

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Restauração Automática de Redes de Distribuição de Energia
Elétrica de Grande Porte com Geração Distribuída**

Waldemar Pereira Mathias Neto

Ilha Solteira – SP

Fevereiro de 2011

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

“ Restauração Automática de Redes de Distribuição de
Energia Elétrica de Grande Porte com Geração Distribuída ”

WALDEMAR PEREIRA MATHIAS NETO

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia - UNESP – Campus de Ilha Solteira,
para obtenção do título de Mestre em Engenharia
Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira – SP

Fevereiro de 2011

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

M431r	Mathias Neto, Waldemar Pereira. Restauração automática de redes de distribuição de energia elétrica de grande porte com geração distribuída / Waldemar Pereira Mathias Neto. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2011 137 f.: il. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2011 Orientador: José Roberto Sanches Mantovani Inclui bibliografia 1. Energia elétrica – Distribuição – Restauração. 2. Geração distribuída. 3. GRASP (Sistema operacional de computador).
-------	---



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Restauração Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Grande Porte com Geração Distribuída

AUTOR: WALDEMAR PEREIRA MATHIAS NETO

ORIENTADOR: Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica ,
Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. ROBERTO CAYETANO LOTERO
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Foz do Iguaçu/PR

Data da realização: 25 de fevereiro de 2011.

AGRADECIMENTOS

A Deus, em primeiro lugar.

Aos meus pais Waldemar e Inês, por acreditarem em meu potencial, contribuir de maneira direta ou indireta em minha formação, assistir e estarem presentes em todos os momentos, bons ou ruins, da minha vida.

Ao meu irmão Rafael, pelos valiosos conselhos e incrível irmandade. À Mabel e a minha sobrinha Maria Eduarda pelos bons momentos e alegrias compartilhadas.

À Keila, pela compreensão e apoio despendidos durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores da FEIS (Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira). Em especial aos professores José Roberto, Padilha e Rubén pelo apoio conferido a este trabalho, mas, principalmente, pela amizade, incentivo e confiança em mim depositada durante os últimos cinco anos presentes no LaPSEE (Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica). Cada um com sua personalidade, qualidades, habilidades e pontos negativos, mas, sem os quais, certamente, não seria possível o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores José Carlos Rossi, um dos principais idealizadores, enquanto estive entre nós, pela de implantação do Campus 3, destinado exclusivamente ao curso de Engenharia Elétrica, na Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, e ao professor Carlos Antônio Alves, chefe do Departamento de Engenharia Elétrica, que conferiu o apoio necessário às novas instalações do nosso laboratório.

Aos amigos pesquisadores do LaPSEE, brasileiros ou estrangeiros, alunos de iniciação científica, mestrado, doutorado e pós-doutorado, que contribuíram, de alguma forma, para o desenvolvimento deste trabalho e, com certeza, contribuirão muito em trabalhos futuros. Em especial a: Fábio Bertequini Leão, Juan Carlos Galvis Manso, Lina Paola Garces Negrete, Augusto Cesar Rueda Medina, Cesar Augusto Peñuela Meneses e André do Amaral Penteado Bísaro.

Aos amigos, inesquecíveis do LaPSEE, que não estão mais presentes nesta universidade. Em especial àqueles que nortearam minhas primeiras pesquisas em nível de iniciação científica. São eles: Eduardo Moretti Campitelli, Luis Gustavo Wesz da Silva, Rodrigo Aparecido Fernandes Pereira, Marcelo Escobar de Oliveira, Eduardo Shigueo Hoji e Delberis Araújo Lima.

A todos os funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, que garantem a manutenção desta grande universidade e, consequentemente, permitiram a realização deste trabalho. Em especial, ao Deoclécio Kosaka e José Roberto Campos, técnicos de informática do departamento.

À Fundação de Ensino e Pesquisa de Ilha Solteira (FEPISA) pelo apoio financeiro durante os primeiros meses de pesquisa, mas, principalmente, a seus funcionários, que não mediram esforços para auxiliar, na medida do possível, o desenvolvimento deste trabalho.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo apoio financeiro conferido durante meses restantes deste projeto de pesquisa.

“Pensem que todas as maravilhas, objetos de seus estudos, são a obra de muitas gerações, uma obra coletiva que exige de todos um esforço entusiasta e um labor difícil e impreterível. Vocês a recebem, respeitam-na, aumentam-na e, mais tarde, irão transmiti-la fielmente à sua descendência. Deste modo somos mortais imortais, porque criamos juntos obras que nos sobrevivem.”

Albert Einstein, Como vejo o mundo

RESUMO

Neste trabalho propõe-se um algoritmo para a restauração de redes de distribuição de energia elétrica em tempo real baseado na meta-heurística GRASP (Greed Randomized Adaptative Search Procedure) considerando a inserção de geradores distribuídos. O problema é modelado como não linear inteiro misto e considera os dois principais objetivos da restauração de redes de distribuição: minimizar número de consumidores sem fornecimento de energia elétrica e o número de chaveamentos. O algoritmo desenvolvido a partir da metodologia proposta foi implementado em linguagem de programação C++ e testado em um sistema real de distribuição de grande porte. A partir dos resultados obtidos verificou-se o bom desempenho do algoritmo, tanto em termos de robustez quanto em desempenho computacional, ao encontrar um conjunto de soluções factíveis e de boa qualidade, dentro de um tempo computacional considerado adequado para o problema de restauração.

PALAVRAS-CHAVE: Restauração de redes de distribuição. Geração distribuída. GRASP.

ABSTRACT

This work proposes a methodology to distribution power system restoration considering distributed generators installed on the system. The methodology is based on GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) metaheuristic and the restoration problem is established as nonlinear mixed-integer taking account two mainly goals: minimizing both the number of consumers without supply and the number of switching. The algorithm based on proposed methodology is implemented in C++ programming language and tested using a bulk real-life distribution power system. The results show the methodology is able to provide a set of feasible and good quality solutions in a suitable time for the restoration problem.

KEYWORDS: Distribution power systems restoration. Distributed generation. GRASP.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1: Diagrama das instituições do setor elétrico brasileiro.....	19
Figura 2.1: (a) distribuição percentual média do número de interrupções e (b) distribuição percentual média de minutos sem fornecimento de energia elétrica, por consumidor, entre os diferentes subsistemas de potência, considerando o valor médio de medições apuradas em todas as companhias do sistema elétrico do Reino Unido entre os anos de 2000 e 2001.....	30
Figura 2.2: Etapas do problema de restauração de redes.	32
Figura 2.3: Variação da máxima eficiência de pequenas turbinas hidráulicas.....	37
Figura 2.4: Curvas de potência máxima de saída para os aerogeradores considerados.....	40
Figura 2.5: Comportamento da velocidade do vento em função da altura.....	41
Figura 2.6: Exemplo de dependência das curvas I-V de placas fotovoltaicas (200 W). (a) dependência em função de sua temperatura de operação, (b) dependência em função da radiação solar.	44
Figura 3.1: Circuito simplificado de uma rede de distribuição.	48
Figura 3.2: Comportamento transitório em uma rede de distribuição durante um chaveamento.	48
Figura 4.1: Exemplo de numeração para um pequeno sistema de distribuição.....	58
Figura 4.2: Representação de um ramo da rede.....	59
Figura 4.3: Estrutura da sub-rotina destinada ao cálculo de fluxo de carga.....	60
Figura 4.4: Procedimento de construção.....	63
Figura 4.5: Procedimento de busca local.	63
Figura 4.6: Técnica de otimização GRASP básica.	64
Figura 4.7: Algoritmo GRASP aplicado ao problema de restauração de redes.	66
Figura 4.8: Exemplo de uma configuração inicial.	67
Figura 4.9: Técnica de otimização GRASP multiobjetivo proposta.....	70
Figura 4.10: Evolução da fronteira de Pareto de (a) métodos evolutivos e (b) métodos multi-start.....	71
Figura 5.1: Topologia da subestação do sistema de distribuição testado.....	73
Figura 5.2: Topologia do alimentador de distribuição testado.....	73
Figura 5.3: Carregamento percentual e fator de potência dos transformadores de distribuição.	74
Figura 5.4: Conjunto de fronteiras de Pareto encontradas para o teste 1.....	75

Figura 5.5: Topologia do alimentador da melhor solução proposta.	75
Figura 5.6: Conjunto de fronteiras de Pareto encontradas para o teste 2.	77
Figura 5.7: Topologia do alimentador da melhor solução proposta.	77
Figura 5.8: Velocidade do vento e máxima potência disponível na micro central eólica.	78
Figura 5.9: Irradiação solar e máxima potência disponível na micro central solar.	79
Figura 5.10: Limites mínimos e máximos de vazão turbinável e potência disponível na CGH.	80
Figura 5.11: Conjunto de fronteiras de Pareto encontradas para o teste 3.	80
Figura 5.12: Topologia do alimentador da melhor solução proposta.	82
Figura 5.13: Potência disponível máxima no parque eólico.	82
Figura 5.14: Potência disponível máxima na micro central solar.	83
Figura 5.15: Limites mínimos e máximos de potência disponível na CGH.	84
Figura 5.16: Conjunto de fronteiras de Pareto encontradas para o teste 4.	84
Figura 5.17: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (iteração 5).	86
Figura 5.18: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (iterações 6, 7, 9 e 10). ..	87
Figura 5.19: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (iteração 8).	87
Figura 5.20: Topologia do alimentador para o teste 5.	88
Figura 5.21: Soluções Pareto ótimas encontradas para o teste 5.	89
Figura 5.22: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (solução 1).	91
Figura 5.23: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (solução 2).	91
Figura A.1: Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica em 2008.	107
Figura A.2: Participação dos combustíveis na geração de energia elétrica no mundo.	108
Figura A.3: Potência instalada por estado brasileiro em 2008.	108
Figura A.4: Disposições mais comuns de micro e pequenas centrais hidrelétricas. (a) microcentral em desvio com canal de adução e conduto forçado; (b) microcentral em desvio apenas com conduto forçado; (c) microcentral de baixa queda em desvio sem conduto forçado; (d) microcentral de baixa queda com represamento.	113
Figura A.5: Custos de produção de energia elétrica no Brasil.	114
Figura A.6: Faixa operacional, em função da queda d'água e vazão, das diferentes turbinas hidráulicas.	114
Figura A.7: Esquema de um controlador de carga de uma microcentral hidráulica.	115
Figura A.8: Evolução da potência eólica instalada no mundo.	116
Figura A.9: Potencial eólico médio anual brasileiro.	117
Figura A.10: Velocidade média dos ventos na cidade de São Paulo entre 1992 e 2001.	118

Figura A.11: Velocidade diária dos ventos na cidade de São Paulo em janeiro de 2001.....	118
Figura A.12: Velocidade diária dos ventos na cidade de Fortaleza em janeiro de 2001.	119
Figura A.13: Corte transversal de pá de uma turbina eólica.	120
Figura A.14: Esquema de um gerador de indução.....	122
Figura A.15: Diagrama de conexões de um gerador de indução com dupla alimentação.	123
Figura A.16: Gerador síncrono diretamente conectado ao eixo da turbina.....	124
Figura A.17: Diversas maneiras de integrar o gerador à rede de distribuição. (a) gerador de indução conectado a rede por meio de transformador elevador com correção capacitiva, (b) gerador de indução conectado a rede por meio de conversores estáticos e transformador elevador, (c) gerador síncrono com grande número de pólos conectado a rede por meio de conversores estáticos e transformador elevador, (d) gerador síncrono com grande número de pólos e rotor de ímã permanente conectado a rede por meio de conversores estáticos e transformador elevador.	125
Figura A.18: Evolução mundial da capacidade instalada de células fotovoltaicas.	127
Figura A.19: Média anual do potencial de energia solar.	128
Figura A.20: Radiação solar média na cidade de São Paulo entre 1992 e 2001.	129
Figura A.21: Radiação solar diária dos ventos na cidade de São Paulo em janeiro de 2001.	129
Figura A.22: Radiação solar diária na cidade de Fortaleza em janeiro de 2001.	130
Figura A.23: Processo de produção de “wafers” tipo monocristalino.....	131
Figura A.24: Maneiras de integrar o geradores solares à rede de distribuição. (a) painel fotovoltaico conectado à rede através de conversor CC/CA e transformador elevador, (b) painel fotovoltaico conectado à rede através de conversor CC/CC, CC/CA e transformador elevador.	133

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Máxima eficiência de pequenas turbinas hidráulicas.	36
Tabela 2.2: Vazão mínima para continuidade da operação.....	37
Tabela 2.3: Classes e comprimentos de rugosidade.....	42
Tabela 3.1: Restrições de mínima e máxima potência ativa para diferentes fontes/tecnologias consideradas neste trabalho.	51
Tabela 3.2: Restrições de mínimo e máximo fator de potência para diferentes fontes/tecnologias consideradas neste trabalho.	52
Tabela 5.1: Características operacionais da melhor solução proposta (iterações 1, 4, 6 e 7). .	76
Tabela 5.2: Características operacionais da melhor solução proposta (iterações 4 e 9).	77
Tabela 5.3: Temperatura ambiente durante a simulação.....	79
Tabela 5.4: Características operacionais da melhor solução proposta (iterações 1 e 6).	81
Tabela 5.5: Características operacionais da melhor solução proposta (iteração 5).	85
Tabela 5.6: Características operacionais da melhor solução proposta (iterações 6, 7, 9 e 10).85	
Tabela 5.7: Características operacionais da melhor solução proposta (iteração 8).	86
Tabela 5.8: Características operacionais da melhor solução proposta (solução 1).....	90
Tabela 5.9: Características operacionais da melhor solução proposta (solução 2).....	90
Tabela A.1: As dez maiores usinas em operação no Brasil, região e potência.	106
Tabela A.2: Comparação entre as diferentes tecnologias de aerogeradores.	126
Tabela A.3: Comparação entre as diferentes tecnologias de placas fotovoltaicas.	132

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CENELEC	Committee for Electrotechnical Standardization
CGH	Central Geradora Hidrelétrica (potência instalada menor ou igual que 1 MW)
CMSE	Conselho de Monitoramento do Setor Energético
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COD	Centro de Operação da Distribuição
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESHA	European Small Hydropower Association
GD	Geração distribuída ou Gerador distribuído
GRASP	Greedy Randomized Adaptative Search Procedure
IEEE	Institute of Electrical and Eletronics Engineers
LCR	Lista de Candidatos Restritos
MME	Ministério de Minas e Energia
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets (UK)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica (potência instalada maior que 1MW e menor que 30MW)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SCADA	Sistema de controle e aquisição de dados (System Control and Data Acquisition)
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
UTR	Unidade Terminal Remota

SUMÁRIO

Capítulo 1 Introdução.....	18
1.1 Atuação dos órgãos reguladores	18
1.2 Motivação para o estudo da restauração de redes de distribuição	20
1.3 Revisão da literatura.....	21
1.4 Diretrizes gerais do desenvolvimento do trabalho	25
1.5 Organização dos capítulos	26
Capítulo 2 Restauração de Redes e Geração Distribuída.....	28
2.1 O problema de restauração de redes.....	28
2.1.1 Interrupções no fornecimento de energia elétrica	28
2.1.2 Etapas do problema de restauração de redes	31
2.2 A Geração Distribuída.....	33
2.2.1 Energia hidráulica – Microcentrais Hidrelétricas	34
2.2.2 Energia eólica.....	38
2.2.3 Energia Solar – Células Fotovoltaicas.....	43
Capítulo 3 Formulação do Problema de Restauração	46
3.1 Funções objetivo	47
3.2 Restrições.....	49
3.3 Modelo matemático proposto	53
Capítulo 4 Solução do Problema de Restauração	55
4.1 Carregamento dos transformadores de distribuição.....	55
4.2 Estratégias de restauração e modos de operação dos geradores distribuídos.....	56
4.3 Fluxo de carga para redes radiais.....	58
4.4 Técnica de solução	60
4.4.1 O algoritmo GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure)	61
4.4.2 Conceitos de otimização multiobjetivo	64

4.4.3 Algoritmo GRASP multiobjetivo dedicado.....	65
Capítulo 5 Testes e resultados	72
5.1 Sistema teste	72
5.2 Carregamento dos transformadores de distribuição.....	73
5.3 Parâmetros do algoritmo.....	74
5.4 Teste 1: Sem geração distribuída	74
5.5 Teste 2: Sem geração distribuída (considerando consumidores preferenciais)	76
5.6 Teste 3: Com geração distribuída (baixa potência).....	78
5.6.1 Central geradora eólica.....	78
5.6.2 Central geradora solar	78
5.6.3 Central geradora hidrelétrica	79
5.6.4 Resultados obtidos	80
5.7 Teste 4: Com geração distribuída (média potência).....	81
5.7.1 Central geradora eólica.....	82
5.7.2 Central geradora solar	83
5.7.3 Central geradora hidrelétrica	83
5.7.4 Resultados obtidos	84
5.8 Teste 5: Com geração distribuída (outra configuração).....	88
5.8.1 Central geradora eólica.....	88
5.8.2 Central geradora solar	88
5.8.3 Central geradora hidrelétrica	89
5.8.4 Resultados obtidos	89
Capítulo 6 Conclusões e trabalhos futuros.....	92
REFERÊNCIAS	94
APÊNDICE A Uma visão geral sobre a geração distribuída e suas tecnologias no Brasil e no mundo	105
A.1 Energia Hidráulica – Microcentrais Hidrelétricas	111

A.2 Energia Eólica	116
A.3 Energia Solar – Células Fotovoltaicas.....	126
REFERÊNCIAS	134

Capítulo 1

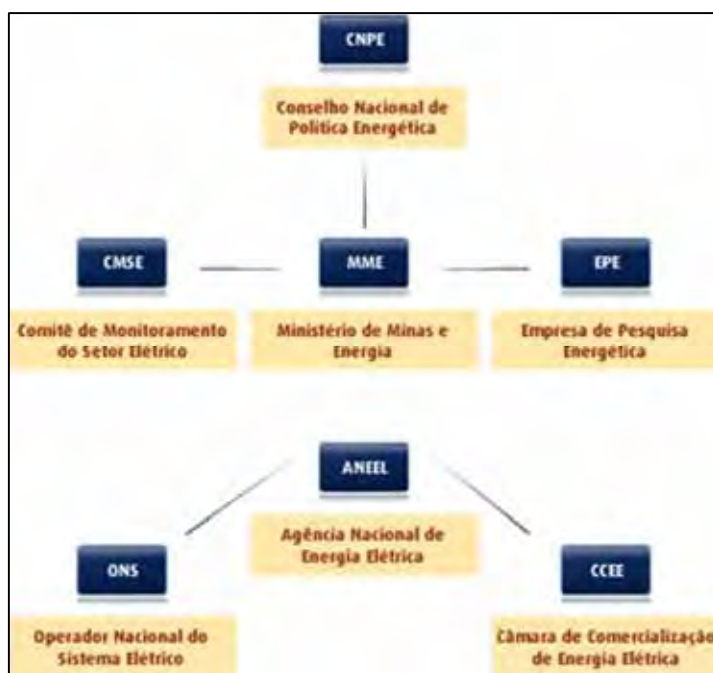
Introdução

O crescente desenvolvimento da sociedade e o consequente aumento do consumo de energia elétrica tornou indispensável às empresas que integram o setor elétrico (geração, transmissão e distribuição) a constante melhoria na qualidade de seus produtos e serviços.

Para assegurar o atendimento à demanda crescente e manter níveis mínimos de qualidade no fornecimento de energia elétrica, a um preço aceitável, a maioria dos países instituíram entidades com fins específicos, destinadas a planejar a expansão, coordenar a operação, realizar a contabilização e liquidação financeira da energia comercializada no mercado livre, e regular o mercado e fiscalizar o setor eletroenergético. No Brasil, os agentes designados para desempenhar cada uma destas funções são, respectivamente, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (BRASIL, 2004a), o Operador Nacional do Sistema (ONS) (BRASIL, 1998), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (BRASIL, 2004) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (BRASIL, 1996). Coordenadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e assessorado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Energético (CMSE), cada um destes agentes possui um papel fundamental para o funcionamento de todo o sistema elétrico nacional. A figura 1.1 ilustra as relações entre estas instituições.

1.1 Atuação dos órgãos reguladores

A instituição responsável por regulamentar e fiscalizar as atividades do setor elétrico é comumente denominado órgão regulador. No Brasil, a ANEEL, além de regular e fiscalizar, é também a entidade responsável por dirimir conflitos entre os agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e entre estes e os consumidores finais, garantindo o equilíbrio entre os direitos dos consumidores (BRASIL, 1990), a constante melhoria da qualidade dos produtos e serviços prestados pelos agentes competentes, a remuneração adequada destes serviços e o interesse público e social da energia elétrica.



Fonte: CCEE, 2010.

Figura 1.1: Diagrama das instituições do setor elétrico brasileiro.

A fiscalização do setor elétrico brasileiro não é atribuição exclusiva da ANEEL, e sim, executada cooperativamente pela agência reguladora federal e as agências reguladoras estaduais. No entanto, é a ANEEL quem avalia periodicamente a qualidade do produto (tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variação de frequência) e dos serviços (continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica e tempo de atendimento às ocorrências emergenciais) através de índices apurados pelas concessionárias e enviados à agência em períodos mensais, trimestrais e anuais.

Estes índices são avaliados e comparados às metas estabelecidas, periodicamente, pela agência a cada *conjunto de unidades consumidoras*¹ de cada concessionária de distribuição de energia elétrica, e no caso destas empresas não apresentarem bons índices de desempenho são obrigadas a compensar financeiramente os consumidores afetados através de descontos na fatura de conexão ou consumo de energia. Desta maneira, pesquisas destinadas a garantir a continuidade do serviço, após uma interrupção não programada, de forma rápida e eficiente, são de grande interesse, tanto para as empresas distribuidoras, que devem manter os seus

¹ Um conjunto de unidades consumidoras é definido por subestação que possua primário em AT e secundário em MT (ANEEL, 2010, PRODIST, módulo 8).

índices de qualidade dentro dos padrões estabelecidos, quanto para os consumidores, que são penalizados pelo inconveniente da falta de fornecimento de energia elétrica.

1.2 Motivação para o estudo da restauração de redes de distribuição

A energia elétrica passou a ser um dos bens de consumo mais essenciais à sociedade. Da eletricidade depende a produção em unidades fabris, a locomoção dos meios modernos de transportes em massa, a iluminação pública, os sistemas de telecomunicações, a segurança em grandes e pequenos centros urbanos, além dos inúmeros fatores decorrentes de sua descoberta associados ao conforto e à qualidade de vida. Em contrapartida, sua falta, ou até mesmo pequenas interrupções em seu fornecimento, podem ocasionar grandes transtornos, tanto sociais quanto econômicos.

Os prejuízos econômicos, na grande maioria das situações, orientam o desenvolvimento de novos procedimentos e equipamentos do setor de distribuição com o objetivo de minimizar os gastos pelo não cumprimento de metas de qualidade estabelecidas pelas entidades reguladoras, ampliar as receitas através da redução dos índices de energia não distribuída, e garantir o conceito de excelência da empresa distribuidora na qualidade do serviço prestado. Neste contexto é que está inserido este trabalho.

Novas técnicas dedicadas à otimização de processos são desenvolvidas ao longo dos anos. Novos equipamentos destinados às redes de distribuição (como relés, disjuntores, religadores) são aprimorados anualmente, apresentando resultados mais precisos, respostas mais rápidas e a tendência de agregar inúmeras funções, tais como, operação remota, medição de variáveis da rede (tensão, corrente, potência e direção de fluxo), sistemas de autodiagnóstico, alertas através de bandeirolas, protocolos de comunicação que permitam integrar diversas tecnologias, etc. Ao mesmo tempo, as fontes renováveis de energia elétrica (solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, etc) são continuamente aperfeiçoadas e, aos poucos, inseridas no sistema elétrico de potência, em especial, próximas aos centros de consumo.

Este novo panorama motiva e justifica o constante desenvolvimento de modelos matemáticos e técnicas de otimização destinadas a resolver o problema de restauração de redes de distribuição. A inserção de geradores distribuídos no contexto da restauração é um ponto adicional ao trabalho e uma tendência global frente à escassez de fontes de energia elétrica de grande porte próximas aos centros de consumo.

1.3 Revisão da literatura

Na literatura são propostas várias técnicas destinadas à solução do problema de restauração de redes de distribuição, no entanto, dois grandes grupos se destacam: as técnicas heurísticas e as técnicas de otimização clássica e combinatorial. Boardman e Meckiff (1985) deram início às pesquisas no ramo de otimização de sistemas elétricos propondo uma metodologia heurística simples, conhecida como “branch and bound”. Proposta inicialmente para o planejamento de sistemas elétricos, a técnica denominada “desdobramento e sondagem”, em português, foi intensamente pesquisada durante o final da década de 80 devido às suas particularidades favoráveis, entre elas seu fácil entendimento e programação, e a boa qualidade de resultados fornecidos. No entanto, esta metodologia é essencialmente combinatorial, tornando o tempo de execução muito grande para sistemas reais de grande porte.

Alguns anos mais tarde Civanlar et al. (1988) propuseram uma nova ferramenta tanto para o planejamento quanto para a operação em tempo real na restauração de alimentadores. Nesta metodologia, conhecida como “branch exchange”, o processo se inicializa através de uma solução factível operando em configuração radial, e então um de seus ramos é fechado desfazendo-se a radialidade, em seguida um outro ramo do laço é aberto, restabelecendo a configuração radial. A escolha do ramo que deve ser aberto, em cada laço, é realizada através de heurísticas e fórmulas aproximadas, de redução de perdas, propostas pelos autores. No mesmo ano, Liu, Lee e Venkata (1988) propuseram um método heurístico extremamente simples para restauração de redes. Inicialmente os autores assumem que os dados e estados dos alimentadores e chaves do sistema de distribuição estão disponíveis a partir do sistema SCADA (System Control and Data Acquisition) e a base de dados de todo sistema de distribuição estão acessíveis em tempo real. Em seguida são apresentadas ao usuário algumas possibilidades de manobras baseadas na capacidade de reserva dos alimentadores vizinhos e nas restrições operacionais do problema.

Shirmohammadi et al. (1989) apresentaram um método muito interessante com relação à técnica utilizada, denominada “loop cutting” ou “sequential switch opening”. A ideia básica da metodologia é buscar uma configuração radial a partir da configuração malhada do sistema. Este procedimento é realizado passo a passo abrindo um laço de cada vez. Após executar um fluxo de carga malhado, o ramo que apresentar menor fluxo de corrente é aberto. Após cada abertura um novo cálculo de fluxo de potência deve ser executado para selecionar o próximo ramo a ser aberto. O algoritmo termina quando o sistema se torna radial.

Métodos heurísticos também foram explorados para a solução do problema de restauração por Morelato e Monticelli (1989) e Hsu et al. (1992). Morelato e Monticelli (1989) apresentaram uma estratégia de busca direcionada com a utilização de regras práticas (baseadas na experiência do operador) para resolver problemas como a restauração de sistemas. Os autores utilizam um processo de busca heurística em árvore de decisão binária, que permite percorrer o espaço de possibilidades do estado operacional do sistema. Para reduzir a dimensão da árvore de decisão é utilizado o conhecimento de domínio específico das características do problema e da topologia da rede, evitando uma explosão combinatorial e mantendo o problema dentro de um espaço de busca de dimensão gerenciável. Hsu et al. (1992) apresentaram uma heurística totalmente baseada na experiência dos operadores do sistema de distribuição. A estratégia de restauração consiste basicamente em analisar a capacidade de reserva dos alimentadores após a falta e restaurar o sistema de distribuição através de cálculos e tomadas de decisões comumente realizadas pelos operadores, porém com alta eficiência e baixo tempo de execução.

Borozan et al. (1995) utilizaram um método heurístico para determinar uma configuração com mínimas perdas resistivas nas linhas para aplicações em tempo real. Também dão um enfoque na ordenação e numeração dos nós da rede, sendo que isto é de grande importância para a eficiência da maioria dos métodos para o cálculo de fluxo de carga em redes radiais. O trabalho acrescenta aos trabalhos desenvolvidos na área com metodologias similares, a formação da matriz impedância de laço, reordenação parcial dos ramos da rede após chavear um ramo que pertence a um ou mais laços e reavaliação da matriz impedância de laço.

Outros métodos como “Simulated Annealing”, Algoritmos Genéticos, Sistema de Colônia de Formigas, Busca Tabu e “Particle Swarm” também foram experimentados para resolver o problema de reconfiguração/restauração de redes de distribuição. Embora o Simulated Annealing não seja um algoritmo de reconfiguração por concepção, Santander et al. (2005) propuseram uma variante deste método para resolver o problema de restauração. Reconhecida por evitar ótimos locais esta meta-heurística se mostrou extremamente eficiente alcançando ótimos resultados, entretanto foi necessário um alto tempo de processamento, limitando sua aplicação na solução de problemas em tempo real.

Hsiao e Chien (2000) apresentaram uma técnica de solução para o problema de restauração baseada em algoritmo genético combinado com lógica fuzzy. No trabalho, o problema é formulado considerando cinco funções objetivo e cada uma destas funções é modelada através de conjuntos fuzzy. Esta combinação traz à comprovada eficiência dos

algoritmos genéticos a real imprecisão encontrada na natureza, incorporada pelos conjuntos fuzzy. Toune et al. (2002) comparam a eficiência de três tipos de meta-heurísticas modernas destinadas à solução do problema de restauração. Para todas as técnicas (algoritmos genéticos, busca tabu, e uma implementação paralela de “simulated annealing”) os autores propõem uma única modelagem das variáveis de estado do problema e procedimentos de geração de configurações vizinhas. Ao longo do trabalho os autores realizam uma vasta comparação qualitativa e quantitativa entre as técnicas de otimização apresentadas. Ling et al. (2005) desenvolveram um modelo distribuído muito interessante para resolver o problema de restauração de redes de distribuição baseado no algoritmo de colônia de formigas. Utilizando recursos denominados “Agente de Barra Inteligente” e “Agente de Controle Inteligente” os autores criam regras segundo as características particulares do sistema elétrico de distribuição, onde cada agente tem uma função específica dentro do contexto da restauração. Presente em todos os ramos de interconexão, os BIAGs (Bus Intelligent Agents) são responsáveis pelas decisões heurísticas locais da restauração enquanto o ICAG (Intelligent Control Agent) coordena e avalia as soluções encontradas pelos agentes locais. Lambert-Torres et al.(2009) aplicaram a meta-heurística “Particle Swarm” no desenvolvimento de um algoritmo especializado capaz de resolver o problema de restauração de redes. Os autores assumem uma codificação binária e combinam os conceitos de cooperação e competição entre os agentes para obter as soluções.

O problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica, ainda que intensamente pesquisado ao longo dos anos, continua sendo uma linha de pesquisa ativa, pois ainda não há métodos de otimização eficientes com capacidade de propor a restauração de sistemas reais de distribuição de grande porte, atendendo as restrições do problema e com tempo computacional adequado para a tomada de decisão em tempo real.

Neste trabalho, o problema de restauração é abordado contemplando a presença de pequenos geradores dispersos ao longo do sistema de distribuição, denominada geração distribuída. Neste contexto, os trabalhos científicos ainda estão direcionados a modelar e analisar os benefícios, os efeitos e a confiabilidade dos sistemas de distribuição quando inseridos num cenário com microgeradores conectados em média ou baixa tensão.

Kundu (2008) apresentou uma visão geral sobre os geradores distribuídos (GDs), metodologias de conexão à rede, os impactos na estabilidade do sistema, os efeitos diante de faltas permanentes, os tipos de relés utilizados nas instalações, entre outras particularidades dos sistemas de geração distribuída. Gatta, Lauria e Masato (2003) analisaram o comportamento dinâmico de um sistema contendo microcentrais solares, eólicas, hidráulicas e

de cogeração, durante um defeito na rede. Os autores utilizam os estudos transitórios de tensões, correntes, ângulos de fase e frequência de geradores e linhas com objetivo de verificar a possibilidade de manter os GDs conectados à rede durante possíveis falhas.

Gomez e Morcos (2008) discutiram os aspectos da operação ilhada de geradores distribuídos considerando os pontos de vista das concessionárias de energia elétrica, dos proprietários dos geradores e dos consumidores, avaliando os benefícios e prejuízos a cada uma das partes. Ao final concluem que a operação ilhada com a utilização de controles adequados apresenta grande vantagem aos consumidores, garantindo um aumento da disponibilidade e melhoria da qualidade do produto, e tecnicamente aceitável para os geradores e distribuidoras de energia elétrica.

Chiradeja e Ramakumar (2004) propuseram uma metodologia integrada para quantificar os benefícios da inclusão da geração distribuída na rede de distribuição, considerando como indicadores deste benefício a melhoria do perfil de tensão, a redução das perdas elétricas e a redução de emissão de poluentes (através da substituição de usinas térmicas por fontes renováveis). Ochoa, Padilha-Feltrin e Harrison (2006) agregaram vários objetivos em uma função única para avaliar os impactos técnicos da geração distribuída. Outros autores avaliaram de maneira independente e mais detalhada cada um destes índices (LE et. al., 2007; QIAN et. al., 2008; KEANE et. al., 2010).

Embora muito tenha se debatido sobre as vantagens, os inconvenientes e os impactos causados pela alocação de geradores na rede, são poucos os trabalhos que tratam da restauração de sistemas de distribuição considerando a inclusão destes pequenos geradores. Os trabalhos que mais se destacam na área foram escritos por Pham, Bésanger e Hadjsaid (2009) e Tian, Zhang e Xu (2009). Partindo de um trabalho apresentado no IEEE PES 2006 General Meeting (PHAM et. al., 2006), Pham, Bésanger e Hadjsaid (2009) estabeleceram uma adaptação do algoritmo “branch and bound” para maximizar a potência fornecida pela rede de distribuição no caso de contingências, considerando a prioridade das cargas. A metodologia é dividida em três etapas: inicialmente as seções próximas aos GDs e às chaves de interconexão com outros alimentadores são restabelecidas; em um segundo momento, denominado “expansão” do sistema, seções vizinhas que operam de forma ilhada e possuem valores semelhantes de frequência, de nível de tensão e de ângulo de fase são interconectadas, e por fim as seções restantes são sincronizadas e interligadas. Tian, Zhang e Xu (2009) desenvolveram um algoritmo especializado baseado na meta-heurística “Particle Swarm” para minimizar o montante de potência sem fornecimento e as perdas do sistema após a restauração. Os autores transformam o problema multiobjetivo em um problema mono-

objetivo através do método de coeficiente de pesos. A metodologia foi testada em um pequeno sistema radial de treze nós e dois geradores distribuídos encontrando bons resultados.

1.4 Diretrizes gerais do desenvolvimento do trabalho

Neste trabalho, o problema de restauração de redes de distribuição é abordado contemplando a presença de pequenos geradores dispersos ao longo do sistema, conhecida como geração distribuída (GD). Para resolver o problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica de grande porte com geração distribuída são consideradas as novas tendências de modernização do setor: a digitalização e a automação de equipamentos e de procedimentos (inspeções visuais e manobras). Estas inovações são a chave para o processo de transição entre as redes de distribuição mais antigas, contendo apenas elementos passivos e operação manual, e as novas redes, com complexos sistemas de medição, telecomunicação e interação direta com os operadores do sistema.

Neste novo modelo de rede de distribuição devem-se considerar os princípios usuais do planejamento da operação e expansão das redes antigas – radialidade de parte do sistema de distribuição e operação simples – mas considerando a inserção das novas variáveis, isto é, a possibilidade de controle e monitoramento de todo sistema de distribuição. O controle remoto a partir do centro de operação da distribuição (COD) é possível após a digitalização dos antigos equipamentos analógicos, possibilitando a operação, através de compactos sistemas de monitoramento SCADA, de uma grande subestação ou de uma simples chave automática no final de um alimentador.

Um dos principais responsáveis pela automatização das redes de distribuição é o dispositivo denominado unidade terminal remota, ou simplesmente UTR. Este equipamento revolucionou a maneira como a operação era realizada em pontos de difícil acesso, de grande fluxo de pessoas ou distantes das subestações. Na realidade a UTR é um equipamento para controle e supervisão, geralmente, microprocessado, que fornece aos operadores o estado operacional e as principais informações dos equipamentos monitorados, contribuindo para uma maior disponibilidade no fornecimento de energia elétrica, a um baixo custo operacional. Conectada diretamente aos pontos que deverão ser supervisionados, a unidade monitora os sinais digitais e analógicos e coordena a operação de outros equipamentos (por exemplo, chaves automáticas) conectados a ela à distância, através de diversas tecnologias de comunicação: TCP-IP, GSM, VPN, satélite, fibra óptica, entre outros.

Alguns anos atrás para realizar manobras naqueles pontos de difícil intervenção era necessário deslocar uma ou mais pessoas até o local, dispor de ferramentas especiais em locais de difícil acesso ou interromper o fluxo de pessoas para garantir segurança à equipe de manutenção. Atualmente, com o uso das UTRs conectadas às chaves automáticas e/ou dispositivos de medição, é possível realizar manobras e supervisionar o(s) equipamento(s) de interesse por meio do sistema SCADA a partir de ações remotas do COD.

