

MARCO ANTONIO MARIN

**FERRAMENTAS DE ANÁLISE ESTÁTICA DE REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE GERAÇÃO
EÓLICA**

**FLORIANÓPOLIS
2004**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

FERRAMENTAS DE ANÁLISE ESTÁTICA DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE
GERAÇÃO EÓLICA

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

MARCO ANTONIO MARIN

Florianópolis, Abril de 2004.

*Dedico este trabalho em memória
do amigo e mestre Fabio Ramos.*

AGRADECIMENTOS

À minha família, Maria Cristina e Guilherme, pelo incentivo e amor, sem os quais não conseguiria concluir este trabalho.

Aos meus pais pelo amor e dedicação despendidos ao longo de toda a minha existência.

Aos amigos do Labspot – Laboratório de Sistemas de Potência, especialmente ao amigo Diego Moraes, e aos professores que tiveram a paciência e dedicação necessária para a conclusão deste trabalho.

Ao meu orientador Dr. Hans Helmut Zürn que com sua tranquilidade e paciência me guiou no desenvolvimento desta dissertação.

À Professora Dra. Jaqueline Gisèle Rolim na condução do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da CELESC, com o qual tornou esta dissertação possível.

Ao pessoal da RHE, Fernando, Rodrigo, Leonardo, Lizandra, Luiz Carlos, Flávia, Diogo e Nara, pelo incentivo para a execução deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

FERRAMENTAS DE ANÁLISE ESTÁTICA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Marco Antonio Marin

Abril/2004

Orientador: Hans Helmut Zürn.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: Geração Distribuída, Geradores Eólicos, Fluxo de Potência em Redes de Distribuição.

RESUMO: A presente dissertação aborda uma metodologia para obtenção da capacidade máxima de aerogeradores a ser instalada em um determinado alimentador de distribuição. Os procedimentos utilizados se baseiam em modelar as características do vento nos locais de interesse, com informações obtidas em mapas eólicos, permitindo que se obtenha uma avaliação preliminar do potencial de geração eólica para inserção na rede elétrica local. O objetivo principal da ferramenta desenvolvida é determinar os limites de geração eólica do local estudado, respeitando os limites físicos da rede de distribuição. O trabalho também apresenta uma metodologia de avaliação da possível postergação de expansão da rede na presença de geração eólica, crescimento especificado de carga e um dado risco de não-conformidade de tensão ou sobrecarga. Utilizou-se como ferramenta de avaliação de fluxo de potência, limites de tensão e perdas o Simulador de Redes de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geração Distribuída – SiGDist, desenvolvido através de um Projeto de P&D Labspot – CELESC. Aplicou-se a metodologia a um alimentador urbano-rural típico com inserção de aerogeradores sujeitos a ventos característicos do planalto Sul do Brasil.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

STATIC ANALYSIS TOOLS FOR DISTRIBUTION NETWORKS WITH WIND GENERATION

Marco Antonio Marin

April/2004

Advisor: Hans Helmut Zürn.

Area of Concentration: Electric Energy Systems.

Keywords: Distributed Generation, Wind Generators, Power Flow in Distribution Networks.

ABSTRACT: This dissertation deals with a method of finding the maximum capacity of wind generators to be connected to a given distribution feeder. This procedure is based on finding the wind characteristics on the chosen sites from eolic maps, which allows a preliminary evaluation of the wind potential to be connected to the local grid. The main objective of the developed approach is to determine the maximum size of the wind generation with respect to the physical limits of the distribution network. This work also presents a methodology to evaluate possible grid expansion postponement due to wind generation insertion, a given load growth rate and under a given risk of nonconforming voltage or overload. As an evaluation tool for powerflow, voltage limits and loss calculations, a Simulator for Distributed Generation – SiGDist was used. The methodology was applied to a typical urban-rural feeder with wind generator insertion whose wind characteristics are those of the highlands of Southern Brazil.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	iii
RESUMO.....	iv
ABSTRACT.....	v
LISTA DE FIGURAS.....	vii
LISTA DE TABELAS.....	viii
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	3
2.2 Revisão Bibliográfica	3
2.3 Conclusões.....	9
3 ENERGIA EÓLICA.....	10
3.1 História do Uso do Vento.....	11
3.2 Geração de Energia Elétrica com o Vento	11
3.3 Características do Vento	13
3.3.1 Variação do Vento com a Altura.....	13
3.3.2 Estatística da Velocidade do Vento	15
3.3.3 Distribuição Weibull.....	18
3.3.4 Determinação dos Parâmetros Weibull.....	23
3.4 Modelagem dos Geradores Eólicos	26
3.5 Conclusões.....	30
4 FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	31
4.1 Método da Soma das Potências.....	31
4.2 Simulador de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição – SiGDist.....	35
4.2.1 CAPACIDADE DO PROGRAMA	35
4.2.2 CONVERGÊNCIA DA SOLUÇÃO.....	36
4.2.3 MODELAGEM DOS ELEMENTOS DA REDE	36
4.2.4 DADOS DE ENTRADA.....	38
4.3 Conclusões.....	45
5 ESTUDO DE CASO.....	46
5.1 Determinação do Grau de Penetração	47
5.1.1 Problema a ser resolvido.....	48
5.1.2 Metodologia Utilizada	49
5.1.3 Resultados Obtidos	50
5.1.4 Análise dos Resultados.....	54
5.2 Riscos Envolvidos na Inserção de Geradores Eólicos em Ramais de Distribuição	56
5.2.1 Problema a ser Resolvido	56
5.2.2 Metodologia Utilizada	56
5.2.3 Resultados Obtidos	58
5.2.4 Análise dos Resultados.....	58
5.3 Conclusões.....	59
6 CONCLUSÕES.....	60
6.1 Conclusões.....	60
6.2 Trabalhos Futuros	61
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62
ANEXO 1.....	68
ANEXO 2.....	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Variação do expoente α com a velocidade de referência $u(z_M)$	14
Figura 3.2 – $f(u)$ função densidade de probabilidade	17
Figura 3.3 – $F(u)$ função distribuição acumulada	17
Figura 3.4 – Função densidade Weibull $f(u)$ para o parâmetro de escala $c = 1$	19
Figura 3.5 – Gráfico de $f(u)$ com parâmetro de escala $c = 1,12 \bar{u}$	20
Figura 3.6 – Relação c/\bar{u} versus parâmetro de forma k	21
Figura 3.7 – Histograma função distribuição Weibull.....	24
Figura 3.8 – Curva Característica de um Aero gerador	27
Figura 4.1 – Sistema Equivalente de dois nós	32
Figura 4.2 – Trecho de linha entre os nós i e j	32
Figura 4.3 – Estimativa de Perdas	34
Figura 4.4 – Módulos SiGDist.....	35
Figura 5.1 – Fluxograma da Seqüência de atividades das simulações	46
Figura 5.2 - Alimentador de distribuição utilizado nas simulações.....	48
Figura 5.3 – Comportamento da Carga – dia típico	50
Figura 5.4 – Curvas características dos modelos de aerogeradores simulados	52
Figura 5.5 – Perfil de tensões no alimentador com 5 aerogeradores	53
Figura 5.6 – Perfil das Tensões no Alimentador.....	55
Figura 5.7 – Função Densidade de Probabilidade	57
Figura 5.8 – Curva Característica Velocidade do Vento versus Potência Gerada.....	57
Figura 7.1 – Fluxograma de funcionamento do <u>SiGDist</u>	69
Figura 7.2 – Tela Inicial.....	69
Figura 7.3 – Iniciar Programa.....	70
Figura 7.4 – Criar e Modificar Dados do Alimentador	71
Figura 7.5 – Inclusão de uma nova linha.....	72
Figura 7.6 – Dados para um novo alimentador.....	72
Figura 7.7 – Resultados	73
Figura 7.8 – Gráfico de Tensões.....	74
Figura 7.9 – Gráfico de Carregamento	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Capacidade do Programa	35
Tabela 4.2 – Campos referentes ao Título do Caso (código 1).....	38
Tabela 4.3 – Tipos de estrutura.....	39
Tabela 4.4 – Campos referentes aos Dados da Subestação (código 2).....	39
Tabela 4.5 – Campos referentes aos Dados dos Trechos (código 4).....	40
Tabela 4.6 – Campos referentes aos Dados dos Reguladores (código 6).....	40
Tabela 4.7 – Campos referentes aos Dados dos Transformadores (código 7).....	41
Tabela 4.8 – Campos referentes aos Dados dos Capacitores/Reatores (código 8)	42
Tabela 4.9 – Campos referentes aos Dados dos Geradores (código 9).....	42
Tabela 4.10 – Campos referentes aos Dados de controle e execução (código 11)	43
Tabela 4.11 – Campos referentes aos Dados dos Condutores	44
Tabela 4.12 – Campos referentes aos Dados das Estruturas	44
Tabela 5.1 – Patamares de Carga considerados e suas respectivas probabilidades	49
Tabela 5.2 – Potência Média Gerada, Fator de Capacidade, Variância e Desvio Padrão	51
Tabela 5.3 – Probabilidades Vestas 660 kW V47	52
Tabela 5.4 – Probabilidades Enercon 600 kW	52
Tabela 5.5 – Perdas Elétricas – Vestas V47-660	53
Tabela 5.6 – Perdas Elétricas – Enercon 600 kW	54
Tabela 5.7 – Perdas de energia em períodos de carga mínima e velocidades altas do vento.....	54

1 INTRODUÇÃO

A utilização de fontes de energia de pequeno porte conectadas diretamente à rede de distribuição tem se tornado uma prática muito difundida no mundo inteiro. Isto se deve principalmente ao fato de que a construção de grandes centrais geradoras, além de ter custo elevado, acarreta significativo impacto ambiental.

Um estudo do *Electric Power Research Institute* (EPRI) (ACKERMANN, 2001) indica que em 2010, 25% da nova geração de energia será distribuída, Já um estudo da *Natural Gas Foundation* concluiu que este cenário poderá ser ainda maior, em torno de 30%.

O fator determinante para a difusão da Geração Distribuída (GD) é sem dúvida, os avanços tecnológicos que vem sendo alcançados na produção de energia elétrica a partir de combustíveis renováveis como, energia solar, energia eólica, biomassa, células combustíveis e pequenas centrais hidrelétricas.

O aumento do uso de geração distribuída tem levado as concessionárias de energia a desenvolver estudos para determinar os impactos que esta geração traz para a rede de distribuição.

A geração distribuída ou dispersa contribui para o reforço e redução das perdas em redes longas e fracas. O comportamento dos geradores integrados a estes alimentadores longos é similar ao dos sistemas de geração isolada em redes fracas, e estão sujeitos aos mesmos fenômenos de limitação na capacidade da potência a ser transmitida e variação de tensão e frequência, diante das alterações nas condições da geração e da carga a ser atendida (NUNES, 2003).

A geração de energia elétrica através de geradores eólicos tem se mostrado de grande valia para o setor de energia, dado que utiliza uma energia primária inesgotável e gratuita.

A utilização da energia eólica no Brasil tem se mostrado de boa viabilidade técnica, principalmente na região da costa brasileira, onde os ventos são de velocidade média mais elevadas e também mais constantes.

É possível ainda tirar proveito dos aspectos relacionados à sazonalidade, para integração dos sistemas eólicos, como complementação da geração hídrica, pois em várias localidades, o maior aproveitamento da energia eólica ocorre exatamente no período em que os recursos hídricos diminuem (inverno), e a maior afluência dos rios se dá exatamente na primavera verão e outono (NUNES, 2003).

