5-1		
LEC (cent/kWh) ^{II} :		8,6(6,0-12,5)		

Tabela 3. Características das Turbinas de Vapor.

Turbinas de vapor				
Características			Aspectos favoráveis	
Combustível		Biomassa (também gás natural, Diesel, R.S.U, etc)	Cogeração	**
Tamanho (MW):		> 5	Despacho	***
Eficiência (PCI) %:		20-30	Função em ilha	***
Emissões (kg/Mwh)	CO ₂	0-1.000 ☀	Seg. demanda	***
	NO _x	0,15-3 ☀	Serviços ancilares	***
	SO ₂	Menor de 0.15 ☀	Black start	***
	CO	1-4 ●	Aspectos Desfavoráveis	
Disponibilidade %:		90	Harmônicos	***
Superfície (m ² /kW):			Flicker	***
Custo de Inversão (€/kW):		1.500-3.000	Comentários: É uma tecnologia de geração madura.	
O&M(cent/kWh):		0,8-1		
LEC (cent/kWh) ^{II} :		9,1(6,9-12,0)		

●: Pior que um ciclo combinado de gás

◆ : Normal

☀: Aproximadamente igual que um ciclo combinado de gás

◆◆: Ruim

○: Melhor que um ciclo combinado de gás

◆◆◆: Muito ruim

*** : Muito bom

** : Bom

Tabela 4. Características dos Ciclos combinados.

Ciclos combinados			
Características		Aspectos favoráveis	
Combustível	Principalmente gás natural	Cogeração	**
Tamanho (MW):	> 20	Despacho	***

Eficiência (PCI) %:		40-60	Função em ilha	***
Emissões (kg/MWh)	CO ₂	320-400	Seg. demanda	***
	NO _x	0,05-0,40	Serviços ancilares	**
	SO ₂	Depreciável	Black start	***
	CO	0,02-0,45	Aspectos Desfavoráveis	
Disponibilidade %:		90-98	Harmônicos	***
Superfície (m ² /kW):			flicker	***
Custo de Inversão (€/kW):		350-700	Comentários: É uma tecnologia de geração madura.	
O&M(cent/kWh):		0,2-0,5		
LEC (cent/kWh) ¹¹ :		4,7(2,9-6,4)		

Tabela 5. Características da Mini - hidráulica.

Mini – hidráulica				
Características			Aspectos Favoráveis	
Combustível		Água	Cogeração	◆◆◆
Tamanho (MW):		0,1 – 10	Despacho	◆◆
Eficiência (PCI) %:		75-90	Função em ilha	◆◆◆
Emissões (kg/Mwh)	CO ₂	0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x	0 ○	Serviços ancilares	◆◆◆
	SO ₂	0 ○	Black start	◆ ¹
	CO	0 ○	Aspectos Desfavoráveis	
Horas equivalentes		2500-3500	Harmônicos	◆
Superfície (m ² /kW):		1-1000	flicker	◆
Custo de Inversão (€/kW):		1500-4000	Comentários: É uma tecnologia madura.	
O&M(cent/kWh):		0,8-1,9		
LEC (cent/kWh) ¹¹ :		8,7(4,0-15,5)		

●: Pior que um ciclo combinado de gás

◆ : Normal

☼: Aproximadamente igual que um ciclo combinado de gás

◆◆: Ruim

○: Melhor que um ciclo combinado de gás

◆◆◆: Muito ruim

*** : Muito bom

** : Bom

Tabela 6. Características da Eólica.

Eólica			
Características		Aspectos favoráveis	
Combustível	vento	Cogeração	◆◆◆
Tamanho (MW):	> 5	Despacho	◆◆◆

Eficiência (PCI) %:		15-30	Função em ilha	◆◆◆
Emissões (kg/Mwh)	CO ₂	0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x	0 ○	Serviços ancilares	◆◆
	SO ₂	0 ○	Black start	◆◆◆
	CO	0 ○	Aspectos Desfavoráveis	
Horas equivalentes (h):		2.000 – 2.500	Harmônicos	◆◆
Superfície de barrido:		1,9-2,6	flicker	◆◆
Superfície (m ² /kW):		60-330	Comentários: As novas tecnologias de geração eólica tratam de minimizar alguns dos aspectos desfavoráveis. Essa tecnologia tem um nível importante de maturidade.	
Custo de Inversão (€/kW):		750-1.500		
O&M(cent/kWh):		1,5-2		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :		5,8(3,6-8,5)		

Tabela 7. Características dos Ciclos combinados.