Permeado neste novo conceito de redes de distribuição, que busca garantir menores índices de indisponibilidade no fornecimento de energia elétrica e reduzir o tempo de atendimento às ocorrências, em caso de faltas permanentes, é proposta uma metodologia para solução do problema de restauração de redes de distribuição incluindo GDs. Nesta dissertação são considerados como GDs as fontes renováveis de energia eólica, solar (fotovoltaica) e microcentrais hidrelétricas, recursos que, provavelmente, serão os mais empregados, no futuro, para a geração de energia elétrica em pequena escala no Brasil. O problema de restauração é formulado como um problema de otimização multiobjetivo e para sua solução propõe-se uma técnica baseada na meta-heurística GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure), onde se procura, na fase de busca local, contemplar a natureza multiobjetivo do problema. Para ilustrar a eficiência da metodologia proposta e implementada computacionalmente são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir de testes realizados em um sistema real de distribuição de grande porte.

1.5 Organização dos capítulos

Esta dissertação está organizada, em seis capítulos e um apêndice. Neste capítulo introdutório são descritos, de forma geral, a importância e a necessidade de pesquisas na área de restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica, além de uma breve revisão bibliográfica sobre o assunto.

No capítulo 2 são apresentados os principais aspectos do problema de restauração e geração distribuída no contexto deste problema. Um enfoque é dado com relação à capacidade de conversão de energia e restrições dos geradores.

No capítulo 3 são apresentadas as funções objetivos, restrições e o modelo matemático proposto neste trabalho para o problema de restauração. O emprego de cada uma das funções objetivos e restrições é comentado e justificado.

No capítulo 4 a técnica destinada à otimização do problema é apresentada e discutida. Neste capítulo também são apresentados a metodologia de cálculo da ferramenta auxiliar de

fluxo de carga para redes radiais e o método de cálculo do carregamento dos transformadores de distribuição. São discutidas, adicionalmente, as estratégias de restauração e modos de operação dos geradores distribuídos em redes de distribuição.

No capítulo 5 os resultados obtidos para um sistema de distribuição real contendo aproximadamente 7400 barras e 46 chaves de manobra são apresentados.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões sobre o trabalho e propostas para trabalhos futuros.

No apêndice A é apresentada uma visão geral sobre a geração distribuída e as tecnologias no Brasil e no mundo.

Capítulo 2

Restauração de Redes e Geração Distribuída

Neste capítulo apresentam-se considerações gerais e necessárias para o completo entendimento do problema de restauração de redes de distribuição considerando geração distribuída. Na seção 2.1 o problema de restauração é apresentado e discutido. Na seção 2.2 os modelos de geradores distribuídos considerados neste trabalho são apresentados. Um enfoque é dado com relação à capacidade de conversão de energia e restrições destes geradores.

2.1 O problema de restauração de redes

2.1.1 Interrupções no fornecimento de energia elétrica

As interrupções no fornecimento de energia elétrica são caracterizadas pela redução da tensão terminal em circuitos de consumo a níveis bem próximos à zero. Entretanto não há uma convergência entre as entidades reguladoras a um único valor. Para o *European Committee for Electrotechnical Standardization* (CENELEC) valores de tensão menores que 1% da tensão contratada caracterizam interrupção (EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION - CENELEC, 2007), no entanto, para a ANEEL e o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS - IEEE), valores menores que 10% são suficientes para caracterizar falta do fornecimento (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2010; IEEE, 2009). Os níveis de tensão superiores a estes valores são normalmente denominados pelas instituições normalizadoras como afundamentos de tensão.

As interrupções no fornecimento são comumente divididas em função de seu tempo de permanência. Interrupções de curta duração são assim denominadas aquelas cujo tempo de não fornecimento não superam três minutos e geralmente subdivididas em momentâneas e temporárias (ANEEL, 2010; CENELEC, 2007). As demais interrupções, com tempo de permanência superior a três minutos, são chamadas de longa duração.

As interrupções de longa duração geralmente são as mais severas e não são restabelecidas rapidamente, normalmente são resultantes de falhas ou anomalias em

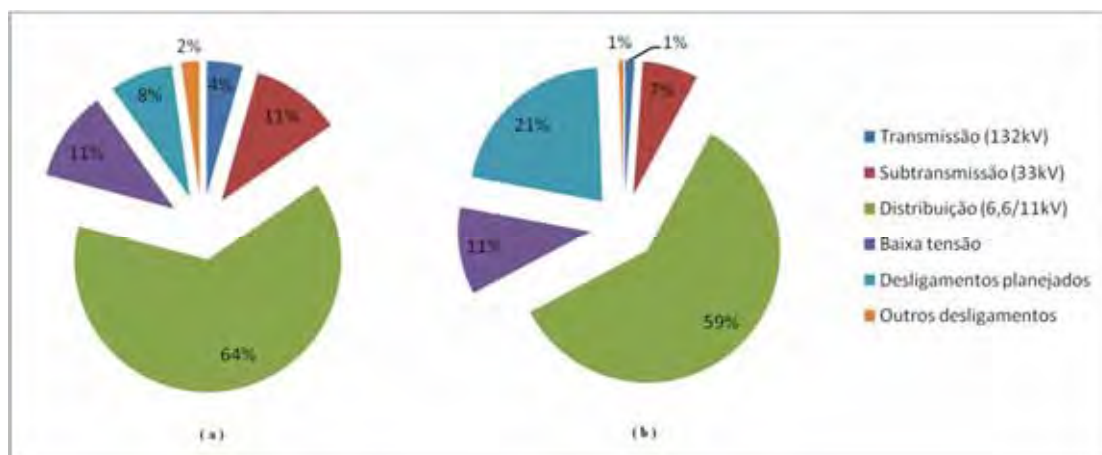
componentes da rede de distribuição e necessitam de algum tipo de intervenção para que o sistema volte a operar. Segundo Bollen (2000) existem apenas três diferentes causas para a atuação do sistema de proteção, são elas:

1. A ocorrência de falta, sobrecarga ou variações na frequência do sistema. A grande maioria das faltas em um sistema aéreo de distribuição de energia elétrica é transitória, geralmente curtos-circuitos fase-terra ou fase-fase, originados principalmente por descargas atmosféricas, contato momentâneo entre condutores, abertura de arco elétrico e materiais sem isolamento adequada (COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL, 2006), porém a maior parte das faltas trifásicas, com contato a terra ou não, não são eliminadas pelos dispositivos de proteção e culminam em faltas permanentes (GIGUER, 1988). Este tipo de falta é o responsável pelo maior tempo de indisponibilidade dos sistemas elétricos. Segundo Gers e Holmes (2004) *“aproximadamente 75 % de todo tempo sem fornecimento são devido às faltas em redes de distribuição”*.
2. Disparos acidentais decorrentes de avarias, má qualidade ou desgaste natural em partes mecânicas ou elétricas dos dispositivos de proteção (relés, disjuntores, religadores, seccionadores) ou coordenação incorreta do sistema de proteção;
3. Ações por parte do operador do sistema, tais como chaveamentos ou transferência de carga entre alimentadores realizados de maneira incorreta. Outras situações, como retirada planejada de um equipamento destinado a manutenção de rotina, também são incluídas como causadores de uma interrupção de longa duração, sem necessariamente ocorrer a atuação do sistema de proteção, mas por intervenção do operador do sistema de distribuição.

Um interessante que ilustra a contribuição de cada um dos setores de geração, transmissão e distribuição para interrupções nos sistemas de potência é realizado periodicamente pela *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM), entidade reguladora do setor elétrico no Reino Unido. Regularmente a OFGEM avalia e publica em relatórios os *indicadores de continuidade de serviço*¹ para cada um dos ramos do setor de energia elétrica.

¹ Atualmente existem muitos indicadores de continuidade de serviço, no entanto, os mais difundidos mundialmente são o SAIDI (System Average Interruption Duration Index) e SAIIFI (System Average Interruption Frequency Index). No Brasil, estes índices são denominados DEC (Duração Equivalente de

Na figura 2.1 está ilustrada a distribuição percentual dos índices de continuidade apurados pela OFGEM ao longo dos anos de 2000 e 2001.



Fonte: Adaptado de OFGEM, 2002.

Figura 2.1: (a) distribuição percentual média do número de interrupções e (b) distribuição percentual média de minutos sem fornecimento de energia elétrica, por consumidor, entre os diferentes subsistemas de potência, considerando o valor médio de medições apuradas em todas as companhias do sistema elétrico do Reino Unido entre os anos de 2000 e 2001.

Os estudos, como os realizados pela OFGEM, comprovam estatisticamente a afirmação de Gers e Holmes (2004) e incluem o seguimento de distribuição como o responsável pela maior contribuição nas interrupções de fornecimento de energia elétrica, apontando a grande necessidade de investimentos em pesquisas de novos equipamentos e procedimentos operacionais com a finalidade de reduzir esta participação.

Existem diversas maneiras de reduzir os valores encontrados pelos indicadores de continuidade. O número de interrupções equivalente por consumidor, ou FEC, pode ser minimizado, por exemplo, através do planejamento correto da operação e da expansão do sistema de distribuição aliado a programas adequados de manutenção de equipamentos da rede, poda de árvores, etc. No entanto, uma vez iniciada uma interrupção é necessário restabelecer o fornecimento aos consumidores afetados o mais breve possível, garantindo assim, uma redução da duração equivalente da indisponibilidade por consumidor, ou DEC.

Para redução do tempo de indisponibilidade é necessário o investimento em todas as etapas do problema de restauração, desde a identificação do local ou região em falta até o

completo restabelecimento do sistema. Na seção seguinte são ilustradas todas as etapas inerentes ao problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica.

2.1.2 Etapas do problema de restauração de redes

A maioria dos sistemas de distribuição é projetada para operar de forma radial, assim, para uma determinada configuração, o sistema possui um conjunto de circuitos que estão energizados, formando uma topologia radial chamada de árvore do ponto de vista da teoria de grafos. Por outro lado, os circuitos que não estão energizados são chamados de ramos de ligação, e uma troca adequada de um ramo de ligação com um ramo da árvore gera uma nova configuração radial. Uma falha ou curto-circuito em um determinado ponto da rede faz com que um dispositivo de proteção a montante do defeito atue, deixando toda carga (consumidores) conectada a partir daquele ponto sem fornecimento de energia elétrica. A partir deste momento deve ser iniciado o processo de restauração do sistema.

Geralmente, o restabelecimento de um sistema de médio ou grande porte é caracterizado por uma grande sequência de eventos e difíceis tomadas de decisão. Inicialmente, alertas indicando que parte do sistema de distribuição se encontra sem fornecimento são emitidos por softwares especialistas conectados ao sistema SCADA, caso existam, por meio do sistema de atendimento às reclamações dos consumidores (ANEEL, 2010) ou detectados pelos operadores do COD por meio do monitoramento da demanda das subestações. Este é o primeiro passo para a restauração de qualquer sistema de distribuição de energia elétrica: identificar a região afetada pela falta, isto é, o conjunto de cargas que foram desenergizadas pela atuação dos dispositivos de proteção a montante do defeito.

A próxima etapa é localizar a seção² exata ou uma região³ aproximada em que ocorreu o defeito e isolá-la do restante da região afetada pela falta. Novamente, pode-se utilizar algum software dedicado interligado ao sistema SCADA para estimar o local da falta (PEREIRA; DA SILVA; MANTOVANI, 2008) ou realizar uma busca ao longo da rede de distribuição

² O termo “seção” é utilizado neste trabalho para referir a um conjunto de trechos de rede, contendo ou não equipamentos comuns aos sistemas elétricos (transformadores, banco de capacitores, etc), compreendido(s) entre dois ou mais dispositivos que possam ser utilizados para manobras.

³ O termo “região” é utilizado ao longo deste trabalho para referir a uma seção ou um conjunto de seções quando de maneira imprecisa ou quando não se tem conhecimento da seção ou seções exatas cujas deveriam ser referidas.

através de uma inspeção visual para localizar o ponto de defeito. Este processo é denominado localização de faltas.

A última etapa do problema de restauração de redes consiste em, conhecendo a seção ou região que deve ser isolada, apresentar uma ou mais propostas de restabelecimento ao operador do sistema de distribuição que restaure o maior número possível de consumidores, ou cargas, afetadas pela falta. Após estabelecer o plano de manobras, o operador do COD poderá optar por realizá-las remotamente, caso a rede de distribuição contenha dispositivos de seccionamento telecomandados ou operando por meio de uma UTR, ou, ainda, coordenar as manobras a serem executadas em campo. Esta última etapa, ou seja, o planejamento das manobras necessárias para a restauração do sistema, normalmente é realizada com auxílio de uma ferramenta de software devido ao grande número de cálculos e/ou processos iterativos envolvidos, e genericamente denominada na literatura por *restauração*. Na figura 3.2 são ilustradas todas as etapas envolvidas no problema de restauração de redes.

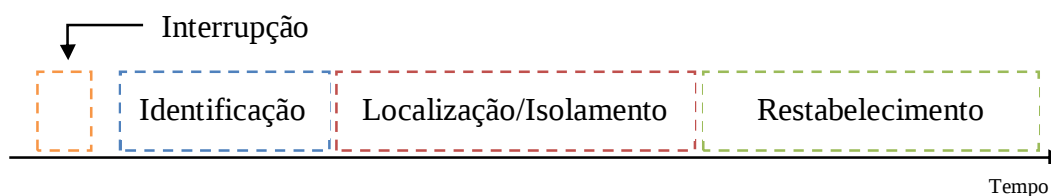


Figura 2.2: Etapas do problema de restauração de redes.

Os tempos envolvidos em cada etapa do processo de restauração estão, proporcionalmente, em consonância com a figura 2.2, ou seja, normalmente o processo que necessita menor tempo está relacionado com a identificação da região afetada e os mais demorados relacionados com a localização, isolamento e o restabelecimento do sistema. Nesta última etapa são concentrados os maiores esforços para a solução do problema, devido às complexas tomadas de decisões envolvidas, análise minuciosa das restrições do problema, que se não avaliadas cuidadosamente podem culminar na interrupção do fornecimento de outras regiões do sistema não afetadas pela falta, ou até mesmo na interrupção de todo o sistema, além da possibilidade de ocorrer graves prejuízos tanto em recursos materiais quanto danos às pessoas, caso alguma ação errada ou imprudente seja realizada.

Com o objetivo de auxiliar o tomador de decisão diante de complexos cenários, em situações reais e interrupções imprevistas, ou contribuir para a elaboração do planejamento da operação dos sistemas de distribuição, este trabalho é destinado a solucionar a terceira etapa do problema de restauração, isto é, conhecendo a seção ou região atingida pela falta

permanente, apresentar uma ou mais propostas de restabelecimento ao operador do sistema de distribuição que garantam, ao longo do período em que a rede se encontra sob o *estado restaurativo*⁴, o atendimento as restrições de operação do sistema elétrico e minimizando o número de consumidores sem fornecimento de energia elétrica.

2.2 A Geração Distribuída

A constante utilização dos recursos não renováveis (principalmente gás natural, carvão mineral e petróleo) e o aumento da exploração dos recursos hídricos existentes para a geração de eletricidade vêm diminuindo as opções de instalações de novas unidades geradoras de grande porte e aumentando a preocupação de muitos estudiosos sobre o futuro da expansão dos sistemas elétricos em todo o mundo (REN21, 2009). Atualmente a grande maioria dos países apresenta como a melhor alternativa para este impasse a utilização de pequenos geradores alocados próximo aos pontos de consumo, a denominada geração distribuída (GD), e investem massivamente nesta possibilidade. No Brasil não é diferente, são muitos os incentivos legais e fiscais para a implantação destas pequenas usinas, geralmente, provenientes de fontes de energias renováveis.

O conceito de GD ainda não está muito claro e apresenta divergências em sua definição. Para a “Public Utility Commission of Texas” (PUCT), a entidade que regula o setor elétrico no estado norte americano, um gerador distribuído (renovável) é um “*equipamento de tecnologia renovável de geração de energia elétrica com capacidade menor ou igual que 2 MW e instalado ao lado do medidor que corresponde ao consumidor*” (PUCT, 2009), no entanto, no entendimento da Secretaria de Estado do Reino Unido, a máxima capacidade destes geradores não deve ultrapassar 5 MW (UNITED KINGSTON, 2008). No Brasil, a regulação da GD ainda não está muito bem definida. A ANEEL caracteriza a geração distribuída como “*centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS*” (ANEEL, 2010). Embora a maneira de caracterizar ou incentivar a implantação das pequenas fontes geradoras possa ser diferente em cada país, é certo que a penetração dos GDs deve aumentar, e muito, nos próximos anos, seja estimulada

⁴ Neste trabalho denominar-se-á “estado restaurativo” o estado que se encontra o sistema de distribuição durante o intervalo de tempo compreendido entre o restabelecimento e o retorno ao seu estado normal de operação.

por meio de tratados internacionais de redução da emissão de gases à atmosfera, como o Protocolo de Kyoto (1988) ou Conferência de Copenhague (2009), seja pela redução de oferta e consequente aumento de preços dos combustíveis fósseis, ou pela indisponibilidade de área suficiente para explorar os recursos hídricos remanescentes.

Devido a estes obstáculos, a cada ano, a tecnologia de equipamentos destinados à geração de energia elétrica à base de fontes renováveis de pequeno porte é aperfeiçoada. Atualmente, as principais tecnologias e fontes de energia em estudo ou em operação que podem ser utilizadas na GD são:

- Biomassa;
- Biocombustíveis;
- Células combustíveis;
- Energia solar (células fotovoltaicas e centrais térmicas);
- Energia hidráulica (incluindo ondas e marés);
- Energia eólica;
- Fontes geotermiais.

Neste trabalho, é dada ênfase ao problema de restauração de redes de distribuição que possam ter, eventualmente, instalados geradores que utilizam energias provenientes das seguintes fontes: hidráulica, devido ao crescente incentivo para a instalação de microcentrais hidrelétricas no norte do país (sistema isolado); eólica, motivado pela realização do 2º leilão de energia de reserva, específico para contratação de energia elétrica proveniente de fonte eólica, realizado pela CCEE dia 14 de dezembro de 2009 e promovido pela ANEEL (BRASIL, 2009), o qual foram negociados 753 MW médios; e solar pela tendência mundial à utilização deste tipo de recurso. No apêndice A, apresenta-se um estudo mais aprofundado sobre o tema, onde é fornecida uma visão geral sobre o estado da arte das fontes de geração distribuída e suas tecnologias, no Brasil e no mundo, e que complementa esta seção.

2.2.1 Energia hidráulica – Microcentrais Hidrelétricas

As pequenas centrais hidrelétricas foram os primeiros empreendimentos a gerar eletricidade com potência suficiente para iluminar uma cidade a um baixo custo operacional. Inicialmente, destinadas exclusivamente à iluminação pública e doméstica, serviços de utilidade pública, como o transporte de pessoas e pequenas máquinas motrizes industriais,

estas usinas impulsionaram a economia brasileira entre o final do século XIX e início do século XX. No entanto, o crescente processo de industrialização e o aumento da concentração populacional em centros urbanos pôs fim à era das pequenas centrais hidrelétricas, sendo inevitável a construção de grandes empreendimentos para atender ao aumento de carga instalada no país.

Se no início da história da eletricidade no Brasil as micro e pequenas centrais hidrelétricas participaram como fatores fundamentais na expansão do setor elétrico, atualmente são utilizadas como fonte alternativa à geração convencional (grandes hidrelétricas e termoeletricas).

Caracterizadas por possuírem potência instalada igual ou inferior a 1000 kW, as centrais geradoras hidrelétricas (CGHs), e as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), caracterizadas por possuírem potência instalada superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinadas à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma e com reservatórios de área inferior a 3,0 km², são uma fonte atrativa ao crescimento da oferta de energia elétrica de forma descentralizada no país (ANEEL, 2003, 2003a). A atratividade destas usinas fundamenta-se, principalmente, por suas características de menores impactos ambientais, quando vistas isoladamente, menores volumes de investimento e maiores incentivos legais.

A tecnologia dos equipamentos de geração das pequenas usinas é semelhante àquela utilizada em grandes centrais hidrelétricas. Nas CGHs de baixa potência (até 100 kW) é comum a utilização de geradores assíncronos, ou até mesmo o uso de motores de indução operando como geradores. Neste caso, assim como acontece em pequenos sítios eólicos, a produção de potência ativa é determinada pela quantidade de potência mecânica entregue pela turbina ao gerador, há necessidade de capacitores externos para magnetizar a máquina e não há a possibilidade de operar desconectado da rede. Nas PCHs e CGHs de maior porte há o consenso da utilização de geradores síncronos.

As turbinas do tipo Francis, Pelton, Kaplan e Hélice são geralmente empregadas nos pequenos sítios geradores hidráulicos. No entanto, assim como acontece com as grandes usinas hidrelétricas, a opção por um ou outro modelo é definida de acordo com as características de altura de queda, vazão e rotação do conjunto turbina-gerador.

Capacidade de conversão de energia

A potência hidráulica que é, naturalmente, liberada quando a água escoar através de um desnível topográfico é dada, em watts, por

$$P_u = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \quad 2.1$$

em que ρ é a massa específica da água em (kg/m^3), g a aceleração da gravidade local (m/s^2), H a *altura bruta*⁵ da queda d'água (m) e Q a vazão de água (m^3/s). No entanto, as perdas hidráulicas nos condutos de adução e as perdas durante a conversão de energia nas turbinas reduzem o montante de energia disponível ao gerador. A potência útil por sua vez pode ser escrita, em watts, por

$$P_u = \rho \cdot g \cdot H_L \cdot Q \cdot \eta \quad 2.2$$

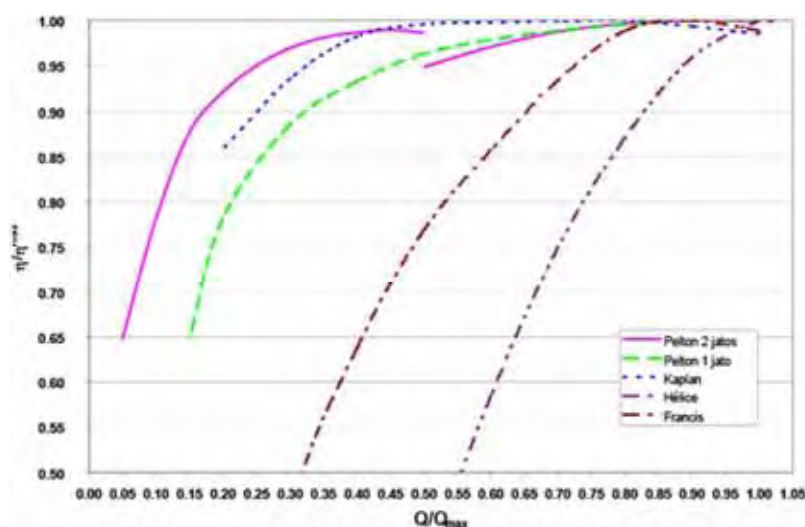
em que η é o rendimento global da conversão hidráulica e a H_L representa a altura líquida da queda d'água (m), ou seja, a altura bruta descontadas as perdas hidráulicas nos condutos de adução devido a rugosidade, curvas, válvulas e ao acoplamento de tubos de diferentes diâmetros.

O rendimento da conversão hidráulica depende exclusivamente do modelo da turbina e seu comportamento hidrodinâmico. Em geral, as turbinas de reação, tais como as do tipo Kaplan e Pelton possuem valores de máximo rendimento superiores àqueles encontrados nas turbinas de impulso. A associação europeia de pequenas fontes hidráulicas (European Small Hydropower Association – ESHA) publicou, em 2004, um guia contendo os rendimentos mais comuns para as pequenas turbinas assim como sua variação em função da vazão que flui através de suas pás. Na tabela 2.1 e na figura 2.3 são ilustrados os valores máximos de eficiência encontrados em pequenas turbinas e sua respectiva variação em função da vazão que flui através das pás.

Tabela 2.1: Máxima eficiência de pequenas turbinas hidráulicas.

Modelo da turbina	Máxima eficiência (%)
Hélice	91
Kaplan	93
Francis	94
Pelton	89
Turgo	85

⁵ Altura bruta é definida pela diferença de nível, em metros, entre a tomada d'água e a casa de máquinas.



Fonte: Adaptado de ESHA, 2004.

Figura 2.3: Variação da máxima eficiência de pequenas turbinas hidráulicas.

Como pode ser observado na figura acima, o rendimento em todos os modelos de turbina diminui com a redução da vazão, no entanto, cada tipo em particular necessita de um volume mínimo de água para se manter em funcionamento. Na tabela 2.2 são ilustrados os níveis mínimos de vazão para manter a continuidade da operação das micro e pequenas centrais hidrelétricas.

Tabela 2.2: Vazão mínima para continuidade da operação.

Modelo da turbina	$Q_{min}/Q_{nominal}$ (%)
Hélice	75
Kaplan	15
Francis	50
Pelton	10
Turgo	20

Fonte: Adaptado de ESHA, 2004.

Neste trabalho serão consideradas apenas as centrais geradoras hidrelétricas (menos de 1 MW) com turbinas Kaplan, Pelton ou Francis acopladas a geradores síncronos e com controlador de velocidade ou regulador de carga. As turbinas Kaplan, Pelton e Francis foram escolhidas porque são empregadas na maioria dos projetos de pequenos geradores e existem turbinas disponíveis desde poucos kW até a faixa de muitos MWs. A escolha dos geradores síncronos, em opção aos de indução, é motivada pela possibilidade de controle de tensão nas regiões próximas à sua instalação. A necessidade de controladores de velocidade, ou de carga, é essencial no caso destes geradores operarem de forma ilhada.

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho, a equação 2.2 será utilizada para estimar a potência máxima de saída das CGHs, e a tabela 2.1 em conjunto com a figura 2.3 serão empregadas para realizar o cálculo do rendimento das turbinas hidráulicas. A tabela 2.2 será utilizada como restrição no modelo desenvolvido no capítulo 4.

2.2.2 Energia eólica

A energia eólica pode ser considerada uma das fontes limpas e renováveis mais promissoras para a geração de energia elétrica atualmente. O recente interesse por esta fonte de energia elétrica é resultado da possibilidade de instalar grandes centrais geradoras (da ordem de dezenas de MW), tanto em parques terrestres quanto marinhos, e da dominada tecnologia de produção de geradores e turbinas eólicas, e, por este motivo, a capacidade instalada mundial de aerogeradores cresceu mais de 11 vezes entre os anos de 1997 e 2007, passando de apenas 7,5 MW a 93,8 MW (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION - WWEA, 2009).

Embora a evolução tecnológica possibilitou o desenvolvimento de aerogeradores maiores e mais robustos, é possível encontrar geradores de pequeno porte, destinados à utilização doméstica e/ou pequenos sítios geradores. Sagrillo e Woofenden apresentam e comparam turbinas eólicas presentes no mercado internacional com potências entre 1 e 1.000 kilowatts (SAGRILLO; WOOFENDEN, 2009).

Localizados em pontos estratégicos dos sistemas de distribuição, ou até mesmo dispersos em unidades industriais, comerciais ou residenciais, estes geradores podem contribuir para garantir o fornecimento de energia elétrica em horários de pico e manter a disponibilidade do sistema de distribuição em casos de falhas casuais, operando, junto a um conjunto de cargas, de forma ilhada. No entanto, alguns dos principais inconvenientes deste tipo de geração é a baixa previsibilidade da potência gerada, ocasionada pela não constância dos ventos e a utilização de geradores de indução. Os geradores de indução do tipo gaiola de esquilo (GIGE) podem ser conectados diretamente à rede de distribuição e operar a velocidade fixa ou utilizar conversores baseados em eletrônica de potência para conexão com a rede e operar com velocidade variável. No entanto, quando não são utilizados em conjunto com dispositivos de eletrônica de potência exigem a utilização de capacitores externos para compensação dos reativos, de mecanismos que reduzam sua corrente durante a entrada em operação e não são capazes de controlar o fluxo de potência ativa. Esta última característica exclui o emprego do GIGE em situações eventuais, ou planejadas, que requeiram seu uso de

forma ilhada e limita sua utilização em sítios geradores que se mantêm permanentemente conectados aos sistemas em que operam.

Uma solução mais cara, porém eficiente, envolve a utilização de geradores síncronos, conectados à rede por meio de conversores estáticos e com controle de velocidade das pás. O controle da velocidade das pás é fundamental para garantir a integridade da turbina durante rajadas de alta velocidade, manter sua velocidade angular dentro de níveis seguros ou ajustar a potência de saída da turbina. As principais técnicas de controle de velocidade para turbinas são: estol, estol ativo e controle de ângulo de ataque ⁶.

As turbinas com controle de ângulo de ataque que movimentam geradores síncronos conectados à rede através de conversores estáticos são as que mais se adéquam ao escopo deste trabalho, pois possuem controle de potência ativa e reativa, são capazes de limitar a potência de curto-circuito (em caso de falta), podem operar com baixo carregamento e de forma ilhada (BLAABJERG; CHEN, 2006). No entanto, a modelagem adotada neste trabalho para o problema não exclui a possibilidade de utilização dos geradores de indução como uma maneira de garantir suporte de energia ativa e reativa, aumentando a capacidade de reserva dos alimentadores a eles conectados.

Capacidade de conversão de energia

A potência mecânica, em watts, que pode ser extraída do vento por uma turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento e dada por

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \cdot C_p \quad 2.3$$

em que ρ é a densidade do ar, A a área de cobertura das pás da turbina, U a velocidade do vento e C_p é o coeficiente que representa a eficiência das pás do rotor. Na realidade este coeficiente depende de duas variáveis de características aerodinâmicas: o ângulo de pitch, determinado pela inclinação das pás, e a relação λ , que representa uma *relação entre a velocidade de ponta da pá e a velocidade do vento*, um parâmetro de projeto.

O ângulo de inclinação das pás pode ser variável em diferentes condições atmosféricas e, conseqüentemente, o coeficiente C_p pode ser uma variável em função da velocidade de

⁶ Nas referências citadas em inglês (PATEL, 1999; BLAABJERG; CHEN, 2006) as técnicas de controle de velocidade são designadas por “stall”, “active stall” e “pitch controled”, respectivamente.

vento. Para simplificar a determinação da potência de saída do conjunto turbina/gerador, sob diferentes condições, é comum os fabricantes de aerogeradores apresentarem através de gráficos a potência de saída do conjunto em função da velocidade do vento no eixo da turbina, no caso de turbinas de pás fixas, ou um gráfico de potência máxima de saída em função da velocidade do vento, no caso de turbinas com controle de pitch. Na figura 2.4 são apresentadas as curvas de potência máxima de saída dos dois aerogeradores considerados neste trabalho.

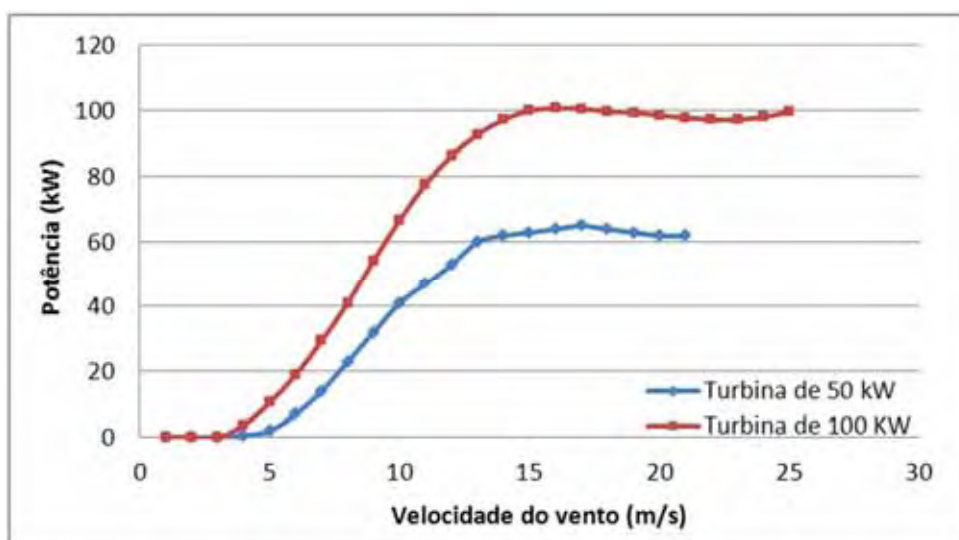


Figura 2.4: Curvas de potência máxima de saída para os aerogeradores considerados.

O primeiro é equipado com gerador síncrono trifásico de 50 kW, uma turbina horizontal de três pás com controle de pitch ativo. As velocidades de *cut-in* e *cut-off*⁷ estão apresentadas na figura acima e valem, respectivamente, 4,0 e 22,4 m/s. O rotor possui diâmetro de 15 m e a torre que o sustenta mede 31 m (ENTEGRITYWIND, 2010).

O segundo aerogerador também é do tipo síncrono trifásico conectado a uma turbina horizontal de três pás e controle de pitch ativo, porém apresenta uma potência nominal de 100 kW. As velocidades de *cut-in* e *cut-off* valem, respectivamente, 3,5 e 25,0 m/s. O rotor possui diâmetro de 21 m e a torre que o sustenta mede 37 m (NORTHWINDPOWER, 2009).

⁷ Cut-in e cut-off são, respectivamente, a velocidade do vento mínima necessária para que a produção de energia elétrica em uma turbina eólica se inicie e a máxima velocidade do vento cuja é produzido eletricidade. Para velocidades superiores a de cut-off os dispositivos de freio da turbina são acionados e a turbina desligada.

A velocidade do vento versus altura

Bem acima do nível do solo, a uma altura igual ou maior a aproximadamente um quilômetro, o vento é pouco influenciado pelos objetos presentes na superfície da terra. No entanto, nas camadas inferiores da atmosfera a velocidade dos ventos é diretamente afetada pelo atrito com a superfície da terra.

Na realidade, a velocidade do vento é diferente nas diferentes camadas atmosféricas, formando, o que os reólogos denominam gradiente de velocidade. Bem próximo ao solo, seu valor é zero e cresce com o aumento da altura até uma camada limite, onde não são mais influenciadas pelo efeito viscoso do ar. Na figura 2.5 é ilustrada o gradiente típico de velocidade de um escoamento viscoso e não turbulento, como o comumente apresentado pelos ventos sobre um grande lago sem ondas.

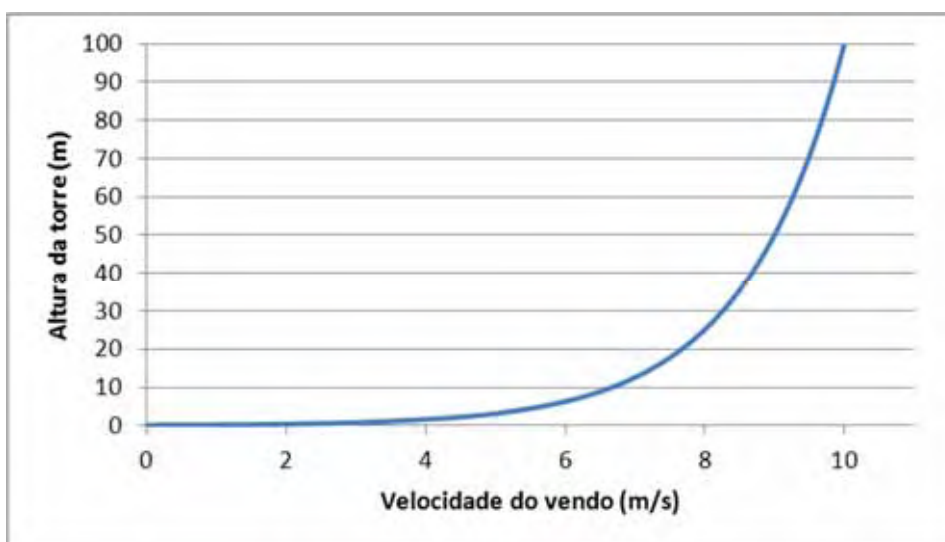


Figura 2.5: Comportamento da velocidade do vento em função da altura.

A rugosidade do terreno é outro um fator que influencia o comportamento da velocidade dos ventos abaixo da camada limite. Áreas de florestas e cidades bem urbanizadas possuem uma rugosidade muito elevada e, portanto, diminuem muito a velocidade do vento próximo à superfície, quando comparadas, por exemplo, com as áreas planas de pistas de pouso em aeroportos. Estes acidentes geográficos alteram a altura em que a velocidade é considerada nula e, conseqüentemente, o gradiente de velocidade do local. Na indústria eólica é comum atribuir classes para os diversos níveis de rugosidade de diferentes superfícies. As altas rugosidades são inseridas nas classes 3 e 4, referindo-se a paisagens compostas de muitas árvores e edifícios, e as superfícies marinhas enquadram-se na classe 0. Na tabela 2.3 é

ilustrado o conjunto de classes e valores adotados durante a elaboração do Atlas Eólico Europeu (DWIA, 2010).

Tabela 2.3: Classes e comprimentos de rugosidade.

Classe de rugosidade	Comprimento de rugosidade (m)	Tipo do terreno
0	0,0002	Superfície marinha
0,5	0,0024	Terreno completamente aberto com superfície lisa. Ex: pistas de aeroportos, relva, etc.
1,0	0,03	Área agrícola aberta sem cercas e com edificações bastantes dispersas. Colinas suavemente arredondadas.
1,5	0,055	Áreas agrícolas com algumas edificações e quebra ventos de 8 metros de altura à distância aproximada de 1250 m.
2,0	0,1	Áreas agrícolas com algumas edificações e quebra ventos de 8 metros de altura à distância aproximada de 500 m.
2,5	0,2	Áreas agrícolas com algumas edificações e quebra ventos de 8 metros de altura à distância aproximada de 250 m.
3,0	0,4	Povoados, pequenas cidades, terreno agrícola, bosques, terrenos acidentados ou muito desigual.
3,5	0,8	Grandes cidades com altos edifícios.
4,0	1,6	Metrópoles com altos edifícios e arranha-céus.