A presente dissertação define uma metodologia para a determinação da quantidade ótima de aerogeradores a serem instalados em um determinado alimentador de distribuição

existente, isto levando-se em consideração somente os aspectos estáticos, deixando para um trabalho futuro os estudos de estabilidade dinâmica com a inserção de aerogeradores como Geração Distribuída.

Para a avaliação da capacidade possível de ser instalada de geração eólica no alimentador estudado, utilizou-se como ferramenta de avaliação de fluxo de potência, limites de tensão e perdas elétricas, o Simulador de Redes de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geração Distribuída – SiGDist, desenvolvido pelo Laboratório de Sistemas de Potência – LABSPOT em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico, da Companhia Elétrica de Santa Catarina – CELESC.

Este trabalho foi estruturado de acordo com os itens listados a seguir:

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre a geração distribuída, relacionando trabalhos acadêmicos que abordam a geração de pequeno porte, incluindo aí geradores eólicos.

A seguir, no Capítulo 3 é feita uma retrospectiva da utilização dos ventos pelo homem, e dando um enfoque especial a utilização da mesma para a geração de energia elétrica. Outro tema abordado neste capítulo são as características do vento, mostrando vários aspectos como variação da velocidade do vento com a altura, estatística da velocidade do vento, características da distribuição Weibull e a modelagem dos geradores adotada nas simulações do estudo de caso.

No Capítulo 4 é abordado o tema fluxo de potência em redes de distribuição, mostrando o método de cálculo utilizado pelo programa SiGDist – Simulador de Redes de Distribuição na Presença de Geração Distribuída, que foi o utilizado nas simulações efetuadas. Este capítulo também dá uma visão geral da utilização do programa computacional SiGDist.

O Capítulo 5 apresenta um estudo de caso, mostrando toda metodologia adotada nas simulações para a determinação da penetração ótima dos aerogeradores em redes de distribuição. Outra item constante no capítulo é um estudo expedito dos riscos envolvidos na inserção de geradores eólicos em ramais de distribuição, analisando os benefícios trazidos para a rede com a inserção dos mesmos.

O Anexo 1 mostra a interface gráfica do SiGDist, mostrando os procedimentos adotados nas simulações do estudo de caso.

No Anexo 2 traz o arquivo de dados do alimentador estudado nas simulações e também o relatório de saída do SiGDist.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A utilização de pequenos geradores conectados diretamente à rede de distribuição tem sido a alternativa mais requisitada pela sociedade, visto os pequenos impactos ambientais ocasionados por este tipo de geração.

Muitos trabalhos têm sido desenvolvidos nesta área, o presente capítulo visa mostrar um panorama geral da Geração Distribuída.

2.2 Revisão Bibliográfica

A utilização da Geração Distribuída no Brasil, segundo GOMES et al.(1999), se dá basicamente de cinco formas, a primeira seria na utilização do gás natural disponível em grande quantidade das regiões mais populosas do Brasil.

A utilização da força do vento é uma segunda forma de utilização, em especial na região nordeste do Brasil, mas outras regiões têm demonstrado um grande potencial.

A enorme quantidade de pequenas quedas d'água, utilizadas para a construção de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), visto que os grandes potenciais já estão se esgotando, pode ser considerada a terceira forma para o desenvolvimento da Geração Distribuída. Outras duas opções seriam a utilização de queima de biomassa e células solares.

As definições encontradas na literatura especializada demonstram uma certa variabilidade no conceito de Geração Distribuída.

O termo Geração Distribuída também pode ser encontrado como geração dispersa (América do Norte), geração descentralizada (Europa), ou ainda no caso de países anglo-saxônicos utiliza-se o termo '*embedded generation*', ou seja, geração embutida.

Apesar de várias designações, a maior controvérsia se encontra na qualificação da Geração Distribuída pela sua capacidade.

O *Electric Power Research Institute (EPRI)* define Geração Distribuída como geradores com poucos kW até 50 MW de capacidade instalada.

De acordo com a *Natural Gas Foundation*, Geração Distribuída são geradores tipicamente entre 25 kW e 25 MW; Preston e Rastler definem o tamanho de Geração Distribuída como geradores com poucos kW até 100 MW; Cardell atribui Geração Distribuída como centrais elétricas de 500 kW até 1 MW; o CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) define Geração Distribuída como geradores menores que 100MW.

As diferenças também ocorrem nos órgãos de regulação governamentais; no mercado inglês e galês, plantas de até 50 MW, ou com menos de 100 MW com despacho não centralizado, não precisam necessariamente negociar sua energia no mercado atacadista.

A legislação sueca tem um tratamento especial para pequenos geradores com capacidade instalada de até 1500 kW, mas fazendas eólicas com mais de cem turbinas de 1500kW cada, também são consideradas Geração Distribuída, pois é considerado o valor de cada turbina e não do total da fazenda eólica.

A Geração Distribuída é definida mais precisamente quando se leva em conta os objetivos para que ela se destina e a sua localização. O objetivo central de Geração Distribuída é prover potência ativa para a rede de distribuição. Não há a obrigatoriedade de geradores com características de Geração Distribuída, prover potência reativa para a rede. As centrais de Geração Distribuída devem ser ligadas diretamente à rede de distribuição (ACKERMANN et al., 2001).

BROWN et al. (2001b) colocam que a Geração Distribuída oferece uma alternativa atraente à expansão da transmissão e distribuição (T&D), expansão de subestações existentes, etc. A Geração Distribuída pode ser usada como suprimento de novas cargas, ou ainda prover alívio para equipamentos com sobrecarga.

Outros atrativos adicionais podem ser listados:

- Baixo custo de capital;
- Baixo consumo de combustível;
- Baixos custos de Operação e Manutenção (O&M);
- Modularidade;
- Facilidades de locação, e
- Pequeno espaço de tempo para instalação.

A Geração Distribuída, segundo BROWN et al. (2001b), é tipicamente definida como pequenos geradores, geralmente menores que 10 MW, que são conectados nos sistemas de distribuição.

Uma das vantagens primárias da Geração Distribuída é que a mesma pode ser locada próximo à carga a qual irá servir, reduzindo as necessidades de T&D. A Geração Distribuída tem sido utilizada em áreas rurais onde os custos de T&D são altos.

O potencial de compensação nos investimentos tradicionais das empresas de distribuição, transmissão e geração, e melhora nos serviços aos consumidores, são exemplificados por DALY et al.(2001).

Geração Distribuída por si só não é um novo conceito, um grande número de pequenos consumidores tem instalado sua própria geração há décadas. Com a introdução da competição no mercado de energia, exemplifica DALY et al.(2001), o desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia elétrica, tem despertado o interesse por Geração Distribuída.

DALY et al.(2001) salientam que, do lado das distribuidoras, a Geração Distribuída pode trazer uma redução nos custos com a atualização da rede de distribuição, além de, bem planejada e operada, melhorar os aspectos ambientais e aumentar a confiabilidade.

A Geração Distribuída foi consolidada como uma tendência nos sistemas elétricos a partir da desregulamentação do setor observada em diversos países, isto devido ao surgimento de novos desafios e ressurgimento do interesse em geradores operados em paralelo com sistemas de distribuição.

SPIER et al.(2002) colocam com propriedade as motivações para o aumento do interesse por Geração Distribuída:

- Possibilidade de serem operados de forma descentralizada por produtores independentes conectados diretamente em sistemas de distribuição, fazendo assim que os custos sejam diminuídos;
- Condições ambientais favoráveis, dado que existe uma tendência de geração de energia elétrica de pequenos blocos através de fontes renováveis como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), geradores eólicos, painéis fotovoltaicos, etc.

Outros aspectos destacados por SPIER et al.(2002) são os impactos positivos da Geração Distribuída:

- Suporte de tensão;
- Melhora na qualidade do suprimento de energia;
- Redução das perdas elétricas;
- Melhora no fator de potência dos alimentadores com a liberação de capacidade de atendimento;
- Possibilidade de ilhamento para atendimento de carga local.

De outro lado SPIER et al.(2001) colocam as questões que podem ser classificadas como críticas :

- Aumento dos níveis de curto-circuito;
- Coordenação da proteção;

- Harmônicos devido a conversores;
- Flicker (cintilação);
- Competição por regulação de tensão;
- Flutuações da geração de potência ativa, condicionada à disponibilidade de fonte primária (ventos, sol, água, etc).

O potencial de Geração Distribuída para melhorar a qualidade de fornecimento de energia é grande, na medida em que proporciona a redução das perdas no sistema, e pode fornecer serviços ancilares como suporte de tensão e potência reativa. No entanto, em um primeiro momento, em que o número de unidades conectadas ao sistema é pequeno, o sistema deve ser concebido de tal forma que a qualidade da energia não dependa exclusivamente da Geração Distribuída. Estas considerações foram feitas por SPIER et al. (2002).

CAIRE et al.(2002) destacam que a qualidade de energia elétrica entregue, a confiabilidade do sistema, e a segurança são os impactos que a Geração Distribuída pode causar nos sistemas de distribuição.

Já MCDERMOTT et al.(2002) colocam que, se bem localizada, a Geração Distribuída pode aumentar o limite de capacidade do alimentador, mas isto não produz necessariamente uma melhora na confiabilidade do sistema ou na qualidade da energia entregue aos consumidores. Um aspecto que pode ser melhorado com a inserção de Geração Distribuída nos sistemas é a confiabilidade, pois o sistema pode ser restaurado rapidamente na ocorrência de uma falta.

A Geração Distribuída é definida por BARKER et al.(2000) como sendo geradores menores que 10 MW, e conectadas em subestações, alimentadores de distribuição, ou em níveis de tensão de consumidores. A introdução de fontes de geração no sistema de distribuição pode significar impactos de fluxo de potência e condições de tensão para consumidores e equipamentos do sistema. Estes impactos podem se mostrar tanto positivos quanto negativos, dependendo das características da operação do sistema de distribuição, e das próprias características dos geradores distribuídos. Os benefícios da Geração Distribuída ao sistema de distribuição são listados a seguir:

- Suporte de tensão e conseqüente melhora na qualidade de energia;
- Redução das perdas elétricas;
- Liberação da capacidade de distribuição e transmissão;

- Adiamento de novos investimentos em atualizações da transmissão e distribuição;
- Melhora na confiabilidade do sistema.

As motivações para o uso de geradores localizados próximos à carga são listados por DELFINO et al.(2002):

- Competição no mercado de energia elétrica;
- Recentes avanços tecnológicos, incluindo alta eficiência na produção de energia;
- Novas legislações e iniciativas regulatórias, e
- Possibilidade de efetiva exploração de fontes renováveis e cogeração.

Outra característica levantada por BROWN et al.(2001a), característica esta trazida pelos recentes avanços tecnológicos da área, é que as Distribuidoras devem esperar um crescimento na Geração Distribuída em seus sistemas, o que trará impactos positivos e negativos à rede. Os positivos podem ser destacados como suporte de tensão, adiamento de investimentos, e os negativos como dificuldades na coordenação da proteção, regulação de tensão, flicker, alteração dos níveis de curto-circuito.

A necessidade de sistemas elétricos mais flexíveis, mudanças regulatórias, cenários econômicos diversos, impactos ambientais, e a necessidade de proteções mais eficientes contra distúrbios na rede, devido a cargas cada vez mais sensíveis, são destacados por CELLI (2001a) como propulsores do desenvolvimento da Geração Distribuída.

A Geração Distribuída, além de vantagens como redução das perdas elétricas no sistema, pode se tornar uma valiosa opção dos engenheiros de planejamento para reduzir os investimentos em atualizações da rede de distribuição.