Mini – eólica				
Características			Aspectos favoráveis	
Combustível		vento	Cogeração	◆◆◆
Tamanho (kW) ⁱ :		10-200	Despacho	◆◆◆
Eficiência (PCI) %:		15-30	Função em ilha	◆◆◆
Emissões (kg/Mwh)	CO ₂	0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x	0 ○	Serviços ancilares	◆◆
	SO ₂	0 ○	Black start	◆◆◆
	CO	0 ○	Aspectos Desfavoráveis	
Horas equivalentes (h):		2.000 – 2.500	Harmônicos	◆◆
Superfície de barrido:		2,8-3,9	flicker	◆◆
Superfície (m ² /kW):		60-330		
Custo de Inversão (€/kW):		1000-2.500		
O&M(cent/kWh):		1,5-2		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :		8,0(4,4-12,5)		

●: Pior que um ciclo combinado de gás

◆ : Normal

☼: Aproximadamente igual que um ciclo combinado de gás

◆◆: Ruim

○: Melhor que um ciclo combinado de gás

◆◆◆: Muito ruim

*** : Muito bom

** : Bom

Tabela 8. Características da Solar Fotovoltaica.

Solar Fotovoltaica	
Características	Aspectos favoráveis

Energia primaria:		Radiação solar	Cogeração	◆◆◆
Tamanho (kW):		1-500	Despacho	◆◆◆
Eficiência (PCI) %:		10-20	Função em ilha	◆◆◆
Emissões (kg/Mwh)	CO ₂	0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x	0 ○	Serviços ancilares	◆◆◆
	SO ₂	0 ○	<i>Black start</i>	◆◆◆
	CO	0 ○	Aspectos Desfavoráveis	
Horas equivalentes (h):		1.100 – 1.500	Harmônicos	◆◆
Superfície (m²/kW):		7,5-20	flicker	◆◆
Custo de Inversão (€/kW):		5.000-7.000		
O&M(€/ano):		40-50		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :		62,2(44,8-86,0)		

Tabela 9. Características da Solar Térmica.

Solar Térmica					
Características			Aspectos favoráveis		
Energia primaria:		Radiação solar		Cogeração	♦♦
Tamanho (kW):		5-100		Despacho	**
Eficiência (PCI) %:		10-20		Função em ilha	**
Emissões (kg/Mwh)	CO ₂	0	○	Seg. demanda	**
	NO _x	0	○	Serviços ancilares	**
	SO ₂	0	○	Black start	♦
	CO	0	○	Aspectos Desfavoráveis	
Horas equivalentes (h):		2.000 – 2.500		Harmônicos	**
Superfície (m²/kW):		7,5-15		flicker	**
Custo de Inversão (€/kW):		2.500-3.800		Comentários: É uma tecnologia ainda em fase de experimentação. Requer áreas grandes para instalações dos espelhos	
O&M(cent/kWh):		2			
LEC (cent/kWh) ¹ :		13,2(9,6-17,7)			

●: Pior que um ciclo combinado de gás

☼: Aproximadamente igual que um ciclo combinado de gás

○: Melhor que um ciclo combinado de gás

*** : Muito bom

** : Bom

◆ : Normal

◆◆: Ruim

◆◆◆: Muito ruim

Tabela 10. Características das células de Combustível.