Fonte: Adaptado de DWIA, 2010.

O estudo de como varia a velocidade dos ventos com relação à altura é essencial para estimar, a partir de medições de estações meteorológicas, por exemplo, a velocidade dos ventos a uma altura superior ou inferior à altura de medição. Segundo DNV e RISØ (2010), a velocidade dos ventos a uma altura conhecida acima, ou abaixo, do ponto de medição pode ser encontrada a partir da equação 2.4.

$$v = v_{ref} \cdot \frac{\ln(z / z_0)}{\ln(z_{ref} / z_0)} \quad 2.4$$

em que v_{ref} é a velocidade de referência mensurada a uma altura z_{ref} em relação ao solo, colhida, por exemplo, de uma estação meteorológica, z é a altura em cuja altitude se deseja determinar a velocidade do vento, por exemplo, a altura da torre de um aerogerador, e z_0 é o comprimento de rugosidade do solo, em metros, encontrado na tabela 2.3.

Neste trabalho, a velocidade do vento utilizada para o cálculo da potência de saída em cada modelo de turbina eólica considerado será corrigida segundo a equação 2.4 e a respectiva altura da torre, para incorporar ao modelo a diferença de velocidade entre o ponto medição (estação meteorológica) e aquela realmente experimentada pela turbina eólica.

2.2.3 Energia Solar – Células Fotovoltaicas

A geração de energia elétrica a partir de células fotovoltaicas é a tecnologia renovável com maior crescimento nos últimos cinco anos. A capacidade instalada mundial está aumentando de forma geométrica, a uma taxa de, pelo menos, 50 % ao ano (REN21, 2009). O país que lidera o ranking de crescimento é a Espanha, que instalou, durante o ano de 2008, 2,6 GW, seguido da Alemanha (1,5 GW), Estados Unidos (310 MW), Coreia do Sul (200 – 270 MW), Japão (240 MW) e Itália (200 – 300 MW).

No Brasil esta tecnologia ainda não possui grande expressividade. Segundo a ANEEL (2008), a participação do sol na matriz energética nacional é bem reduzida, tanto que não chega a ser citada na relação de fontes que integram o Balanço Energético Nacional, edição de 2008. Entretanto, acredita-se em uma lenta, porém significativa, inserção desta fonte à matriz energética nacional ao longo dos próximos anos. Esta afirmação pode ser comprovada através dos incentivos fiscais e comerciais concedidos pelo governo federal aos possíveis investidores, tais como redução da tarifa de encargos de rede e garantia de contratos por longos períodos, além dos projetos pilotos realizados por empresas estatais, ou controladas por elas, com o objetivo de aumentar a visibilidade e a necessidade social e ambiental de implantação dos parques solares.

Neste sentido, o projeto mais relevante, atualmente, está localizado na cidade de Florianópolis (SC) e denominado “Megawatt Solar”, uma parceria entre a ELETROSUL, sua controladora ELETROBRÁS, a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e outras instituições. O projeto prevê a instalação de 1 MW em placas solares a serem implantadas nos telhados do edifício da ELETROSUL e nos estacionamentos de veículos – algo em torno de 8 mil metros quadrados cobertos por placas solares – e deverão gerar aproximadamente 137 kW médios (ELETROSUL, 2009).

Os únicos entraves à larga utilização da energia solar são os custos de implantação, que ainda são relativamente altos quando comparados com as fontes convencionais (hidro ou termo derivadas) ou algumas renováveis (eólica ou biomassa), e a baixa eficiência dos módulos fotovoltaicos, com rendimento médio em torno de 15 %. Ainda assim, há clara indicação que a energia proveniente do sol será amplamente utilizada no futuro, no Brasil e no mundo, como complemento às fontes geradoras convencionais.

Capacidade de conversão de energia

A capacidade de conversão de energia solar em energia elétrica depende essencialmente da tecnologia empregada durante a fabricação das placas fotovoltaicas e de sua temperatura de operação. No entanto, a tecnologia empregada na fabricação, ou seja, os tipos de materiais e sua composição, é um fator que influencia diretamente na eficiência e, conseqüentemente, na potência gerada pela placa em diferentes situações ambientais. Na figura a seguir são ilustrados modelos de curvas I-V de placas de 200 W e exemplificam a dependência da potência gerada em função da temperatura da placa e radiação solar.

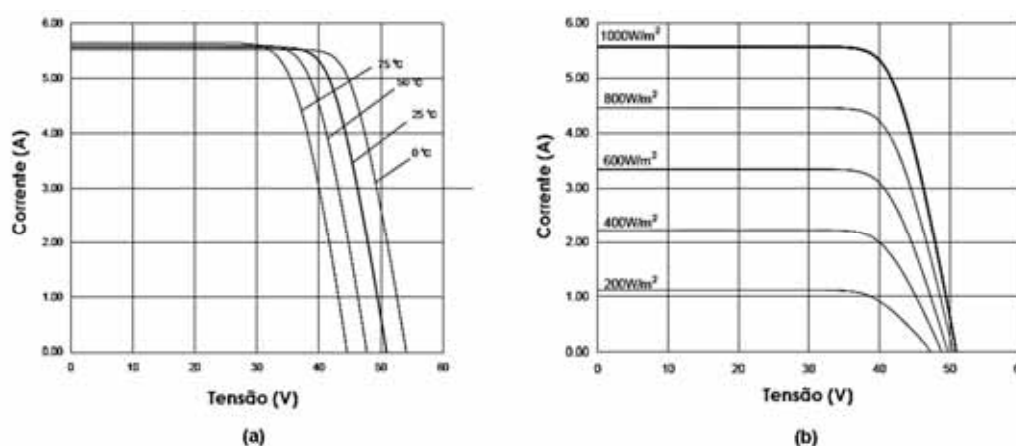


Figura 2.6: Exemplo de dependência das curvas I-V de placas fotovoltaicas (200 W). (a) dependência em função de sua temperatura de operação, (b) dependência em função da radiação solar.

Para a determinação da máxima potência de saída de células fotovoltaicas existem diversas metodologias e todas elas podem ser organizadas em duas categorias principais: os métodos analíticos e os métodos estatísticos. Os métodos analíticos são baseados no cálculo da potência máxima instantânea das curvas I-V em determinadas condições padrões, por exemplo, a *standard test conditions* (STC) realizadas em ambiente controlado com radiação igual 1000 W/m^2 e temperatura das células de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. A segunda categoria é composta de análises estatísticas realizadas através de regressões que podem incluir variáveis de entrada como radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento.

Enquanto a determinação da eficiência ou potência de saída de painéis solares por métodos analíticos são aplicáveis a qualquer célula ou módulo fotovoltaico, independentemente de tecnologia e fabricante, se faz necessário o conhecimento de inúmeras variáveis de projeto, por exemplo, corrente de curto circuito e circuito aberto do módulo, corrente de saturação, resistência série e paralela de cada célula, entre outras. Por outro lado,

os métodos estatísticos não são aplicáveis genericamente a qualquer modelo ou tecnologia de painel, por necessitarem, a cada um(a), exaustivos testes e uma base de dados com bons índices de correlação para determinação dos parâmetros de regressão. Skoplaki e Palyvos (2009) realizaram uma extensa revisão bibliográfica sobre os métodos existentes para determinação da eficiência e potência de saída de painéis solares através de métodos aproximados, analíticos e estatísticos.

Menicucci e Fernandez (1988), Al-Sabounchi (1998), Marion (2002) e Fuentes et al. (2007) propõem equações semelhantes e aproximadas para determinação da máxima potência entregue por módulos solares cujas únicas variáveis de entradas são os valores de radiação e temperatura instantânea comparados com testes realizados nas condições padrões (STC). Segundo os autores a relação entre as variáveis é dada por

$$P_{MAX} = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T - T_{STC})] \quad 2.5$$

em que P_{STC} é a potência máxima, em watts, gerada pelo módulo quando submetido à radiação G_{STC} e temperatura do módulo T_{STC} padrão do teste STC⁸. O fator de correção de temperatura para potência é representado por γ e admitido entre o intervalo $-0,005 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ a $-0,003 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ (MENICUCCI; FERNANDEZ, 1998; FUENTES et. al., 2007). As variáveis da equação são a temperatura instantânea do módulo T ($^{\circ}\text{C}$) e a irradiação no plano inclinado G (W/m^2). A máxima potência gerada pelo módulo (P_{STC}) é, comumente, igual à potência nominal anunciada pelos fabricantes e consta na folha de dados do produto (*datasheet*). O fator de correção de temperatura para a potência (γ) também é encontrado na folha de dados.

O conhecimento da máxima potência de saída é fundamental para se determinar o montante máximo que pode ser fornecido pelo gerador distribuído à rede de distribuição quando conhecida (ou estimada) a temperatura e a radiação solar.

⁸ As condições padrões de teste, ou *Standard Test Conditions*, são descritas na literatura por estabelecer a temperatura de $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ no módulo, irradiação constante de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ e espectro solar classe AM 1.5.

Capítulo 3

Formulação do Problema de Restauração

O problema de restauração consiste em restabelecer o máximo da carga e/ou consumidores que estão fora de serviço, no menor intervalo de tempo possível, devido às contingências nos sistemas de distribuição. No entanto, após o restabelecimento, o sistema deve manter a qualidade do produto e garantir uma operação segura, isto é, evitar novas interrupções devido às sobrecargas no sistema durante o intervalo de tempo necessário para efetuar os reparos na rede, além de manter a radialidade, característica inerente dos sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica.

Embora na definição do problema fique evidente apenas um objetivo, ou seja, minimizar o percentual da carga fora de serviço, a literatura especializada experimentou ao longo dos anos inúmeros modelos matemáticos. Normalmente, o problema é considerado multiobjetivo e todos os objetivos são agregados por meio da técnica de ponderação de pesos (MUN et. al., 2001; MORI; FURUTA, 2005, TIAN et. al., 2009). No entanto, não há na literatura um modelo matemático consolidado, e os autores, muitas vezes, confundem-se entre objetivos e restrições do problema, que, ora incluem as variáveis do problema como restrição (TOUNE et. al., 2002), através do estabelecimento de limites superiores e inferiores, ora as incluem como objetivo (HUANG, 2003). A utilização da técnica de ponderação de pesos também pode ser considerada outro fator discutível nos trabalhos que a utilizam, pois, se estes índices não forem corretamente calibrados, podem interferir substancialmente nos resultados.

Uma visão encontrada na literatura e considerada por uma parcela razoável de autores, principalmente aqueles que deram início aos estudos do problema, é incluir a minimização das perdas no sistema de distribuição durante o estado restaurativo como um objetivo. No entanto, ao incluírem este objetivo perdem o conceito essencial do problema de restauração: *“o restabelecimento da maior parcela possível do sistema (não envolvido diretamente com o defeito), mantendo os níveis mínimos aceitáveis de qualidade, no menor intervalo de tempo possível”*. As perdas do sistema não devem ser alvo de otimização no problema de restauração, uma vez que a rede deve retornar à sua configuração base (de projeto) após cessar a manutenção nas seções isoladas, e merecem sim atenção durante o projeto e o planejamento da operação e da expansão dos sistemas de distribuição.

O segundo principal objetivo deste problema é o tempo para restabelecimento do sistema que, indiscutivelmente, deve ser considerado, sempre que possível, em sua formulação. Na grande maioria dos trabalhos este objetivo é caracterizado de forma implícita por meio do número de chaveamentos (INAGAKI; NAKAJIMA, HASEYAMA, 2006; MUN et. al., 2001; MORI, FURUTA, 2005).

Neste trabalho serão consideradas duas funções objetivos e sete restrições comuns aos sistemas elétricos. Cada um dos objetivos e restrições é apresentado a seguir acompanhado da justificativa ou necessidade de sua utilização.

3.1 Funções objetivo

a. Minimizar o número de consumidores fora de serviço:

$$\text{Min} \sum (C_l \cdot \overline{X}_l) \quad 3.1$$

em que C_l é o número de consumidores presentes na seção l e $\overline{X}_l$ é a variável de estado daquela seção. Neste caso, $\overline{X}_l = 0$ se a seção estiver energizada, e $\overline{X}_l = 1$ caso contrário.

Na literatura, esta função objetivo (diretamente relacionada com os índices de qualidade) é raramente utilizada, e comumente substituída pela potência não fornecida (relacionada com a energia não distribuída). A utilização de uma ou outra função objetivo depende do enfoque desejado ao estudo e frequentemente guiado pelos custos atribuído às multas impostas às concessionárias pelos órgãos reguladores e os custos da energia não distribuída (END). No Brasil, o baixo custo da energia, proveniente principalmente de geração hidráulica reduz os custos da END. Por outro lado as multas aplicadas às empresas distribuidoras que não cumprem as metas de qualidade são altas (ANEEL, 2008a), e, portanto, optou-se neste trabalho por minimizar os índices relacionados à qualidade do serviço.

b. Minimizar o número de chaveamentos para restaurar a rede:

$$\text{Min} \sum \left(\left| \overline{SW}_i - \overline{SW}_i^0 \right| \right) \quad 3.2$$

em que $\overline{SW}_i$ e $\overline{SW}_i^0$ são os estados atual e inicial da chave i , respectivamente. Sendo igual a zero se a chave i estiver aberta e 1 caso esta se encontre fechada.

O número de chaveamentos é, normalmente, proporcional ao tempo necessário para o restabelecimento, seja ele determinado por características operacionais, isto é, relacionado ao tempo necessário para efetuar as manobras, ou técnicas, marcado pelo tempo adicional necessário para elaborar o plano de manobras (conjunto de procedimentos adotados na execução das manobras). Os chaveamentos das redes de distribuição também são responsáveis por indesejáveis comportamentos transitórios de correntes e tensões ao longo das redes primárias e secundárias. Os elevados picos de tensão na rede podem causar danos aos equipamentos elétricos dos consumidores de baixa tensão e seu consequente ressarcimento (ANEEL, 2009). A figura 3.2 mostra o comportamento transitório da corrente em uma chave alocada entre os nós 1 e 2 e a tensão na carga (nó 3) durante um chaveamento para o circuito simplificado de uma rede de distribuição apresentado na figura 3.1. Neste exemplo, a rede é caracterizada apenas como um elemento resistivo (R) e um indutivo (X). O elemento capacitivo (C) representa os bancos de capacitores shunt operando em paralelo com uma carga resistiva/indutiva.

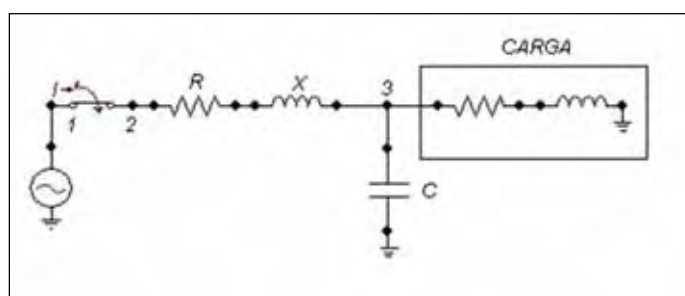


Figura 3.1: Circuito simplificado de uma rede de distribuição.

Neste exemplo a chave é aberta em 0,04 segundos e fechada em 0,15. Os níveis de corrente alcançaram 5,7 vezes a corrente nominal e os níveis de tensão na carga foram acrescidos em aproximadamente 70 %.

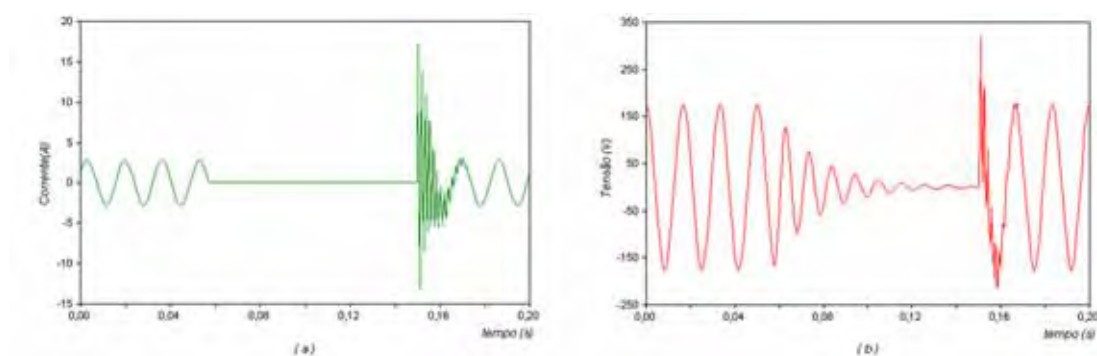


Figura 3.2: Comportamento transitório em uma rede de distribuição durante um chaveamento.

Na literatura especializada são poucos os trabalhos que consideram este objetivo em sua formulação, no entanto, é notoriamente essencial para o problema de restauração. Nesta dissertação, os dois objetivos propostos serão tratados com enfoque multiobjetivo utilizando a técnica de fronteira ótima de Pareto, em substituição à tradicionalmente utilizada ponderação de fatores.

3.2 Restrições

a. O nível máximo de fluxo nos equipamentos e/ou condutores deve ser mantido abaixo do seu limite operacional:

$$I_j^t \leq I_j^{MAX} \quad 3.3$$

em que I_j^{MAX} é a corrente máxima admissível do equipamento ou condutor j da rede, e I_j^t é o fluxo de corrente que efetivamente percorre aquele dispositivo durante o período t após a restauração.

Esta restrição é fundamental para a operação confiável do sistema de distribuição e comumente é apontada na literatura (TOUNE et. al., 2002; TIAN et. al., 2009; FUKUYAMA; CHIANG, 1995).

b. O nível máximo de fluxo de potência nos transformadores da subestação deve ser mantido abaixo do seu limite operacional:

$$S_T^t \leq S_T^{MAX} \quad 3.4$$

em que S_T^{MAX} é a potência máxima admissível ao transformador T da subestação, e S_T^t é o fluxo de potência que efetivamente percorre aquele transformador durante o período t após a restauração.

Esta restrição, assim como a anterior, é fundamental para a operação confiável do sistema de distribuição e comumente apontada na literatura.

c. Os níveis das magnitudes de tensão em regime permanente em todo sistema devem estar dentro de faixas aceitáveis determinadas pelos órgãos reguladores:

$$V^{MIN} \leq V_k^t \leq V^{MAX} \quad 3.5$$

em que V^{MIN} é a tensão mínima e V^{MAX} é a tensão máxima admissível ao sistema de distribuição, e V_k^t é o nível de tensão em um ponto k da rede durante o período t após a restauração.

A ANEEL consolidou, através do PRODIST (ANEEL, 2010), limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, além de seus respectivos indicadores de conformidade de tensão elétrica. O termo “conformidade de tensão elétrica”, segundo o documento, refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos, e são utilizados pela agência reguladora para acompanhar, fiscalizar e exigir compensação ao consumidor, caso as medições excedam os limites estabelecidos. Desta forma, é essencial incluir esta restrição no modelo matemático do problema.

d. A potência ativa fornecida pelos geradores distribuídos deve ser mantida dentro de seus limites operacionais:

$$P_g^{MIN} \leq P_g^t \leq P_g^{MAX} \quad 3.6$$

em que P_g^{MIN} é a potência mínima, P_g^{MAX} é a potência máxima e P_g^t é a potência fornecida pelo gerador g durante o período t após a restauração. Os valores de P_g^{MIN} e P_g^{MAX} dependem essencialmente da fonte de recurso primária e da tecnologia da GD considerada.

A restrição de máxima potência gerada por um gerador distribuído depende de vários fatores, tais como, montante de recurso disponível (vazão de água, velocidade e direção de vento e intensidade de irradiação sol), características e especificações de projeto dos geradores e seus respectivos dispositivos de acoplamento com a rede. No entanto, a grande maioria dos parques geradores, distribuídos ou não, possuem especificações de potência nominal instalada de geradores e dispositivos de acoplamento suficientemente maiores que os recursos disponíveis, e, portanto, não representam uma restrição. A única restrição restante é a disponibilidade do recurso e suas restrições operacionais. São exemplos de restrição operacionais, no caso de geradores hidráulicos, mínima e máxima vazão turbinável e, no caso de geração eólica, máximas velocidades de *cut-in* e *cut-off*.

A restrição de mínima potência gerada é resultante das restrições operacionais e da tecnologia do conjunto gerador/turbina/dispositivo de acoplamento à rede. Por exemplo, turbinas eólicas sem controle ativo das pás não possuem a capacidade de controlar sua potência de saída ($P_g^{MIN} = P_g^t = P_g^{MAX}$), no entanto, a utilização de uma turbina com essa tecnologia pode fazer que sua potência de saída varie de zero à máxima potência fornecida pelos ventos. Para as turbinas hidráulicas, o controle de velocidade realiza a mesma tarefa, ou seja, controlar a potência entregue pelo gerador, entretanto, estas turbinas possuem limites mínimos de vazão para a continuidade da operação. No caso de geradores fotovoltaicos, a mínima potência fornecida pelos módulos é determinada eletronicamente pelo conversor estático. Na tabela 3.1 são apresentados os limites adotados, neste trabalho, para as restrições de mínima e máxima potência ativa das diferentes fontes de geração e tecnologias de geradores distribuídos considerados.

As restrições de máxima de potência ativa, para cada tipo de gerador distribuído, são calculadas em função da disponibilidade do recurso local (água, vento, sol).

Tabela 3.1: Restrições de mínima e máxima potência ativa para diferentes fontes/tecnologias consideradas neste trabalho.

Tipo	Tecnologia	P_g^{MIN}	P_g^{MAX}
Hidráulica	Turbina com controle de velocidade acoplada a gerador síncrono conectado à rede através de transformadores elevadores	$P_{turbina}^{MIN}$	$\min(10^4 \cdot h_L \cdot q^t \cdot \eta; P_{turbina}^{MAX})$
Eólica	Turbina do tipo horizontal com controle de pitch acoplada a um gerador síncrono de imã permanente e conectada à rede através de conversores estáticos	0	Curvas de potência do conjunto turbina/gerador (figura 2.4)
Solar	Painel fotovoltaico conectado à rede através de conversores estáticos	0	$P_{STC} \cdot \frac{G^t}{G_{STC}} (1 + \gamma(T^t - T_{STC}))$

No caso dos geradores hidráulicos, h_L representa a altura líquida da queda d'água (m), q^t é a vazão turbinável (m^3/s) durante o período t , em horas, η é o rendimento global da conversão hidráulica (turbina/gerador), $P_{turbina}^{MIN}$ e $P_{turbina}^{MAX}$ indicam as restrições de mínima e máxima potência turbinável. Os valores de $P_{turbina}^{MIN}$ e $P_{turbina}^{MAX}$ são calculados em função da vazão mínima para continuidade da operação (tabela 2.2) e da vazão máxima turbinável, respectivamente,

por meio da equação 2.2, considerando o rendimento dependente da tecnologia do gerador (tabela 2.1 e figura 2.3).

Para os geradores fotovoltaicos, P_{STC} é a potência, em watts, gerada pelo módulo quando submetido à radiação G_{STC} e temperatura T_{STC} padrões do teste STC (Standard Test Conditions). O fator de correção de temperatura para potência é um parâmetro apresentado pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos. As variáveis da equação são a temperatura instantânea do módulo T^t (°C) e a irradiação no plano inclinado G^t (W/m²).

e. O fator de potência dos geradores distribuídos deve ser mantido dentro de seus limites operacionais:

$$\cos(\phi)_g^{MIN} \leq \cos(\phi)_g^t \leq \cos(\phi)_g^{MAX} \quad 3.7$$

em que $\cos(\phi)_g^{MIN}$ é o fator de potência mínimo, $\cos(\phi)_g^{MAX}$ é o fator de potência máximo e $\cos(\phi)_g^t$ é o fator de potência do gerador g durante o período t , em horas, após a restauração.

Os valores de $\cos(\phi)_g^{MIN}$ e $\cos(\phi)_g^{MAX}$, assim como os limites de potência ativa gerada, também dependem da fonte de recurso primário e da tecnologia considerada. No caso de geradores síncronos, os limites inferiores e superiores são determinados (quando fornecem reativos) pelo conjunto de restrições da máquina, isto é, potência da turbina (restrição d), corrente máxima de armadura, corrente máxima de excitação e tensão de saída (restrição c). No caso de geradores fotovoltaicos, os valores de $\cos(\phi)_g^{MIN}$ e $\cos(\phi)_g^{MAX}$ são determinados eletronicamente pelo conversor estático por meio do controle do desfaseamento entre corrente e tensão. Na tabela 3.2 é apresentado um resumo dos valores das restrições de fator de potência utilizados neste trabalho.

Tabela 3.2: Restrições de mínimo e máximo fator de potência para diferentes fontes/tecnologias consideradas neste trabalho.

Tipo	Tecnologia	$\cos(\phi)_g^{MIN}$	$\cos(\phi)_g^{MAX}$
Hidráulica	Turbina com controle de velocidade acoplada ao gerador síncrono conectado à rede através de transformadores elevadores	$\pm 0,8$	1,0
Eólica	Turbina do tipo horizontal com controle de pitch acoplada ao gerador síncrono de ímã permanente e conectada à rede através de conversores estáticos	$\pm 0,9$	1,0
Solar	Painel fotovoltaico conectado à rede através de conversores estáticos	$\pm 0,9$	1,0

As restrições de mínimo e máximo fator de potência, para cada tipo de fonte renovável, foram adotadas a partir de valores aproximados encontrados na literatura (KUNDUR, 1994; NORTHERNPOWER, 2009; SAMLEX POWER, 2009).

f. Equações de fluxo de potência (leis de Kirchhoff):

$$G_k^t(P, Q, V, \theta) = 0 \quad 3.8$$

em que G_k^t representa a equação de fluxo de potência em um ponto k da rede durante o período t após a restauração. Para reduzir o tempo de processamento, durante o processo de solução, a equação acima é simplificada (desconsiderando as perdas do sistema) a:

$$\sum S_T^t + \sum S_g^t = \sum S_l^t \quad 3.9$$

em que S_l^t é a potência consumida na seção l durante o período t , em horas, após a restauração, S_g^t e S_T^t são, respectivamente, a potência gerada pelo gerador distribuído g e a potência fornecida pelo transformador T , no mesmo período.

g. A configuração do sistema de distribuição após a restauração deve ser mantida radial.

As redes aéreas de distribuição são comumente projetadas em estruturas malhadas e operadas de forma radial por questões técnicas e econômicas. Desta forma, em caso de contingências, outras topologias radiais podem ser estabelecidas e, conseqüentemente, o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica aos consumidores afetados. No entanto, a restrição de radialidade se torna um dos fatores complicantes do problema de restauração. Neste trabalho esta restrição é considerada durante o processo de solução do problema e é resultado da técnica de construção.

3.3 Modelo matemático proposto

A partir do detalhamento do problema, apresentado nas seções anteriores, a restauração de redes de distribuição de energia elétrica é formulada como o seguinte problema de programação multiobjetivo:

$$\min \left(\sum_{l=1}^{nsec} C_l \cdot \overline{X}_l \ ; \ \sum_{i=1}^{ns} \left| \overline{SW}_i - \overline{SW}_i^0 \right| \right) \quad 3.10$$

S.a.

$$\begin{aligned}
 I_j^t &\leq I_j^{MAX} & j &= 1, 2, \dots, nr \\
 S_T^t &\leq S_T^{MAX} & T &= 1, 2, \dots, ntse \\
 G_k^t(P, Q, V, \theta) &= 0 & k &= 1, 2, \dots, nb \\
 V^{MIN} &\leq V_k^t \leq V^{MAX} \\
 P_g^{MIN} &\leq P_g^t \leq P_g^{MAX} & g &= 1, 2, \dots, ng \\
 \cos(\phi)_g^{MIN} &\leq \cos(\phi)_g^t \leq \cos(\phi)_g^{MAX}
 \end{aligned}$$

Radialidade do sistema de distribuição

Em que:

$nsec$ Número de seções presentes no sistema;

C_l Número de consumidores presentes na seção l ;

$\overline{X_l}$ Variável de estado da seção l . $\overline{X_l} = 0$ se a seção se encontra energizada, $\overline{X_l} = 1$, caso contrário;

ns Número de chaves presentes no sistema;

$\overline{SW_i}$ Variável de estado da chave i . $\overline{SW_i} = 0$ se a chave se encontra aberta, $\overline{SW_i} = 1$ caso contrário;

$\overline{SW_i^0}$ Variável que indica o estado inicial da chave i . $\overline{SW_i^0} = 0$ se a chave se encontra aberta, $\overline{SW_i^0} = 1$ caso contrário;

nr Número de ramos presentes no sistema;

$ntse$ Número de transformadores de subestação presentes no sistema;

nb Número de barras presentes no sistema;

ng Número de geradores distribuídos presentes no sistema.

Capítulo 4

Solução do Problema de Restauração

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta para a solução do problema de restauração de redes de distribuição de acordo com a abordagem proposta neste trabalho.

4.1 Carregamento dos transformadores de distribuição

O carregamento dos transformadores de distribuição é uma informação extremamente importante tanto para o planejamento da operação quanto para a operação em tempo real dos sistemas de distribuição. No contexto da operação em tempo real, no qual está inserido o problema de restauração de redes, é importante o conhecimento das curvas de carga dos transformadores de distribuição em um pequeno horizonte de tempo, geralmente futuro, de algumas horas. Neste trabalho as curvas de carga estimadas destes transformadores são obtidas através da distribuição proporcional da potência da subestação estimada a cada transformador de distribuição. A demanda de potência ativa e reativa de um determinado transformador de distribuição TR , em kW e kVAr, no intervalo de tempo t , é dada por

$$S_{TR}^t = S_{TR}^{nom} \cdot \frac{S_{SE}^t}{\sum_{k=1}^{nTR} (S_k^{nom})} \cdot [\cos(\varphi_{SE}^t) + j\text{sen}(\varphi_{SE}^t)] \quad 4.1$$

em que S_{TR}^{nom} é a potência nominal do transformador TR , em kVA, S_{SE}^t e φ_{SE}^t são a potência aparente, em kVA, e o ângulo do fator de potência estimados para a subestação, durante o intervalo horário t . nTR é o número de transformadores alimentados pela subestação SE.

A potência aparente e o fator de potência da subestação, utilizados como variáveis de entrada para o cálculo da potência horária dos transformadores de distribuição, podem ser estimados através de modelos estatísticos regressivos baseados em medições passadas ou modelos estatísticos regressivos associados às medições em tempo real coletadas do sistema SCADA. Neste caso, o número de variáveis a serem determinadas estatisticamente diminui, e a exatidão da metodologia aumenta, uma vez que algumas variáveis são coletadas em tempo

real. Por exemplo, os medidores de energia elétrica de consumidores de grande porte poderiam compartilhar suas informações (potência ativa e reativa em tempo real) com o SCADA, e os demais consumidores, geralmente residenciais e pequenos comerciais, seriam estimados estatisticamente. Neste sentido, a ANEEL, através da Audiência Pública nº 043/2010, colocou em pauta uma provável regulamentação para a modernização do sistema de medição de baixa tensão brasileiro. Os novos medidores, segundo a minuta apresentada pela agência, deverão apurar, em cada posto horário, energia ativa e reativa, além de conterem outras funcionalidades, tais como, contemplar a possibilidade de comunicação entre o medidor da unidade consumidora e a distribuidora, em ambos sentidos. As medições de energia ativa e reativa poderão ser integralizadas por meio do sistema SCADA e, provavelmente, substituir no futuro a utilização dos atuais sistemas de previsão de carga estatísticos e/ou regressivos.

Embora existam diferentes técnicas para estimar o carregamento horário dos transformadores, cada uma com certa complexidade e nível de exatidão nos resultados, a escolha de uma entre as diversas metodologias existentes não influencia a metodologia proposta por este trabalho, uma vez que apenas os dados de entrada serão modificados.

4.2 Estratégias de restauração e modos de operação dos geradores distribuídos

A maneira com que os geradores distribuídos operam alocados nas redes de distribuição é um tema muito discutido na literatura (PHAM; BÉSANGER; HADJSAID, 2009). Os autores se dividem em duas principais estratégias derivadas dos sistemas de transmissão, denominadas *build-up* e *build-down*. A primeira consiste em restaurar grandes geradores e restabelecer grandes circuitos antes de sincronizar os demais geradores. A segunda estratégia consiste em restabelecer o sistema através de ilhas (geradores-cargas), sincronizar os geradores, e então interconectá-las.

Estas técnicas de restauração são facilmente aplicáveis nos sistemas de transmissão, em que a maioria dos dispositivos de seccionamento é automática e telecomandada. Nos sistemas de distribuição este contexto é diferente, a grande parte das chaves é manual e as manobras devem ser efetuadas em campo. Portanto, as soluções baseadas na estratégia *build-down* seriam inviáveis, pois necessitariam de um grande número de relés de sincronia, de

relés direcionais, entre outros, dispersos ao longo da rede de distribuição, dispositivos caros e que requerem avançada tecnologia de controle operando junto aos geradores.

Uma solução um pouco mais concreta, porém menos flexível, é o emprego de técnicas de solução baseadas na estratégia *build-up*. Aplicada aos sistemas de distribuição pode ser entendida pelo restabelecimento de grandes grupos de carga por meio dos alimentadores disponíveis e, posteriormente, se possível, sincronizar e reconectar os geradores distribuídos. Uma estratégia mista entre as estratégias *build-up* e *build-down* é proposta neste trabalho com o objetivo de reduzir o número de relés e, ainda assim, garantir que os geradores distribuídos operem de forma ilhada.

Neste trabalho será considerado que apenas as seções em que os GDs estão alocados possuem o conjunto de relés necessários à sua operação e, portanto, não será permitida a sincronia dos geradores com a rede em qualquer outro ponto senão a seção que ele está alocado. Desta forma um gerador distribuído poderá assumir, ao final do processo de solução do problema de restauração, quatro diferentes modos de operação:

- **Desligado:** caso alguma restrição do problema de restauração não seja atendida e esta restrição esteja diretamente relacionada ao gerador distribuído, por exemplo, nível máximo de fluxo nos equipamentos e condutores ou máxima potência ativa fornecida, o gerador deve permanecer desligado para evitar possíveis danos aos recursos materiais ou humanos.

- **Conectado à rede:** ao final do processo de solução um ou mais geradores distribuídos podem operar conectado à rede (alimentadores) aumentando a capacidade de abastecimento dos alimentadores. Nesta situação o gerador distribuído deve operar com potência nominal e o maior fator de potência possível (geralmente unitário). O principal objetivo desta ação é maximizar a potência ativa transferida do gerador à carga, uma vez que estes geradores não possuem grande expressividade quanto à potência gerada (RASHID, 2007).

- **Ilhado:** caso o gerador possua potência suficiente para suprir a seção em que se encontra alocado, este pode, ao final do processo de otimização, operar de forma ilhada, fornecendo eletricidade a uma ou a um grupo de seções. Se ocorrer o ilhamento de um gerador distribuído, este deve operar neste modo até que o defeito na rede seja corrigido e o sistema volte à configuração original. Nesta situação os níveis de geração do GD é igual ao consumo das cargas a ele conectadas mais as perdas na rede.

- **Micro rede:** caso vários geradores distribuídos estejam alocados em seções próximas, e pelo menos um deles possua potência suficiente para alimentar o grupo de cargas daquelas seções, o sistema de vários geradores, ao final do processo de otimização, pode operar como uma micro rede, isto é, um conjunto de geradores distribuídos operando em paralelo. Nesta situação o gerador com maior disponibilidade é colocado como referência.

4.3 Fluxo de carga para redes radiais

O método de fluxo de potência utilizado como ferramenta auxiliar para o processo de otimização e destinado à determinação das variáveis de rede é o proposto por Shirmohammadi et. al. (1989). Neste método, como em todos os métodos de varredura, a rede é representada por um grafo, onde o nó zero corresponde à saída da subestação a qual está associado o ramal principal, e a este por sua vez estão associados ramais secundários, e a estes ramais terciários, e assim por diante. O processo de cálculo é caracterizado por varreduras diretas e reversas, partindo-se do nó raiz até seus extremos e dos nós extremos do alimentador até seu nó raiz. Esse processo é repetido até que o critério de parada seja atingido.

Diferentemente de todos os algoritmos de fluxo de potência que utilizam métodos de soluções nodais para o sistema, este método é ramo-orientado, necessitando uma numeração correta e ordenada de seus ramos e nós. Na figura 4.1 (a) é ilustrado um pequeno sistema de sistema de distribuição com n nós e $r = (n-1)$ ramos e apenas uma fonte de alimentação localizada no nó raiz do alimentador. A numeração dos ramos deve necessariamente iniciar a partir do nó raiz e seguir em direção aos nós finais organizando-se por camadas, como é mostrado na figura 4.1 (b). De modo a simplificar a programação e aumentar a rapidez dos cálculos, a numeração dos nós deve acompanhar a numeração dos ramos que os conectam a camadas anteriores, como ilustrado na figura 4.1 (c). Realizar estas numerações é relativamente simples e foram implementadas na sub-rotina de fluxo de potência.

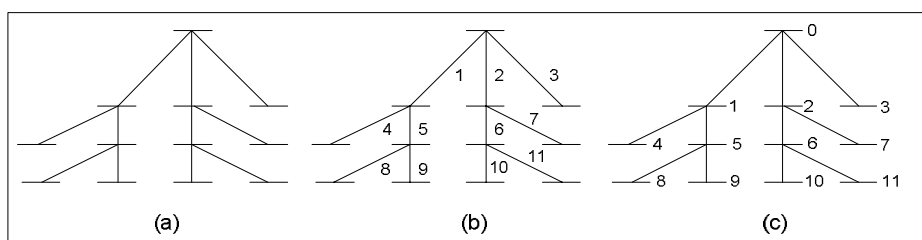


Figura 4.1: Exemplo de numeração para um pequeno sistema de distribuição.