A utilização mais intensa dos sistemas já existentes ao invés da construção de novos sistemas de transmissão e distribuição, é um ponto colocado por GOMES (1999). Ele também afirma que uma abordagem que contempla a utilização de pequenos geradores representa um novo conceito de operação dos sistemas de distribuição. A geração distribuída pode ser utilizada para o alívio de pontos críticos de carregamento nas redes de subtransmissão e distribuição.

ROLIM et al.(2003) destacam o fato de que com a inserção de geradores distribuídos há um impacto significativo na operação, proteção e controle dos sistemas de distribuição e transmissão. A introdução destes geradores constitui uma fonte de redistribuição de correntes

de carga, aumento das correntes de falta, bem como uma possível fonte de sobretensões, devendo portanto existir uma coordenação da proteção entre os geradores e a concessionária.

ROLIM et al.(2003) também colocam que existem benefícios consideráveis trazidos pela Geração Distribuída, tais como, aumento da capacidade do sistema para atender consumidores, provável redução das perdas e o possível suporte de tensão.

VACHTSEVANOS et al.(1985) destacam que grupos de geradores eólicos conectados à redes de distribuição tendem a prejudicar as características de qualidade de tensão, formas de onda, e estabilidade do sistema, ao longo do alimentador. Outro item colocado é a influência dos geradores na proteção e segurança do sistema de distribuição.

VACHTSEVANOS et al.(1985) desenvolvem uma técnica para definir o grau de penetração de geradores eólicos ligados em paralelo com a rede de distribuição. As restrições utilizadas neste estudo foram:

- Variação da tensão em todos os pontos do alimentador não deve exceder 5% do valor nominal;
- Variação máxima de frequência em regime permanente não pode exceder 2% da frequência nominal;
- Valor máximo de variação de frequência no tempo não deve exceder 1,5 Hz/s;
- Distorção harmônica total não deve ultrapassar 5%;
- A potência eólica produzida não deve exceder, em todo o período de estudo, a demanda mínima de potência de fontes convencionais adotado.

KIM et al.(2001) descrevem dois métodos para determinar o limite de introdução de geradores distribuídos, que utilizam relações entre potência ativa e reativa gerada pela Geração Distribuída, respeitando os limites de tensão permissíveis.

A determinação do grau de penetração de geradores distribuídos encontra-se em várias metodologias descritas anteriormente. Para a geração eólica especificamente, CARPINELLI et al.(2001) utilizam algoritmos genéticos para gerar cenários possíveis de geração de potência, e determina o melhor cenário encontrado, além da Teoria da Decisão para definir a melhor opção de quantidade de aerogeradores a ser instalado em determinado local. Para avaliar a velocidade do vento, os autores utilizam o método proposto por FEIJOO et al.(2000) que além de se valer das distribuições Rayleigh e Weibull, utilizam também o método de Monte Carlo para determinar a melhor opção de capacidade a ser instalada em alimentadores de distribuição.

JANGAMSHETTI et al.(1998) propõe uma investigação baseada na seleção apropriada de modelos estatísticos e dados de médias de velocidade do vento para determinar o melhor local para instalação de geradores eólicos, e também utiliza funções de distribuição Rayleigh e Weibull.

2.3 Conclusões

O presente capítulo apresentou um panorama geral da Geração Distribuída, mostrando os pontos positivos e negativos da inserção de geradores em alimentadores de distribuição.

Um dos aspectos muito discutido no meio acadêmico é a quantidade de potência que deve ser instalada em um determinado local, aproveitando de modo eficiente, os potenciais existentes no local, e respeitando as características do alimentador.

Para se determinar o grau de penetração de geradores eólicos em redes de distribuição, além de ser necessário respeitar os limites de tensão, carregamento dos circuitos, e outras características elétricas do alimentador, deve ser levado em conta a aleatoriedade da velocidade do vento.

Antes de tentar suprir o montante de potência que pode ser instalado em um determinado alimentador de distribuição, estudos para levantar a capacidade de geração de energia eólica do referido local devem ser efetuados. O Capítulo 3 mostra os estudos que foram efetuados para determinar esta característica.

Após os levantamentos das velocidades do vento, deve-se escolher o gerador que melhor se adapta ao local escolhido, ou seja, com as características do vento da região, determina-se a potência média gerada pelos aerogeradores disponíveis no mercado.

Outro ponto relevante dos estudos é a característica da carga, já que a carga tem variações significativas durante as horas do dia. Esta questão também é abordada no estudo de caso estudado nesta dissertação.

Com estes estudos pode-se determinar a melhor opção de quantidade de potência instalada de aerogeradores para um determinado local, aproveitando todas as características do mesmo, sempre respeitando os limites elétricos do alimentador.

3 ENERGIA EÓLICA

Este capítulo baseia-se no Capítulo 2 do livro *Wind Energy Systems* do autor Dr. Gary L. Johnson.

JOHNSON (2001) coloca com propriedade que a energia eólica além de limpa e gratuita é uma fonte inesgotável de energia. O homem tem se servido da energia eólica por séculos, seja para impulsionar navios, seja para movimentar moinhos utilizados na moagem de grãos ou para bombear água.

Os custos relativamente baixos devido à abundância dos derivados de petróleo nas décadas de cinquenta e sessenta do Século 20, foram as causas para o não desenvolvimento da energia eólica. Mas com o embargo dos países árabes na crise do petróleo na década de setenta, eles elevaram os preços do petróleo e mostraram ao mundo que as reservas do “ouro negro” não eram eternas, e as que existiam deveriam ser utilizadas para a indústria petroquímica, sendo a utilização de derivados do petróleo em caldeiras considerado um total desperdício.

Tem-se como alternativa ao petróleo, na questão de suprimento de necessidades de energia do mundo, o carvão e a energia nuclear. Acredita-se que existam grandes jazigas de carvão e de urânio usado na produção de energia nuclear, capaz de suprir a humanidade por vários séculos. O grande problema das energias citadas aqui é, no caso do carvão, a degradação de grandes áreas nas regiões das minas e a emissão de grandes quantidades de dióxido de carbono e de enxofre. Alguns acreditam que com as taxas de crescimento do uso do carvão, em pouco tempo haverá uma grande alteração da atmosfera do planeta, acarretando uma diminuição na capacidade de produção de alimentos.

Já a energia nuclear tem uma grande vantagem sobre o carvão, que é a não produção de dióxido de carbono e enxofre, mas em compensação o problema ambiental criado com a disposição do lixo nuclear é uma questão até hoje não resolvida.

Estes aspectos tornaram a energia eólica uma alternativa muito interessante, fazendo com que países desenvolvidos investissem em pesquisas. Estas pesquisas por sua vez, fizeram com que os custos envolvidos na geração de energia através dos ventos caíssem consideravelmente.

Este capítulo mostra a utilização do vento através dos tempos, tenta dar um panorama geral da geração eólica no mundo, além de mostrar as características do vento, com suas estatísticas, e também mostrar a modelagem dos geradores eólicos utilizados neste trabalho.

3.1 História do Uso do Vento

Até o aperfeiçoamento da máquina a vapor por Watt no século 18, a navegação era feita através de barcos movidos a vento. O novo mundo foi explorado através destes tipos de embarcações. Estas explorações foram a mola propulsora do desenvolvimento do Velho Mundo.

A utilização do vento, não somente na navegação, mas em terra firme, foi iniciada muito antes; acredita-se que Hammurabi, o imperador da Babilônia, utilizou turbinas eólicas para irrigação no século 17 a.c.. Os persas também utilizavam moinhos de vento no século sétimo a.c., eles usavam uma máquina de eixo vertical com as pás montadas radialmente. Estas utilizações do vento foram mecanicamente muito ineficientes, mas elas serviram o seu propósito muito bem.

O primeiro moinho inglês é datado de 1191. Para a moagem de grãos, os primeiros exemplares são datados de 1439, esta aplicação foi a mais comum na utilização do vento.

3.2 Geração de Energia Elétrica com o Vento

O primeiro país a utilizar ao vento para gerar eletricidade foi a Dinamarca, onde se utilizou uma turbina com 23 metros de diâmetro em 1890. Em 1910 existiam milhares de unidades de geradores eólicos de 5 a 25 kW de potência instalados na Dinamarca.

As primeiras plantas comerciais de geradores eólicos foram comercializadas nos Estados Unidos, por volta de 1925. As primeiras marcas existentes foram a Windcharger (200 a 1200 Watts) e Jacobs (1,5 a 3 kilowatts), elas eram utilizadas em fazendas para utilização em pequenas aplicações em iluminação e rádios.

No ano de 1936 foi fundada nos Estados Unidos a REA (*Rural Electric Administration*) com o intuito de levar eletricidade a propriedades rurais. Os custos para implantação de geradores eólicos naquela época estavam em torno de US\$ 0,12 a US\$ 0,30 por kWh, e no programa governamental, com subsídios, o valor do kWh era de US\$ 0,03 a US\$ 0,06, fazendo com que o interesse em geradores eólicos fosse praticamente extinto.

Em 1941 foi instalada no Monte Grandpa, perto de Rutland, Vermont, uma máquina de 1250 kW, a maior até aquele momento. Palmer C. Putnam, um engenheiro, em 1939 apresentou os resultados de seu trabalho para reduzir os custos com energia elétrica em sua casa em *Cap Cod*, para *S. Morgan Smith Company de York, Pennsylvania*, que concordou em

financiar o projeto, e com isso nascia a turbina eólica Smith-Putnam. A turbina foi conectada ao sistema da *Central Vermont Public Service Corporation*, que possuía algumas plantas hidrelétricas, fazendo uma boa combinação com os geradores eólicos, pois na presença de ventos, podia-se guardar a água para gerar a posteriori, quando não houvesse vento.

O gerador eólico Smith-Putnam tinha uma torre com 34 metros de altura, e um rotor com 53 metros de diâmetro. O aerogerador possuía 2 pás feitas com armação de aço inoxidável, e cada pá pesava aproximadamente 7.300 kg. A proteção contra velocidades do vento muito altas era feita através do ângulo de ataque das pás, fazendo com que a máquina parasse. O aerogerador alcançava sua potência nominal quando a velocidade do vento atingia 13 metros por segundo. Este aerogerador acumulou, entre 1941 e 1945, 1.100 horas de operação, mas não fossem alguns problemas de manutenção, que foram críticos durante a guerra, poderia ter acumulado muito mais horas.

Percy H. Thomas, um engenheiro da *Federal Power Commission*, utilizou os resultados técnicos da turbina de Smith-Putnam, para um estudo detalhado de 10 anos da geração de eletricidade através do vento. Utilizando dados econômicos da turbina de Smith-Putnam concluiu que para se viabilizar o desenvolvimento de geradores eólicos era necessário que as mesmas se tornassem maiores.

Após ser aprovado a construção dos protótipos pela FPC (*Federal Power Commission*), a guerra da Coreia em 1951, fez com que o Congresso não votasse a construção da mesma, que foi abandonado mais tarde.

Em meados dos anos 70, o custo da energia começou a subir, com a crise do petróleo, fazendo com que o interesse em geração de energia elétrica através dos ventos começasse a ser reconsiderada.

Além dos Estados Unidos, outros países fizeram pesquisas em geração eólica, a Dinamarca construiu sua primeira turbina eólica moderna em 1957, a *Gedser*. Ela produzia 200 kW de potência elétrica com uma velocidade do vento de 15 m/s. Conectada ao sistema ela produziu cerca de 400.000 kWh/ano. A torre do gerador possuía 26 metros de altura, o rotor tinha 24 metros de diâmetro. O gerador se localizava no topo da torre, e seus custos de instalação foram de aproximadamente US\$ 250,00 por kW instalado, ela operou até 1968.