Células de Combustível				
Características			Aspectos favoráveis	
Combustível:		Hidrogeno, gás natural, propano	Cogeração	*** ⁱ
Tamanho:		20kW-2 MW	Despacho	***
Eficiência (PCI) %:		30-50	Função em ilha	**
Emissões (kg/Mwh)	CO ₂	360-630 ●	Seg. demanda	**
	NO _x	< a 0,023 ○	Serviços ancilares	◆◆
	SO ₂	0 ○	Black start	◆◆
	CO	0.005-0.055 ●	Aspectos Desfavoráveis	
Disponibilidade %:		Superior a 95	Harmônicos	◆◆ ⁱⁱ
Tempo de arranque:		3 – 48 h	flicker	◆
Superfície (m ² /kW):		0,06-0,11	Comentários: É a tecnologia mais limpa, silenciosa e eficiente de todas as tecnologias de GD não renovável. Tecnologia ainda em desenvolvimento.	
Custo de Inversão (€/kW):		1.600-3.500		
O&M(cent/kWh):		1,5-2		
LEC (cent/kWh) ⁱ :		8,5(6,0-12,1)		

●: Pior que um ciclo combinado de gás

◆ : Normal

☼: Aproximadamente igual que um ciclo combinado de gás

◆◆: Ruim

○: Melhor que um ciclo combinado de gás

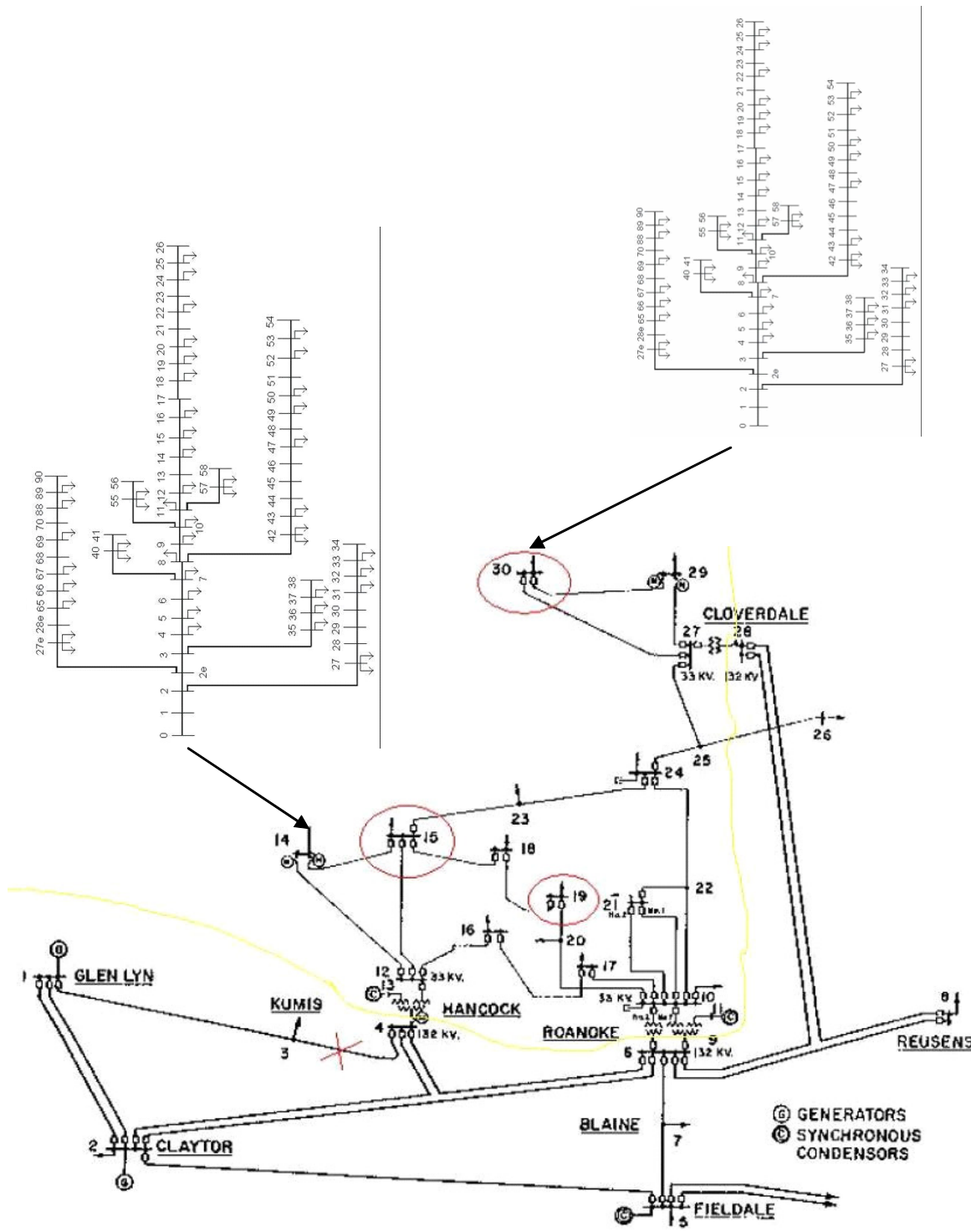
◆◆◆: Muito ruim

*** : Muito bom

** : Bom

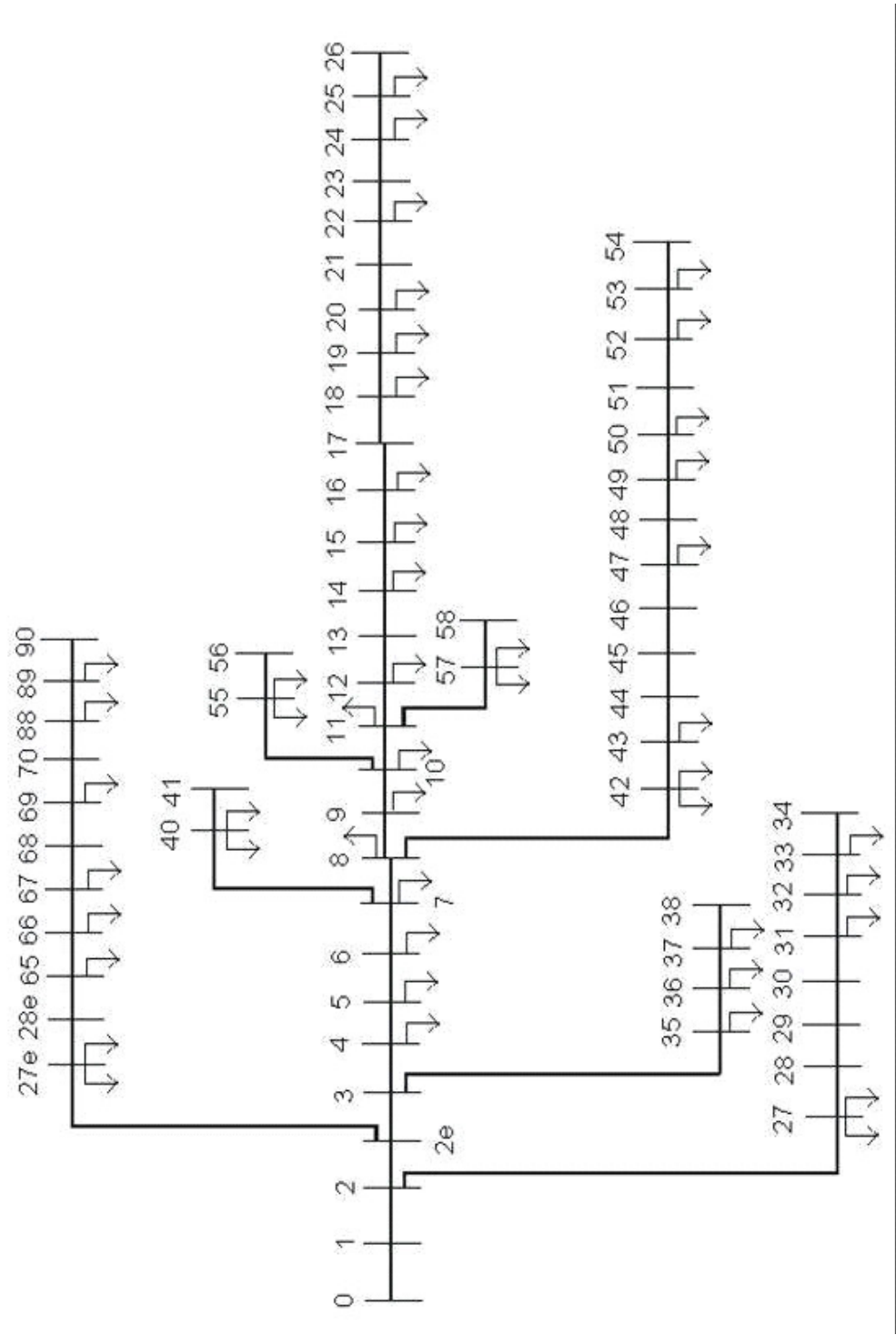
ANEXO B

Configuração Sistema Elétrico IEEE30 com dois circuitos de distribuição.



ANEXO C

Configuração Sistema Elétrico de Distribuição utilizado nas simulações.



SISTEMA-TESTE BRASILEIRO DE 65 BARRAS (STB-65)