Em resumo, o método proposto por Shirmohammadi (1989) é composto simplesmente por quatro equações que são derivadas das leis de *Kirchhoff* quando aplicadas a um trecho de rede, como ilustrado na figura 4.2.

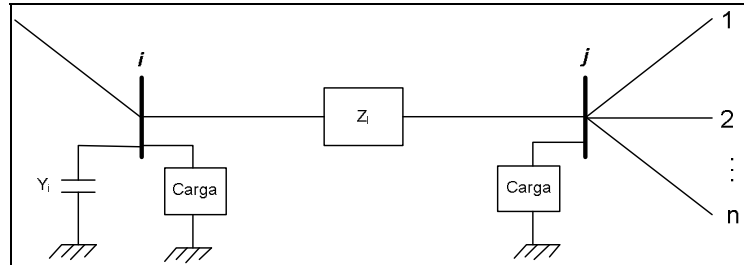


Figura 4.2: Representação de um ramo da rede.

Sistematicamente, este método pode ser descrito em sete passos:

1. Numerar as barras e ramos do grafo do sistema de distribuição de acordo com a metodologia apresentada na figura 4.1.
2. Atribuir valores de tensão para todas as barras do sistema igual à tensão do nó raiz do alimentador.
3. Calcular a injeção de corrente em cada nó presente no sistema. Utiliza-se para isto a equação $I_i^{(k)} = (S_i / V_i^{(k-1)})^* - Y_i \cdot V_i^{(k-1)}$, em que k e i são, respectivamente, a iteração em que se encontra o processo e o nó em questão. S_i e Y_i são a injeção de potência e a soma das admitâncias shunt de todos os elementos shunt presentes no nó i , respectivamente. O “*” sobrescrito denota o operador complexo conjugado.
4. Em sua etapa “backward”, ou seja, partindo dos nós finais do alimentador em direção ao nó raiz do alimentador, calcular o fluxo de corrente J_l nos ramos, que é dado por $J_l^{(k)} = -I_j^{(k)} + \sum_{a=1, n} J_{j-a}^{(k)}$, em que l é o ramo entre as duas barras genéricas i - j e n representa o número de ramos conectados à jusante da barra j .
5. Partindo do nó raiz do alimentador em direção a seu fim, ou seja, em sua etapa “forward”, recalculer as tensões nodais do sistema. Dadas duas barras i e j , em que i se encontra mais próxima do nó raiz, a relação de tensão entre estas duas barras é dada por $V_j^{(k)} = V_i^{(k)} - Z_l \cdot J_l^{(k)}$.
6. Calcular os erros entre a potência especificada e a potência calculada em cada do sistema. Utiliza-se para isto $\Delta S_i^{(k)} = V_i^{(k)} \cdot (I_i^{(k)})^* - Y_i^* \cdot |V_i^{(k)}|^2 - S_i$. S_i denota a potência especificada para o nó i .
7. Repetir os passos 3 a 6 até que $\Delta P_i^{(k)} = \text{Re}[\Delta S_i^{(k)}]$ e $\Delta Q_i^{(k)} = \text{Im}[\Delta S_i^{(k)}]$ sejam menores que um erro ε pré-estabelecido ou seja atingido um número máximo de iterações k^{MAX} .

O diagrama de blocos da sub-rotina destinada ao cálculo de fluxo de potência monofásico para redes radiais de distribuição é apresentado na figura 4.3.

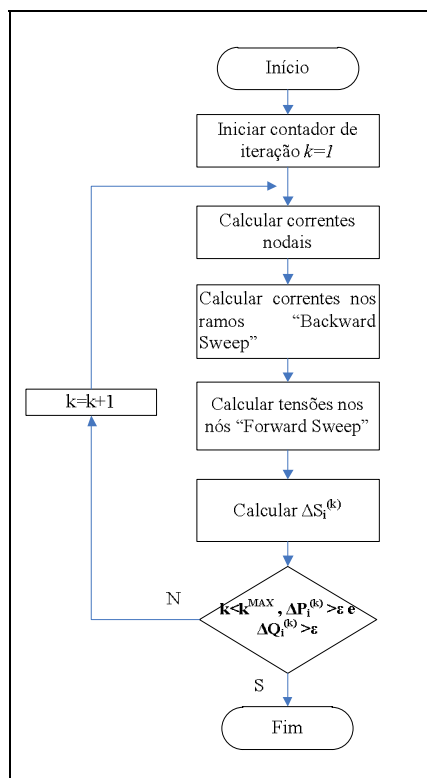


Figura 4.3: Estrutura da sub-rotina destinada ao cálculo de fluxo de carga.

4.4 Técnica de solução

Durante as últimas décadas muitos pesquisadores se dedicaram a desenvolver métodos de otimização com o objetivo de analisar e aumentar a eficiência de processos em geral. Inicialmente, os métodos heurísticos e os exatos, tais como simplex, branch and bound, entre outros, dominaram o ramo da Pesquisa Operacional na área de Otimização Combinatorial, entre as décadas de 40 até meados de 60. Se, por um lado, os métodos heurísticos eram de fácil entendimento e de cálculos geralmente simples, por outro, eles não conduziam à solução ótima. Ao contrário dos métodos heurísticos, os métodos exatos não eram tão triviais e de cálculos geralmente onerosos, sendo inviável sua aplicação a alguns problemas de grande porte e/ou de difícil modelagem.

Ao longo das décadas de 60 a 80 foram desenvolvidos os métodos denominados meta-heurísticas. Estes métodos normalmente utilizam uma ou mais heurísticas simples coordenadas por um processo em um nível superior. A integração da(s) heurística(s) de maneira coesa e bem adaptada ao problema, comumente, garante soluções melhores que aquelas obtidas apenas por métodos heurísticos. Entretanto, a grande vantagem de utilizar

estas técnicas ocorre quando o problema em questão apresenta pelo menos uma das seguintes características.

- I. Não é possível obter um modelo matemático que represente o problema;
- II. A dimensão e a complexidade do problema são tais que inviabilizam a utilização de técnicas de otimização clássicas;
- III. É difícil especificar com precisão suficiente as restrições do problema;
- IV. A metodologia de solução empregada não pode ser expressa de forma algorítmica matemática;
- V. Envolve otimização combinatória sobre espaços de solução de grande complexidade.

Foram muitas as meta-heurísticas desenvolvidas nos últimos 30 anos, a grande maioria inspirada em processos naturais ou no comportamento de certas espécies de animais. São exemplos: os algoritmos genéticos (GOLDBERG, 1989), sistemas imuno artificiais, colônia de formigas (DORIGO; MANIEZZO, COLONI, 1991), *particle swarm optimization* (KENNEDY; EBERHART, 1995), entre muitos outros, as exceções são: *simulated annealing* (KIRKPATRICK, 1984), busca em vizinhança variável (MLADENOVIC; HANSEN, 1997), busca tabu (GLOVER, 1989, 1990; GLOVER; LAGUNA, 1997) e GRASP (FEO; RESENDE, 1989, 1995). Esta última, denominada GRASP (*greedy randomized adaptive search procedure*) é uma técnica de otimização muito flexível e atende uma enorme gama de problemas (FESTA; RESENDE, 2009, 2009a), sendo utilizada neste trabalho como técnica base para a solução do problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica.

4.4.1 O algoritmo GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure)

A designação GRASP surgiu em 1989 através dos autores Thomas A. Feo e Maurício G. C. Resende, embora muitos outros autores já utilizassem algoritmos gulosos ou semigulosos para tratar os mais diversos problemas de otimização. No entanto, foi através do problema de cobertura de conjuntos que descreveram as etapas básicas desta técnica e o apresentaram como uma alternativa simples de se obter resultados de boa qualidade para problemas de difícil solução, ou até mesmo impossível, através de técnicas de otimização clássica.

Caracterizado principalmente como um algoritmo construtivo, e diferentemente do que muitos imaginam, o GRASP, ou *procedimento adaptativo de busca aleatório e guloso*, em português, não é um algoritmo de estrutura bem definida, mas sim toda uma classe de meta-

heurísticas caracterizadas por um processo *multi-start*, iterativo e dividido em duas fases. Uma fase de construção, cujas soluções candidatas são produzidas, e uma fase de busca local, em que um ótimo local é procurado na vizinhança da solução encontrada.

Resende et. al. (2010) definem o procedimento de construção GRASP como uma tarefa que realiza m passos para produzir uma solução S com m elementos, selecionando, a cada passo, um entre os n elementos presentes em um dado conjunto N para fazer parte da solução S . Os elementos presentes em N são os candidatos a fazer parte da solução S . Inicialmente $S = \{\emptyset\}$. No entanto, a seleção não deve ser efetuada de qualquer maneira, mas sim deve considerar escolhas que envolvam componentes gulosos e aleatórios.

Na implementação típica de um GRASP, a cada passo da fase de construção, todo elemento (presente no conjunto N) é avaliado através de uma função de mérito gulosa f pré-estabelecida, ordenado em relação à f , e inseridos em uma lista, definida pelos autores (RESENDE; RIBEIRO, 2005) como lista de candidatos restritos (LCR). A LCR é composta por todos os elementos candidatos (presentes em N) que satisfazem o critério $f \geq f_{\min} + \alpha \cdot (f_{\max} - f_{\min})$, ou seja, possuem o valor da função de mérito maior que a combinação linear entre os valores mínimo e máximo (dos n elementos), ponderada por um fator α . Neste caso, o parâmetro α pode ser interpretado como o nível de gula do algoritmo, ou seja, quando $\alpha = 1$ o GRASP torna-se puramente guloso, ao adotar $\alpha = 0$ tornaria uma construção apenas aleatória ¹.

Construída a LCR, um elemento da lista é escolhido aleatoriamente e inserido na solução S e, conseqüentemente, excluído do conjunto N . O processo então é reiniciado enquanto $S < m$. Ao final deste procedimento uma solução factível é proposta. A heurística é adaptativa porque o benefício associado a todos os elementos (presentes em N) é atualizado a cada iteração da fase de construção para refletir as mudanças provocadas pela seleção de um elemento, enquanto a componente probabilística é caracterizada pela escolha aleatória de um dos melhores elementos desta lista, mas não necessariamente o melhor deles. Na figura 4.4 é ilustrado o procedimento de construção para um problema de maximização.

¹ A meta-heurística GRASP também pode ser aplicada aos problemas que envolvam a minimização da função benefício através da alteração da função f , tal que, $f \leq f_{\max} - \alpha(f_{\max} + f_{\min})$, assim a LCR será composta por todos os elementos candidatos (presentes em N) que possuem o valor da função de mérito menor que a combinação linear entre os valores mínimo e máximo ponderada pelo fator α .

Procedimento de Construção

```

1  N={1,2,3,...,n } e S←{∅}
2  enquanto S < m faça
3      avaliar f(i), para i=1,n ∈ N;
4      fmin ← min ( f(i) );
5      fmax ← max ( f(i) );
6      LCR ← i ∈ N | f(i) > fmax - α.(fmax -fmin);
7      Selecionar aleatoriamente i* ∈ LCR;
8      S←S+{i*} e N←N-{i*};
9  fim enquanto
fim

```

Fonte: Adaptado de RESENDE, 2007.

Figura 4.4: Procedimento de construção.

Assim como muitos métodos não determinísticos, a solução gerada por uma construção GRASP não garante um ótimo local em uma vizinhança próxima. Consequentemente, é conveniente aplicar uma busca local de modo a aperfeiçoar cada solução construída, e assim melhorar a solução proposta inicialmente. Algoritmos de busca local devem ser designados para trabalhar iterativamente trocando a solução atual por uma de melhor qualidade localizada em sua vizinhança, e terminam quando não encontram uma melhor. Assim diz-se que esta solução é localmente ótima. Na figura 4.5 é ilustrada a filosofia do procedimento de busca local para um problema de maximização.

Procedimento de Busca Local

```

1  enquanto S não é localmente ótima faça
2      encontre S' tal que f(S')>f(S);
3      S ← S';
4  fim enquanto
fim

```

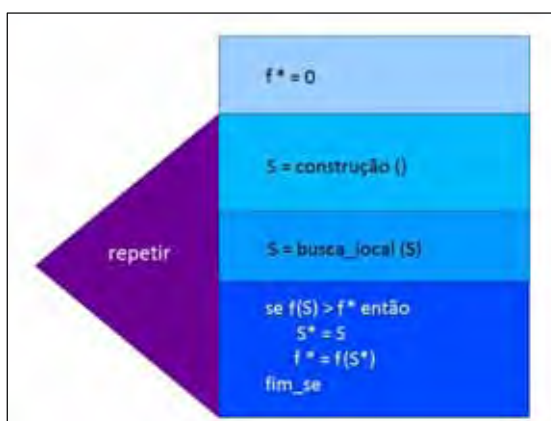
Fonte: Adaptado de RESENDE, 2007.

Figura 4.5: Procedimento de busca local.

Festa e Resende (2009a) apresentaram uma vasta bibliografia sobre a meta-heurística GRASP abordando os mais diversos problemas de otimização, tais como, atribuição de tarefas, roteamento, lógica, particionamento, alocação, problemas grafo-orientados, transporte, biologia, entre outros, e para cada um destes problemas é apresentada uma fase de busca local adaptada, por exemplo, em um simples problema do caixeiro viajante pode ser utilizada a estratégia de 2-opt ou 3-opt como busca local (MARINAKIS; MIGDALAS; PARDALOS, 2005), enquanto para o problema da mochila (Knapsack Problem) pode-se recorrer à técnica de troca simples (1-Exchange) utilizada por Viana e Arroyo (2004). Estes

exemplos ilustram que, assim como a filosofia de construção de um GRASP, o procedimento de busca local não se restringe a um modelo padrão pré-determinado, e deve ser adotada uma metodologia de busca em vizinhança que melhor se adapte ao problema em questão.

Encerrado o procedimento de busca local, o algoritmo é reiniciado (construção e busca local) até que algum critério de parada seja atingido, por exemplo, um determinado número de iterações. Na figura 4.6 é ilustrada a técnica de otimização GRASP, S^* é solução incumbente e f^* sua função objetivo.



Fonte: Adaptado de RESENDE, 2007.

Figura 4.6: Técnica de otimização GRASP básica.

É importante notar que, como ilustrado na figura 4.6, o GRASP é uma técnica de otimização mono-objetivo por concepção, e, na seção 4.4.3 desta dissertação, este conceito é estendido.

4.4.2 Conceitos de otimização multiobjetivo

O problema de restauração de redes de distribuição foi formulado, ao longo do capítulo 3, como um problema que envolve a otimização simultânea de dois objetivos que podem conter diferentes ótimos individuais. Então ao invés de existir uma única solução ótima, pode existir um conjunto de soluções que apresentam um compromisso entre os dois objetivos propostos, que são as chamadas soluções ótimas de Pareto. Para o entendimento de como estas soluções são determinadas é necessário compreender as seguintes definições.

Definição 1: Dominância

Seja um problema multiobjetivo com k funções objetivos para serem minimizadas simultaneamente. Uma solução x_1 domina uma solução x_2 , se x_1 é melhor que x_2 em pelo menos um objetivo f_i , e não é pior que x_2 para qualquer outro objetivo f_j , $j = 1, 2, \dots, K$:

$$x_1 \text{ domina } x_2 \text{ se } f_i(x_1) < f_i(x_2) \text{ e } f_j(x_1) \leq f_j(x_2)$$

Se uma solução x_1 não domina x_2 e nem x_2 domina x_1 , estas soluções são ditas indiferentes ou que possuem o mesmo grau de dominância.

Definição 2: Solução não-dominada ou ótima de Pareto

Uma solução $x_1 \in P$, que domina qualquer outra solução $x_2 \in P$ ($P \subseteq S$, sendo S o espaço de busca do problema), é chamada solução não dominada em P . As soluções que são não dominadas sobre todo o espaço S são chamadas de soluções ótimas de Pareto (Critério de otimalidade de Pareto).

O conjunto de todas as soluções eficientes ou Pareto-ótimas é denominado conjunto eficiente ou conjunto Pareto-ótimo.

4.4.3 Algoritmo GRASP multiobjetivo dedicado

Aplicar os conceitos da meta-heurística GRASP ao problema de restauração de redes de distribuição significa que durante a fase de construção o algoritmo deve reconstruir a topologia da rede que foi desenergizada pela eventual falta. No entanto, a reconstrução deve ser desenvolvida cuidadosamente para que não sejam violadas as restrições do problema.

As restrições a, b, d, e, f e g são naturalmente atendidas pela característica intrínseca dos métodos construtivos quando aplicados aos problemas grafo-orientados. Durante a fase de construção, as restrições de máxima corrente admissível para os equipamentos e condutores, máximo fluxo de potência nos transformadores da subestação, máximo fluxo de potência ativa e fator de potência nos geradores e equilíbrio entre a produção e o consumo são analisadas cada vez que um novo elemento (seção) é adicionado à solução. A restrição de máximo e mínimo nível de tensão de fornecimento é analisada somente após o processamento da sub-rotina de fluxo de potência.

Sistematicamente, o algoritmo GRASP dedicado ao problema de restauração de redes de distribuição pode ser apresentado em duas fases (construção e busca local) aliadas a uma sub-rotina de fluxo de potência. Na figura 4.7 está ilustrado o algoritmo GRASP proposto para a solução do problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica.

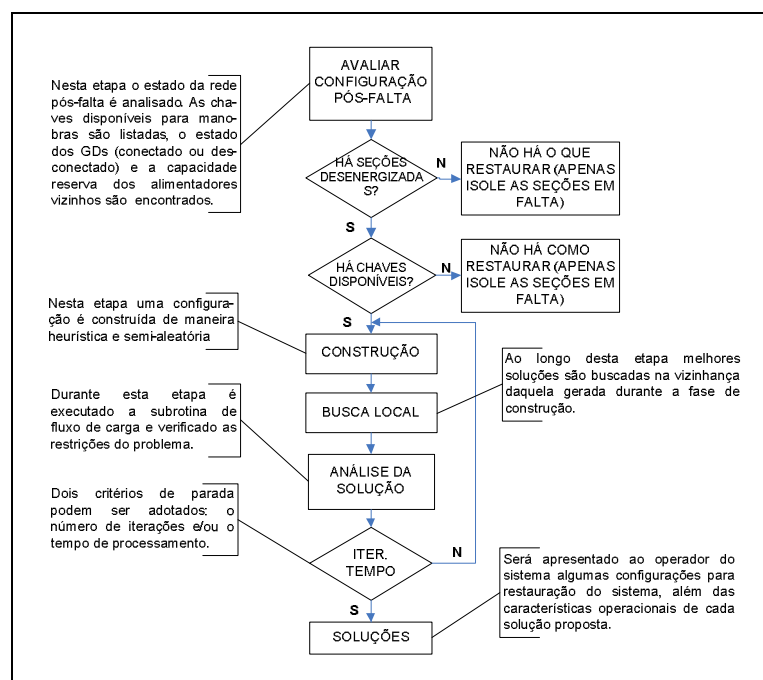


Figura 4.7: Algoritmo GRASP aplicado ao problema de restauração de redes.

Procedimento de construção

Adaptar o procedimento de construção GRASP ao problema de restauração de redes de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída consiste em realizar, a cada iteração, o fechamento de um dispositivo de seccionamento dentre aqueles disponíveis na rede. Inicialmente consideram-se que todos os equipamentos existentes entre seções desenergizadas se encontram abertos. Em seguida o algoritmo tenta restabelecer o maior número de seções (consumidores) desenergizadas até que seja atingido o limite operativo (restrições a, b, d, e e f) das linhas, equipamentos de rede ou geradores presentes no sistema.

Nesta etapa de otimização os geradores distribuídos conectados às seções desenergizadas são vistos como fontes disponíveis e capazes (caso atendam as restrições a, c, d, e, f e g) de fornecer energia elétrica a um, ou mais, blocos de cargas sem fornecimento, caracterizando assim, a operação ilhada da GD. Neste caso os geradores operam como seguidores de carga. No entanto, os geradores conectados às seções previamente energizadas

por um alimentador devem operar fornecendo a máxima potência ativa disponível com maior fator de potência possível. Neste caso os geradores operam conectados à rede.

Na figura 4.8 está ilustrada a configuração inicial de um procedimento de restauração de um sistema hipotético de distribuição após uma falta na seção X. O alimentador A é o alimentador principal e há possibilidades de manobras por meio dos alimentadores B e C. Nas seções h e i existem geradores distribuídos alocados e estes podem ser utilizados durante o processo de restauração para garantir o fornecimento de uma ou mais seções.

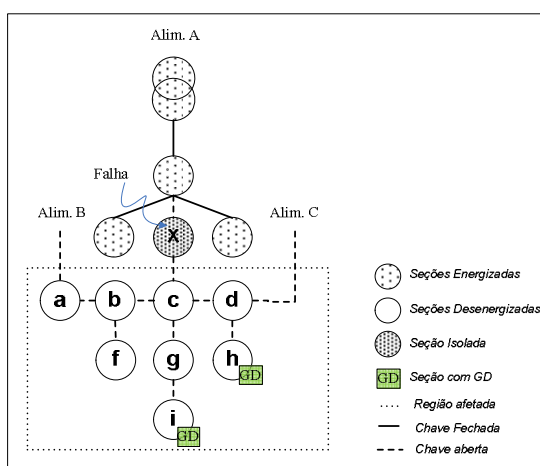


Figura 4.8: Exemplo de uma configuração inicial.

Tão logo os operadores do centro de operação de distribuição tomem conhecimento de uma falta permanente (detectada por algum programa dedicado, através de sistemas de alarmes ou sistemas de atendimento ao usuário), e indiquem ao algoritmo de restauração a seção atingida, o mesmo, por sua vez, inicia o processamento das informações. Após a abertura das chaves adjacentes à falta, a fim de isolá-la do restante do sistema, são listadas as prováveis chaves que poderiam restabelecer as seções fora de serviço. As seções desenergizadas adjacentes àquelas energizadas são submetidas a dois testes:

Teste 1. Se os equipamentos e/ou condutores são capazes de suportar o fluxo de corrente adicional ocasionado pela inclusão da carga desta nova seção ao longo do intervalo t (subdividido em horas), esta seção está apta a competir por sua re-energização, caso contrário será descartada. No exemplo da figura anterior, este teste significa verificar se os alimentadores B e C suportam os acréscimos de corrente dado pelas cargas conectadas às seções a e d, respectivamente.

Teste 2. Se o transformador da subestação é capaz de suportar o acréscimo de potência ocasionado pela inclusão da carga desta nova seção ao longo do intervalo t . Da

mesma maneira que no teste anterior, se esta resposta é afirmativa esta seção está apta a competir por sua re-energização, caso contrário será descartada.

Concomitantemente, os geradores dispersos também podem auxiliar no processo de restauração. No entanto, para que um gerador distribuído seja considerado como uma fonte de energia capaz de abastecer um conjunto de seções é necessário, primeiramente, que este consiga atender, satisfatoriamente, durante o intervalo de tempo t , a demanda da seção em que se encontra alocado (restrições b, d, e e f) sem sobrecarregar o sistema de distribuição (restrição a). Se estas restrições forem atendidas, *a priori*, este subsistema é considerado uma fonte de energia e outras seções sem fornecimento podem ser restabelecidas.

Para que outras seções (desenergizadas), conectadas por meio de um dispositivo de manobras a uma seção (energizada) que contenha um GD considerado como fonte, possam competir por suas re-energizações é necessário um teste adicional:

Teste 3. Se o GD é capaz de suportar o acréscimo de potência ocasionado pela inclusão da carga desta nova seção, ao longo do intervalo de tempo t , esta seção está apta a competir por sua re-energização, caso contrário será descartada. No exemplo da figura anterior, este teste significa verificar se os geradores alocados nas seções h e i suportam o acréscimo de potência ocasionado pela inclusão das cargas conectadas às seções d e g, respectivamente.

Removidas todas as seções que poderiam causar sobrecarga no sistema, as seções restantes são ordenadas em ordem decrescente em função do número total de consumidores. Utilizando novamente a figura 4.8 como exemplo, e admitindo que ambas as seções (a e d) foram aprovadas nos testes 1 e 2, estas são ordenadas de acordo com o número de consumidores. Da mesma maneira, e considerando que ambos GDs foram classificados como fonte, e as seções d e g foram aprovadas nos testes 1 e 3, estas também são ordenadas, juntamente com as seções a e d, de acordo com o número de consumidores. Note que neste momento a seção d é listada duas vezes, uma pela chave conectada ao alimentador C e outra pela chave conectada a uma seção que possui um gerador distribuído.

O próximo passo é a construção da LCR e a escolha aleatória de uma seção da lista. A LCR é composta por todas as seções desenergizadas em que há possibilidade de restauração (por exemplo, as seções a, $d^{Alim.C}$, d^{GD} e g da figura anterior), aptas (satisfazem os testes 1, 2 ou 3), e ponderadas pelo fator α , ou seja, possuem valor da função de mérito f maior que $NC_{max} - \alpha \cdot (NC_{max} - NC_{min})$ em que NC_{max} e NC_{min} são, respectivamente, o número máximo e mínimo de consumidores dentre as seções aptas.

Este procedimento (verificar quais são as seções possíveis de se restaurar, executar os testes 1, 2 ou 3 a cada seção, criar uma lista ordenada de seções em função do número de consumidores e escolher uma nova seção a ser energizada), ou seja, a adição de um elemento à solução é repetida até que todo o sistema seja restaurado ou seja atingido o limite operativo das linhas, equipamentos da rede ou capacidade dos GDs. Ao final do procedimento de construção uma configuração radial é obtida.

Note que ao longo da fase de construção apenas o número de consumidores é considerado (objetivo a), uma vez que não é possível avaliar o número de chaveamentos durante a construção de uma configuração de rede (objetivo b). Este objetivo será considerado na etapa seguinte, ou seja, ao longo do procedimento de busca local.

Procedimento de busca local

O procedimento de busca local foi caracterizado pela busca em vizinhança da solução gerada durante o procedimento de construção. O conceito de vizinhança adotado ao problema de restauração de redes de energia elétrica é a troca de estado (aberto/fechado) entre dois dispositivos de seccionamento da rede. No entanto, um consenso técnico deve ser considerado: *nenhuma chave pode ser aberta de modo a interromper o fornecimento de energia às seções que se mantiveram energizadas após a falta*. No exemplo da figura 4.8, isto ocorreria caso o procedimento de busca local desenergizasse uma ou mais seções dos alimentadores B ou C para re-energizar seções pertencentes ao alimentador A (que permaneceram sem fornecimento após a falta). Note que, considerando a definição de vizinhança adotada, o procedimento de busca local somente se faz necessário caso a configuração gerada pela fase de construção não restabelecer a totalidade das seções.

Partindo de uma solução factível S , estabelecida durante o procedimento de construção, são encontradas as v soluções vizinhas ($S_1, S_2, S_3, \dots, S_v$), caracterizadas pela troca de estado (aberto/fechado) entre dois dispositivos de seccionamento da região afetada pela falta. Posteriormente, a cada vizinho gerado, as restrições do problema são analisadas (conjunto de restrições de a a g), e então, as melhores, entre as v soluções geradas, que atendem às restrições, são mantidas, isto é, apenas as soluções não dominadas com relação às funções objetivos a e b são armazenadas no conjunto S^* . Observe que a definição de “ S^* ” nesta seção é diferente daquela apresentada na seção 4.4.1 (figura 4.6). Naquela seção, S^* fazia alusão à solução incumbente, aqui, significa o conjunto das soluções não dominadas

(fronteira de Pareto). Na figura 4.9 é ilustrada, em linhas gerais, a técnica de otimização multiobjetivo proposta.

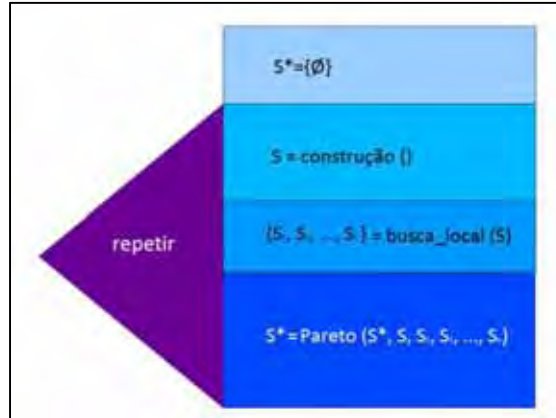


Figura 4.9: Técnica de otimização GRASP multiobjetivo proposta.

No contexto global do algoritmo, e ao longo das iterações, o conjunto S^* (de soluções não dominadas) pode variar, aumentando ou reduzindo o número de soluções. No entanto, não se deve confundir a evolução da fronteira de Pareto, no decorrer das iterações, de métodos do tipo multi-start construtivos com métodos evolutivos. Na figura 4.10 são ilustrados exemplos da evolução da fronteira de Pareto, iteração a iteração, para cada uma destas técnicas de otimização para um problema genérico de minimização.

No caso de métodos evolutivos (figura 4.10 a), a melhoria da fronteira, iteração a iteração, é visível, no entanto, para os métodos multi-start essa afirmação pode não ser verdadeira. Nos métodos multi-start construtivos, tal como a metodologia proposta por este trabalho, a qualidade das soluções geradas durante o procedimento de busca local dependerá essencialmente da solução S encontrada previamente no procedimento de construção, e, portanto, a fronteira de Pareto da primeira iteração pode ser de pior qualidade que a encontrada durante a segunda iteração, como ilustrado na figura 4.10 b.

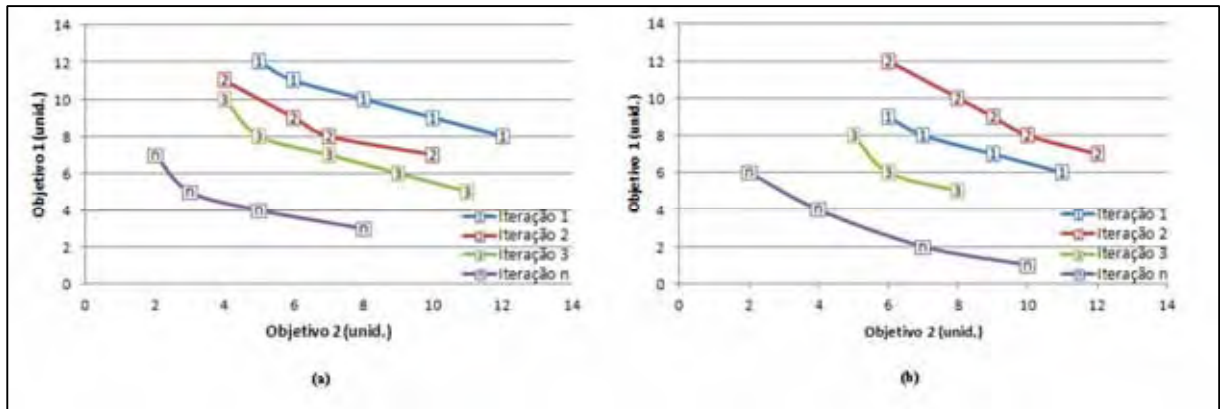


Figura 4.10: Evolução da fronteira de Pareto de (a) métodos evolutivos e (b) métodos multi-start.

Capítulo 5

Testes e resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através de testes com os algoritmos implementados em linguagem de programação C++ a partir da metodologia propostas no capítulo 4 e simulado utilizando um microcomputador com processador Intel® Core™ i7 e 4 GB de memória RAM.

Inicialmente são apresentadas as características do sistema teste, tais como, topologia e carregamento dos transformadores de distribuição, posteriormente, os parâmetros utilizados no algoritmo e, por último, os resultados das simulações realizadas a partir da metodologia proposta. Os testes são apresentados com o objetivo de avaliar as características da técnica de solução aplicada e estão organizados da seguinte maneira: um teste sem considerar a geração distribuída, dois testes considerando geração distribuída (com diferentes potências instaladas) e um último teste considerando a GD, porém com os geradores alocados em diferentes pontos.

5.1 Sistema teste

Uma subestação real de distribuição contendo aproximadamente 7400 barras distribuídas entre nove alimentadores conectados a dois transformadores de potência, cada um com capacidade de transformação igual a 25/33,3 MVA¹, foi utilizada como sistema teste. O alimentador 1 foi o escolhido para teste e uma falta simulada em sua seção 4 com saída às 8 horas e previsão de retorno à configuração normal às 12 horas. Este alimentador possui 42 seções entre as quais estão conectados 1650 consumidores. O número de chaves de manobras do alimentador é igual a 46. Os alimentadores de socorro 4 e 5 estão conectados no transformador denominado “TRAFO 1” e o alimentador 8 conectado ao transformador “TRAFO 2”. Na figura 5.1 é ilustrada a organização dos alimentadores em ambos transformadores de potência da subestação e na figura 5.2 a topologia do alimentador teste, o

¹ Os valores apresentados pela notação “25/33,3 MVA” indicam, respectivamente, potência nominal dos transformadores com o sistema de arrefecimento desligado (convecção natural) e com ventilação forçada. Ao longo dos testes subsequentes a potência com ventilação forçada (33,3 MVA) será utilizada como restrição de nível máximo de fluxo de potência nos transformadores da subestação (restrição apresentada pela equação 3.4).

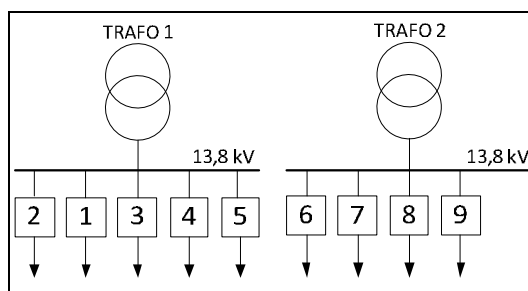


Figura 5.1: Topologia da subestação do sistema de distribuição testado.

número de consumidores e a potência instalada em cada seção são apresentados. As indicações 5-A e 5-B na figura 5.2 representam ambos os ramais laterais do alimentador 5 que podem atender, em caráter emergencial, o alimentador teste (alimentador 1).

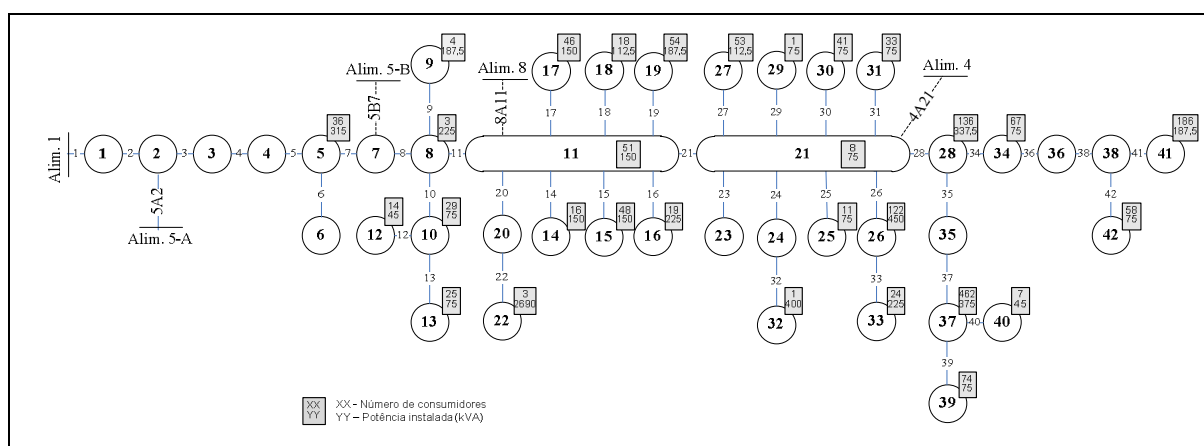


Figura 5.2: Topologia do alimentador de distribuição testado.

5.2 Carregamento dos transformadores de distribuição

Os carregamentos dos transformadores de distribuição foram calculados segundo a metodologia apresentada no capítulo anterior e foi utilizado como dado de entrada uma curva de carga de uma subestação típica de distribuição. O carregamento percentual da subestação e seu respectivo fator de potência (indutivo), ao longo das quatro horas que o sistema estaria sem fornecimento, são apresentados na figura 5.3. Estes dados foram extraídos de uma curva de carga real para o período mencionado.

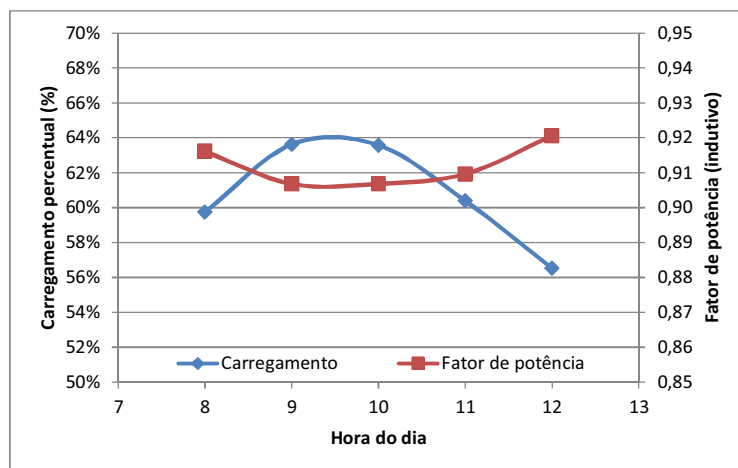


Figura 5.3: Carregamento percentual e fator de potência dos transformadores de distribuição.