A Alemanha construiu sua primeira turbina eólica moderna também no ano de 1957, com o *Dr. Ulrich Hutter*. A turbina alcançava sua potência nominal com velocidade do vento em 8 m/s, a mais baixa até aqueles dias. Ela tinha um baixo peso, suas pás com 35 metros de diâmetro, eram feitas de fibra de vidro, a torre era um tubo oco, suportado por cabos. A velocidade do rotor era mantida constante através da mudança do ângulo de ataque com o

vento. A máquina do *Dr. Hutter* manteve-se funcionando, com altas taxas de disponibilidade, durante 11 anos. O projeto desta turbina teve uma importante contribuição para o desenvolvimento das turbinas eólicas existentes.

3.3 Características do Vento

A dinâmica do comportamento dos ventos na terra tem uma característica bastante complexa, o fluxo do vento se deslocam de regiões de alta pressão para regiões de baixa pressão. Fatores como latitude, altitude, relevo, radiação solar, evaporação da água, rugosidade da superfície, todos contribuem para a dinâmica dos ventos.

O Brasil, por suas dimensões continentais, contém inúmeras regiões ventosas, seja pela ação dos ventos alíseos em regiões costeiras, seja pelos ventos característicos de regiões de planalto. Graças a uma rede de estações meteorológicas foi possível desenvolver mapas eólicos representando as velocidades médias sazonais dos ventos capazes de servirem para uma avaliação preliminar do potencial eólico de uma dada região.

Neste item é feita uma introdução a algumas características do vento.

3.3.1 *Variação do Vento com a Altura*

Para a determinação do potencial eólico de determinada região é importante um levantamento minucioso da região. Muitas vezes têm-se somente dados de velocidades do vento para determinada altura, devendo-se fazer estimativas para avaliar velocidades do vento para outras alturas. Para isso requer-se uma equação que possa, a partir das velocidades médias de uma certa altura, determinar a velocidade média para a altura desejada.

Para um levantamento rápido do potencial eólico de um determinado local, utilizam-se expressões como a Lei da Potência, mostrada na equação 3.1.

$$\frac{u(z_2)}{u(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad (3.1)$$

Onde:

z_1 = altura de medição da velocidade do vento;

z_2 = altura onde deseja-se estimar a velocidade;

α = parâmetro determinado empiricamente.

O valor de α varia com a altura, hora do dia, estação do ano, natureza do terreno, velocidade do vento e temperatura. Vários modelos para a variação de α são propostos na literatura; utilizou-se aqui um diagrama log-linear, como mostra a figura 3.1.

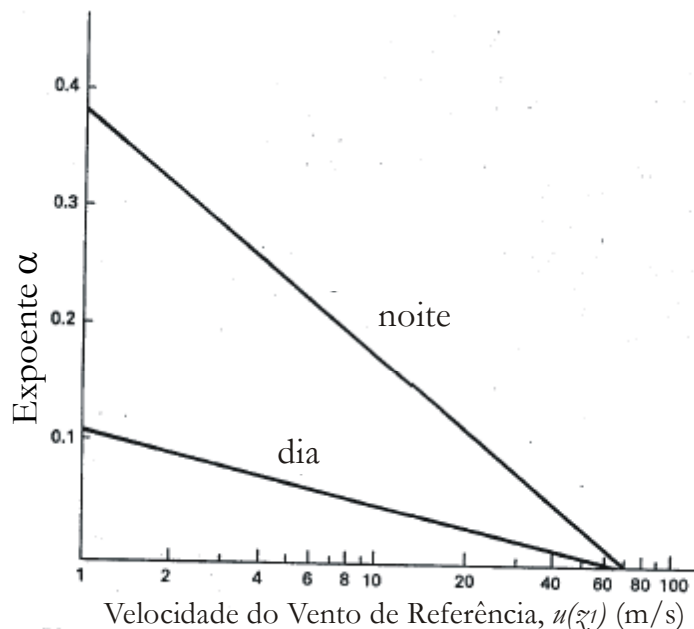


Figura 3.1 – Variação do expoente α com a velocidade de referência $u(z_1)$

(Fonte: JOHNSON 2001)

A figura 3.1 mostra um exemplo da variação de α para o dia e a noite com a velocidade do vento de acordo com a equação 3.2.

$$\alpha = a - b * \log_{10} u(z_1) \quad (3.2)$$

Os coeficientes a e b podem ser determinados por uma regressão linear. Valores típicos de a e b são 0,11 e 0,061 para períodos durante o dia, e 0,38 e 0,209 para períodos noturnos, respectivamente.

3.3.2 Estatística da Velocidade do Vento

A dinâmica do comportamento da velocidade do vento faz com que o mesmo tenha que ser tratado utilizando métodos estatísticos. Para examinar este comportamento são mostrados a seguir alguns conceitos básicos sobre probabilidade e estatística usados neste trabalho.

Uma importante quantidade estatística é a média estatística ou amostral. Um grupo de números u_i tem sua média, \bar{u} dada como:

$$\bar{u} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n u_i \quad (3.3)$$

onde:

n = tamanho da amostra.

A variância amostral mede a variabilidade em torno da média:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2 \quad (3.4)$$

O desvio padrão σ é definido como a raiz quadrada da variância:

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} \quad (3.5)$$

As medições de velocidade do vento são normalmente coletadas em valores inteiros podendo o mesmo valor ocorrer várias vezes ao dia. O número de observações de uma velocidade específica u_i é definida por m_i . A média amostral então é dada como:

$$\bar{u} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^w m_i u_i \quad (3.6)$$

onde:

w = número de valores diferentes de velocidades

n = número total de medidas observadas

Pode-se mostrar que a variância amostral é então dada por:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \left[\sum_{i=1}^w m_i u_i^2 - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^w m_i u_i \right)^2 \right] \quad (3.7)$$

A média e o desvio padrão variam de local para local de medição e do período em que se está fazendo as medições, portanto é interessante arranjar os valores de desvio e média em ordem crescente. Isto se dá em virtude de que os valores extremos de desvio padrão e médias não devem ser considerados, ou então, tratados de forma separada dos demais.

Outro item importante da estatística é a probabilidade, definida por:

$$p(u_i) = \frac{m_i}{n} \quad (3.8)$$

onde:

$p(u_i)$ = probabilidade de ocorrência da velocidade do vento u_i

m_i = número de vezes em que se observou a velocidade u_i

Dada a fórmula 3.8, conclui-se que a soma de todas as probabilidades das velocidades do vento deve ser 1.

$$\sum_{i=1}^w p(u_i) = 1 \quad (3.9)$$

Com isto pode-se definir a função de distribuição acumulada $F(u_j)$ como uma probabilidade que as velocidades do vento medidas devem ser menores ou iguais a u_j .

$$F(u_i) = \sum_{j=1}^i p(u_j) \quad (3.10)$$

Até aqui tratou-se de amostras discretas de velocidade do vento u_i . Considerando que a velocidade do vento é naturalmente contínua, pode-se vislumbrar distribuições contínuas de probabilidade do vento.

$$F(u) = P(U \leq u) \quad (3.11)$$

Onde U é a variável aleatória velocidade do vento. Derivando-se a função distribuição, tem-se a função densidade de probabilidade:

$$f(u) = \frac{dF}{du} \quad (3.10)$$

Exemplos típicos de $f(u)$ e $F(u)$ para ventos são mostradas nas figuras 3.2. e 3.3.

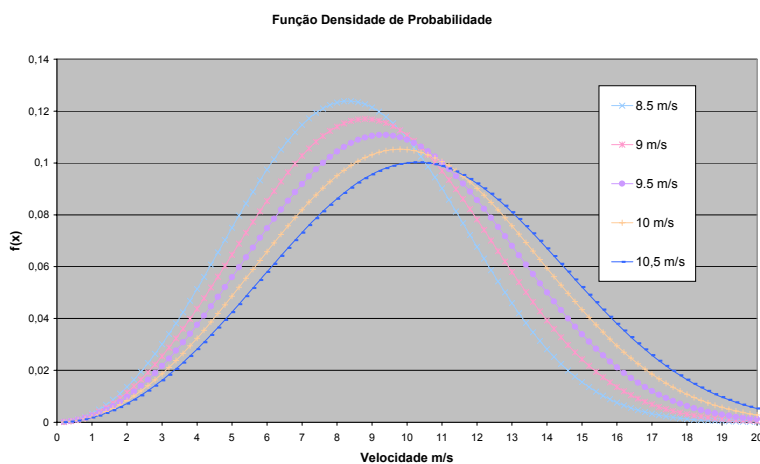


Figura 3.2 – $f(u)$ função densidade de probabilidade para diferentes ventos médios

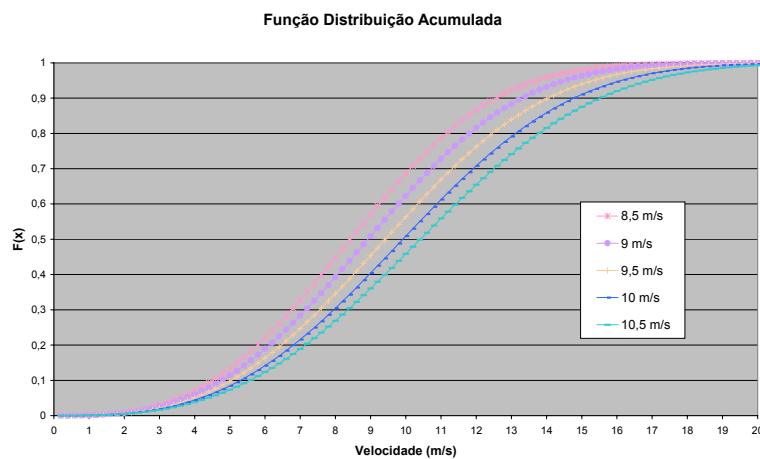


Figura 3.3 – $F(u)$ função distribuição acumulada para diferentes ventos médios

Os valores médios da função densidade $f(u)$ é dada por:

$$\bar{u} = \int_0^{\infty} uf(u)du \quad (3.13)$$

A variância da função densidade $f(u)$ é dada por:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (u - \bar{u})^2 f(u)du \quad (3.14)$$

As equações 3.14 e 3.15 são usadas para se chegar a valores teóricos de média e variância para uma ampla variedade de funções estatísticas que são usadas em várias aplicações.

3.3.3 Distribuição Weibull

A curva de frequência ou densidade da velocidade do vento pode ser descrita por várias funções de densidade, mas as duas mais comuns são a função Weibull e a função Rayleigh. A função Weibull é um caso especial da função Person tipo III, ou densidade gama generalizada, a função Rayleigh é um caso especial da função Weibull.

A função Weibull possui dois parâmetros, enquanto que a função Rayleigh tem somente um, este aspecto faz com que a função Weibull seja mais versátil que a Rayleigh, mas de utilização mais difícil.

A velocidade do vento u é distribuída segundo Weibull se a sua função densidade de probabilidade é descrita como:

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (k > 0, u > 0, c > 1) \quad (3.15)$$

onde:

c = parâmetro de escala;

k = parâmetro de forma;

u = velocidade do vento em metros por segundo.