ÁREA 2 - SUL

ÁREA 1 - SUDESTE

ANEXO E

Instituto de Investigación Tecnológica IIT

O “Instituto de Investigación Tecnológica” (IIT), é um Instituto Universitário que pertence à “Escuela Técnica Superior de Ingeniería” (ICAI) da “Universidad Pontificia Comillas de Madrid” (UPCO) (Espanha).

Tem como objetivo primordial promover a pesquisa e a formação de pós-graduandos, em diversos campos tecnológicos, mediante sua participação em projetos concretos de interesse.

É um instituto sem fins lucrativos, que pretende ser flexível e pragmático na sua forma de seu trabalho. Seu financiamento procede essencialmente de projetos acordados com empresas e, portanto, respondem a uma demanda social comprovada.

Os resultados desses trabalhos de pesquisa se concretizam nos seguintes produtos:

- Aplicações de informática (geralmente, desenvolvidas na medida do cliente) utilizadas em muitas e variadas empresas.
- Análise, estudos e consultorias desenvolvidas para empresas e instituições em diversos países.
- Teses de doutorado defendidas na universidade e publicações em congressos ou revistas de âmbito internacional.

O núcleo básico do IIT é formado por um grupo de professores e pesquisadores. Esse grupo está complementado por pós-graduandos, no rol de pesquisadores em formação, geralmente bolsistas pelo IIT e com dedicação exclusiva ao Instituto. Em ambos os grupos se formam as equipes de trabalho para o desenvolvimento dos projetos de pesquisa. Em torno desses projetos se realizam as teses de doutorado.

Subdireção de Sistemas de Energia Elétrica - Área de Regulação e Economia (RYE)

A atividade pesquisadora da área de Regulação e Economia (RYE) do IIT está encaminhada à análise das medidas regulatórias que permitem incorporar considerações econômicas e ambientais na gestão dos sistemas elétricos, de forma que sirvam para orientar as decisões técnicas e econômicas de compradores e vendedores dos mercados de eletricidade, com o objetivo de maximizar o benefício social líquido.

Dentro da área levam-se em consideração as atividades de formação com participação intensa no programa de doutorado e pós-graduação em Engenharia Elétrica, em colaboração com a “Escuela Técnica Superior de Ingeniería” (ICAI). Além disso, participa-se na formação tecnológica do setor elétrico, no contexto europeu, por meio da “Asociación Universidade/Empresa” para a Formação em Sistemas de Energia Elétrica (AUEF-SEE) considerando os numerosos cursos internacionais.