5.3 Parâmetros do algoritmo

O único parâmetro presente na metodologia, o fator guloso α , não apresenta grandes dificuldades na calibração e não influencia de maneira significativa nos resultados, quando dentro do intervalo 0,4 a 0,6, ou seja, valor comumente adotado para algoritmos GRASP. O valor $\alpha = 0,6$ foi adotado para garantir uma boa diversidade nas propostas à solução e foi mantido constante ao longo de todos os testes realizados.

Neste trabalho dois critérios de parada foram empregados: o número máximo de iterações e o máximo tempo de processamento. O número máximo de iterações foi adotado 10 e o tempo máximo de processamento foi definido em 60 segundos. O algoritmo é encerrado depois de satisfeito um dos dois critérios de parada.

5.4 Teste 1: Sem geração distribuída

Este teste tem como objetivo ilustrar a capacidade de solução da metodologia proposta para sistemas de distribuição sem geração distribuída, além de dar suporte à comparação aos testes subsequentes, que consideram a inserção da GD com a mesma topologia (testes 2 e 3).

Na figura 5.4 são ilustradas as fronteiras de Pareto obtidas, a cada iteração, para este teste. Como se pode observar, as soluções geradas e, consequentemente, as fronteiras de Pareto de cada iteração não apresentam uma melhoria iteração a iteração, característica dos métodos de otimização multi-start, como descrito ao longo da seção 4.4. Outra particularidade da metodologia proposta é o relativo agrupamento, a cada iteração, das soluções geradas. Esta

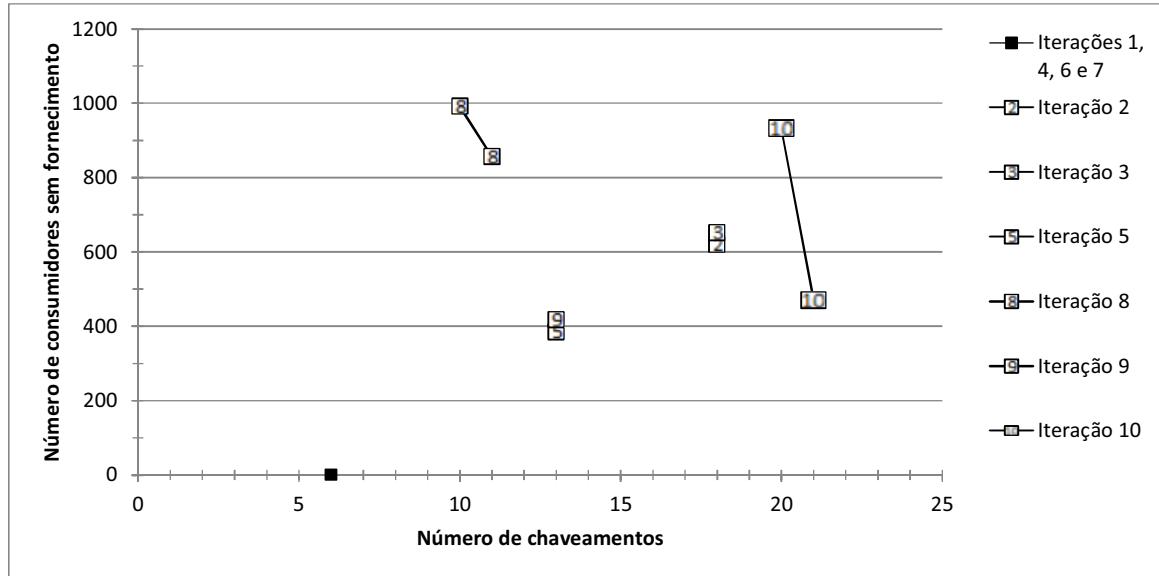


Figura 5.4: Conjunto de fronteiras de Pareto encontradas para o teste 1.

peculiaridade é facilmente compreendida, pois o critério de vizinhança, como o adotado neste trabalho, não deve inserir grande variabilidade na solução construída e, apenas, otimizá-la localmente.

A melhor solução encontrada apresenta apenas 6 chaveamentos e um consumidor sem fornecimento. Esta solução é encontrada pelo algoritmo 4 vezes (iterações 1, 4, 6 e 7). O consumidor localizado na seção 32 é de grande porte (400 KVA) e, caso fosse restaurado, as restrições de corrente seriam violadas. A topologia da melhor solução encontrada para o caso base é apresentada na figura 5.5. Na tabela 5.1 são apresentadas as características operacionais para esta configuração (correntes dos alimentadores e potências dos transformadores da subestação).

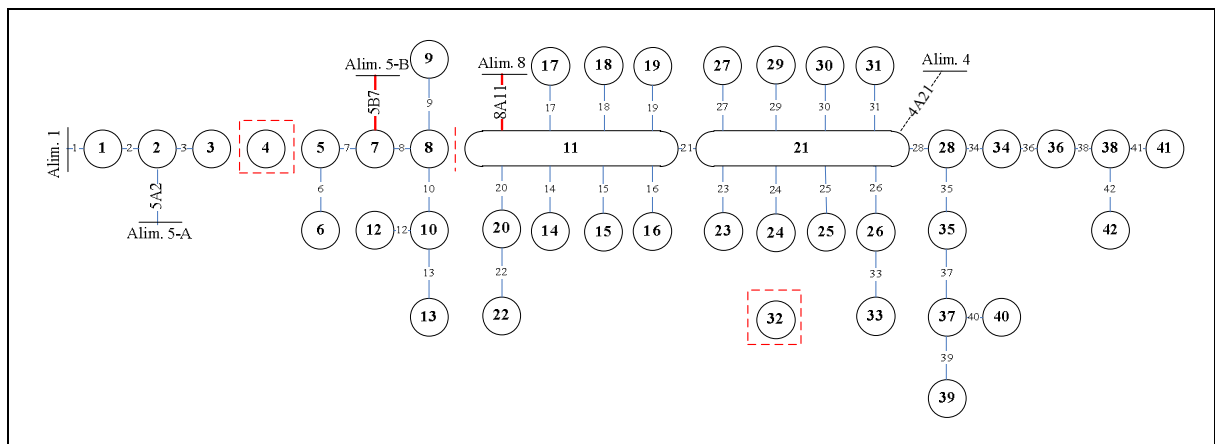


Figura 5.5: Topologia do alimentador da melhor solução proposta.

Tabela 5.1: Características operacionais da melhor solução proposta (iterações 1, 4, 6 e 7).

Consum. sem fornec.: 1		Núm. de chaveamentos: 6		Fechar chaves: 5B7; 8A11		
Abrir chaves:	4; 5; 11; 32					
Carregamento horário dos transformadores (MVA)						
Código	Potência máxima ¹	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Trafo 1	33,30	30,90	32,85	32,82	31,18	29,26
Trafo 2	33,30	28,16	29,92	29,90	28,41	26,67
Carregamento horário dos alimentadores (A)						
Código	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Alim. 5-B	555	391,71	417,46	417,1	395,76	370,36
Alim. 8	555	406,37	433,82	433,43	410,37	383,58

¹ O valor de “potência máxima” corresponde ao valor da máxima potência ventilada do transformador da subestação.

² O valor de “corrente máxima” compreende ao menor valor entre capacidade de condutores e equipamentos na saída da subestação.

5.5 Teste 2: Sem geração distribuída (considerando consumidores preferenciais)

A presença de consumidores preferenciais em sistemas de distribuição pode ser contemplada pela metodologia apenas a parcela da função objetivo que avalia o número de consumidores sem fornecimento. Desta forma a equação 3.1 é estabelecida como

$$\text{Min} \sum [(C_i + \beta \cdot C_i^p) \cdot \overline{X}_i]$$

em que C_i^p é o número de consumidores preferenciais e β um fator que ilustra o peso dos consumidores preferenciais. A figura 5.6 ilustra o conjunto de fronteiras de Pareto para este teste. No eixo das abscissas é representado o número de chaveamentos da solução. No eixo das ordenadas é representado o valor da função objetivo considerando $\beta = 500$.

Na figura 5.7 é ilustrada a topologia da melhor solução encontrada considerando consumidores preferenciais. Neste caso, a topologia foi alterada com relação ao teste anterior, porém o valor da função objetivo permaneceu o mesmo, ou seja, deixou apenas um consumidor não preferencial sem fornecimento. A alteração na topologia está diretamente relacionada à alteração da função objetivo, uma vez que a metodologia é construtiva.

Na tabela 5.2 são mostradas as características operacionais desta solução.

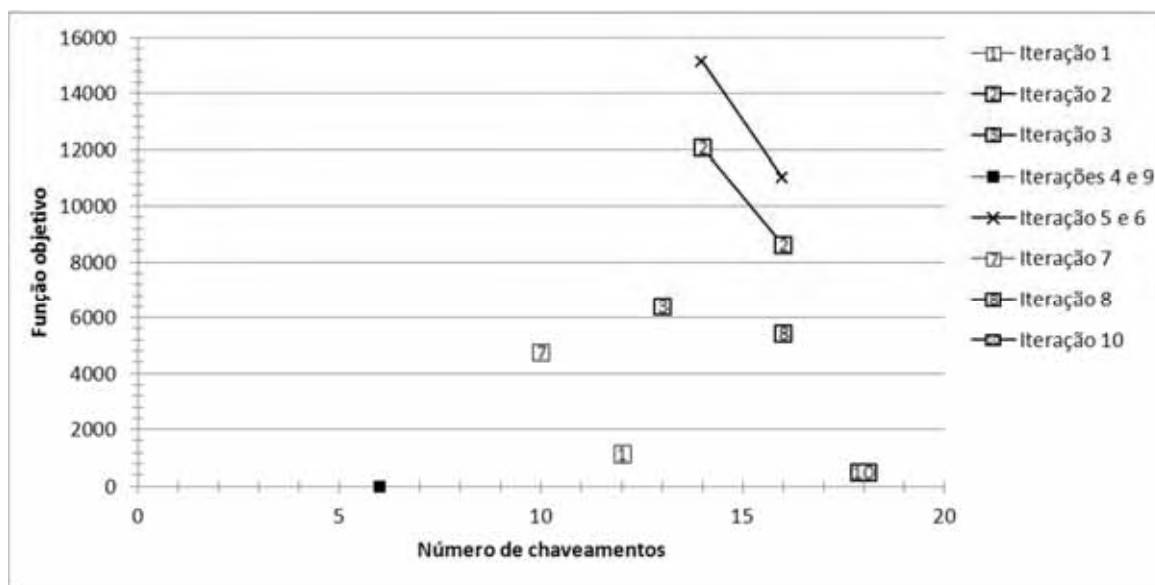


Figura 5.6: Conjunto de fronteiras de Pareto encontradas para o teste 2.

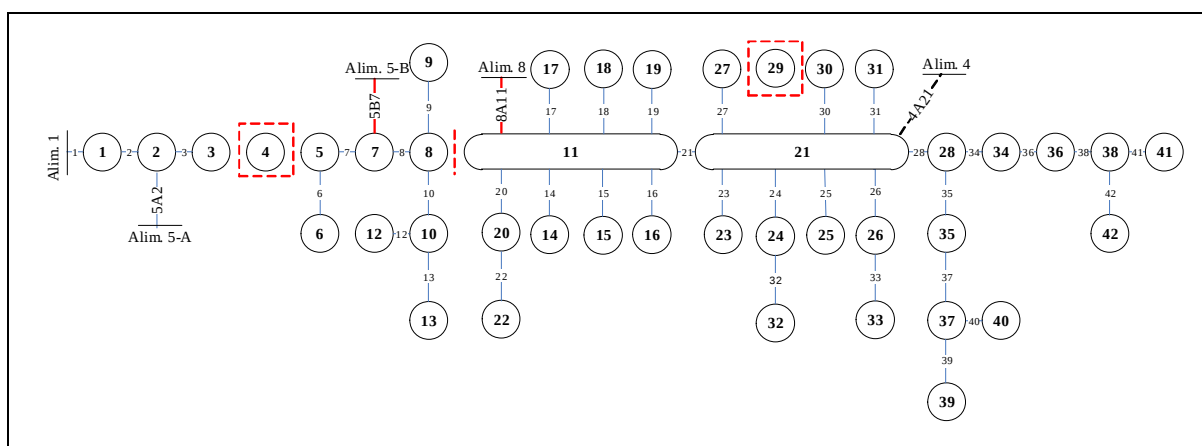


Figura 5.7: Topologia do alimentador da melhor solução proposta.

Tabela 5.2: Características operacionais da melhor solução proposta (iterações 4 e 9).

Consum. sem fornec./Preferenciais: 1 / 0		Núm. de chaveamentos: 6		Fechar chaves: 5B7; 8A11		
Abrir chaves:	4; 5; 11; 29					
Carregamento horário dos transformadores (MVA)						
Código	Potência máxima ¹	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Trafo 1	33,30	30,90	32,85	32,82	31,18	29,26
Trafo 2	33,30	28,35	30,13	30,10	28,60	26,85
Carregamento horário dos alimentadores (A)						
Código	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Alim. 5-B	555	395,85	421,88	421,51	399,94	374,26
Alim. 8	555	416,58	444,82	444,42	420,72	393,15

¹ O valor de "potência máxima" corresponde ao valor da máxima potência ventilada do transformador da subestação.

² O valor de "corrente máxima" compreende ao menor valor entre capacidade de condutores e equipamentos na saída da subestação.

5.6 Teste 3: Com geração distribuída (baixa potência)

Para contemplar a inserção dos GDs na rede, foram alocados, respectivamente, nas seções 22, 39 e 42 do alimentador 1, uma micro central hidráulica, um parque eólico e uma central solar. Este teste tem como objetivo avaliar o comportamento da metodologia de restauração para sistemas com pequena inserção de geradores distribuídos, típicos de geradores distribuídos alocados dentro (ou próximos) do perímetro urbano.

5.6.1 Central geradora eólica

A micro central eólica, alocada na seção 39 do alimentador, é formada por cinco aerogeradores de potência nominal igual a 100 kW e caracterizados pela utilização de turbinas do tipo horizontal com controle de pitch acoplada a um gerador síncrono trifásico de ímã permanente e conectados à rede através de conversores estáticos.

Para os dados de velocidade de vento foram utilizados a base de dados de uma estação meteorológica localizada no aeroporto Pinto Martins, Fortaleza – CE, disponibilizada pelo programa SWERA (SWERA, 2003) com medições horárias. Na figura 5.8 são ilustradas a velocidade do vento no parque eólico e sua respectiva potência máxima disponível. Considerando a utilização de conversores estáticos para integração do parque eólico sua mínima potência gerada é igual a zero.

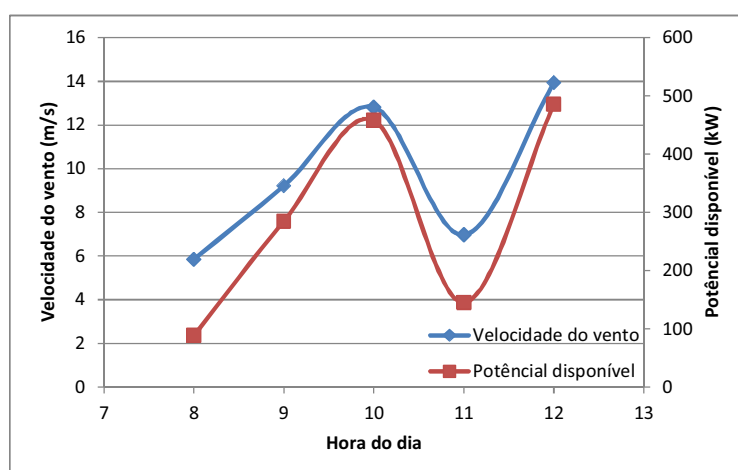


Figura 5.8: Velocidade do vento e máxima potência disponível na micro central eólica.

5.6.2 Central geradora solar

A micro central solar, alocada na seção 42 do alimentador, é formada por 200 módulos fotovoltaicos com potência nominal igual a 210 W construídos a partir de tecnologia híbrida

de silício mono cristalino e silício amorfo. O coeficiente de temperatura do módulo γ , utilizado para o cálculo da potência máxima de saída, é igual a $-0,336\%/^{\circ}\text{C}$. O acoplamento à rede é realizado através de conversores estáticos.

Para os dados de irradiação solar e temperatura ambiente também foram utilizados a base de dados da estação meteorológica localizada no aeroporto Pinto Martins, Fortaleza – CE (SWERA, 2003). Na figura 5.9 são ilustradas a irradiação solar e a potência máxima disponível da central solar. Na tabela 5.3 é apresentada a temperatura ambiente ao longo das quatro horas de simulação.

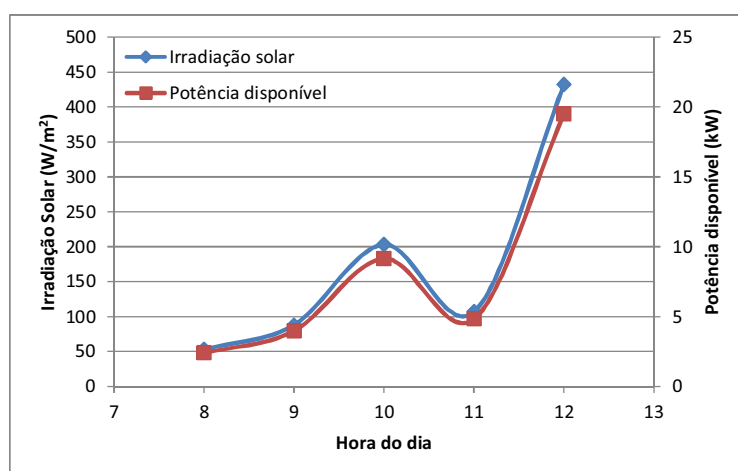


Figura 5.9: Irradiação solar e máxima potência disponível na micro central solar.

Tabela 5.3: Temperatura ambiente durante a simulação

Hora do dia	Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)
8	27,0
9	28,4
10	29,0
11	30,0
12	28,0

5.6.3 Central geradora hidrelétrica

A central geradora hidrelétrica, alocada na seção 22, é constituída de um gerador síncrono trifásico acoplado a uma turbina Francis de potência nominal de 125 kW com controle de velocidade e conectado à rede de distribuição através de um transformador elevador. A máxima vazão turbinável para a turbina considerada é igual a $1,56 \text{ m}^3/\text{s}$.

Para os dados de vazão foram extraídos de uma base de dados real do rio Ribeirão do Taboão na cidade de Delfim Moreira – MG com medições diárias (ANA, 2005) e, portanto,

considerado constante ao longo do dia. A altura líquida da queda d'água foi considerada igual a 10 m. Na figura 5.10 são ilustrados os limites mínimos e máximos de vazão turbinável e potência disponível na CGH considerada.

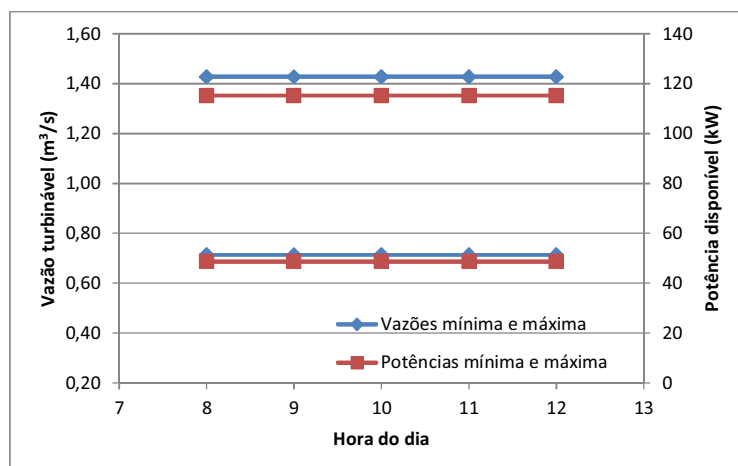


Figura 5.10: Limites mínimos e máximos de vazão turbinável e potência disponível na CGH.

5.6.4 Resultados obtidos

Executado o algoritmo apresentado ao longo do capítulo 4, este retornou, em aproximadamente 25 segundos, um conjunto de soluções factíveis para a restauração do sistema teste. Na figura 5.11 está ilustrado o conjunto de fronteiras de Pareto encontrado ao longo das dez iterações do algoritmo.

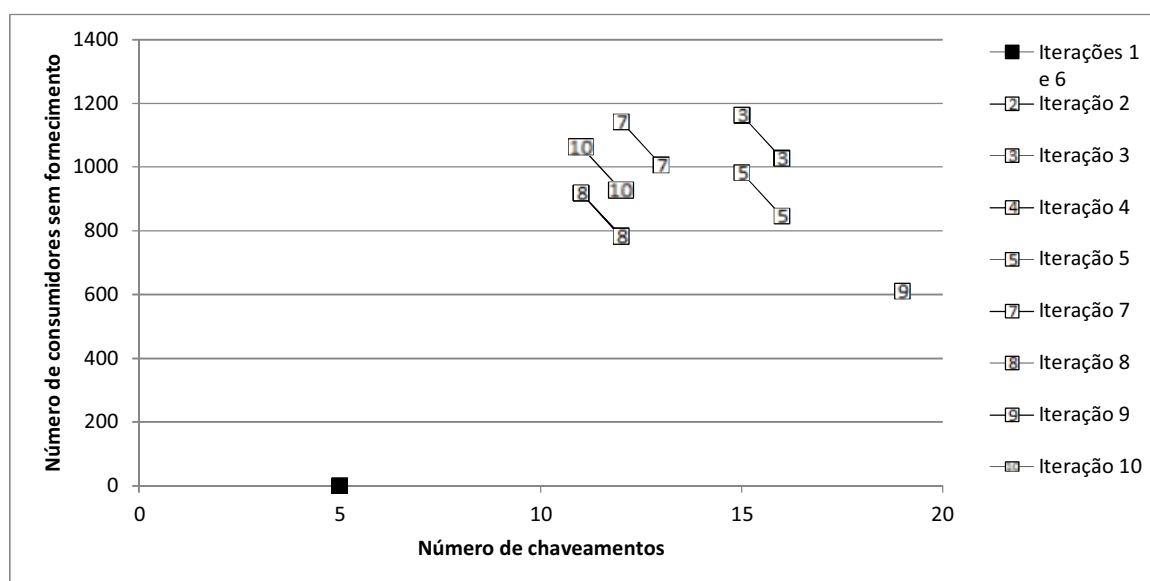


Figura 5.11: Conjunto de fronteiras de Pareto encontradas para o teste 3.

É possível observar a característica de não evolução do método, isto é, não há uma evolução da fronteira de Pareto iteração-a-iteração (assim como no teste anterior). A melhor solução foi encontrada duas vezes ao longo da simulação (iterações 1 e 6) e esta solução consegue restabelecer todo o sistema com apenas 5 chaveamentos. O restabelecimento completo do sistema só foi possível graças ao suporte de potência dos geradores distribuídos, e, caso não estivessem presentes, alguns consumidores seriam penalizados com a falta de fornecimento (como apresentado no teste anterior). Na tabela 5.4 são ilustradas as características operacionais para a melhor configuração encontrada.

Tabela 5.4: Características operacionais da melhor solução proposta (iterações 1 e 6).

Consum. sem fornec.: 0		Núm. de chaveamentos: 5		Fechar chaves: 5B7; 8A11			
Abrir chaves:	4; 5; 11						
Carregamento horário dos transformadores (MVA)							
Código	Potência máxima ¹	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs	
Trafo 1	33,3	30,90	32,85	32,82	31,18	29,26	
Trafo 2	33,3	27,78	28,96	28,4	27,85	25,04	
Carregamento horário dos alimentadores (A)							
Código	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs	
Alim. 5-B	555	391,71	417,46	417,1	395,76	370,36	
Alim. 8	555	390,16	392,46	368,92	386,58	312,72	
Carregamento horário, em ampères, e estado operacional dos geradores distribuídos							
Tipo	Modo ³	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Hidráulico	CR	100	19,55	19,55	19,55	19,55	19,55
Eólico	CR	100	7,39	23,83	38,31	12,15	40,58
Solar	CR	100	0,10	0,17	0,38	0,2	0,82

¹ O valor de “potência máxima” corresponde ao valor da máxima potência ventilada do transformador da subestação.

² O valor de “corrente máxima” compreende ao menor valor entre capacidade de condutores e equipamentos na saída da subestação/GD.

³ CR indica que o gerador opera “conectado à rede”.

Através da tabela 5.4 é possível verificar que as restrições de nível máximo de fluxo nos equipamentos e/ou condutores e nível máximo de fluxo de potência nos transformadores da subestação não são violados. Na figura 5.12 é ilustrada melhor configuração do sistema para o presente teste. Nesta solução todos os geradores se encontram conectados à rede.

5.7 Teste 4: Com geração distribuída (média potência)

Este teste tem a finalidade de avaliar o comportamento da metodologia de restauração proposta para sistemas de distribuição com uma inserção moderada de GD (500kW – 1,5MW). Parques geradores com maiores potências (≥ 5 MW), ainda que de fonte renovável, não fazem parte do escopo deste trabalho, uma vez que são comumente conectados através de

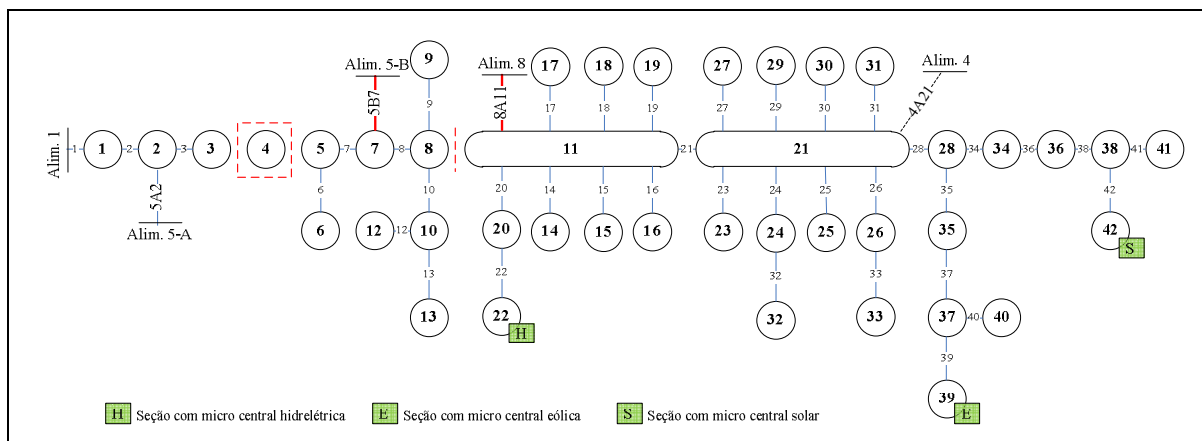


Figura 5.12: Topologia do alimentador da melhor solução proposta.

circuitos exclusivos na barra de alta tensão das subestações de distribuição.

Para este teste foram alocados, assim como no teste anterior, uma central hidráulica, um parque eólico e uma central solar nas seções 22, 39 e 42 do alimentador 1, respectivamente. Os dados de entrada e características dos geradores distribuídos permaneceram inalterados. Apenas a potência nominal dos geradores foi modificada.

5.7.1 Central geradora eólica

A micro central eólica, alocada na seção 39 do alimentador, é formada por 10 aerogeradores de potência nominal igual a 100 kW e caracterizados pela utilização de turbinas do tipo horizontal com controle de pitch acoplada a um gerador síncrono trifásico de ímã permanente e conectada à rede através de conversores estáticos. Na figura 5.13 é ilustrada a potência disponível no parque eólico. A mínima potência gerada pelo parque é igual a zero.

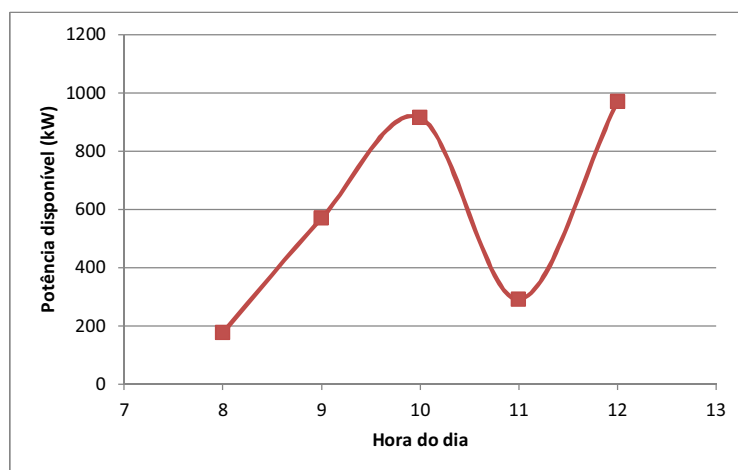


Figura 5.13: Potência disponível máxima no parque eólico.

5.7.2 Central geradora solar

A micro central solar, alocada na seção 42 do alimentador, é formada por 500 módulos fotovoltaicos com potência nominal igual a 210 W construídos a partir de tecnologia híbrida de silício mono cristalino e silício amorfo. Na figura 5.14 são ilustradas a irradiação solar e a

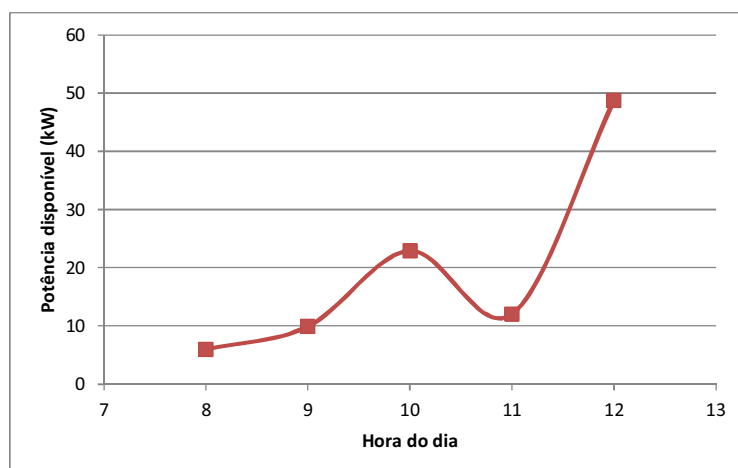


Figura 5.14: Potência disponível máxima na micro central solar.

potência máxima disponível da central solar para este teste. A mínima potência gerada pelo parque é igual à zero.

5.7.3 Central geradora hidrelétrica

A central geradora hidrelétrica, alocada na seção 22, é constituída de um gerador síncrono trifásico acoplado a uma turbina Francis de potência nominal de 500 kW com controle de velocidade e conectado à rede de distribuição através de um transformador elevador. A altura líquida da queda d'água foi considerada igual a 15 m e a máxima vazão turbinável igual a 4,78 m³/s. Na figura 5.15 são ilustrados os limites mínimos de potência disponível na CGH.

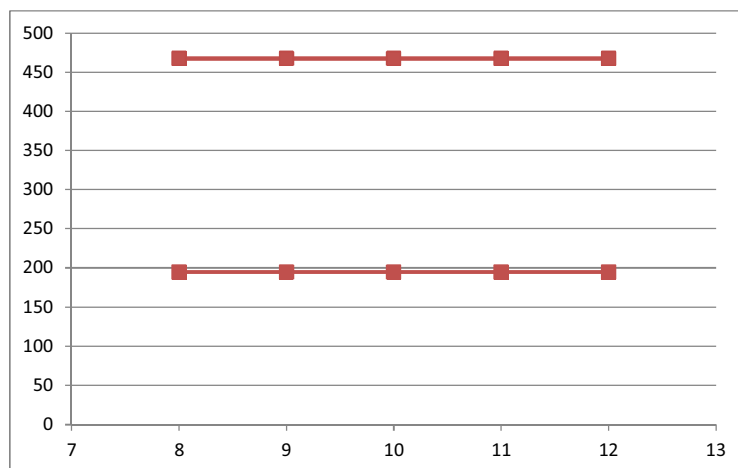


Figura 5.15: Limites mínimos e máximos de potência disponível na CGH.

5.7.4 Resultados obtidos

Executado o algoritmo, este retornou, em aproximadamente 15 segundos, um conjunto de soluções factíveis para a restauração do sistema teste. Na figura 5.16 é ilustrado o conjunto de fronteiras de Pareto encontrado ao longo das dez iterações do algoritmo.

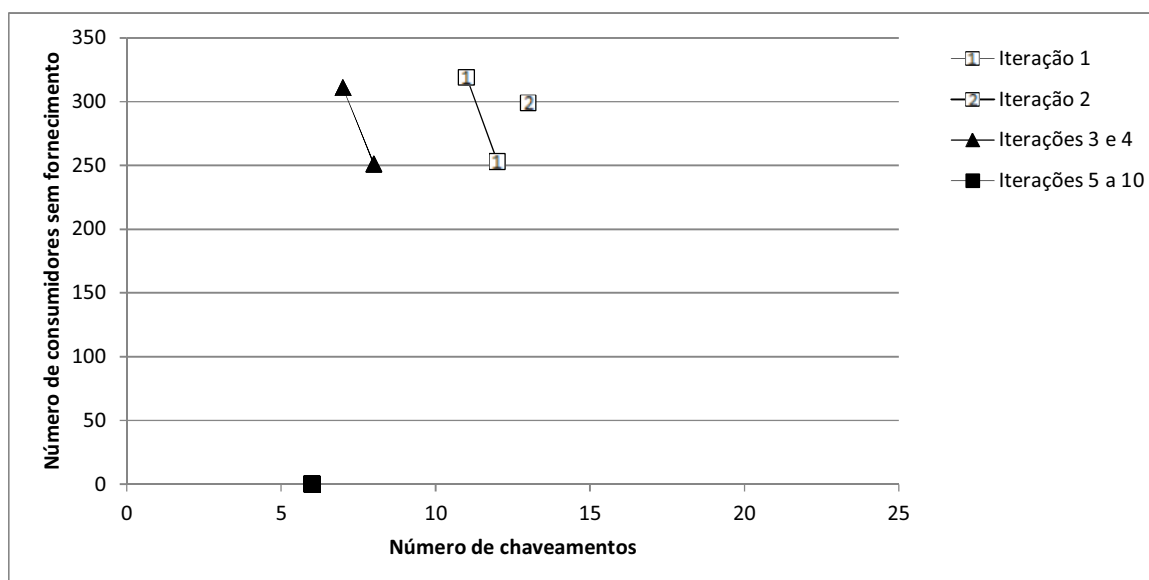


Figura 5.16: Conjunto de fronteiras de Pareto encontradas para o teste 4.

O aumento da potência instalada dos geradores distribuídos refletiu inversamente na dificuldade do problema. Para esta simulação, aumentando a potência instalada dos geradores, o algoritmo conseguiu restaurar o sistema completamente em 50% das iterações. A simulação anterior restaurou completamente o sistema em apenas 20 % das iterações.

No entanto, este teste, diferentemente do anterior, exibe diferentes configurações com os mesmos valores de funções objetivo. Nas tabelas subsequentes são apresentadas as características operacionais para as melhores configurações encontradas.

Tabela 5.5: Características operacionais da melhor solução proposta (iteração 5).

Consum. sem fornec.: 0		Núm. de chaveamentos: 6		Fechar chaves: 5B7; 8A11			
Abrir chaves:		4; 5; 8; 35					
Carregamento horário dos transformadores (MVA)							
Código	Potência máxima ¹	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs	
Trafo 1	33,30	30,53	32,45	32,42	30,80	28,91	
Trafo 2	33,30	27,04	28,82	28,75	27,28	25,42	
Carregamento horário dos alimentadores (A)							
Código	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs	
Alim. 5-B	555	375,81	400,53	400,18	379,69	355,31	
Alim. 8	555	358,71	386,83	384,77	362,34	329,59	
Carregamento horário, em ampères, e estado operacional dos geradores distribuídos							
Tipo	Modo ³	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Hidráulico	CR	100	19,55	19,55	19,55	19,55	19,55
Eólico	IL	100	12,74	13,54	13,53	12,87	12,06
Solar	CR	100	0,25	0,42	0,96	0,504	2,04

¹ O valor de “potência máxima” corresponde ao valor da máxima potência ventilada do transformador da subestação.

² O valor de “corrente máxima” compreende ao menor valor entre capacidade de condutores e equipamentos na saída da subestação/GD.

³ CR, IL e MR são os modos de operação considerados para os geradores distribuídos. CR indica que o gerador opera “conectado à rede”, IL indica que o gerador opera no modo “ilhado” e MR indica que o gerador opera em “micro rede”.

Tabela 5.6: Características operacionais da melhor solução proposta (iterações 6, 7, 9 e 10).

Consum. sem fornec.: 0		Núm. de chaveamentos: 6		Fechar chaves: 5B7; 8A11			
Abrir chaves:		4; 5; 11; 37					
Carregamento horário dos transformadores (MVA)							
Código	Potência máxima ¹	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs	
Trafo 1	33,30	30,90	32,85	32,82	31,18	29,26	
Trafo 2	33,30	26,67	28,42	28,36	26,9	25,06	
Carregamento horário dos alimentadores (A)							
Código	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs	
Alim. 5-B	555	391,71	417,46	417,1	395,76	370,36	
Alim. 8	555	341,87	368,75	366,71	345,28	313,76	
Estado operacional dos geradores distribuídos							
Tipo	Modo ³	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Hidráulico	CR	100	19,55	19,55	19,55	19,55	19,55
Eólico	IL	100	12,74	13,54	13,53	12,87	12,06
Solar	CR	100	0,25	0,42	0,96	0,504	2,04

¹ O valor de “potência máxima” corresponde ao valor da máxima potência ventilada do transformador da subestação.