Curvas de $f(u)$ são mostradas no gráfico 3.4

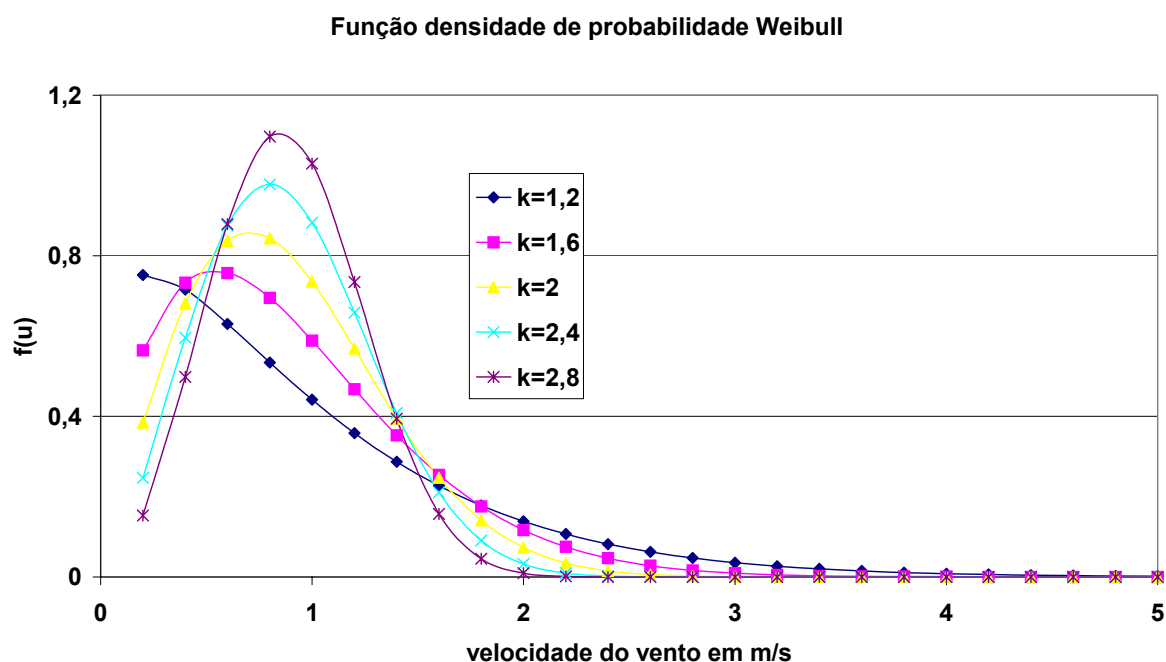


Figura 3.4 – Função densidade Weibull $f(u)$ para o parâmetro de escala $c = 1$

Na figura 3.4 pode-se notar que a função torna-se mais estreita e mais pontuda com o aumento de k , além disso, com o aumento de k o pico desloca-se para velocidades mais altas.

A função Weibull tem um comportamento muito adequado para a modelagem das velocidades do vento, isto para períodos de tempo maiores que duas semanas. Já para períodos de tempo muito curtos, ou seja, inferiores a duas semanas, a distribuição Weibull não é considerada a melhor forma para sua modelagem.

Quando o valor de c é diferente de um, os valores do eixo vertical têm que ser divididos por c , como visto na equação 3.15. O valor de k na figura 3.5 é 3,01, valor obtido assumindo valor de $c = 1,12 \bar{u}$, que será exemplificado mais tarde.

Para $k=1$, $f(u)$ é a densidade exponencial decrescente, sendo $f(0) = \frac{1}{c}$. Valores de k inferiores a 1 tornam a função indefinida pois para velocidades de vento próximas a zero não há geração eólica. Já para valores de k acima de 1, $f(0)=0$, significando que para ventos com tais características a probabilidade de ventos de baixa velocidade é pequena.

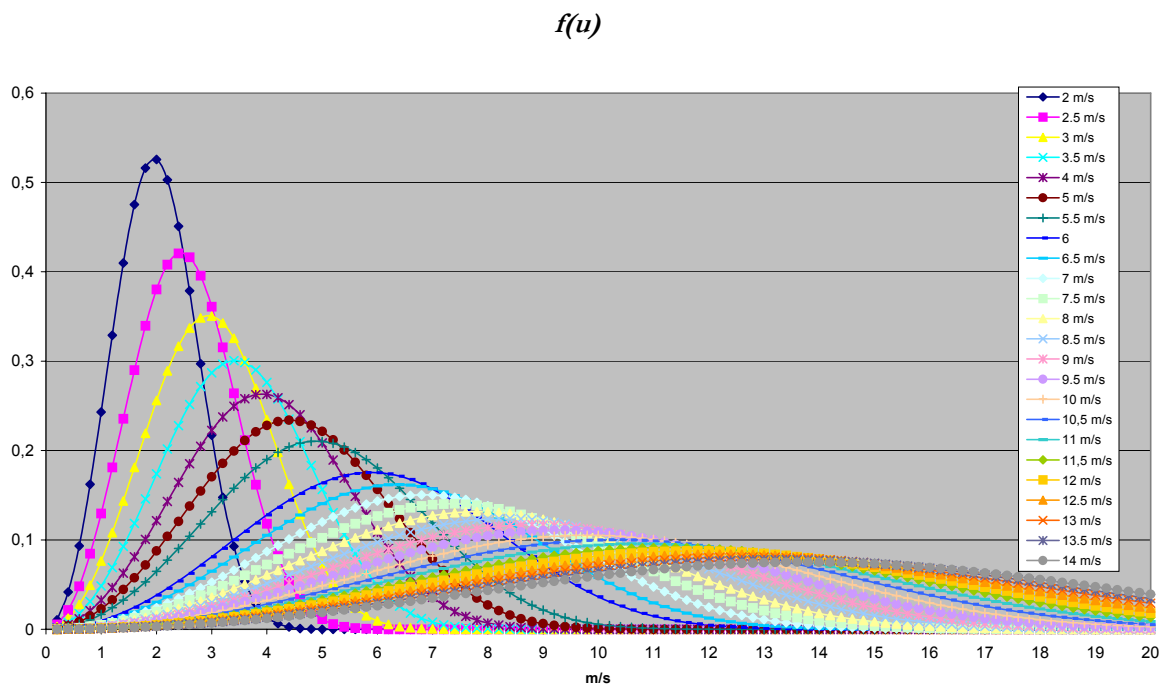


Figura 3.5 – Gráfico de $f(u)$ com parâmetro de escala $c = 1,12 \bar{u}$

Outro problema que pode surgir da utilização da função densidade Weibull é que ela é definida para todo semi-eixo real positivo, ou seja, $0 \leq u < \infty$, diferentemente do verificado com as velocidades do vento que possuem uma velocidade máxima. Novamente este não é um problema sério na utilização da função de densidade Weibull, dado que $f(u)$ torna-se zero para todos os fins práticos quando u/c for maior que 2 ou 3, dependendo do valor de k .

O início e o final da curva, ou seja, no ponto de velocidade do vento igual a zero e velocidades máximas, respectivamente, devem ser vistos com especial atenção, pois são nestes pontos onde pode se gerar problemas.

A média da velocidade do vento \bar{u} a partir da equação 3.13 é dada por:

$$\bar{u} = \int_0^{\infty} \frac{uk}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] du \quad (3.16)$$

Fazendo uma troca de variáveis:

$$x = \left(\frac{u}{c}\right)^k \quad (3.17)$$

A média da velocidade do vento pode ser escrita como:

$$\bar{u} = c \int_0^{\infty} x^{\frac{1}{k}} e^{-x} dx \quad (3.18)$$

A equação 3.18 é uma função matemática chamada função gama, usualmente escrita como:

$$\Gamma(j) = \int_0^{\infty} x^{j-1} e^{-x} dx \quad (3.19)$$

Usualmente o cálculo da velocidade média \bar{u} é calculado diretamente dos dados coletados no local, mas para modelarmos a velocidade em termos da densidade Weibull necessitamos do valor de k e c . Uma boa estimativa para c pode ser obtida rapidamente considerando-se que a relação $\frac{c}{\bar{u}}$ como uma função de k , como mostra a figura 3.6.

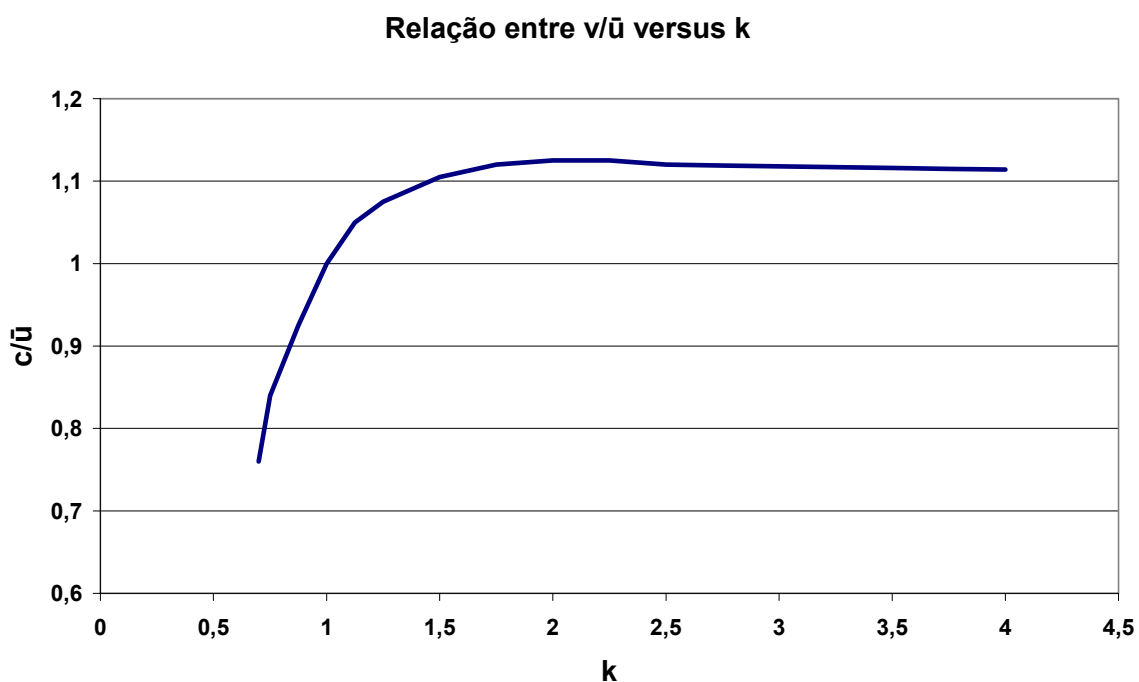


Figura 3.6 – Relação c/\bar{u} versus parâmetro de forma k

Como pode ser visto na figura 3.6 para valores de k menores que 1, a relação $\frac{c}{\bar{u}}$ decresce rapidamente, mas para valores de $1,5 \leq k \leq 4,0$ a taxa de variação é praticamente constante, com seu valor aproximado em 1,12. Esta característica faz com que o parâmetro de escala c seja diretamente proporcional à média da velocidade do vento \bar{u} para esta faixa de valores de k .

$$c = 1,12\bar{u} \quad (3.20)$$

Muitos regimes de vento têm o seu parâmetro de forma k dentro desta faixa, o que torna a estimativa de c em função de \bar{u} de grande valia.

Estas aproximações serão utilizadas para os estudos de caso do Capítulo 5, dado que os regimes de vento da Região Sul do Brasil, e até pode-se dizer do Brasil como um todo, os valores do parâmetro de forma k estão dentro dos valores acima referidos.