- O coordenador do RYE é o Dr. José Ignacio Pérez Arriaga

Atividade: Pesquisador

Telefone Direto: 915406157

Telefone: +34 91 542-2800 ext.6157-2786

E-mail: Ignacio.Perez@iit.upcomillas.es

Página web pessoal: <http://www.iit.upcomillas.es/ignacio/>

Biografia: José Ignacio Pérez Arriaga nasceu em Madrid em 1948. Engenheiro Industrial Elétrico do ICAI (Universidad Pontificia Comillas), e PhD e Mestre acadêmico em Engenharia Elétrica pelo Massachusetts Institute of Technology (MIT, EE.UU.). Fundador do IIT, onde foi vice-reitor de pesquisa, atualmente é professor ordinário e Diretor da Cátedra BP de Desenvolvimento Sustentável. Foi Vocal da “Comisión Nacional del Sistema Eléctrico española”. É professor acadêmico da Real Academia Espanhola de Engenharia e Fellow do Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE). Diretor e professor do Programa de Mestrado em "Gestión Técnica y Económica en el Sector Eléctrico" em Comillas e Diretor do Curso de Formação de Reguladores na Florence School of Regulation (Universidad Europea en Florencia). Membro do European Energy Institute. Tem dirigido cerca de 50 projetos de pesquisa, publicado em mais de 100 artigos em revistas e conferências internacionais. Ministra cursos e realiza atividades de consultoria em mais de 30 países. As áreas atuais de interesse se centram nos aspectos econômicos e regulatórios do setor elétrico, incluindo o planejamento e uso de modelos, planejamento e fiabilidade, no planejamento de mercados regionais de eletricidade e nas implicações sobre a sustentabilidade do atual modelo energético.

- Professor orientador e responsável pelo estágio:

Professor Doutor Tomás Gómez San Román

Atividade: Pesquisador
Área: Regulação e Economia (RYE)
Telefone Direto: 915406260
Telefone: +34 91 542-2800 ext.6260
E-mail: Tomas.Gomez@iit.upcomillas.es

Biografia: Tomás Gómez San Román, Doutor Engenheiro Industrial pela “Universidad Politécnica de Madrid” em 1989, recebeu o título de Engenheiro Industrial especialista em Eletricidade pela “Universidad Pontificia Comillas” (UPCO), Madrid, em 1982. Ingressou no IIT em 1984. Desde 1994 até o ano 2000 foi diretor do IIT, e desde o ano 2000 até finais do 2002, Vice-reitor de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da UPCO. Dr. Gómez tem ampla experiência na realização de projetos de pesquisa aplicada na área de Sistemas de Energia Elétrica em colaboração com empresas espanholas, latino-americanas e européias. Foi chefe de projeto e/ou investigador principal em mais de 40 desses projetos. As áreas de interesse são operação e planejamento de sistemas de transporte e distribuição de eletricidade, evacuação e regulação da qualidade do serviço, e aspetos econômicos e regulatórios do setor elétrico. Publicou mais de 50 artigos em revistas especializadas e em diferentes conferências. É co-autor do livro "Electricity Economics: Regulation and Deregulation", publicado em Wiley-IEEE Press. Membro do IEEE.

ANEXO F

Artigos publicados em congressos

“Operating Reserves Provided by Distributed Generation: ”, 3rd Int. Conf. Energy and Environment III , WSEAS, Universidade de Cambridge - Cambridge UK, February 2008.

“Distributed Generation for the Provision of Operating Reserves: study technical-economic”, IEEE T&D, Los Andes University - Bogotá Colombia, August 2008.

“Fornecimento De Reservas Operativas com Geração Distribuída: carga horária”, Agrener 2008, Fortaleza – Brazil, September 2008

“Geração Distribuída e sua Remuneração Na Redução De Perdas”, VI Energy Planning Congress, Sociedade Brasileira de Planejamento Energetico, Salvador – Brazil, May 2008

“Aplicação do Mapeamento Regulatório (Roadmaps) no Esquema Brasileiro de Sistemas Centralizados e não Centralizados de Geração de Energia Elétrica”, V Regulation Brazilian Congress, Recife – Brazil, May 2007.

“Modelo de Despacho de Reservas Operativas a través de la Generación Distribuida”, III Energy Congress CIER - CONCIER 2007, University of Medellín, Colombia, November 2007

“La Utilización de la Generación Distribuida para el Suministro de Reservas Operativas: analisis tecnico”, VII Latin America Generation and Transport Energy Electric Congress, Valparaiso University Valparaiso, Chile, October 2007

“Mecanismos Financeiros para Fontes de Energia Renováveis”, AGRENER 2006, Unicamp – Brazil, Jun 2006