² O valor de “corrente máxima” compreende ao menor valor entre capacidade de condutores e equipamentos na saída da subestação/GD.

³ CR, IL e MR são os modos de operação considerados para os geradores distribuídos. CR indica que o gerador opera “conectado à rede”, IL indica que o gerador opera no modo “ilhado” e MR indica que o gerador opera em “micro rede”.

Tabela 5.7: Características operacionais da melhor solução proposta (iteração 8).

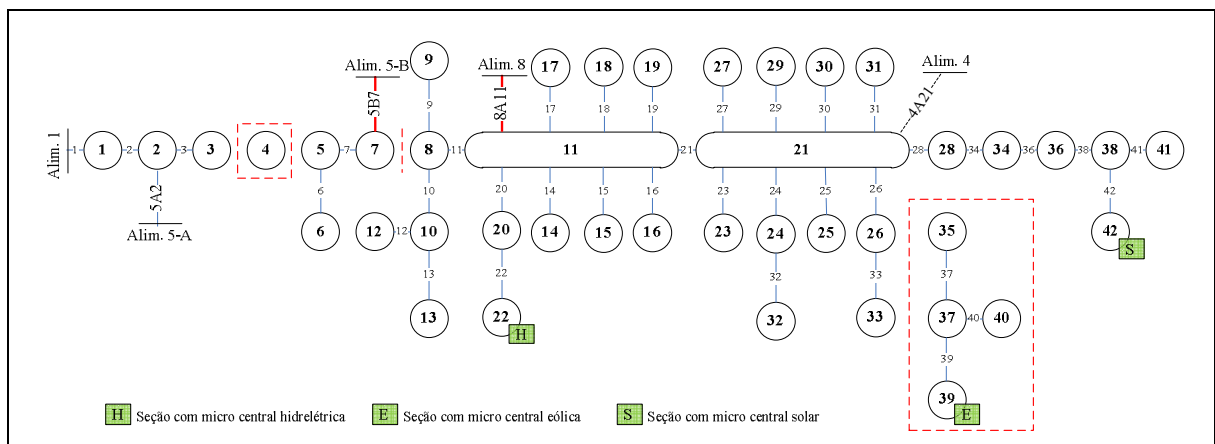
Consum. sem fornec.: 0		Núm. de chaveamentos: 6		Fechar chaves: 5B7; 8A11			
Abrir chaves:		4; 5; 8; 37					
Carregamento horário dos transformadores (MVA)							
Código	Potência máxima ¹	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs	
Trafo 1	33,30	30,53	32,45	32,42	30,80	28,91	
Trafo 2	33,30	27,04	28,82	28,75	27,28	25,42	
Carregamento horário dos alimentadores (A)							
Código	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs	
Alim. 5-B	555	375,81	400,53	400,18	379,69	355,31	
Alim. 8	555	358,71	386,83	384,77	362,34	329,59	
Estado operacional dos geradores distribuídos							
Tipo	Modo ³	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Hidráulico	CR	100	19,55	19,55	19,55	19,55	19,55
Eólico	IL	100	12,74	13,54	13,53	12,87	12,06
Solar	CR	100	0,25	0,42	0,96	0,504	2,04

¹ O valor de “potência máxima” corresponde ao valor da máxima potência ventilada do transformador da subestação.

² O valor de “corrente máxima” compreende ao menor valor entre capacidade de condutores e equipamentos na saída da subestação/GD.

³ CR, IL e MR são os modos de operação considerados para os geradores distribuídos. CR indica que o gerador opera “conectado à rede”, IL indica que o gerador opera no modo “ilhado” e MR indica que o gerador opera em “micro rede”.

As três soluções apresentadas possuem os mesmos valores para ambas as funções objetivos, isto é, número de chaveamentos igual a 6 e restauram completamente o sistema de distribuição. As soluções encontradas pelas iterações 5 e 8 (tabela 5.5 e tabela 5.7) são praticamente idênticas e distinguem-se pela substituição de abertura da chave 35 pela chave 37, ou seja, a inclusão ou não da seção 35 no sistema ilhado. No entanto, a seção 35 não possui nenhum consumidor ou carga instalada, o que, em teoria, ambas as soluções seriam iguais, entretanto, podem representar significativa diferença quanto aos aspectos operacionais (distância do ponto de manobra e acessibilidade).

**Figura 5.17: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (iteração 5).**

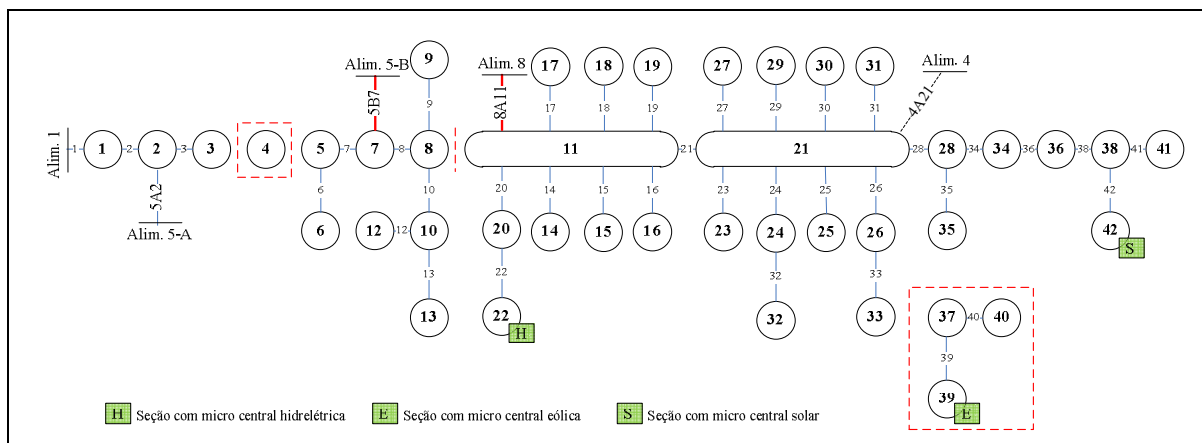


Figura 5.18: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (iterações 6, 7, 9 e 10).

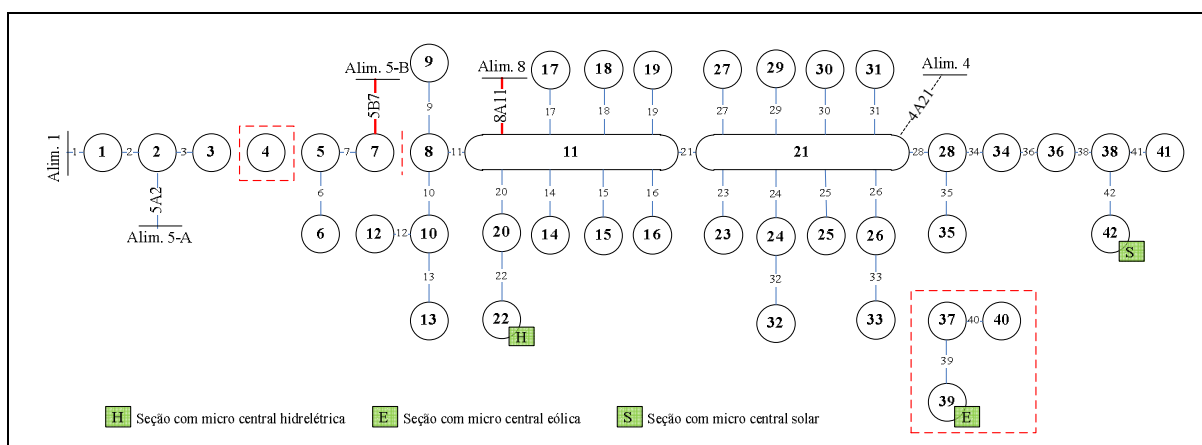


Figura 5.19: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (iteração 8).

Ao comparar este teste (média potência) com o anterior (baixa potência) pode-se observar que a inserção de maiores geradores implicou em um chaveamento a mais na solução, isto é, com geradores de baixa potência foi possível restaurar o sistema com apenas 5 chaveamentos (teste 2), ao passo que, com maiores geradores, o número de chaveamentos foi 6 (teste 3). Este resultado, embora inicialmente contraditório, está de acordo com a técnica de construção apresentada na seção 4.4.3, uma vez que o número de consumidores presentes na seção 37 é muito superior ao número de consumidores presentes nas seções 11 e 21 (figura 5.2) e deve ser restabelecido prioritariamente. O restabelecimento prioritário destas seções implicou na operação ilhada da central geradora eólica, uma vez que não foi considerado outros pontos de sincronia senão na conexão dos geradores (veja seção 4.2).

5.8.3 Central geradora hidrelétrica

A central geradora hidrelétrica, alocada na seção 22, é constituída de um gerador síncrono trifásico acoplado a uma turbina Francis de potência nominal de 125 kW. As características, tecnologias e potência de saída da CGH são as mesmas apresentadas pelo teste 2 (baixa potência).

5.8.4 Resultados obtidos

Executado o algoritmo, este retornou, em aproximadamente 19 segundos, um conjunto de soluções factíveis para a restauração do sistema teste. Na figura 5.21 é ilustrada a solução de Pareto ótima encontrada ao longo das dez iterações do algoritmo.

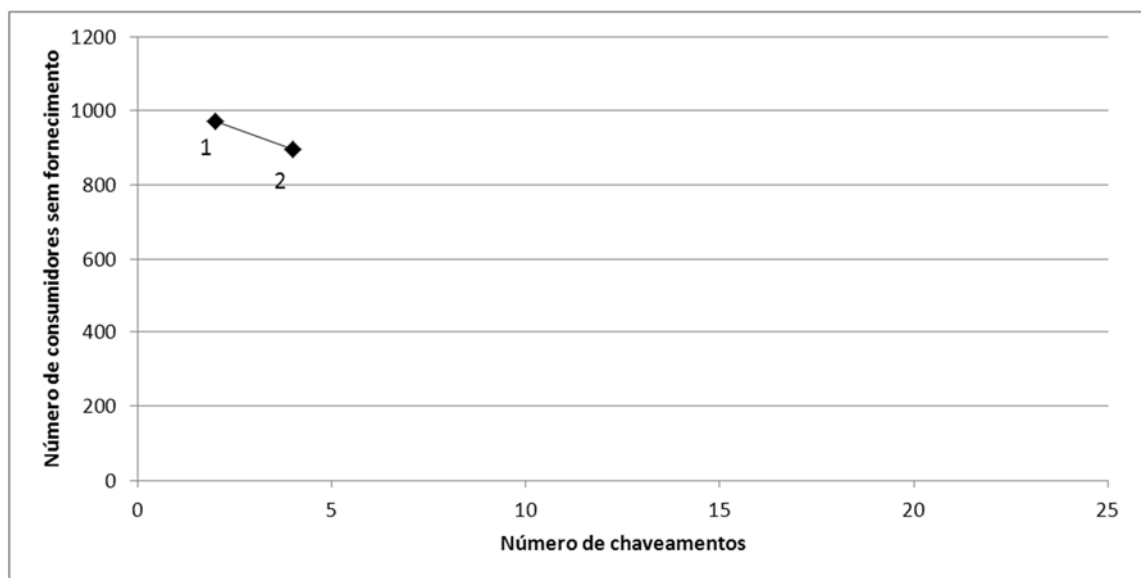


Figura 5.21: Soluções Pareto ótimas encontradas para o teste 5.

Neste teste foi obtida apenas uma fronteira de Pareto contendo duas possibilidades para a reconfiguração do sistema e, conseqüentemente, seu restabelecimento. As características operacionais das soluções propostas são apresentadas na tabela 5.8 e tabela 5.9. As topologias destas configurações são ilustradas na figura 5.22 e figura 5.23.

Tabela 5.8: Características operacionais da melhor solução proposta (solução 1).

Consum. sem fornec.: 895		Núm. de chaveamentos: 4		Fechar chaves: -			
Abrir chaves:		21; 28; 35; 42					
Estado operacional dos geradores distribuídos							
Tipo	Modo ³	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Eólico	IL	100	10,63	11,30	11,29	10,74	10,07
Solar	OFF	-	-	-	-	-	-

¹ O valor de “potência máxima” corresponde o valor da máxima potência ventilada do transformador da subestação.

² O valor de “corrente máxima” compreende o menor valor entre capacidade de condutores e equipamentos na saída do GD.

³ CR, IL e MR são os modos de operação considerados para os geradores distribuídos. CR indica que o gerador opera “conectado à rede”, IL indica que o gerador opera no modo “ilhado” e MR indica que o gerador opera em “micro rede”. OFF indica que o gerador está desligado.

Tabela 5.9: Características operacionais da melhor solução proposta (solução 2).

Consum. sem fornec.: 973		Núm. de chaveamentos: 2		Fechar chaves: -			
Abrir chaves:		21; 34					
Estado operacional dos geradores distribuídos							
Tipo	Modo ³	Corrente máxima ²	8 hrs	9 hrs	10 hrs	11 hrs	12 hrs
Eólico	MR+	100	3,59	3,66	3,09	3,36	1,67
Solar	MR	100	0,10	0,17	0,38	0,20	0,82

¹ O valor de “potência máxima” corresponde ao valor da máxima potência ventilada do transformador da subestação.

² O valor de “corrente máxima” compreende ao menor valor entre capacidade de condutores e equipamentos na saída do GD.

³ CR, IL e MR são os três modos de operação considerados para os geradores distribuídos. CR indica que o gerador opera “conectado à rede”, IL indica que o gerador opera no modo “ilhado” e MR indica que o gerador opera em “micro rede”. No caso de vários geradores operem em um ambiente de “micro rede” o símbolo MR+ denota o gerador que atua como referência.

Na primeira proposta de solução, com maior número de consumidores restaurados, apenas a central eólica opera para o restabelecimento do sistema, a central solar encontrasse desligada. Este cenário é resultado das restrições de potência ativa e reativa dos geradores distribuídos, ou seja, a central eólica alimenta a seção 28, que contém 135 consumidores e 337,5 kVA de carga, e deixa de alimentar a seção 42, que contém apenas 58 consumidores, 75 kVA de carga e a central fotovoltaica.

Na segunda proposta é apresentado um maior valor de consumidores sem fornecimento, porém um menor número de chaveamentos. O novo cenário de restauração é formado pelo gerador eólico operando concomitantemente à central solar, formando uma micro rede. Neste caso, o gerador eólico, de maior porte, atua como referência, absorvendo as variações da carga, por outro lado, o gerador fotovoltaico opera entregando energia de forma mais eficiente (potência máxima gerada e fator de potência unitário).

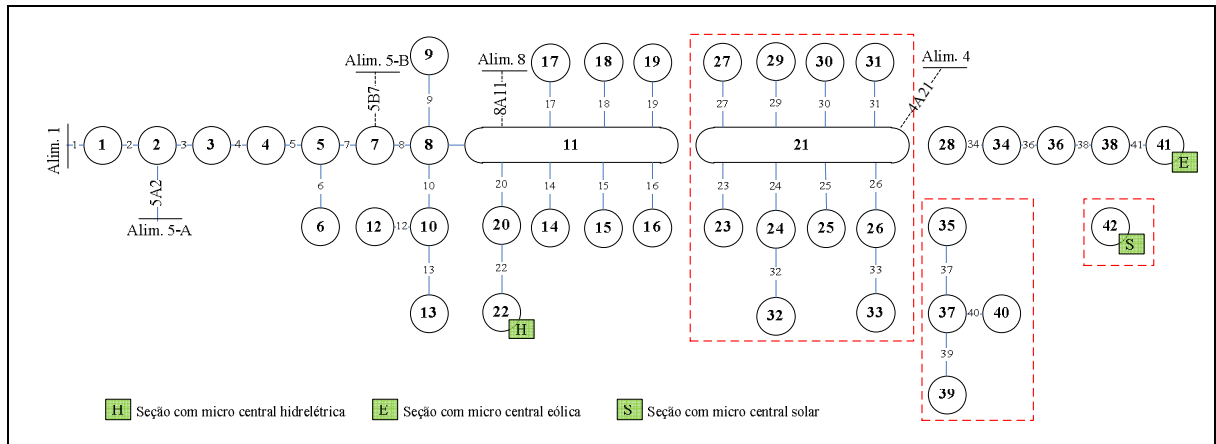


Figura 5.22: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (solução 1).

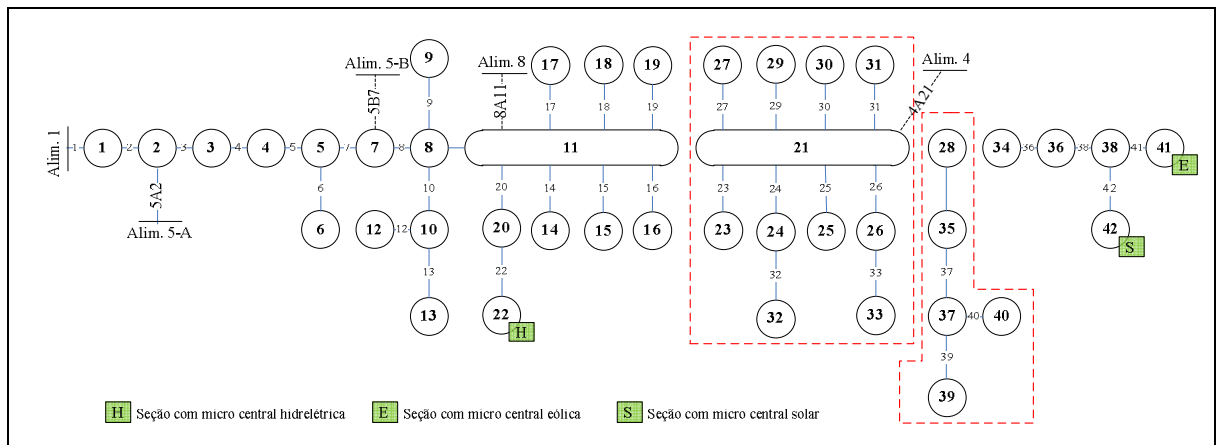


Figura 5.23: Topologia do alimentador da melhor solução proposta (solução 2).

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

Neste trabalho o problema de restauração de redes de distribuição é abordado como um problema de PNLIM multiobjetivo. Este modelo matemático considera os principais objetivos e restrições físicas e operacionais envolvidas no problema restauração de redes considerando a inserção de geradores distribuídos. Os modelos propostos para os GDs são compatíveis com o apresentado na literatura e a potência de saída é calculada em função do tipo de sua tecnologia e especificações técnicas.

Para a solução do problema foi proposto um algoritmo simples e flexível, baseado na meta-heurística GRASP, e formulado em duas fases: procedimento de construção e procedimento de busca local. A metodologia proporcionou baixo tempo computacional em sua execução e boa qualidade dos resultados.

Os principais diferenciais deste trabalho, em relação aos encontrados na literatura, são a abordagem horária do problema com relação aos níveis de carregamento e produção dos geradores distribuídos, e a modelagem da potência de saída dos GDs a partir de dados de recursos hídricos, eólicos e solares. A utilização de dados reais tanto para a construção dos modelos dos GDs quanto para sua simulação proporciona a compreensão da baixa previsibilidade dos recursos e, consequentemente, potência gerada pela GD. No entanto, é visível, a partir dos resultados encontrados, que os geradores distribuídos contribuíram e contribuirão, e muito, para o processo de restabelecimento dos sistemas de distribuição em que se encontram conectado.

Um longo caminho ainda é necessário percorrer para que estes microgeradores, se instalados nas redes de distribuição, contribuam no processo de restabelecimento de energia elétrica. Aspectos operacionais, comerciais e econômicos devem ser avaliados. Para desenvolvimentos futuros deste trabalho propõe-se a pesquisa e abordagem dos seguintes tópicos:

1. Incorporar ao modelo técnicas de previsão de recursos (velocidade do vento, irradiação solar e vazão) com horizonte de curtíssimo prazo (algumas horas) a partir de medições em tempo real e/ou séries históricas.

2. Adicionar técnicas de previsão de demanda ativa e reativa para os diferentes tipos de consumidores com horizonte de curtíssimo prazo (algumas horas) a partir de medições em tempo real e/ou séries históricas.
3. Determinar o sequenciamento dos chaveamentos propostos e elaboração do plano de manobra através de técnicas heurísticas.
4. Tratar as incertezas das previsões de geração e demanda e avaliar como possíveis erros de previsão afetariam os resultados encontrados.
5. Avaliar o comportamento transitório de correntes e tensões ao longo dos chaveamentos na rede e seus efeitos na proteção do sistema de distribuição.
6. Determinação de procedimentos comerciais distribuidora/gerador/consumidor para a remuneração dos serviços ancilares associados ao restabelecimento e operação de forma ilhada ou micro rede.

REFERÊNCIAS

AL-SABOUNCHI, A.M. Effect of ambient temperature on the demanded energy of solar cells at different inclinations. *Renewable Energy*, Oxford. 14, p. 149–155, 1998.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS – ANA. *HidroWeb*: Sistemas de Informações Hidrológicas. 2005. Disponível em: <<http://hidroweb.ana.gov.br/>>. Acesso em: 17 mai. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução nº 652, de 9 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 140, n. 240, seção 1, p. 90, 10 dez. 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. Brasília, 2003a. Disponível em: <<http://www3.aneel.gov.br/empreendedor/documentos/guia.pdf>>. Acesso em: 28 out. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 3ed. Brasília, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689>. Acesso em: 18 set. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Mantidas multas aplicadas a concessionárias. *Boletim Energia*, v. 7, n. 344. 2008a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/?fuseaction=boletim.detalharNoticia&idNoticia=159>. Acesso em: 24 jun. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Portaria Nº 1.263, de 18 de maio de 2009, Aprova a criação da Súmula ANEEL nº 010. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 146, n. 104, seção 1, p. 50, 3 jun. 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt20091263.pdf>>. Acesso em: 30 jun. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*. PRODIST, Brasília, 2010. (Módulo, 8). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_1-Retificacao_1.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2010.

BRASIL. Lei Nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, Dispõe sobre a proteção do consumidor e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 128, n. 176, seção 1, p. 133, 12 set. 1990. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8078compilado.htm>. Acesso em: 17 jun. 2010.

BRASIL. Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, 27 dez. 1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427compilada.htm>. Acesso em: 22 set. 2009.

BRASIL. Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998, Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 136, n. 100, seção 1, p. 1, 28 mai. 1998. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648compilada.htm>. Acesso em: 22 set. 2009.

BRASIL. Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004, Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 141, n. 93, seção 1, p. 1, 16 mar. 2004. Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/ccivil/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 17 jun. 2004.

BRASIL. Decreto Nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 141, n. 158, seção 1, p. 5, 17 ago. 2004a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5184.htm>. Acesso em: 17 jun. 2010.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria No 147, de 30 de março de 2009, *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 31 mar. 2009. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/portaria/Port_147_A3_eolica.pdf>. Acesso em: 23 set. 2009.

BLAABJERG, F., CHEN, Z. *Power electronics for modern wind turbines*. Aalborg: Morgan & Claypool, 2006.

BOARDMAN, J. T., MECKIFF, C. C. A Branch And Bound Formulation To An Electricity Distribution Planning Problem, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, v. 104, n. 8, p. 2112-2118, ago. 1985.

BOLLEN, M. H. J. *Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions*. New York: IEEE Press, 2000.

BOROZAN, V.; RAJICIC, D.; ACKOVSKI, R. Improved method for loss minimization in distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 10, n. 3, p. 1420-1425, ago. 1995.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. Home » A CCEE » O Setor Elétrico Brasileiro » Instituições do Setor. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=2fa0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 27 out. 2010.

EUROPEAN COMMITTEE FOR ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION - CENELEC. *Standard EN 50160:2007*: voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks. 2007.

CHIRADEJA, P., RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, New York, v. 19, n. 4, p. 764- 773, dez. 2004.

CIVANLAR, S., GRAINGER, J. J., YIN, H., LEE, S. S. H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 3, n. 3, p. 1217-1223, jul. 1988.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL. *Norma técnica 2912: Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente*. 2006. Versão 1.2. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=qHvDEVSKzn0%3D&tabid=1418&mid=2065>>. Acesso em: 08 jun. 2010.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION - DWIA. *Guided Tour on wind energy*. Disponível em:<<http://www.talentfactory.dk/en/tour.htm>>. Acesso em: 16 mar. 2010.

DET NORSKE VERITAS – DNV. RISØ NATIONAL LABORATORY - RISØ. *Guidelines for Design of Wind Turbines*, 2 ed., Copenhagen, 2010. Disponível em: <http://ns7.freeheberg.com/~mach085/Guidelines_for_Design_of_Wind_Turbines.pdf> . Acesso em: 5 mar. 2010.

DORIGO, M.; MANIEZZO, V.; COLORNI, A. *Positive Feedback as a Search Strategy*, Italy: Politecnico di Milano, 1991. (Technical Report No. 91-016) Disponível em: < http://iridia.ulb.ac.be/~mdorigo/pub_x_subj.html>. Acesso em: 13 jul. 2010.

ELETROSUL. *Lançado projeto megawatt solar*. Florianópolis: Eletrosul, 2009. Disponível em: <http://www.eletrosul.gov.br/home/conteudo.php?cd=65&tipo=55&galeria=8&id_codigo=958>. Acesso em: 22 mar. 2010.

ENTEGRITYWIND. *EW50 power curve*. 2010. Disponível em: <<http://www.obliquedesign.com/entegritywind/site/pdfs/EW50-Power-Curve.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2010.

ESHA. *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*. 2004. Disponível em: <<http://www.esha.be/index.php?id=39>>. Acesso em: 30 out. 2009.

FEO, T. A.; RESENDE, M. G. C. A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem. *Operations Research Letters*, Amsterdam, v. 8, p. 67-71, 1989. Disponível em: < <http://www2.research.att.com/~mgcr/papers.html> >. Acesso em: 13 jul. 2010.

FEO, T. A.; RESENDE, M. G. C. Greedy randomized adaptive search procedures, *Journal of Global Optimization*, Dordrecht, v. 6, p. 109-133, 1995. Disponível em: <http://www2.research.att.com/~mgcr/papers.html> >. Acesso em: 13 jul. 2010.

FESTA, P.; RESENDE, M. G. C., An annotated bibliography of GRASP, Part I: Algorithms, *International Transactions in Operational Research*, Oxford, v. 16, n. 1, p. 1-24, 2009. Disponível em: <http://www2.research.att.com/~mgcr/papers.html> >. Acesso em: 13 jul. 2010.

FESTA, P.; RESENDE, M. G. C., An annotated bibliography of GRASP, Part II: Applications, *International Transactions in Operational Research*, Oxford, v. 16, n. 2, p. 131-172, 2009a. Disponível em: <http://www2.research.att.com/~mgcr/papers.html> >. Acesso em: 13 jul. 2010.

FUENTES, M.; NOFUENTES, G.; AGUILERA, J.; TALAVERA, D.L.; CASTRO, M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in mediterranean climates. *Solar Energy*, Kidlington, v. 81, n. 11, p. 1396–1408, 2007.

FUKUYAMA, Y.; CHIANG, H. D. A parallel genetic algorithm for service restoration in electric power distribution systems. In: INTERNATIONAL JOINT CONFERENCE OF THE FOURTH IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON FUZZY SYSTEMS AND THE SECOND INTERNATIONAL FUZZY ENGINEERING SYMPOSIUM, 1995, Yokohama. *Anais...* Yokohama: New York, 1995. p. 275-282.

GATTA, F. M., ILICETO, F., LAURIA, S., MASATO, P. Modelling and computer simulation of dispersed generation in distribution networks. Measures to prevent disconnection during system disturbances. 2003. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1304463> > Acesso em: 18 ago. 2011.

GER, J. M.; HOLMES, E. J. *Protection of electricity distribution networks*. 2^a ed. London: The Institution of Electrical Engineers, 2004.

GIGUER, S. *Proteção de sistemas de distribuição*. Porto Alegre: Sagra, 1988. 344p.

GLOVER, F. Tabu search – Part I. *ORSA Journal on Computing*, Baltimore, v. 1, n. 3, p. 190–206, 1989.

GLOVER, F. Tabu search – Part II. *ORSA Journal on Computing*, Baltimore, v. 2, n. 1, p. 4–32, 1990.

GLOVER, F.; LAGUNA, M., 1997. *Tabu search*. Boston: Kluwer Academic Publishers.

GOLDBERG, D. E. *Genetic algorithms in search, optimization and machine learning*. Boston: Addison-Wesley, 1989.

GOMEZ, J. C.; MORCOS, M. M. *Distributed generation: Exploitation of islanding operation advantages*. 2008. <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4641736>>. Acesso em: 20 jun. 2010.

HSIAO, Y.-T.; CHIEN, C.-Y. Enhancement of restoration service in distribution systems using a combination fuzzy-GA method, *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 15, n. 4, p. 1394-1400, nov. 2000.

HSU, Y.-Y.; HUANG, H.-M.; KUO, H.-C.; PENG, S.K.; CHANG, C.W.; CHANG, K.J.; YU, H.S.; CHOW, C.E.; KUO, R.T. Distribution system service restoration using a heuristic search approach, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 7, n. 2, p. 734-740, abr. 1992.

HUANG, Chao-Ming. Multiobjective service restoration of distribution systems using fuzzy cause-effect networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n. 2, p. 867- 874, mai. 2003.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS – *IEEE Std 1159-2009: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. p. 1-81, jun. 2009. Revision of IEEE Std 1159-1995.

INAGAKI, J.; NAKAJIMA, J.; HASEYAMA, M. *A multiobjective service restoration method for power distribution systems*, Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=01692952>>. Acesso em 20 jun. 2010.

KEANE, A., OCHOA, L. F.; VITTAL, E.; DENT, C. J.; HARRISON, G. P. Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation, *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. PP, n. 99, p.1-1, jan. 2010.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle Swarm Optimization, p. 1942-1948, 1995. Disponível em: <<http://www.engr.iupui.edu/~shi/Coference/psopap4.html>>. Acesso em: 20 jun. 2010.

KIRKPATRICK, S. Optimization by simulated annealing: Quantitative studies. *Journal of Statistical Physics*, New York, v. 34, n. 5-6, p. 975-986, 1984.

KUNDU, D. *An Overview of the Distributed Generation (DG) Connected to the GRID*. p. 1-8, out. 2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4745292>>. Acesso em: 25 jun. 2010.

KUNDUR, P. *Power Systems Control and Stability*. Palo Alto: McGraw-Hill Professional. 1994.

LAMBERT-TORRES, G.; MARTINS, H.G.; COUTINHO, M.P.; SALOMON, C.P.; VIEIRA, F.C. *Particle Swarm Optimization applied to system restoration*. 2009. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5282090>>. Acesso em: 18 fev. 2011.

LE, A. D. T., KASHEM, M. A., NEGNEVITSKY, M., LEDWICH, G. *Optimal Distributed Generation Parameters for Reducing Losses with Economic Consideration*. 2007. p. 1-8. <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4275824>>. Acesso em: 20 dez. 2010.

LING, L., ZHIWEI, L., SHAOXIAN, H., GANG, W. *A Distributed Model for Power System Restoration Based on Ant Colony Optimization Algorithm*. 2005. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1547092>>. Acesso em: 20 maio 2010.

LIU, C.-C.; LEE, S. J.; VENKATA, S. S. An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 3, n. 2, p. 619-626, 1988.

MARINAKIS, Y.; MIGDALAS, A.; PARDALOS, P. M. Expanding Neighborhood GRASP for the Traveling Salesman Problem. *Computational Optimization and Applications*, Hingham, v. 32, n. 3, p. 231-257, dez. 2005.

MARION, B. A method for modelling the current–voltage curve of a PV module for outdoor conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Chichester, v. 10, n. 3, p. 205–214, 2002.

MENICUCCI, D.; FERNANDEZ, J.P. *User's manual for PVFORM: a photovoltaic system simulation program for stand-alone and grid interactive applications*, Albuquerque: Sandia National Laboratories, 1988. (SAND85-0376). Disponível em: <<http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/1985/850376.pdf>>. Acesso em: 22 maio 2010.

MLADENOVIC, N.; HANSEN, P. Variable neighborhood search. *Computers and Operations Research*, New York, v. 24, n. 11, p. 1097-1100, 1997.

MORELATO, A. L., MONTICELLI, A. J. Heuristic search approach to distribution system restoration, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 4, n. 4, p. 2235-2241, out. 1989.

MORI, H.; FURUTA, A. *A new approach of hierarchical optimization to distribution system service restoration*. 2005. p. 4751- 4754. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1465694>>. Acesso em: 20 fev. 2011.

MUN, K. J.; PARK, J. H.; KIM, H. S.; SEO, J. I. *Development of real-time-service restoration system for distribution automation system*. 2001. p. 1514-1519. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=931930>>. Acesso em: 20 jun. 2010.

NORTHERNPOWER. Northwind 100 Specifications. Barre. 2009. Disponível em: < <http://www.northernpower.com/pdf/specsheet-northwind100-us.pdf> >. Acesso em: 27 mar. 2010.

OCHOA, L. F., PADILHA-FELTRIN, A., HARRISON, G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 21, n. 3, p.1452-1458, jul. 2006.

OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS - OFGEM. *Report on distribution and transmission system performance 2000/2001*. London, 2002. Disponível em: < <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Archive/Report%20on%20Distribution%20and%20Transmission%20System%20Performance%202000-2001.pdf>>. Acesso em: 08 jun. 2010.

PEREIRA, R. A. F.; DA SILVA, L. G. W.; MANTOVANI, J. R. S. Algoritmo baseado em afundamentos de tensão para localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica, *Sba Controle & Automação*, Campinas, v. 19, n. 3, p. 337-349, 2008.

PHAM, T.T. H., BESANGER, Y., HADJSAID, N., HA, D. L. *Optimizing the re-energizing of distribution systems using the full potential of dispersed generation*. 2006. <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=01709480>>. Acesso em: 20 dez. 2010.

PHAM, T. T. H., BESANGER, Y., HADJSAID, N. New Challenges in Power System Restoration With Large Scale of Dispersed Generation Insertion, *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 24, n. 1, p. 398-406, 2009.

PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS - PUCT. *Substantive Rules - Chapter 25: Applicable to Electric Service Providers*. Subchapter I: Transmission and Distribution. Division 2: Transmission and Distribution Applicable to all Electric Utilities. 2009. Disponível em: < <http://www.puc.state.tx.us/rules/subrules/electric/index.cfm> >. Acesso em: 22 fev. 2011.

QIAN, K., ZHOU, C., YUAN, Y., SHI, X., ALLAN, M. *Analysis of the environmental benefits of Distributed Generation*. 2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=04596137>>. Acesso em: 20 set. 2010.

RASHID, M. H. *Power Electronics Handbook*. 2 ed. Burlington: Elsevier, 2007.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY - REN21. *Renewables global status report: 2009 Update*. Paris. REN21 Secretariat, 2009. Disponível em: <http://www.ren21.net/pdf/RE_GSR_2009_Update.pdf>. Acesso em : 20 out. 2009.

RESENDE, M. G. C. Short course on Greedy Randomized Adaptive Search Procedures: GRASP. Disponível em: < [http://www2.research.att.com/~mgcr/talks/grasp-sobrapo2007 .pdf](http://www2.research.att.com/~mgcr/talks/grasp-sobrapo2007.pdf) >. Acesso em: 12 set. 2010.

RESENDE, M. G. C., MARTI, R., GALLEGU, M., DUARTE, R. GRASP and path relinking for the max-min diversity problem. *Computers & Operations Research*, New York, v. 37, n. 3, p. 498-508, 2010.

RESENDE, M. G. C.; RIBEIRO, C. C. GRASP with path-relinking: recent advances and applications. In: IBARAKI, T.; SOLVERS, K.; YAGIURA, M. (Ed.). *Metaheuristics: progress as real problem*. New York: Springer, 2005. p. 29-63

SAGRILLO, M., WOOFENDEN, I. *How to buy a wind generator*, Home Power Magazine, Ashland, jun. 2009. Disponível em: <http://www.homepower.com/view/?file=HP131_pg38_Sagrillo>. Acesso em: 31 set. 2009.

SAMLEX POWER. *SA-150, SA-300 series pure sine wave inverter user's manual*. Coquitlam. 2009. Disponível em: < http://www.samlexamerica.com/customer_support/pdf/Manuals/SA-150_SA-300_Manual_Mar2010.pdf>. Acesso em: 17 mai. 2010.

SANTANDER, L. G., CHACRA, F. A., OPAZO, H., LOPEZ, E. *Minimal Loss Reconfiguration Based on Simulated Annealing Meta-Heuristic*. 2005. p. 95 – 99. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1488542>>. Acesso em: 15 nov. 2009.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W. Reconfiguration of Electric Distribution Networks for Resistive Line Losses Reduction, *IEEE Power Engineering Review*, New York, v. 9, n. 4, p. 111-112, apr. 1989.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, *Solar Energy*, Kidlington, v. 83, n. 5, p. 614-624, mai. 2009.

SWERA. *Solar*: hourly solar (direct normal (DNI), global horizontal (GHI), and diffuse) data for selected stations in Brazil from NREL. 2003. Disponível em: <<http://swera.unep.net/index.php?id=metainfo&rowid=148&metaid=267>>. Acesso em: 18 mai. 2010.