A função de distribuição $F(u)$ de Weibull é dada por:

$$F(u) = \int_0^u f(u) du = 1 - \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (3.21)$$

A variância da função densidade Weibull vale:

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] = (\bar{u}^2) \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right] \quad (3.22)$$

A probabilidade da velocidade do vento u ser maior que u_a é:

$$P(u \geq u_a) = \int_{u_a}^{\infty} f(u) du = \exp\left[-\left(\frac{u_a}{c}\right)^k\right] \quad (3.23)$$

Já a probabilidade da velocidade do vento estar dentro de uma faixa de 1 metro por segundo, centrada na velocidade u_a é:

$$P(u_a - 0,5 \leq u \leq u_a + 0,5) = \int_{u_a-0,5}^{u_a+0,5} f(u) du = \exp\left[-\left(\frac{u_a - 0,5}{c}\right)^\kappa\right] - \exp\left[-\left(\frac{u_a + 0,5}{c}\right)^\kappa\right] \quad (3.24)$$

3.3.4 Determinação dos Parâmetros Weibull

Existem muitos métodos para se determinar os parâmetros Weibull, se a média e a variância da velocidade do vento são conhecidas, então chega-se aos valores de c e κ . Mas como pode-se observar, o valor de κ está dentro do argumento da função gama, tornando a solução bastante complicada.

Uma boa aproximação para o valor de κ , dado que o mesmo se encontra na faixa compreendida entre $1 \leq \kappa \leq 10$ é:

$$\kappa = \left(\frac{\sigma}{\bar{u}}\right)^{-1,086} \quad (3.25)$$

Com isso pode-se resolver a equação 3.22.

A variância do histograma de velocidades do vento não é difícil de ser encontrada pela equação 3.7.

Este método pode ser utilizado quando não se conhece a variância, simplificando a estimativa de κ . Através de análises de distribuições de inúmeros lugares dos Estados Unidos chegou-se à conclusão que κ é proporcional à raiz quadrada da velocidade média \bar{u} , a menos de uma constante de proporcionalidade d_1 .

$$\kappa = d_1 \sqrt{\bar{u}} \quad (3.26)$$

A constante d_1 é específica para cada local estudado e teve uma média de 0,94, dado que a velocidade média do vento \bar{u} esteja em metros por segundo. O valor de d_1 ficou entre 0,73 e 1,05 para 80 % dos locais estudados. O valor médio de d_1 é normalmente adequado para cálculos de potência do vento, mas desejando-se mais precisão, deve-se coletar dados de vento de alguns meses de dados, e analisar com mais detalhes os resultados de c e κ . Com os

valores de k versus os valores de \sqrt{u} , pode-se plotar em um papel $\log|\log$, onde d_1 é a inclinação da reta gerada.

Outro método para determinação de c e k é a aproximação por mínimos quadrados de uma reta. Primeiramente faz-se uma linearização da equação 3.15, minimizando os erros quadráticos da curva ideal linearizada e os pontos coletados $p(u_j)$. Este método é feito facilmente através de planilhas eletrônicas disponíveis. Para verificar se o método foi satisfatório, é necessário verificar a coincidência entre as curvas da função com os parâmetros encontrados, e o histograma com os dados coletados. A figura 3.7 mostra dois histogramas, um feito a partir dos dados coletados, e o outro a partir dos parâmetros encontrados na linearização.

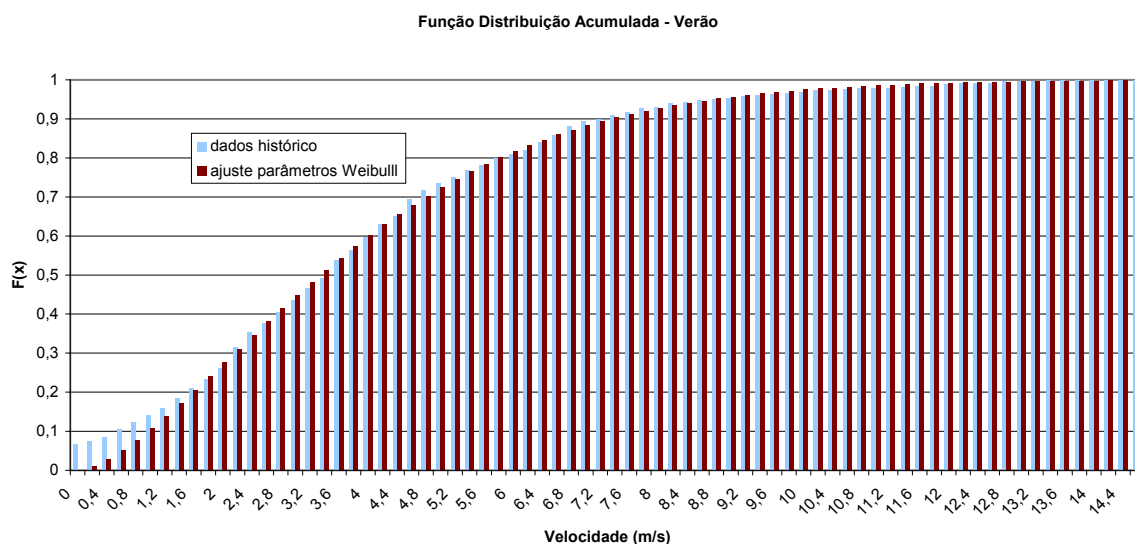


Figura 3.7 – Histograma função distribuição Weibull

Como pode-se observar nos gráficos da função Weibull, a função distribuição $F(u)$ é mais facilmente descrita através de uma reta do que a função densidade $f(u)$, apesar de que a mesma não é linear. Pode-se notar que a função $F(u)$ contém uma exponencial, e em geral, exponenciais são linearizadas por funções logarítmicas. Na equação 3.21 aplica-se a função logarítmica duas vezes, chegando-se a:

$$\ln[-\ln(1 - F(u))] = k \ln u - k \ln c \quad (3.27)$$

A equação 3.27 tem a forma da equação de uma reta:

$$y = ax + b \quad (3.28)$$

onde:

x e y : são variáveis;

a : inclinação da reta;

b : ponto de interseção da reta com o eixo y .

Assim, identificam-se os termos na equação 3.25 como:

$$\begin{aligned} y &= \ln[-\ln(1 - F(u))] \\ a &= k \\ x &= \ln u \\ b &= -k \ln c \end{aligned} \quad (3.29)$$

Os dados devem ser expressos em pares de u_i e $F(u_i)$: para cada valor de velocidade do vento u_p , existe um correspondente valor da função densidade acumulada $F(u_i)$. Com dado valor de $u = u_i$ e $F(u) = F(u_i)$ pode-se chegar aos valores para $x = x_i$ e $y = y_i$ na equação 3.29.

Os pares de valores encontrados não são exatamente pontos coincidentes com a reta, mas a idéia é determinar os valores de a e b , na equação 3.26, que melhor se ajustam aos pontos da reta.. Pelo critério do mínimo erro médio quadrático obtém-se:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^w x_i y_i - \frac{\sum_{i=1}^w x_i \sum_{i=1}^w y_i}{w}}{\sum_{i=1}^w x_i^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^w x_i\right)^2}{w}} = \frac{\sum_{i=1}^w (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^w (x_i - \bar{x})^2} \quad (3.30)$$

$$b = \bar{y}_i - a\bar{x}_i = \frac{1}{w} \sum_{i=1}^w y_i - \frac{a}{w} \sum_{i=1}^w x_i \quad (3.31)$$

Nas equações 3.30 e 3.31 \bar{x} e \bar{y} são valores médios de x_i e y_i , e w é o total de números de pares de valores medidos. O resultado final para os parâmetros Weibull são:

$$k = a \tag{3.32}$$

$$c = \exp\left(-\frac{b}{k}\right)$$

Uma das implicações do método descrito é que cada par de pontos de dados coletados tem igual probabilidade de ocorrer, e portanto tem o mesmo peso para determinação da equação da reta. Um exemplo disto é que uma leitura por ano de uma velocidade do vento de 20 metros por segundo, tem o mesmo peso de 100 medidas por ano de 5 metros por segundo. Para solucionar este problema e assegurar a melhor forma da distribuição Weibull na faixa de valores mais comuns de velocidades do vento, é possível definir o peso do coeficiente, assim a equação 3.30 fica:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^m p^2(u_i)(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^m p^2(u_i)((x_i - \bar{x})^2)} \tag{3.33}$$

Esta equação multiplica cada valor de x_i e cada valor de y_i por uma probabilidade de ocorrência de x_i e y_i .

Outra característica desta forma de obtenção dos parâmetros da distribuição Weibull é que, medidas entre 0 e 1 m/s devem ser desconsideradas, em virtude que velocidades inferiores a 1 metro por segundo, não produzem rotação suficiente no anemômetro para gerar medidas confiáveis.

3.4 Modelagem dos Geradores Eólicos

As turbinas eólicas são projetadas para operar dentro de uma faixa de valores de velocidades do vento, ou seja, em momentos em que a velocidade do vento for além da velocidade máxima (“cut out”), ou aquém da velocidade mínima (“cut in”), a produção de energia é interrompida. Esta característica decorre da incapacidade econômica de se construir um conjunto turbina/gerador que suporte velocidades muito altas.

A afirmação do parágrafo anterior leva ao surgimento de uma característica de cada aerogerador, ou seja a curva característica do aerogerador, como mostrada na Figura 3.8.

À medida que a velocidade do vento cresce, aumenta a potência elétrica. Esta relação é não-linear e ditada pela aerodinâmica das pás da hélice. No intervalo entre a velocidade nominal de projeto e a velocidade máxima, a potência absorvida é mantida mais ou menos constante e correspondente à capacidade do gerador.

Isto se realiza através de basicamente dois recursos:

1. O perfil “*stall*” das pás da hélice que reduz progressivamente a eficiência aerodinâmica com o crescimento do vento, mantendo com isso a potência mais ou menos constante;
2. O servomecanismo de ajuste do ângulo de passo das pás da hélice, controlando a potência gerada.

A figura 3.8 mostra a curva característica de um aerogerador.

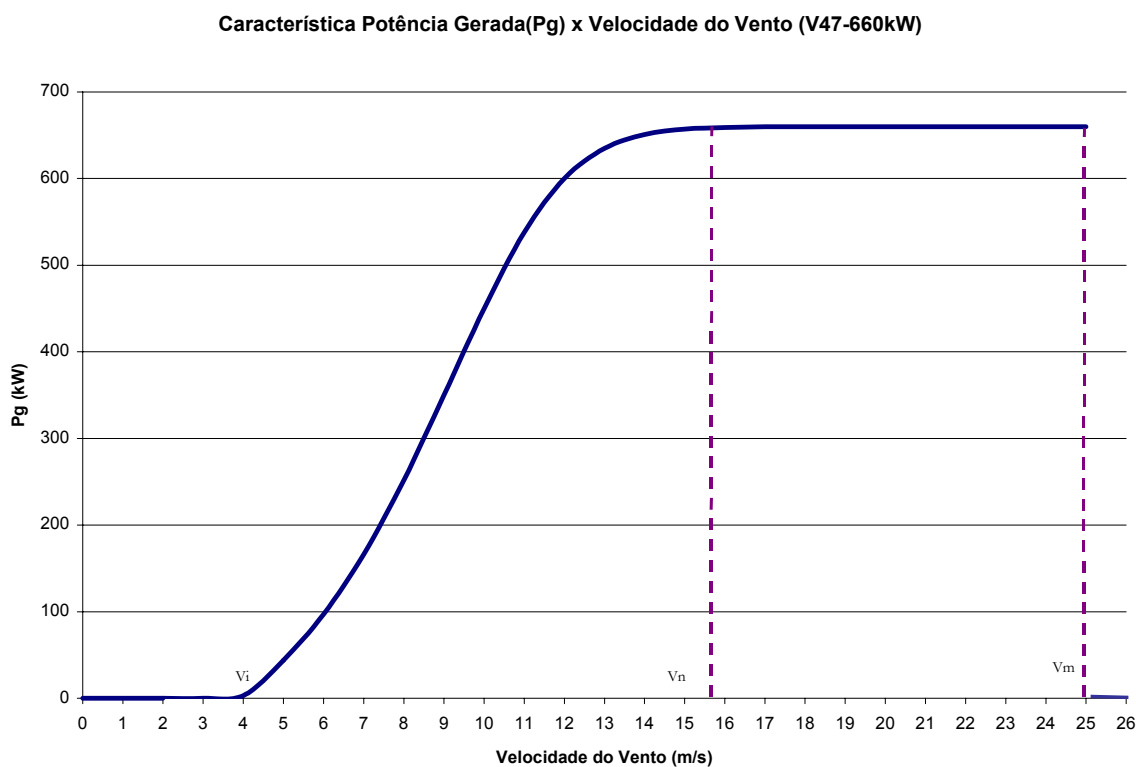


Figura 3.8 – Curva Característica de um Aerogerador

Assim tem-se vários segmentos de interesse.

$$Pg(v) = P_n \quad v_n \leq v \leq v_m \quad (3.34)$$

$$Pg(v) = 0 \quad v < v_i \text{ e } v > v_m \quad (3.35)$$

$$Pg(v) = \text{variável} \quad v_i < v < v_m \quad (3.36)$$

onde:

Pg = Potência gerada;

v = velocidade do vento;

v_i = velocidade mínima para geração de potência (*cut-in*);

v_m = velocidade máxima para geração de potência (*cut-out*);

v_n = velocidade nominal ou de projeto.