TIAN, Y., LIN, T., ZHANG, M., XU, X. *A new strategy of distribution system service restoration using distributed generation*. 2009. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5348228>>. Acesso em: 20 maio 2009.

TOUNE, S.; FUDO, H.; GENJI, T.; FUKUYAMA, Y.; NAKANISHI, Y. Comparative study of modern heuristic algorithms to service restoration in distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 17, n. 1, p. 173-181, jan. 2002.

UNITED KINGDOM. Secretary of State. *Energy Act 2008*. London, 2008. Disponível em: < http://www.opsi.gov.uk/acts/acts2008/pdf/ukpga_20080032_en.pdf >. Acesso em: 22 set. 2009.

VIANNA, D. S.; ARROYO, J. E. C. *A GRASP algorithm for the multi-objective knapsack problem*, *Computer Science Society*. 2004. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1372106>>. Acesso em: 20 nov. 2009.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION – WWEA. *World Wind Energy Report 2008*, Bonn, feb. 2009. Disponível em: <http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008_s.pdf>. Acesso em: 29 set. 2009.

APÊNDICE A

Uma visão geral sobre a geração distribuída e suas tecnologias no Brasil e no mundo

O conceito de geração distribuída (GD) não é novo. Inicialmente, a instalação das primeiras unidades de geração de energia elétrica era guiada por pequenos empreendimentos distribuídos em regiões específicas e destinados predominantemente à iluminação pública, transporte público e fornecimento de força motriz às pequenas unidades industriais.

No Brasil, a primeira instalação elétrica destinada ao fornecimento permanente deu-se, em 1879, pela iluminação da Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil. Alguns anos mais tarde, em 1886, foi concluída a construção da primeira usina hidrelétrica do país com objetivo de fornecer energia elétrica para iluminação pública, a hidrelétrica Marmelos-Zero, instalada no rio Paraibuna, altura da cachoeira de Marmelos, em Juiz de Fora (MG). No início de sua operação, era constituída de apenas dois grupos de geradores de 125 quilowatts cada, compostos de duas turbinas hidráulicas que acionavam, cada uma, dois alternadores monofásicos, sob tensão de 1.000 volts e frequência de 60 hertz. Estes geradores mantinham acesas cento e oitenta lâmpadas incandescentes, de 32 velas, a 50 volts, e compunham o sistema de iluminação pública de Juiz de Fora naquele ano (MARCOLIN, 2005). Dois anos depois, além do uso público, foram instaladas 700 lâmpadas para utilização doméstica. E assim era a maioria das instalações no início da era da eletrificação, no Brasil, e em diversos países ao redor do mundo, geralmente caracterizada por pequenos geradores a óleo diesel, a gás ou pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

O crescente processo de industrialização e o aumento da concentração populacional em centros urbanos, no início do século XX, impulsionaram o uso da eletricidade, aumentando o número de usinas hidrelétricas instaladas no país. Em 1920 a capacidade instalada girava em torno de 320 MW, e cinquenta anos depois, em 1970, a capacidade instalada saltou para aproximadamente 11.460 MW, um crescimento em torno de 35 vezes (VIANNA, 2005).

Com o aumento das expectativas de crescimento do país era inevitável a construção de grandes empreendimentos para atender à nova carga instalada. Em aproximadamente quarenta anos a oferta de energia foi multiplicada aproximadamente dez vezes, passando a 100.001 MW segundo um estudo publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em parceria com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (BRASIL, 2009). E assim grandes projetos de geração, principalmente hidrelétricos, foram executados e ainda são objetos de estudos para assegurar a oferta de energia no país. A ANEEL listou, em um estudo realizado em 2008 (ANEEL, 2008), as dez maiores usinas em operação no Brasil.

Tabela A.1: As dez maiores usinas em operação no Brasil, região e potência.

Nome	Potência (MW)	Região
Tucuruí I e II	8370,0	Norte
Itaipu (parte Brasileira)	6300,0	Sul
Ilha Solteira	3444,0	Sudeste
Xingó	3162,0	Nordeste
Paulo Afonso IV	2462,4	Nordeste
Itumbiara	2082,0	Sudeste
São Simão	1710,0	Sudeste
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	1676,0	Sudeste
Jupiá (Eng. Souza Dias)	1551,2	Sudeste
Porto Primavera (Engo Sérgio Motta)	1540,0	Sudeste

Fonte: ANEEL, 2008

No entanto, grandes projetos como os ilustrados na tabela A.1 geralmente necessitam de grandes investimentos, grandes áreas disponíveis para instalação e/ou alagamento, originam muitos impactos ambientais e consequentemente sociais. Outro ponto negativo aos grandes projetos é a crescente indisponibilidade destes recursos. A ANEEL publicou, no mesmo estudo, um mapa contendo o potencial de energia hidráulica nas bacias hidrográficas brasileiras, ilustrado pela figura A.1. Como pode ser observado, o índice de aproveitamento deste tipo de energia destinada à geração de energia elétrica atinge 72 % para a bacia do Paraná, e em torno de 50 % para as bacias do São Francisco, Tocantins e Uruguai. Ao longo deste estudo os autores concluem que “os potenciais da região Sul, Sudeste e Nordeste já estão quase integralmente explorados”, e esta afirmativa pode ser melhor visualizada através da figura A.3, onde

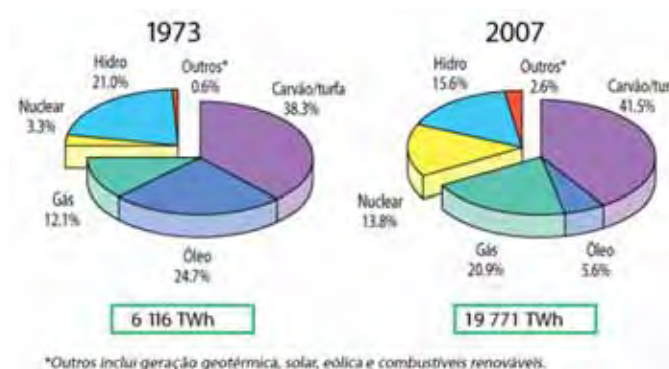


Fonte: Adaptado de ANEEL, 2008.

Figura A.1: Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica em 2008.

se pode observar a alta densidade de unidades geradoras hidrelétricas nos estados do sudeste e sul do país.

Por outro lado, as fontes energéticas não renováveis, tais como a turfa, o carvão mineral, gás natural e óleos derivados do petróleo vêm diminuindo sua participação como principal insumo à geração de energia elétrica no mundo. Isto é o que mostra um relatório estatístico da *International Energy Agency* (IEA) de 2009 (IEA, 2009). Ao longo de aproximadamente 35 anos, a utilização de combustíveis não renováveis como fonte energética primária para produção de energia elétrica recuou 7,6 %, enquanto outras fontes cresceram significativamente. A geração a partir de fissão nuclear (usinas nucleares) e fontes renováveis (solar, eólica, geotérmica e a partir de combustíveis



Fonte: Adaptado de IEA, 2009.

Figura A.2: Participação dos combustíveis na geração de energia elétrica no mundo.

renováveis) ampliaram sua participação de aproximadamente 4 % para mais de 16 % na produção de energia elétrica. Na figura A.2 é ilustrada a participação dos tipos de



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2008.

Figura A.3: Potência instalada por estado brasileiro em 2008.

combustíveis na geração de energia elétrica ao redor do mundo.

Se por um lado, grandes empreendimentos de geração implicam em grandes investimentos e conseqüentemente grandes impactos ambientais, por outro, a disponibilidade de recursos fósseis e hídricos vêm diminuindo com o passar dos anos, e a solução a este impasse apontada por muitos formadores de opinião (KREITH; GOSWAMI, 2007; CHOWDHURY, S.; CHOUWDHURY, S. P.; CROSSLEY, 2009) é a re-estruturação e modernização dos sistemas de energia elétrica, além da instalação pequenas centrais geradoras próximas aos centros de consumo e, principalmente, de baixa emissão de poluentes.

A re-estruturação dos sistemas de energia elétrica deve ocorrer em todas suas instâncias: Geração, Transmissão e Distribuição. Na geração e transmissão é possível utilizar técnicas de monitoramento de máquinas e linhas para garantir maiores níveis de estabilidade e segurança, melhor utilização da capacidade dos equipamentos, maior previsão da operação e menores perdas durante a geração e transporte da energia. Na distribuição este conceito é bem mais amplo.

Por estarem perto dos consumidores finais, a baixas tensões, e operarem de maneira radial, são nos sistemas distribuição que ocorrem as maiores porcentagens de perdas técnicas, problemas de subtensão e desligamentos não programados. Como citado pelos autores (FRERIS; INFIELD, 2008; CHOWDHURY, S.; CHOUWDHURY, S. P.; CROSSLEY, 2009), a instalação de pequenas centrais geradoras próximas aos centros de consumo, ou seja, dentro dos sistemas de distribuição, pode melhorar o perfil de tensão dos alimentadores, diminuir as perdas técnicas e aumentar a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Estas unidades geradoras espalhadas ao longo sistema de distribuição é comumente chamado de Geração Distribuída (GD). Os geradores distribuídos são geralmente caracterizados por unidades de baixa potência, conectados ao sistema elétrico à baixa tensão e operando tão próximo quanto possível ao centro consumidor. Porém, a caracterização de um gerador distribuído é diferente em cada unidade federativa ao redor do mundo, por exemplo, para a “Public Utility Commission of Texas” (PUCT), a entidade que regula o setor elétrico no estado norte americano, um Gerador Distribuído (renovável) é um “equipamento de tecnologia renovável de geração de energia elétrica com capacidade menor ou igual que 2 MW e instalado ao lado do medidor que corresponde ao consumidor” (PUCT, 2009). Para a Secretaria de Estado do

Reino Unido, a máxima capacidade destes geradores não deve ultrapassar 5 MW (UNITED KINGSTON, 2008).

No Brasil, a regulação deste novo seguimento ainda não está bem definida e atualmente há poucos documentos oficiais que tratem sobre o assunto. A Lei Nº 10.438, de 26 de abril de 2002, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos baseados em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa. Estabelece também os procedimentos para sua implantação, que será realizado em duas fases. Na primeira etapa, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS) se encarregou de adquirir 3.300 MW destes tipos de fontes até o ano de 2004 com projeção para início de fornecimento em 2008. Findada a primeira etapa, o projeto será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa.

Neste sentido, tramita no congresso brasileiro o Projeto de Lei PL-3986/2008 que altera dispositivos da lei que institui a ANEEL (BRASIL, 1996) e da lei que dispõe sobre a comercialização (BRASIL, 2004) para promover a geração e o consumo de energia de fontes renováveis. Este projeto prevê ainda a adição de um item à Lei 10.848, de 15 de março de 2004, que determina um percentual de inserção de fontes renováveis na matriz energética brasileira num horizonte de médio prazo.

“Até o ano de 2018, 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País deverá ser proveniente de fontes alternativas, observando-se que cada distribuidora e cada consumidor livre deverá comprovar anualmente ao poder concedente o cumprimento da meta, de acordo com escalonamento a ser previsto na regulamentação desse dispositivo.” (BRASIL, 2008).

Embora a maneira de caracterizar ou incentivar a implantação de pequenas fontes geradoras, predominantemente a partir de recursos renováveis, possa ser diferente em cada país, é certo que a penetração dos GDs deve aumentar, e muito, nos próximos anos, seja estimulado por meio de tratados internacionais de redução da emissão de gases à atmosfera, como o Protocolo de Kyoto, pela redução de oferta e consequente

aumento de preços dos combustíveis fósseis, ou pela indisponibilidade de área suficiente para explorar os recursos hídricos restantes.

A.1 Energia Hidráulica – Microcentrais Hidrelétricas

As pequenas centrais hidrelétricas foram os primeiros empreendimentos a gerar eletricidade a partir de fontes renováveis. Exatamente um ano após a inauguração da iluminação pública de Nova York, a primeira cidade do mundo a apresentar este serviço, em meados de 1883, entrou em operação uma pequena usina no ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, em Diamantina (MG), que serviu por algum tempo a uma empresa mineradora de diamantes (MARCOLIN, 2005). Seis anos depois da inauguração de Ribeirão do Inferno, a hidroeletricidade passou a ser um serviço público no Brasil, iluminando algumas cidades da região de Juiz de Fora (MG), a partir da usina Marmelos - Zero, construída em 1889 no rio Paraibuna.

Se no início da história da eletricidade no Brasil as micro e pequenas centrais hidrelétricas participaram como fatores fundamentais na expansão do setor elétrico, atualmente são utilizadas como fonte alternativa à geração convencional (hidro e termoeletricas). Segundo a ANEEL (2008), em novembro de 2008, haviam 227 centrais geradoras hidrelétricas (CGHs) e 320 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) em operação, construção ou outorgadas, as quais totalizavam aproximadamente 2.520 megawatts de potência outorgada e participavam com 2,55 % da matriz energética nacional, isto é, ocupavam a terceira posição entre as maiores fontes energéticas do país, ficando atrás apenas das hidrelétricas (71,20 %) e termelétricas (24,29 %).

Caracterizadas por possuírem potência instalada superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinadas à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma e com reservatórios de área inferior a 3,0 km², as pequenas centrais hidrelétricas, e as centrais geradoras hidrelétricas, caracterizadas por possuírem potência instalada igual ou inferior 1.000 kW, são uma fonte atrativa ao crescimento da oferta de energia elétrica de forma descentralizada no país (ANEEL, 2003, 2003a). A atratividade destas usinas fundamenta-se, principalmente, por suas características de menores impactos ambientais, quando vistas isoladamente, menores volumes de investimento e maiores incentivos legais. Nesse sentido, uma característica das CGHs e PCHs é a dispensa de licitação para obtenção da concessão, bastando ao empreendedor

obter autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e, no caso das CHGs, necessitam apenas de um simples registro para funcionar (ANEEL; 2003a).

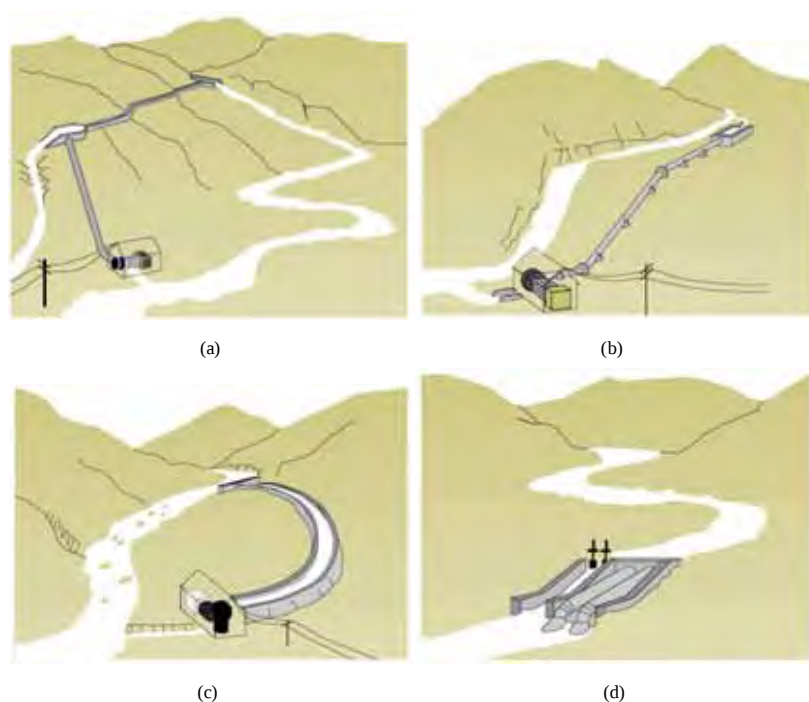
Acrescentam-se ainda mecanismos de incentivo como: a isenção de pagamento de Uso de Bem Público – UBP; a isenção da obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico; a isenção relativa à compensação financeira, paga aos Estados e Municípios, pela utilização de recursos hídricos, além de outras vantagens conferidas a todos os empreendimentos geradores de energia elétrica de pequeno porte (menores que 30 MW), tais como, a possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (ANEEL, 2006), a possibilidade de sub-rogação da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis) para empreendimentos instalados nos sistemas isolados (ANEEL, 2005) e a redução de, no mínimo, 50% no pagamento dos encargos por uso das redes de transmissão e distribuição (ANEEL, 2004).

Com o intuito de ampliar o parque nacional de pequenas centrais hidrelétricas estão previstas a construção de 12 novas PCHs no sistema isolado durante o ano de 2009 e uma durante o ano de 2011, contabilizando a inserção de 341,8 MW à matriz energética nacional, conforme o Plano de Expansão de Energia 2008 – 2017, além de outras com iniciativa privada (BRASIL, 2009). Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG), da ANEEL, em outubro de 2009, constavam 300 CGHs em operação, 1 em construção e 70 outorgadas e 352 PCHs em operação, 73 em construção e 154 outorgadas. Os números muito maiores de empreendimentos outorgados que em construção mostram o reflexo da atratividade do setor estimulada por meio de incentivos fiscais e comerciais criados por leis, decretos e regulamentos da ANEEL.

No mundo, estima-se que a disponibilidade dos pequenos cursos hídricos esteja em torno de 500 GW e somente 20 % deste total tem sido explorado (FRERIS; INFIELD, 2008), no entanto, ainda é crescente o investimento neste tipo de geração. Segundo o REN21 (2009) foram adicionados, em 2008, valores entre 6 e 8 GW em todo o globo, com destaque para a China, país que vem adicionando continuamente 4 a 6 GW/ano à sua matriz energética através de CGHs e PCHs desde o ano 2004.

As micro e pequenas centrais hidrelétricas são projetadas diferentemente das usinas a fio d'água ou usinas de grande porte com reservatório (UHEs). Em geral, as primeiras utilizam apenas uma parcela do volume de água disponível para gerar eletricidade e devem manter um curso mínimo de água fluindo através do leito principal

do rio (podendo até serem temporariamente desativadas em períodos secos em prol da continuidade do rio) enquanto as últimas utilizam o leito em sua totalidade ou alagam grandes áreas. São permitidos a utilização de barragens de acumulação apenas em locais com pequena altura de queda e razoável volume de água. Na figura A.4 abaixo é

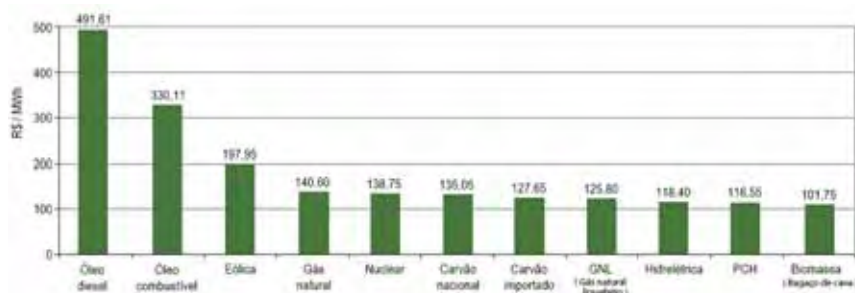


Fonte: NOGUEIRA, 2007.

Figura A.4: Disposições mais comuns de micro e pequenas centrais hidrelétricas. (a) microcentral em desvio com canal de adução e conduto forçado; (b) microcentral em desvio apenas com conduto forçado; (c) microcentral de baixa queda em desvio sem conduto forçado; (d) microcentral de baixa queda com represamento.

apresentado os quatro de arranjos mais comuns destas centrais (NOGUEIRA, 2007).

Com pequena área construída, estas centrais também apresentam baixo custo de implantação. Nogueira (2007) estima que o custo médio por kW instalado no Brasil é da ordem de 4.500 reais para centrais com potência instalada acima de 20 kW. Nos países europeus, em média, os valores situam-se entre 1.000 e 3.000 euros para cada kW instalado (ESHA, 2004a). Os custos de produção de energia, contudo, são menores que aqueles provenientes de fontes eólica, solar ou fontes não renováveis, próximo àquela oriunda de grandes hidrelétricas, e mais onerosa apenas que a cogeração através de biomassa de cana de açúcar, quando não computado o custo do combustível (bagaço de cana). Na figura A.5 são ilustrados os custos médios de produção de eletricidade das diversas fontes renováveis e não renováveis apresentado pela ANEEL em 2008.

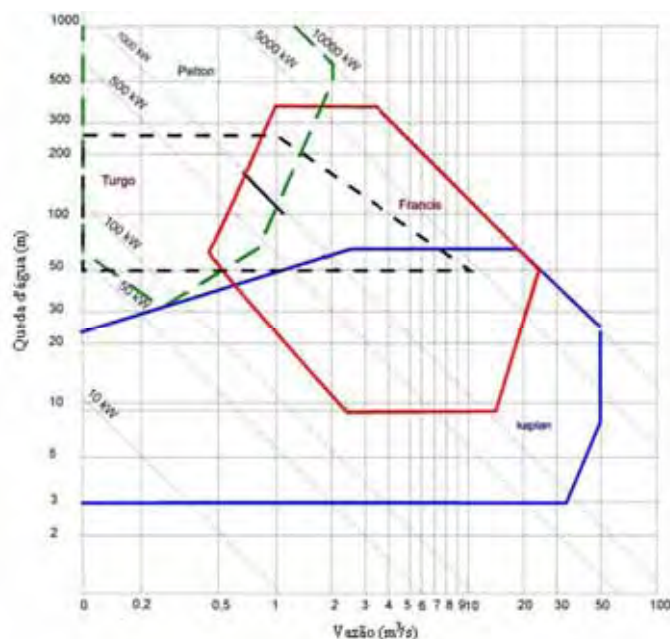


Fonte: Adaptado de ANEEL, 2008.

Figura A.5: Custos de produção de energia elétrica no Brasil.

A tecnologia dos equipamentos de geração das pequenas usinas é semelhante àquela utilizada em grandes centrais hidrelétricas. Nas CGHs de baixa potência (até 100 kW) é comum a utilização de geradores assíncronos, ou até mesmo o uso de motores de indução operando como geradores. Neste caso, assim como acontece em pequenos sítios eólicos, a produção de potência ativa é determinada pela quantidade de potência mecânica entregue pela turbina ao gerador, há necessidade de capacitores externos para magnetizar a máquina e não há a possibilidade de operar desconectado da rede. Nas PCHs e CGHs de maior porte há o consenso da utilização de geradores síncronos.

As turbinas Francis, Pelton, Kaplan e Hélice são geralmente empregadas nos



Fonte: Adaptado de ESHA, 2004.

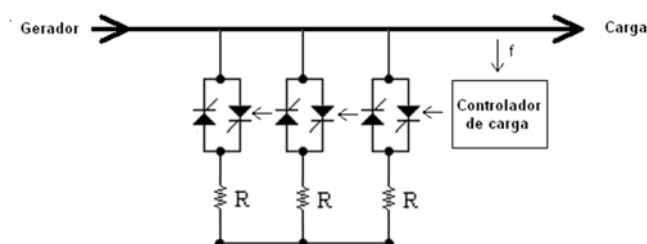
Figura A.6: Faixa operacional, em função da queda d'água e vazão, das diferentes turbinas hidráulicas.

pequenos sítios geradores hidráulicos. No entanto, assim como acontece com as grandes usinas hidrelétricas, a opção por um ou outro modelo é definida de acordo com as características de altura de queda, vazão e rotação do conjunto turbina-gerador. A figura A.6 mostra alguns cenários para aplicação de cada modelo de turbina hidráulica.

A.1.2 Tecnologia de controle

As turbinas hidráulicas são projetadas para operar com altura e volume de descarga constante. Se um destes parâmetros é alterado, por exemplo, a altura, o volume de descarga deve ser compensado através da abertura ou fechamento das pás do distribuidor (caso houver) e/ou válvulas de adução para manter a potência de saída constante. Por outro lado, se a turbina opera em um sistema isolado e ocorre alteração na potência exigida pela rede, o sistema de controle da central geradora deve atuar com objetivo de manter o equilíbrio entre a geração e demanda.

No caso de micro e pequenas centrais hidrelétricas operando em sistemas isolados, existem duas principais maneiras de se controlar a frequência nominal da rede. A primeira, por meio de controladores de velocidade, opera aumentando ou diminuindo o fluxo de água atravessa a turbina. Geralmente um controle em malha fechada detecta os desvios de velocidade do gerador (ou a frequência da rede), processa as informações e atua em sistemas elétricos e/ou hidráulicos alterando a posição das pás do distribuidor da turbina. A segunda maneira de controle assume a potência de saída, fluxo d'água e velocidade constante, ou seja, o sistema de geração opera em condições nominais. Neste caso, o regulador de carga, como é conhecido, realiza medições periódicas da frequência da rede e atua em dispositivos eletrônicos (geralmente tiristores) em série resistores para manter a carga gerada constante. A figura A.7 mostra o esquema de um controlador de carga.



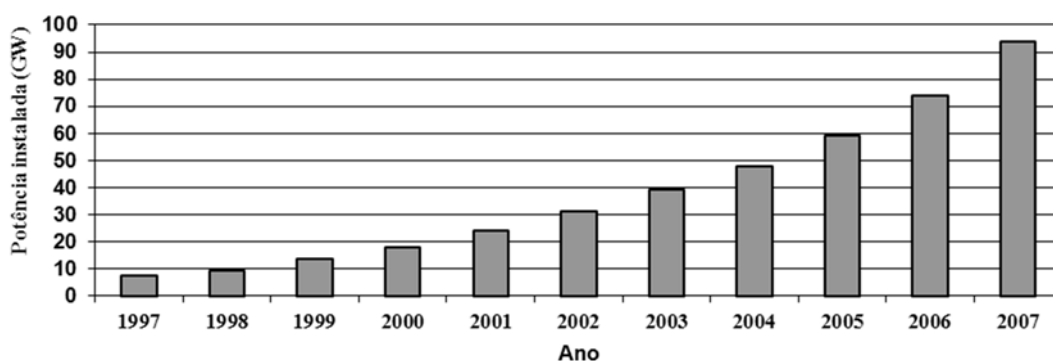
Fonte: Adaptado de ESHA, 2004.

Figura A.7: Esquema de um controlador de carga de uma microcentral hidráulica.

O *controle de velocidade* apresenta grande vantagem em relação ao *controle de carga*. No primeiro, é possível manter os níveis de frequência em pequenas, médias ou grandes centrais, enquanto o segundo está restrito a centrais com menos de 20 kW devido à grande redução do rendimento da usina (NOGUEIRA, 2007).

A.2 Energia Eólica

A capacidade instalada mundial de energia eólica aumentou mais de 11 vezes entre os anos de 1997 e 2007, passando de 7,5 MW a 93,8 MW, como registrado pela World Wind Energy Association (WWEA) e ilustrado na figura A.8 (WWEA, 2009).



Fonte: Adaptado de WWEA, 2009.

Figura A.8: Evolução da potência eólica instalada no mundo.

Estes números são consequência dos vários pontos favoráveis à instalação de parques geradores provenientes de fonte eólica, entre estes, podem ser citados, além da renovabilidade, a perenidade, a grande disponibilidade, independência de importações e custo zero para obtenção de suprimento (ao contrário do que ocorre com as fontes fósseis). Estima-se que, em todo mundo, o potencial eólico bruto seja da ordem 500 mil TWh (terawatt-hora) por ano, embora aproximadamente apenas 10 % deste valor seja tecnicamente viável. Ainda assim, o valor de 50 mil TWh representa a mais de duas vezes e meia o valor de energia consumida em todo mundo durante o ano de 2007. No entanto, o principal argumento contrário à sua massiva utilização é o custo que, embora seja decrescente, ainda é elevado em comparação com outras fontes. Apenas como exemplo, em 2008, no Brasil, considerando-se também os impostos embutidos, era de cerca de R\$ 230,00 por MWh, enquanto o custo da energia hidrelétrica estava em torno dos R\$ 100,00 por MWh (ANEEL, 2008). Um ano depois, em 2009, o 1º leilão de

energia eólica o preço teve preço teto fixado em R\$ 189,00 por MWh, enquanto o preço teto para as usinas do complexo do rio Madeira, Jirau e Santo Antônio, foram definidos em R\$ 122,00 e R\$ 91,00 por MWh, respectivamente .

De acordo com o estudo, o montante total da produção eólica nacional pode atingir 143 GW, valor muito maior que o potencial atualmente instalado no país. A capacidade de produção regional varia de acordo com a posição geográfica (latitude e longitude) e altitude local. Na figura A.9 é mostrado o potencial disponível em cada região.



Fonte: ANEEL, 2008.

Figura A.9: Potencial eólico médio anual brasileiro.

Segundo a ANEEL, o Brasil é favorecido em termos de ventos, que se caracterizam por uma presença, em algumas regiões, de duas vezes a média mundial e pela volatilidade de apenas 5 % (oscilação da velocidade), o que dá melhor previsibilidade ao volume a ser produzido. No entanto, em outras regiões não é possível garantir a veracidade desta afirmação.

Em 2001, uma parceria entre o MME, ELETROBRÁS, o Centro de Pesquisas de energia elétrica (CEPEL) e outras instituições divulgaram um estudo estatístico contemplando mais de 30 anos de coleta de dados 20 cidades espalhadas no imenso

território brasileiro¹ (AMARANTE et. al., 2001). Os dados contêm informações horárias de inúmeras variáveis, tais como, direção e velocidade do vento, irradiação solar, pressão e umidade relativa do ar (SWERA, 2003). A partir deste banco de dados é possível verificar que em algumas das cidades não é possível a instalação de geradores eólicos, como é o caso de São Paulo. Nas figuras A.10 e A.11 são ilustradas a velocidade média horária dos ventos na cidade de São Paulo entre os anos de 1992 e 2001 e a velocidade média horária de cada um dos primeiros 15 dias do ano de 2001, respectivamente, a altitude de 803 metros (aeroporto de Congonhas).

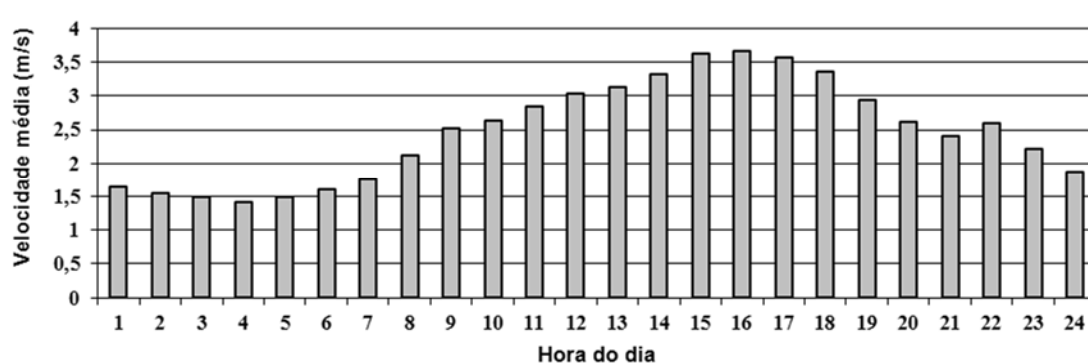


Figura A.10: Velocidade média dos ventos na cidade de São Paulo entre 1992 e 2001.

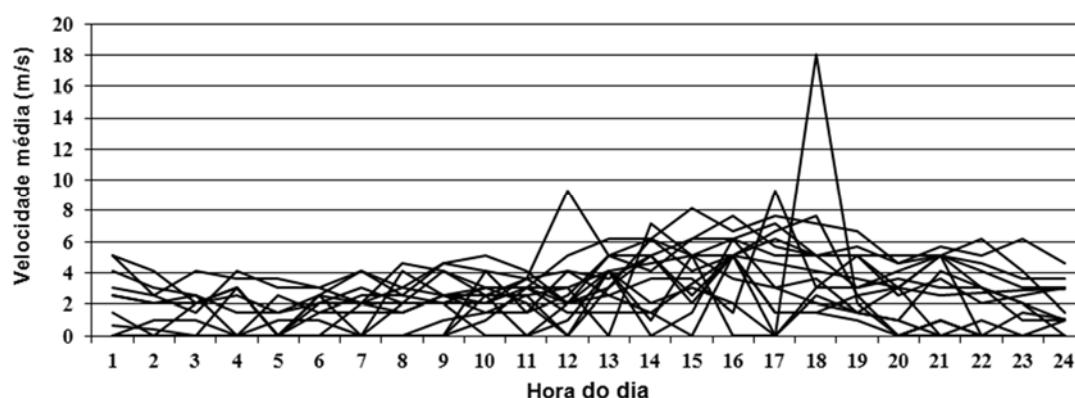


Figura A.11: Velocidade diária dos ventos na cidade de São Paulo em janeiro de 2001.

Esta análise é de fundamental importância quando se trata de geração distribuída destinada a aumentar a confiabilidade do sistema e, principalmente, quando planejada com a possibilidade de operação dos geradores em forma ilhada. Como se pode

¹ As capitais avaliadas foram Boa Vista – RR, Fortaleza – CE, Belém – PA, Manaus – AM, Recife – PE, Petrolina – PE, Jacareacanga – PA, Porto Velho – RO, Salvador – BA, Bom Jesus da Lapa, Porto Nacional – TO, Belo Horizonte – MG, Brasília – DF, Cuiabá – MT, Rio de Janeiro – RJ, São Paulo – SP, Campo Grande – MS, Curitiba – PR, Florianópolis – SC, Santa Maria – RS.

observar os ventos da cidade de São Paulo, caracterizados principalmente por rajadas intermitentes, não oferecem o mínimo de previsibilidade da demanda gerada ao operador do sistema de distribuição e, conseqüentemente, um gerador ali alocado deverá permanecer desligado em caso de contingência na rede. Por outro lado, cidades costeiras mais ao norte do país, como, por exemplo, Fortaleza, garantem uma relativa confiabilidade à previsão da geração, além de uma média da velocidade dos ventos superior àquelas encontradas em São Paulo. Na figura A.12 é ilustrada a velocidade média horária de cada um dos primeiros 15 dias do ano de 2001 na cidade de Fortaleza a altitude de 25 metros (aeroporto internacional Pinto Mar).

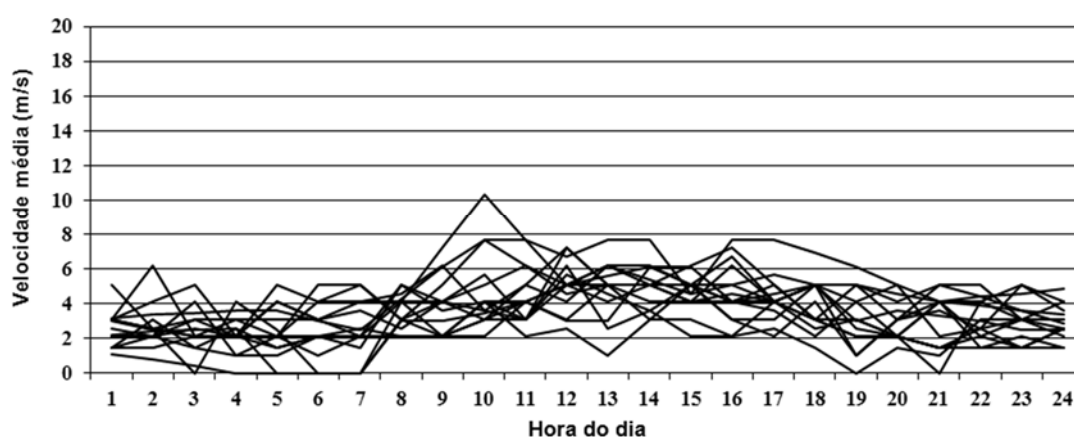


Figura A.12: Velocidade diária dos ventos na cidade de Fortaleza em janeiro de 2001.

Ao lado da grande disponibilidade do recurso eólico, a evolução tecnológica dos processos de produção e o desenvolvimento dos dispositivos semicondutores, durante os últimos 30 anos, permitiram o desenvolvimento de aerogeradores mais robustos e potentes. Em 1985, por exemplo, o diâmetro médio das turbinas era de 20 metros e a potência gerada aproximadamente 50 kW. Atualmente, esses diâmetros chegam ultrapassar 100 metros e podem ser encontradas comercialmente turbinas com capacidade de geração entre 2 e 4 MW. Com rotores maiores, as alturas das torres também cresceram, inicialmente ficavam em torno de 10 a 15 metros, hoje pode ser encontradas torres de 60 a 100 metros de altura.

Entretanto ainda é possível encontrar geradores de pequeno porte. Sagrillo e Woofenden apresentam e comparam turbinas eólicas presentes no mercado internacional com potências entre 1 e 1.000 kilowatts (SAGRILLO; WOOFENDEN, 2009). São turbinas destinadas a utilização doméstica e/ou pequenos sítios geradores.

Os custos destes equipamentos variam de acordo com a potência nominal, a tecnologia do gerador, do método de controle de velocidade das pás, tipo de dispositivo de conexão com a rede e altura da torre. Na seção A.2.2 será apresentado as principais tecnologias empregadas em geradores eólicos, na seção A.2.3 os dispositivos para sua conexão com a rede de distribuição e na seção A.2.1 os meios de controle das pás.

A.2.1 Tecnologia das turbinas eólicas

Um dos mais antigos dispositivos de conversão de energia, a turbina eólica, vem ganhando destaque nos últimos anos pela crescente demanda mundial por energia derivada de fontes renováveis, e atualmente é possível encontrar diversos modelos de equipamentos. As turbinas horizontais, entretanto, são mais utilizadas para geração de energia elétrica, e podem ser encontradas com diferentes especificações com relação ao número, diâmetro e modo de controle das pás. Esta última característica tem se tornado essencial no instante de escolher um conjunto gerador devido à possibilidade de controle sobre o ângulo de ataque das pás.