Com a curva característica do aerogerador conclui-se que a potência gerada é função da velocidade do vento, sendo nominal para valores entre v_n e v_m , zero para valores abaixo de v_i e aproximadamente uma quadrática quando a velocidade do vento for maior que v_i e menor que v_n .

A função quadrática que descreve a faixa entre v_i e v_n é (CHOU et. Al., 1981):

$$P(v) = A + Bv + Cv^2 \quad (3.35)$$

onde:

$$A = \frac{P_n v_i \left[V_a - 2v_n \left(\frac{V_a}{v_n} \right)^3 \right]}{2(v_n - V_a)^2} \quad (3.36)$$

$$B = \frac{P_n \left[v_n - 3V_a + 4V_a \left(\frac{V_a}{v_n} \right)^3 \right]}{2(v_n - V_a)^2} \quad (3.37)$$

$$C = \frac{P_n \left[1 - 2v_n \left(\frac{V_a}{v_n} \right)^3 \right]}{2(v_n - V_a)^2} \quad (3.38)$$

$$V_a = \frac{(v_i + v_n)}{2} \quad (3.39)$$

Com estes valores na equação da potência chega-se a:

$$A + BV_i + CV_i^2 = 0 \quad (3.40)$$

$$A + BV_n + CV_n^2 = P_n \quad (3.41)$$

A equação quadrática fornece um modelo mais realístico da turbina eólica.

Outra forma de modelar a curva característica dos aerogeradores é da forma discreta, ou seja, discretiza-se a curva de potência em função de um dado passo de velocidade do vento. Quanto menor for o passo adotado, maior será a precisão alcançada pelo método.

Através da curva característica de 31 modelos de aerogeradores de 4 fabricantes, adotando-se o intervalo de 1 metro por segundo, para a metodologia proposta no Capítulo 5, fez-se a escolha do aerogerador que melhor se enquadra nas características da velocidade do vento da região.

No estudo de caso do Capítulo 5, com a curva característica das turbinas eólicas a serem avaliadas, e os parâmetros da distribuição Weibull da região, pode-se determinar o valor médio da potência gerada para cada aerogerador.

A potência média é alcançada através da multiplicação da diferença entre as probabilidades da velocidade do vento do intervalo considerado pela potência média do intervalo. A fórmula 3.44 mostra o método descrito.

$$P_m = \sum_{v=v_i}^{v_m} \Delta p_v * P_v \quad (3.44)$$

onde:

P_m = potência média;

Δp_v = diferença das probabilidades acumuladas dos limites do intervalo considerado da velocidade do vento v , ou seja, a probabilidade de ocorrer o “passo” de velocidade v ;

P_v = potência média gerada pela turbina eólica na velocidade v ;

O fator de capacidade do aerogerador é calculado com a fórmula 3.45.

$$f_c = \frac{P_m}{P_n} \quad (3.45)$$

onde:

f_c = fator de capacidade;

P_m = potência média;

P_n = potência nominal da turbina.

A variância da potência gerada pode ser calculada através da fórmula 3.44.

$$\sigma^2 = \sum (P_v - P_m)^2 \Delta p_v \quad (3.46)$$

3.5 Conclusões

O presente capítulo mostrou um breve histórico da utilização da energia dos ventos, primeiramente de forma genérica, e mais tarde para a utilização na geração de energia elétrica. Neste item pode-se observar que não fossem alguns contratempos, como guerras por exemplo, a utilização de aerogeradores poderia ser muito maior nos dias atuais.

Outro item de grande interesse foi o estudo das características da velocidade do vento, com os quais pode-se avaliar o potencial eólico de determinada região, alguns mais detalhados, e outros um pouco mais expeditos.

A modelagem do vento mostrou-se de fácil utilização ajudando sobremaneira nas avaliações apresentadas no Capítulo 5.

Outro aspecto que deve ser destacado na metodologia descrita no item 3.3.4, na determinação dos parâmetros Weibull, em especial a técnica que utiliza o método dos mínimos quadrados, que testada em dados reais, mostrou-se com alto grau de precisão, fato demonstrado no gráfico 3.7.

4 FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A análise de fluxo de potência é utilizada nas fases de projeto, planejamento da expansão, planejamento da operação e operação propriamente dita dos sistemas de energia elétrica, podendo ser utilizada apenas para análise da rede ou integrar estudos mais complexos como os de otimização, estabilidade, contingências, controle e supervisão (SOARES, 1992).

Os métodos matriciais tradicionais para o cálculo de fluxo de potência, tais como Método de Gauss-Seidel, Método de Newton-Raphson, podem encontrar problemas na solução de fluxos em redes radiais de distribuição. Isto se deve principalmente pela presença de altas e baixas admitâncias nos diversos trechos da rede, acarretando mau condicionamento do sistema a ser resolvido, fazendo com que tais métodos possam não convergir.

A não convergência do método não significa a impossibilidade de solução. BROADWATER et al.(1988) propôs o método da Soma de Potências, e que é utilizado neste trabalho pela sua robustez e rapidez de convergência. O método percorre a rede sucessivamente em ambos os sentidos calculando e atualizando as potências e as tensões em todos os nós, sendo descrito a seguir.

4.1 Método da Soma das Potências

O método da Soma de Potências é um processo iterativo e pode ser dividido em dois passos básicos: cálculo das potências nodais e cálculo das tensões nodais. O cálculo das potências nodais percorre a rede no sentido da carga para a fonte, e o cálculo das tensões nodais percorre o circuito no sentido contrário, ou seja, da fonte para a carga.

Os passos a seguir, descrevem de forma resumida a técnica de solução:

- 1) Iniciar com o acúmulo de potências nas barras e uma estimativa das perdas nos ramos no sentido da subestação em direção à carga, podendo ser perdas nulas na primeira iteração (processo rede acima);
- 2) Partindo da subestação em direção às barras terminais calcular as magnitudes de tensão (processo rede abaixo);
- 3) Partindo das barras terminais em direção à subestação atualizar a estimativa para as perdas nos ramos que serão utilizadas para a atualização das tensões;
- 4) Voltar ao passo 1.

O processo termina quando a diferença entre as tensões calculadas no passo 2 em duas iterações subsequentes for menor que uma tolerância pré-estabelecida.

Cálculo das Tensões (Processo Rede Abaixo):

O cálculo das tensões pode ser descrito como:

- Fazer uma estimativa da “árvore” em um sistema de dois nós, conforme mostrado na figura 4.1.

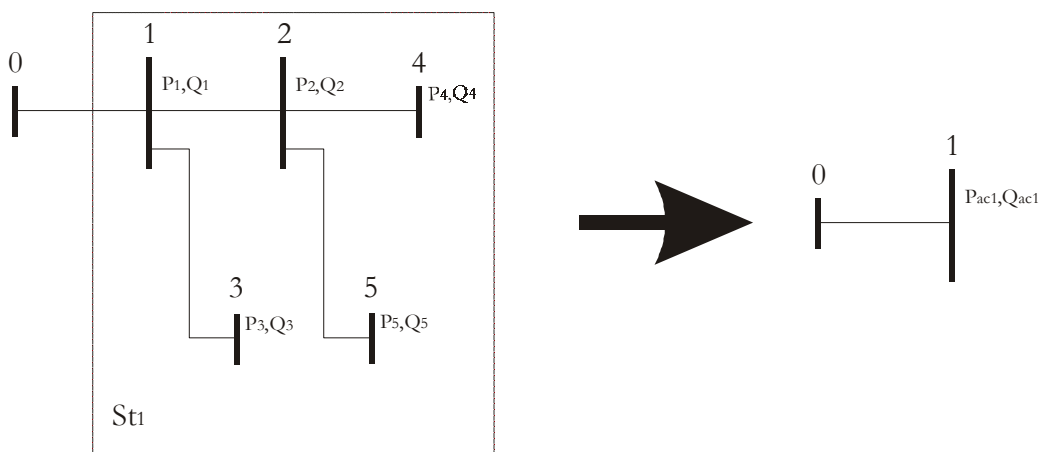


Figura 4.1 – Sistema Equivalente de dois nós

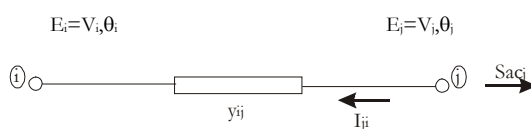


Figura 4.2 – Trecho de linha entre os nós i e j

- O fluxo de potência no trecho de linha entre os nós i e j é dado por:

$$S_{aj} = -E_j I_{ji}^* \quad (4.1)$$

$$I_{ji} = (E_j - E_i) y_{ij} \quad (4.2)$$

$$S_{aj} = -V_j^2 y_{ij}^* + E_j E_i^* y_{ij}^* \quad (4.3)$$

$$P_{aj} = -V_j^2 G_{ij} + V_j V_i |y_{ij}| \cos(\theta_j - \theta_i - \psi_{ij}) \quad (4.4)$$

$$Q_{aj} = V_j^2 B_{ij} + V_j V_i |y_{ij}| \sin(\theta_j - \theta_i - \psi_{ij}) \quad (4.5)$$

onde:

S_{aj} = demanda de potência acumulada no nó j ;

E_i = tensão no nó i ;

E_j = tensão no nó j ;

I_{ji}^* = tensão conjugada que flui de j para i ;

y_{ij} = impedância entre o trecho i e j ; ($y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = |y_{ij}| \angle \psi_{ij}$)

G_{ij} = condutância do circuito entre os nós i e j ;

B_{ij} = susceptância do circuito entre os nós i e j ;

P_{aj} = demanda de potência ativa suprida à sub-árvore St_j ;

Q_{aj} = demanda de potência reativa suprida à sub-árvore St_j .