O controle da velocidade das pás é fundamental para garantir a integridade da turbina durante rajadas de alta velocidade, manter sua velocidade angular dentro de níveis seguros ou ajustar a potência de saída da turbina. As principais técnicas de controle de velocidade para turbinas são: estol, estol ativo e controle de ângulo de ataque². A primeira está fundamentada em um projeto aerodinâmico que assegure o estol e as demais técnicas estão baseadas no controle do ângulo β da pá e, consequentemente, no ângulo de ataque α . Na figura A.13 é ilustrado um corte transversal de uma pá de uma turbina eólica e os ângulos α e β citados.



Figura A.13: Corte transversal de pá de uma turbina eólica.

² Nas referências citadas em inglês (DWIA, 2010; DNR; RISØ, 2010) as técnicas de controle de velocidade são designadas por “stall”, “active stall” e “pitch controled”, respectivamente.

Nas turbinas controladas por ângulo de ataque, sensores eletrônicos monitoram a potência de saída e a velocidade angular da turbina segundo a segundo, e se uma ou outra variável está acima dos limites aceitáveis, o mecanismo, geralmente hidráulico, altera o ângulo de ataque para reduzir o coeficiente aerodinâmico ou a velocidade da turbina. Além de garantir a operação de modo seguro, as turbinas eólicas que utilizam esta tecnologia de controle são projetadas para manter suas pás num ângulo de ataque ótimo, maximizando a potência de saída em diferentes condições de vento.

As turbinas controladas por estol possuem as pás fixadas no eixo em um ângulo fixo. No entanto, são aerodinamicamente projetadas e construídas de modo a criar certa turbulência em situações em que a velocidade do vento se torna elevada. O controle passivo de estol previne que a força adicional devido ao aumento da velocidade do vento atue sobre a velocidade angular do rotor.

A categoria de controle denominada estol ativo é um estágio intermediário entre o controle por ângulo de ataque e o por estol. Neste grupo as pás são controladas ativamente por meio de atuadores hidráulicos, como no controle por ângulo, porém apenas algumas posições de movimento são possíveis através de passos fixos e pré-determinados. A grande diferença se encontra na proteção contra sobrecarga, se a potência de saída está acima do valor nominal o controle do estol ativo movimentará as pás em direção oposta como faria o controle por ângulo de ataque, ou seja, ele aumentará o ângulo de ataque até levar as pás em estol, dissipando o excesso de energia.

As três formas de controle são empregadas atualmente, entretanto, aquela que melhor se ajusta à proposta de restauração de redes de distribuição contemplando a operação em forma ilhada é o controle por ângulo de ataque das pás, uma solução mais cara que as demais, devido ao complexo sistema de controle, porém pode-se variar o valor do coeficiente aerodinâmico (C_p) de forma constante e contínua, podendo prover o casamento perfeito entre a demanda e o consumo de regiões ilhadas.

A.2.3 Tecnologia dos aerogeradores

Geradores síncronos e os assíncronos podem ser utilizados como aerogeradores. Os geradores de indução podem ser utilizados tanto para sistemas de geração de velocidade fixa quanto para sistemas de velocidade variável, enquanto geradores síncronos são normalmente empregados em sistemas de velocidade variável com algum tipo de interface (gerador/rede) eletrônica (BLAABJERG, 2006). Existem dois

principais tipos de geradores de indução: o comumente chamado de gaiola de esquilo e o gerador com dupla alimentação.

O gerador de indução com gaiola de esquilo pode ser conectado diretamente à rede de distribuição e operar a velocidade fixa ou utilizar conversores baseados em eletrônica de potência para conexão com a rede e operar com velocidade variável. Com as mesmas características dos motores de indução, os geradores apresentam baixo custo de construção, estrutura altamente robusta, ausência de anéis coletores e consequentemente baixo custo de manutenção. No entanto, as máquinas de indução destinadas às turbinas eólicas são produzidas em sua maioria com quatro ou seis pólos e, portanto, torna-se necessário a utilização de caixas de redução de velocidade, geralmente feita por meio de engrenagens. A figura A.14 mostra um esquema de um gerador de indução de pequeno porte.



Figura A.14: Esquema de um gerador de indução.

Quando não utilizado em conjunto com dispositivos de eletrônica de potência esta tecnologia apresenta outros pontos negativos, tais como, necessidade de capacitores para compensação dos reativos consumidos pelo gerador de indução, necessidade de mecanismos que reduzam a corrente durante sua entrada em operação e a ausência de controle do fluxo de potência ativa, reativa e tensão marcam as desvantagens do GIGE.

Os geradores de indução com dupla alimentação (GIDA) são máquinas que utilizam um conjunto de conversores (CA/CC-CC/CA), em configuração back-to-back, para controlar a corrente que flui através do rotor. Com base na técnica de *controle vetorial* é possível desacoplar as funções de controle de potências ativa e reativa do gerador, conferindo maior flexibilidade ao sistema de geração e possibilitando o controle independente da potência ativa e reativa gerada. Geralmente esses conversores são dimensionados a 30 % da potência nominal do gerador, e consequentemente, as máquinas conseguem operar com velocidades 30 % acima ou abaixo de sua velocidade

síncrona. Se não fosse possível utilizar este tipo de tecnologia, os geradores de indução estariam limitados a operar, como o GIGE, com escorregamento entre 1 % a 2 % (BLAABJERG, 2006). Esta é outra vantagem do GIDA, com um maior faixa de operação é possível captar energia em situações em que os ventos não estariam favoráveis. A não necessidade de compensação de reativos ou de dispositivos que reduzam o pico de corrente durante sua entrada em operação o completam as principais vantagens do gerador de indução com dupla alimentação. Sua maior desvantagem com relação aos GIGE é o custo adicional dos conversores.

O acoplamento dos conversores é realizado comumente por meio de um transformador de três enrolamentos do lado da rede e através dos anéis coletores do rotor do lado do gerador, e em série com filtro indutivo, como ilustrado na figura A.15.

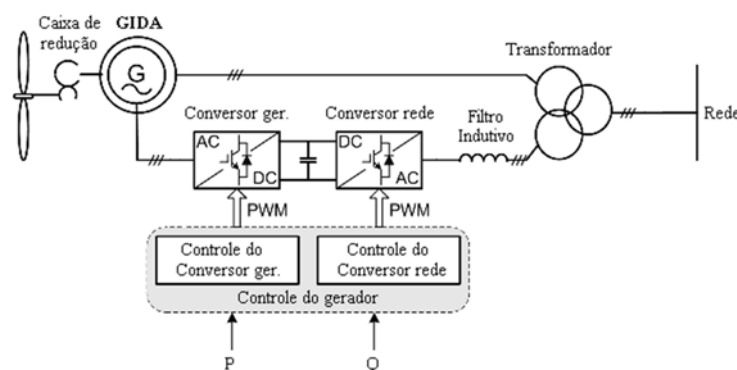


Figura A.15: Diagrama de conexões de um gerador de indução com dupla alimentação.

A segunda categoria de geradores, os síncronos, também é empregada na indústria de aerogeradores. Duas vantagens garantem sua parcela de participação nas turbinas eólicas modernas: não é necessário realizar a compensação de reativos (consumidos naturalmente pelos geradores de indução) e a possibilidade de utilizar geradores com grande número de pólos, realizando o acoplamento direto entre o gerador e eixo da turbina, sem a utilização da caixa de redução. Este último benefício garante um sistema gerador com menos peças girantes e, conseqüentemente, menor custo de operação. A figura A.16 mostra um gerador síncrono diretamente conectado ao eixo da turbina.



Figura A.16: Gerador síncrono diretamente conectado ao eixo da turbina.

Os geradores síncronos podem ser projetados e construídos tanto com o campo do rotor excitado por tensão CC quanto por imã permanente. Segundo Freris e Infield (2008), ambas as tecnologias têm apresentado bom desempenho em geradores de grande porte. No entanto, os geradores de imã permanente são mais eficientes devido à ausência de perdas na excitação e possuem menor custo de manutenção devido à ausência de conversores e anéis para excitação, embora seu custo de implantação seja alto.

A.2.4 Conexão dos geradores eólicos à rede

A maneira de acoplamento dos aerogeradores às redes de distribuição depende essencialmente tecnologia do gerador empregado e geralmente caracterizado pela utilização de um transformador elevador ou de conversores estáticos (CA/CC-CC/CA) em configuração back-to-back em conjunto com o transformador elevador.

Entre a década de 80 a configuração *gerador de indução – transformador – rede* foi amplamente empregada devido sua relativa simplicidade e alta confiabilidade (FRERIS; INFIELD, 2008). No entanto, com o desenvolvimento dos dispositivos semicondutores foi possível elaborar soluções para reduzir a corrente de entrada em operação dos GIGE, como é o caso de soft-starters, ou controlar variáveis como tensão, frequência, potência ativa e reativa entregue à rede por meio dos conversores estáticos. Na figura A.17 são ilustradas algumas maneiras de integrar os geradores à rede além daquelas apresentadas na seção anterior. Na tabela A.2 são comparadas suas principais características.

No item (a) é ilustrado um gerador de indução conectado diretamente à rede através de um transformador elevador. Neste caso, o uso de bancos de capacitores e caixa de redução de velocidade se faz necessário para suprir a demanda de potência reativa exigida pelo gerador e ajustar a diferença de velocidade entre o eixo da turbina e

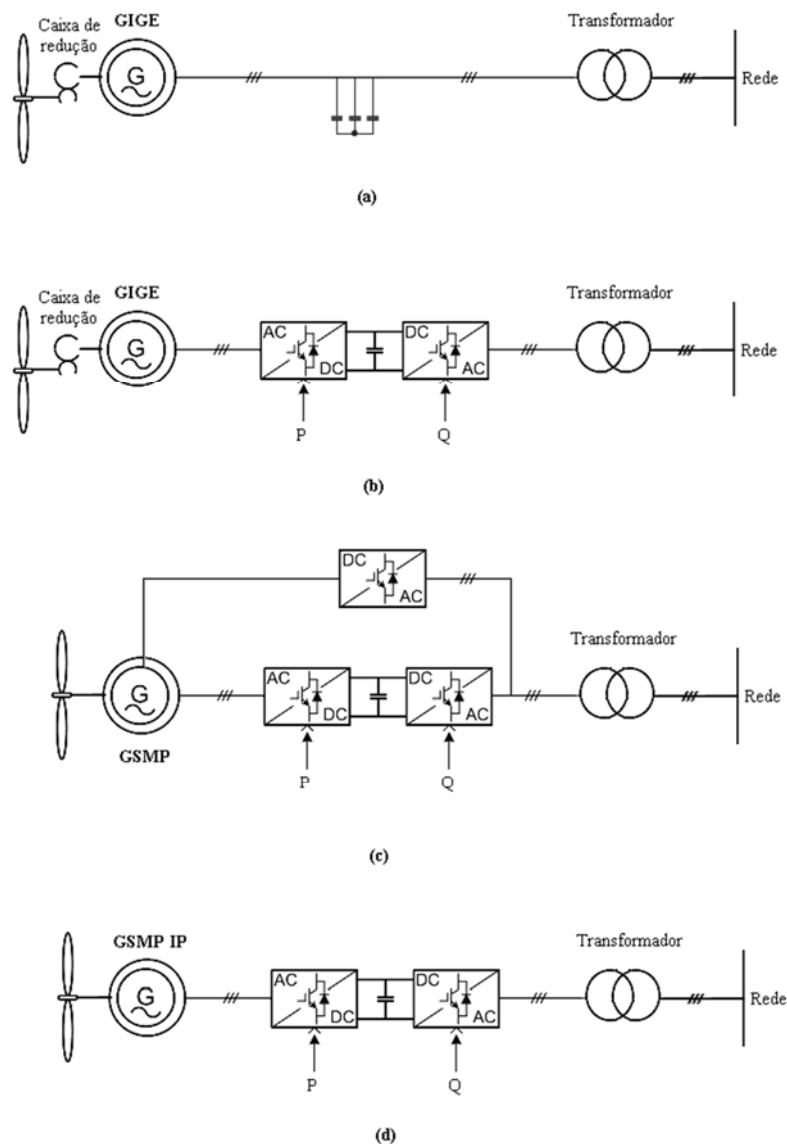


Figura A.17: Diversas maneiras de integrar o gerador à rede de distribuição. (a) gerador de indução conectado a rede por meio de transformador elevador com correção capacitiva, (b) gerador de indução conectado a rede por meio de conversores estáticos e transformador elevador, (c) gerador síncrono com grande número de pólos conectado a rede por meio de conversores estáticos e transformador elevador, (d) gerador síncrono com grande número de pólos e rotor de imã permanente conectado a rede por meio de conversores estáticos e transformador elevador.

do gerador. O uso de soft-start é indicado para reduzir a corrente de entrada em operação, que pode alcançar de 5 a 7 vezes a nominal do gerador e, durante um pequeno intervalo de tempo (menor que 100 milissegundos), até 18 vezes a corrente normal de operação (BLAABJERG, 2006). Em (b) o mesmo tipo de gerador é utilizado, porém com um acoplamento eletrônico entre o gerador e o transformador, possibilitando o controle de potência ativa, reativa, tensão e frequência entregue à rede.

Em (c) e (d) dois geradores síncronos com grande número de pólos são utilizados sem caixa de redução de velocidade. No entanto, em (c) é imprescindível o uso de um conversor adicional para alimentar o campo de excitação da máquina, desnecessário quando o campo é produzido a partir de ímã permanente, como em (d).

Tabela A.2: Comparação entre as diferentes tecnologias de aerogeradores.

	(a)	(b)	(c)	(d)
Opera com velocidade variável	Não	Sim	Sim	Sim
Possui controle de potência ativa	Não	Sim	Sim	Sim
Possui controle de potência reativa	Não	Sim	Sim	Sim
Potência de curto-circuito	Contribui	Limita	Limita	Limita
Tempo de resposta ao sistema	1 – 10 s	0,5 – 1 ms	0,5 – 1 ms	0,5 – 1 ms
Pode operar em Standby	Não	Sim	Sim	Sim
Necessita de Soft Starter	Sim	Não	Não	Não
Necessita compensação de reativos	Sim	Não	Não	Não
Pode opera de forma ilhada	Não	Sim	Sim	Sim

Fonte: Adaptado de BLAABJERG, 2006.

Assim como ordenado na figura A.17, foi e está sendo o desenvolvimento dos sistemas de geração eólica. O constante aprimoramento das tecnologias de produção em larga escala dos semicondutores vem ampliando sua utilização no setor. Segundo Blaabjerg (2006) o mercado internacional de turbinas eólicas em 2001 era composto de 16 % com acoplamento direto (geradores síncrono com grande número de pólos), 50 % acompanhando geradores de indução com dupla alimentação e 24 % geradores de velocidade fixa. No entanto, mais de 75 % de todas as turbinas vendidas em 2001 eram controladas eletronicamente.

A.3 Energia Solar – Células Fotovoltaicas

O sistema de geração de energia elétrica a partir de células fotovoltaicas *conectadas à rede*³ é a tecnologia geradora com maior crescimento nos últimos cinco anos. O Comitê Internacional de Energia Renovável do Século 21 (REN21, 2009)

³ Os sistemas de geração de energia elétrica baseados em células fotovoltaicas podem ser classificados em “conectados à rede” ou “desconectados da rede”, isto é, operando como fontes primárias de sistemas isolados. Em inglês estes termos são designados como “grid-connected” e “off-grid”, respectivamente.

estima que a capacidade instalada durante o ano de 2008 esteja em torno de 5,4 GW e atinge o patamar dos 13 GW. Este acréscimo representa um crescimento anual de aproximadamente 70 % e seis vezes maior que o registrado nos últimos três anos. A figura A.18 mostra o crescimento mundial da capacidade instalada entre os anos de 1995 e 2008.



Fonte: Adaptado de REN21, 2009.

Figura A.18: Evolução mundial da capacidade instalada de células fotovoltaicas.

O país que lidera o ranking de crescimento é a Espanha, que instalou durante o ano de 2008 2,6 GW, devido aos altos incentivos governamentais concedidos aos investidores, seguido da Alemanha (1,5 GW), Estados Unidos (310 MW), Coréia do Sul (200 – 270 MW), Japão (240 MW) e Itália (200 – 300 MW).

No Brasil estes valores ainda não possuem grande expressividade. Segundo a ANEEL (2008), a participação do sol na matriz energética nacional é bem reduzida, tanto que não chega a ser citada na relação de fontes que integram o Balanço Energético Nacional, edição de 2008, constando apenas uma usina fotovoltaica. Localizada no município de Nova Mamoré (RO), o sistema de geração híbrido solar-diesel está em operação desde abril de 2001. O sistema diesel possui de 3 geradores de 54 kW, totalizando 162 kW, e o fotovoltaico é constituído por 320 painéis, cada um com potência nominal de 64 W, perfazendo uma potência instalada de 20,48 kW e ocupando uma área de aproximadamente 300 m² (ANEEL, 2005a).

Com grande porção de suas terras entre o meridiano do equador e o trópico de câncer o potencial disponível desta fonte no Brasil é elevado. Finalizado em 2006, realizado em parceria de órgãos nacionais e internacionais, o *Atlas brasileiro de energia*

solar (PEREIRA et. al., 2006) apresenta inúmeros mapas solarimétricos, em uma resolução espacial de 10 x 10 km, contendo os níveis médios de radiação anuais e sazonais de disponibilidade deste recurso, assim como sua variação no tempo e espaço. Na figura A.19 são apresentadas as médias anuais de radiação solar de maneira resumida e por macrorregiões.



Fonte: Adaptado de PEREIRA, 2006.

Figura A.19: Média anual do potencial de energia solar.

A partir da base de dados meteorológicos divulgada pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos (SWERA, 2003) e pelo estudo realizado por Pereira et. al., realizado em 2006 e ilustrado na figura A.19, é possível constatar que os níveis médios de radiação solar variam de acordo com a posição geográfica (latitude e longitude) e altitude, no entanto, durante o período diário se mantém com características semelhantes mesmo em diferentes localizações. Nas figuras A.20 e A.21 são ilustradas a média horária da radiação solar na cidade de São Paulo entre os anos de 1992 e 2001 e a média horária de cada um dos primeiros 15 dias do ano de 2001, respectivamente, a altitude de 803 metros (aeroporto de Congonhas).

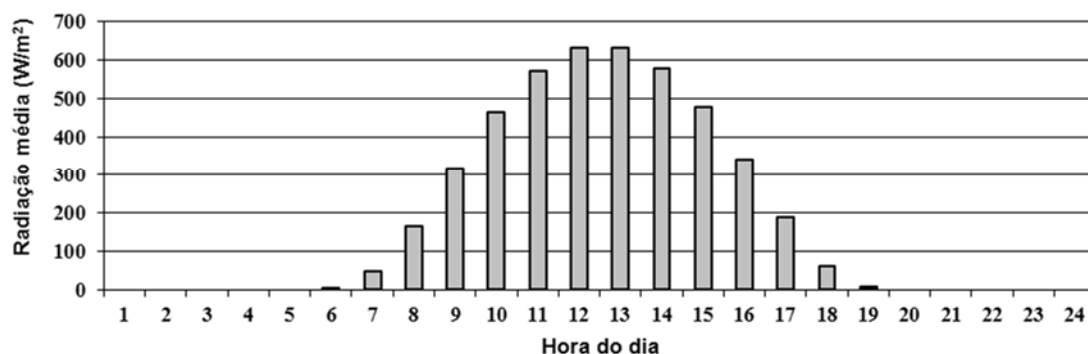


Figura A.20: Radiação solar média na cidade de São Paulo entre 1992 e 2001.

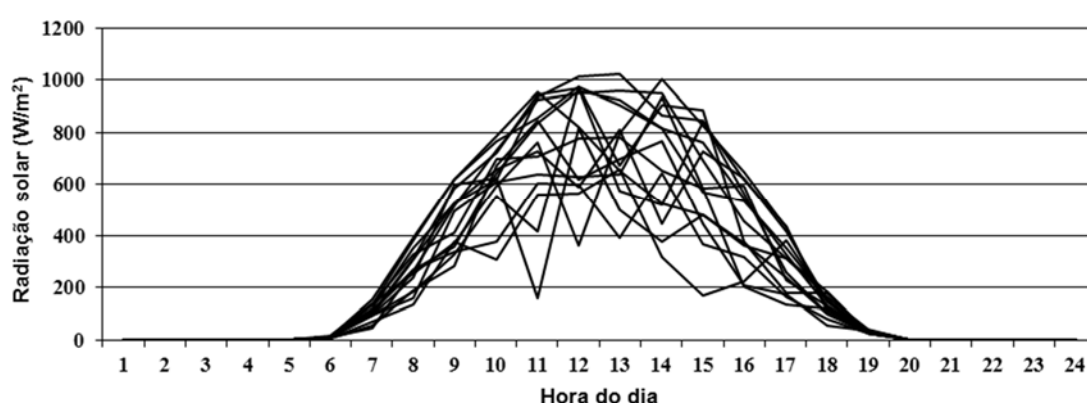


Figura A.21: Radiação solar diária dos ventos na cidade de São Paulo em janeiro de 2001.

Estes estudos e análises estatísticas, como realizado pelo SWERA (2003), são de fundamental importância durante as decisões tanto para instalação quanto para operação de geradores distribuídos destinados a aumentar a confiabilidade e/ou garantir o fornecimento em casos de falhas no sistema de distribuição. Como se pode observar, a radiação solar na cidade de São Paulo é pouco previsível e possui, hora a hora, grande erro com relação à média. Estes erros e baixa previsibilidade do recurso devem-se principalmente por fatores ambientais e climáticos, como presença de nuvens, poluição atmosférica (incluindo partículas em suspensão) e chuva. Porém os valores diário de radiação, entre os trópicos, são geralmente caracterizados por curvas sinusoidais compreendidas entre o período das 6 e 19 horas. Em algumas regiões do país, como é o caso do nordeste brasileiro, estas curvas são mais acentuadas e claramente previsíveis. Na figura A.22 é ilustrada a radiação média horária de cada um dos primeiros 15 dias do ano de 2001 na cidade de Fortaleza a altitude de 25 metros (aeroporto internacional Pinto Mar).

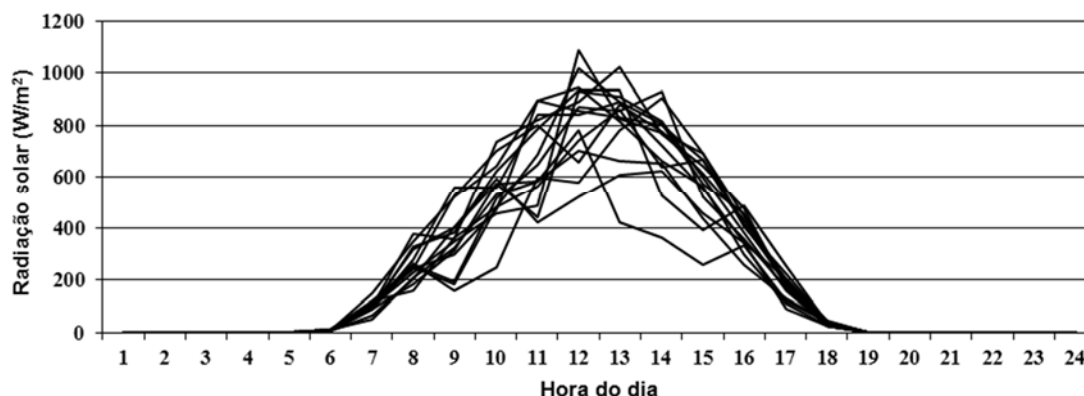


Figura A.22: Radiação solar diária na cidade de Fortaleza em janeiro de 2001.

Ao lado da grande disponibilidade do recurso solar, a tecnologia das células fotovoltaicas vem evoluindo ao passar dos anos. As pesquisas atualmente estão voltadas para o desenvolvimento de diferentes compostos ou combinação dos existentes de modo a aumentar a eficiência das células. Inicialmente, em 1954, quando a primeira célula fotovoltaica foi desenvolvida pelos laboratórios Bell, a eficiência estava em torno de apenas 6 % (GOETZBERGER; HOFFMANN, 2005). Atualmente é possível encontrar células de alguns materiais com até 18 % de eficiência.

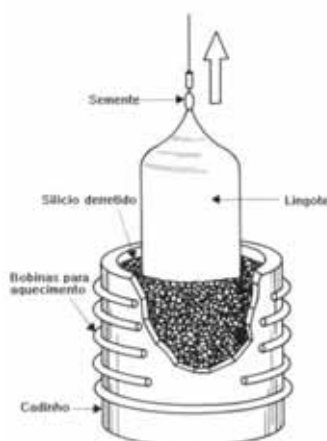
O baixo montante produzido por cada módulo solar é uma consequência da pequena eficiência e outro entrave ao seu emprego em larga escala. No mercado internacional, podem ser encontrados painéis solares desde 5 W até, aproximadamente, 300 W cujas densidade de potência variam entre 20 e 200 W/m². Os custos, no entanto, dos dispositivos ainda são relativamente altos quando comparados com as fontes convencionais (hidro ou termo derivadas) e variam de acordo com a potência e tecnologia empregada na produção da placa fotovoltaica. Nas seções A.3.1 e A.3.2 serão apresentados as principais tecnologias empregadas em geradores solares e dispositivos para sua conexão com a rede.

A.3.1 Tecnologia das placas fotovoltaicas

A tecnologia de painéis solares destinada à produção de eletricidade utiliza como unidade básica células semicondutoras com poucos centímetros quadrados. As células são compostas de diodos do tipo p-n com a junção posicionada perto da face superior e converte a luz solar diretamente em energia elétrica (PATEL, 1999). Esses diodos podem ser confeccionados com auxílio de diversos materiais, tais como, arseneto de

gálio, índio, disseleneto de cobre, telureto de cádmio, fosfeto de índio e muitos outros, embora o composto elementar seja o silício. As principais tecnologias empregadas são silício monocristalino, silício policristalino, e silício amorfo. Outros componentes podem ser inseridos a estes materiais para garantir maiores níveis de eficiência, reduzindo, por exemplo, os níveis de reflexão.

Os cortes de silício, ou “wafers” como são comumente chamados, utilizadas na confecção dos módulos de silício monocristalino são oriundas de um processo lento e que requer grande quantidade de energia, resultando num material com alto custo de produção, porém com as maiores níveis de eficiência (PATEL, 1999). A fabricação de um enorme e único cristal de silício envolve sua prévia purificação e derretimento seguido da vagarosa rotação de uma “semente” dentro do material derretido. Esta ação garante que o silício derretido se agregue à semente e forme um enorme cilindro monocristalino como ilustrado na figura A.23 e detalhado por Cook (1995). Findado este processo são produzidos os “wafers” a partir de cortes extremamente finos (200 – 400 μm) do lingote.



Fonte: Adaptado de COOK, 1995.

Figura A.23: Processo de produção de “wafers” tipo monocristalino.

No caso de wafers de silício policristalino, o processo de fabricação é relativamente rápido e de baixo custo, uma vez que o silício é purificado, fundido, resfriado e solidificado em lingotes de dimensões quaisquer. O processo acelerado de produção conduz a formação de múltiplos cristais, porém reduz também os níveis de eficiência dos painéis solares baseados nesta tecnologia.

As células de silício amorfo são fabricadas a partir de uma fina e homogênea camada depositada em filmes de vidro amorfo sobre aço inoxidável. Devido a sua

pequena espessura (poucos micrometros), também é conhecida como “thin films” fotovoltaicos e, comparado as células de silício monocristalino, esta tecnologia utiliza apenas 1 % de matéria prima. Sua eficiência é a menor que a demais, porém é fácil e barato de se produzir, além de ser flexível, propriedade útil em algumas aplicações.

Segundo Chowdhury (2009) novas tecnologias híbridas podem atingir melhores índices de rendimento. Soluções a partir da combinação de silício amorfo e monocristalino estão se tornando uma nova linha de produtos cuja eficiência é superior às encontradas nas células monocristalinas e seu processo de produção mais simples, realizado a baixas temperaturas. Segundo os autores a nova tecnologia agrega as melhores características de ambas as células. Na tabela A.3 é comparada a eficiência de células e módulos fotovoltaicos das diversas tecnologias apresentada.

Tabela A.3: Comparação entre as diferentes tecnologias de placas fotovoltaicas.

Tecnologia	Monocristalino	Policristalino	Amorfo	Híbrido
Eficiência da célula (%)	16 – 17	14 – 15	8 – 12	18 – 19
Eficiência do módulo (%)	13 – 15	12 – 14	5 – 7	16 – 17

Valores em condições padrões de teste (STC).

A.3.2 Conexão dos geradores fotovoltaicos à rede

Os sistemas que realizam a conexão dos geradores fotovoltaicos à rede são similares àqueles utilizados em sistemas eólicos totalmente controlados por eletrônica de potência, a menos de um conversor. Nos sistemas eólicos, a geração é realizada em corrente alternada, convertida em corrente contínua e novamente em corrente alternada, e então introduzida na rede de distribuição (figura A.17 a, b, c ou d). No caso da geração fotovoltaica, não é necessário a utilização de um conversor retificador (AC/DC), pois os geradores produzem eletricidade em corrente contínua. No entanto, um conversor CC/CC disposto entre o painel fotovoltaico e o conversor inversor pode ser necessário para manter a tensão em sua entrada estável (RASHID, 2007).

A principal diferença entre o sistema de conexão à rede de geradores eólicos e solares está em suas técnicas de controle ao operar conectados à rede. Enquanto no primeiro o controlador do ângulo de ataque das pás atua para que a potência entregue ao gerador seja a maior possível, no caso dos geradores solares o controlador dos conversores CC/CC ou CC/CA realizam este papel. Neste caso, algoritmos *seguidores*

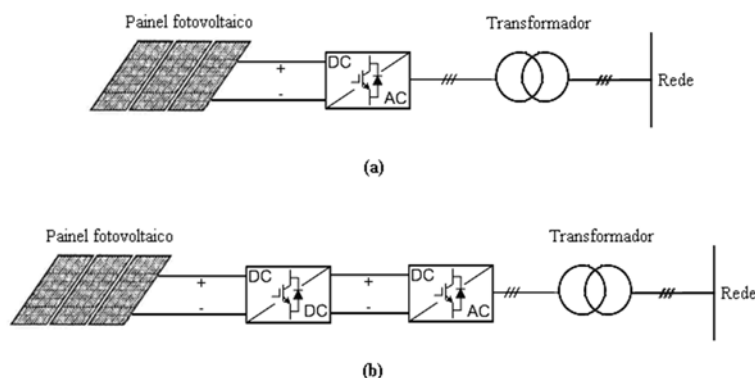


Figura A.24: Maneiras de integrar o geradores solares à rede de distribuição. (a) painel fotovoltaico conectado à rede através de conversor CC/CA e transformador elevador, (b) painel fotovoltaico conectado à rede através de conversor CC/CC, CC/CA e transformador elevador.

do ponto de potência máxima⁴ são designados para determinar o ponto de máxima potência (PMP) das curvas I-V dos módulos solares durante alterações de radiação ou temperatura e reajustar a maneira como os conversores são chaveados. Esta operação garante que os geradores entreguem sempre a máxima potência à rede em diferentes condições ambientais. No entanto, é possível que os conversores solicitem menores valores de potência quando o sistema de geração fotovoltaico estiver operando de forma ilhada e em condições de pouco carregamento.

⁴ O controlador *seguidor do ponto de máxima potência* é citado, nas referências em inglês, por *Maximum Power Point Tracking* ou por sua abreviação (MPPT).

REFERÊNCIAS

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. *Atlas do potencial eólico brasileiro*, 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm>. Acesso em: 29 set. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução nº 652, de 9 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de pequena central hidrelétrica (PCH). *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 140, n. 240, seção 1, p. 90, 10 dez. 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Guia do empreendedor de pequenas centrais hidrelétricas*. 2003a. Disponível em: <<http://www3.aneel.gov.br/empreendedor/documentos/guia.pdf>>. Acesso em: 28 out. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa No 77, de 18 de agosto de 2004. *Diário Oficial da República federativa do Brasil*, Brasília, v. 141, n. 160, seção 1, p. 101, 19 ago. 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa No 146, de 14 de fevereiro de 2005. *Diário Oficial da República federativa do Brasil*, Brasília, v. 142, n. 52, seção 1, p. 41, 17 mar. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2ed. Brasília, 2005a. Disponível em: <http://www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/download.htm>. Acesso em: 20 out. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa No 247, de 21 de dezembro de 2006. *Diário Oficial da República federativa do Brasil*, Brasília, v. 143, n. 246, seção 1, p. 271, 26 dez. 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689>. Acesso em: 18 set. 2009.

BRASIL. Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disciplina o regime das concessões de serviços públicos de

energia elétrica e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, 27 dez. 1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427compilada.htm>. Acesso em: 22 set. 2009.

BRASIL. Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 141, n. 93, seção 1, p. 1, 16 mar. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 17 jun. 2004.

BRASIL. Congresso. Senado. *Projeto de Lei PL-3986/2008*. 2008. Disponível em: <http://www.camara.gov.br/sileg/Prop_Detalhe.asp?id=408664>. Acesso em: 22 set. 2009.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Plano decenal de expansão de energia 2008 – 2017*, Rio de Janeiro, 2009. v. 1. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/pde_2008_2017/PDE2008-2017_VOL1_CompletoM.pdf>. Acesso em: 21 set. 2009.

BLAABJERG, F., CHEN, Z. *Power electronics for modern wind turbines*. Aalborg. Morgan & Claypool, 2006.

COOK, G.; BILLMAN, L.; ADCOCK, R. *Photovoltaic Fundamentals*. Colorado. NREL. 1995. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/16319.pdf>>. Acesso em: 21 jul. 2010.

CHOWDHURY, S.; CHOUWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. *Microgrids and Active Distribution Networks*. London. Institution of Engineering and Technology, 2009.

DET NORSKE VERITAS - DNV; RISØ NATIONAL LABORATORY - RISØ. *Guidelines for Design of Wind Turbines*, 2 ed., Copenhagen, 2010. Disponível em: <http://ns7.freeheberg.com/~mach085/Guidelines_for_Design_of_Wind_Turbines.pdf>. Acesso em: 5 mar. 2010.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION - DWIA. *Guided Tour on wind energy*. Disponível em: <<http://www.talentfactory.dk/en/tour.htm>>. Acesso em: 16 mar. 2010.

ESHA. *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*. 2004. Disponível em: <<http://www.esha.be/index.php?id=39>>. Acesso em: 30 out. 2009.

ESHA. *Hydropower Technology*. 2004a Disponível em: < http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/SHERPA/SHERPA_fiche_the_technologyl.pdf >. Acesso em: 04 nov. 2009.

FRERIS, L.; INFELD, D. *Renewable energy in power systems*. Chippenham: John Wiley & Sons, 2008.

GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V.U. *Photovoltaic Solar Energy Generation*. Berlin: Springer. 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. *Key World Energy Statistics*, Paris, 2009. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf>. Acesso em: 21 set. 2009.

KREITH, F.; GOSWAMI, D. Y. *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. Boca Raton: CRC Press, 2007.

MARCOLIN, N. *Rotas da eletricidade*. Disponível em: <<http://www.revistapesquisa.fapesp.br/?art=2757&bd=1&pg=1&lg=>>>. Acesso em: 18 set 2009.

NOGUEIRA, F. J. H. *Microcentrais Hidrelétricas*. Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Itajubá: Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas, 2007.

PATEL, M. R. *Wind and solar power systems*, Boca Raton: CRC Press, 1999.

PEREIRA, E. B; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜTHER, R. *Atlas brasileiro de energia solar*. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE , 2006.

PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS - PUCT. *Substantive Rules - Chapter 25: Applicable to Electric Service Providers*. Subchapter I: Transmission and

Distribution. Division 2: Transmission and Distribution Applicable to all Electric Utilities. 2009. Disponível em: < <http://www.puc.state.tx.us/rules/subrules/electric/index.cfm> >. Acesso em: 22 fev. 2011.

RASHID, M. H. *Power Electronics Handbook*. 2 ed. Burlington: Elsevier, 2007.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY - REN21. *Renewables global status report: 2009 Update*. Paris: REN21 Secretariat, 2009. Disponível em: <http://www.ren21.net/pdf/RE_GSR_2009_Update.pdf>. Acesso em : 20 out. 2009.

SAGRILLO, M., WOOFENDEN, I. *How to buy a wind generator*. Home Power Magazine, Ashland, jun. 2009. Disponível em: <http://www.homepower.com/view/?file=HP131_pg38_Sagrillo>. Acesso em: 31 set. 2009.

SWERA. *Solar*: hourly solar (direct normal (DNI), global horizontal (GHI), and diffuse) data for selected stations in Brazil from NREL. 2003. Disponível em: <<http://swera.unep.net/index.php?id=metainfo&rowid=148&metaid=267>>. Acesso em: 18 mai. 2010.

UNITED KINGDOM. Secretary of State. *Energy Act 2008*. London, 2008. Disponível em: < http://www.opsi.gov.uk/acts/acts2008/pdf/ukpga_20080032_en.pdf >. Acesso em: 22 set. 2009.

VIANNA, L. F. L. *As associações setoriais e um passeio pela história da energia elétrica no Brasil*. 2005. Disponível em: <<http://www.apine.com.br/ArtigosApine.asp>>. Acesso em: 18 set. 2009.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION - WWEA. *World Wind Energy Report 2008*. 2009. Disponível em: <http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2008_s.pdf>. Acesso em: 29 set. 2009.