Para o cálculo do seno e do cosseno nas fórmulas 4.4 e 4.5 utiliza-se as fórmulas abaixo:

$$\cos(\theta_j - \theta_i - \psi_{ij}) = [(P_{aj} + V_j^2 G_{ij}) / (V_j V_i |y_{ij}|)] \quad (4.6)$$

$$\sin(\theta_j - \theta_i - \psi_{ij}) = [(Q_{aj} + V_j^2 B_{ij}) / (V_j V_i |y_{ij}|)] \quad (4.7)$$

Considerando que a tensão na barra fonte é conhecida, o cálculo da magnitude da tensão na barra j é:

$$aV_j^4 + bV_j^2 + c = 0 \quad (4.8)$$

onde:

$$a = G_{ij}^2 + B_{ij}^2;$$

$$b = 2(P_{aj} G_{ij} - Q_{aj} B_{ij}) - V_i^2 |y_{ij}|^2;$$

$$c = P_{aj}^2 + Q_{aj}^2.$$

A equação 4.8 é uma equação biquadrada, utiliza-se somente a solução positiva

Após a convergência calcula-se o ângulo no nó j através da fórmula 4.9:

$$\theta_j = \theta_i - \psi_{ij} + \arctg[(Q_{acj} - V_j^2 - B_{ij}) / (P_{acj} + V_j^2 G_{ij})] \quad (4.9)$$

O processo é repetido para todos os nós da árvore e estima-se as magnitudes de tensões em todos os nós.

Cálculo das Perdas (Processo Rede Acima)

O cálculo das perdas é descrito a seguir:

- Usando as tensões V_n calculadas para cada nó n , estimadas no processo anterior, calcula-se as perdas de potência em cada ramo que conecta o nó n ao seu predecessor m :

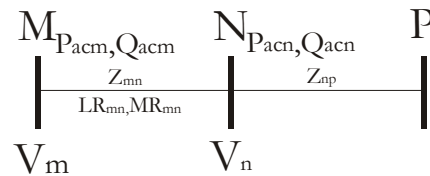


Figura 4.3 – Estimativa de Perdas

$$LR_{mn} = \left(\frac{|S_{acn}|}{|V_n|} \right)^2 * R_{mn} \quad (4.10)$$

$$MR_{mn} = \left(\frac{|S_{acn}|}{|V_n|} \right)^2 * X_{mn} \quad (4.11)$$

onde:

LR_{mn} = perda de potência ativa no ramo $m-n$;

MR_{mn} = perda de potência reativa no ramo $m-n$;

S_{acn} = demanda acumulada na barra n .

- Utilizando a atualização das perdas LR_{mn} e MR_{mn} calcula-se as novas demandas acumuladas vistas no nó m :

$$P_{acm} = \sum_i (P_i) + \sum_i (LR_{ij}) \quad i, j \in St_m \quad (4.12)$$

$$Q_{acm} = \sum_i (Q_i) + \sum_i (MR_{ij}) \quad i, j \in St_m \quad (4.13)$$

onde:

$j =$ barra seguinte ao nó i .

Usando as novas demandas acumuladas P_{acm} e Q_{acm} acrescidas das estimativas de perdas nos ramos, calcula-se novamente as magnitudes de tensões nos nós.

O método é bastante robusto inclusive em sistemas excessivamente carregados, possuindo capacidade de convergência elevada.

4.2 Simulador de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição – SiGDist

O LABSPOT – Laboratório de Sistemas de Potência da Universidade Federal de Santa Catarina e a CELESC, através de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), desenvolveram um simulador de redes de distribuição na presença de geração distribuída, denominado SiGDist.

O programa está dividido em 4 módulos, interface gráfica, fluxo de potência, curto-circuito e coordenação da proteção.

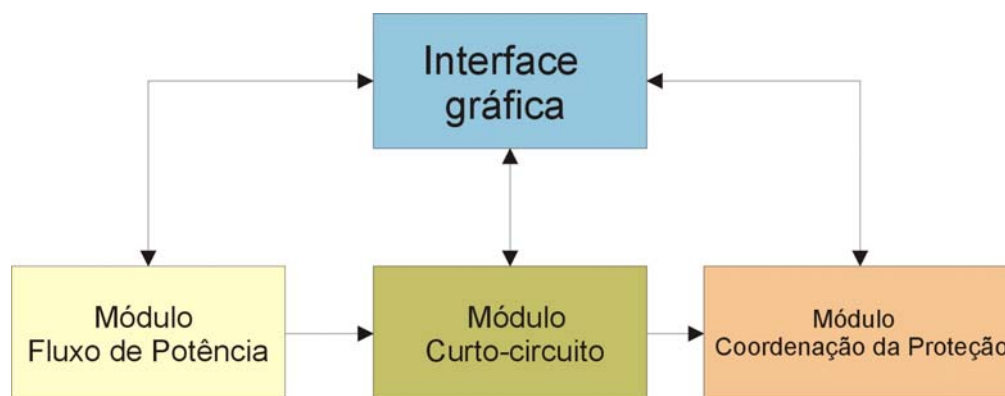


Figura 4.4 – Módulos SiGDist

Nos estudos deste trabalho somente o módulo de fluxo de potência foi utilizado, que será detalhado a seguir.

4.2.1 CAPACIDADE DO PROGRAMA

Na tabela 4.1, estão descritos os valores limites de componentes modelados no alimentador, suportáveis pelo programa.

Nº de trechos	600
Nº de reguladores de tensão	40
Nº de LDC's	40
Nº de banco de capacitores	10
Nº de geradores	10
Nº de transformadores	10

Tabela 4.1 – Capacidade do Programa

4.2.2 CONVERGÊNCIA DA SOLUÇÃO

A solução das equações da rede é considerada convergida quando o desvio entre as tensões de duas iterações subseqüentes for menor que uma determinada tolerância. Esta tolerância pode ser especificada via entrada de dados. Se não for, o programa assume um desvio de 0.0001 kV. Normalmente o processo iterativo converge em menos de 10 iterações (sem variação automática de tap). A divergência do processo pode ter as seguintes causas:

- Má representação das cargas;
- Distribuição inadequada do fator de demanda da subestação;
- Falta de suporte de potência reativa;
- etc ...

Em geral pode-se afirmar que o programa somente diverge se o conjunto de dados difere muito da condição real de operação do alimentador. Nesta situação o programa emitirá um relatório com resultados aproximados em que as perdas ao longo do alimentador são desprezadas.

4.2.3 MODELAGEM DOS ELEMENTOS DA REDE

A seguir dá-se uma breve descrição da modelagem dos principais elementos das redes de distribuição.

4.2.3.1 Trechos e transformadores

A impedância série de cada trecho e a susceptância “shunt” de cada trecho são modelados pelo modelo do tipo π , adotado em linhas de transmissão. Para transformadores e reguladores com relação de transformação diferente da nominal (1.0 p.u.), o equivalente do tipo π também é utilizado.

4.2.3.2 Reguladores de tensão

Um equipamento encontrado com freqüência nos sistemas de subtransmissão são os reguladores de tensão. A comutação dos “taps” destes auto-transformadores pode ser feita de forma automática para manter a tensão de saída em um valor pré-especificado. No programa

SigDist é possível simular a comutação automática de “taps”, pelo uso da Equação de Ajuste de “tap” por erro de tensão. Neste processo os “taps” são incrementados com base no desvio entre a tensão calculada em cada iteração do fluxo de potência com a tensão especificada, ou seja:

$$Tap_i^k = tap_i^{k-1} + |V_i^k - V_i^{espec.}| \cdot \alpha \quad (4.11)$$

$$tap_i^{min.} \leq tap_i^k \leq tap_i^{max.} \quad (4.12)$$

onde:

k é a iteração corrente;

tap_i é o tap contínuo do regulador i ;

V_i é a tensão calculada no ponto i ;

V_i^{espec} é a tensão desejada no ponto i ;

$tap_i^{min.}$ E $tap_i^{max.}$: limite mínimo e máximo de excursão do regulador;

α : fator de amortecimento no incremento do tap.

O uso da variação automática, em geral, aumenta cerca de duas a três vezes o número de iterações do fluxo de potência.

4.2.3.3 Geradores

Os geradores considerados pelo simulador, abrangem dois tipos:

- do tipo PV: que possuem potência ativa e tensão de operação especificadas;
- do tipo PQ: que possuem potência ativa e reativa especificadas.

No SigDist, todos os geradores considerados são modelados como geradores síncronos, ou seja, na ocorrência de falta eles contribuem na formação das correntes de curto circuito, já que eles permanecem alimentando tais faltas, diferentemente dos geradores de indução e conversores estáticos.

É recomendado que o usuário cadastre os geradores como sendo do tipo PQ, visto que esta modelagem representa melhor a geração distribuída, em redes de distribuição, onde o controle de tensão por injeção de reativos é pouco eficaz.

No Anexo 1 é mostrada a utilização do programa através da interface gráfica.

4.2.4 DADOS DE ENTRADA

Neste item será descrito o formato dos dados de entrada com as características do alimentador, dos condutores e das estruturas.

4.2.4.1 Dados do Alimentador

Cada conjunto de dados constitui um bloco que possui uma indicação de início e fim, sendo que se convencionou que o fim de cada bloco seja sinalizado pelo código 9999. Os itens subsequentes apresentam uma descrição detalhada de cada conjunto de dados. Os campos de cada conjunto de dados são descritos em tabelas juntamente com um exemplo. No Anexo 2 mostra-se um arquivo de dados que contém todos os exemplos em conjunto.

Código 1 – Título do Caso

Utilizado para identificação do caso em estudo (opcional)

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-4	1 (código de início de dados)	i4
1-50	título do caso em estudo	a50

Tabela 4.2 – Campos referentes ao Título do Caso (código 1)

5 (--- Título do caso ---)
*** Caso Padrao para demonstracao de Entrada de Dados (Rocado 06)

Quadro 4.1 – Exemplo de Título do Caso (código 1)

Código 2 – Dados da Subestação

Conjunto de dados gerais do alimentador, que envolve: nome, número (deve ser o mesmo usado na identificação dos trechos, e não pode ser igual a 0), tensão de operação em módulo e ângulo, tensão nominal ou de base, potência base (para cálculo do parâmetro em p.u. da rede) e fatores de demanda e potência medidos na subestação. Adicionalmente, é possível informar o tipo de estrutura predominante no alimentador, pois o programa possui um banco de dados que permite o cálculo da reatância série e paralelo dos trechos do alimentador. Os tipos de estrutura estão codificados da seguinte forma:

*Obs: as informações de resistências e reatâncias de seqüência positiva e zero da subestação são informados no código 9.

	TIPO DE ESTRUTURA
00	Os parâmetros são lidos do banco de dados
01	N1
02	N2 – N3 – N4
03	M1
04	M2 – M3 – M4
05	B1 – B2- B3 – B4
06	M1 (opcional)
07	M1 – M2 – M3 (opcional)

Tabela 4.3 – Tipos de estrutura

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-4	2 (código de início de dados)	i4
6	1 – ao ler imprime os dados	i1
1-12	nome	a12
15-18	número de identificação	i4
21-25	tensão de operação (kV)	f5.2
27-30	ângulo	f4.0
33-37	tensão base (nominal) (kV)	f5.2
40-44	potência base (kVA)	f5.0
47-50	fator de demanda	f4.2
53-56	fator de potência	f4.2
59-60	Tipo de estrutura predominante (ver tabela 01)	i2

Tabela 4.4 – Campos referentes aos Dados da Subestação (código 2)

2 1 (--- Dados da SE ---)								
Nome do AL	Num	Tens.	Angl	Vbase	Sbase	f.d.	f.p.	Es
AL RCO – 06	0001	13.95	0.00	13.80	1000.	0.51	0.96	01

Quadro 4.2 – Exemplo de Dados da Subestação (código 2)

Código 4 – Dados dos trechos

São os dados das características físicas e elétricas ao longo do alimentador. A primeira coluna se refere ao ponto considerado e a segunda ao ponto anterior a este. Seqüencialmente, identifica-se o comprimento em metros do trecho, o tipo de cabo e estrutura; o tipo de cabo segue o Código Computacional de Condutores utilizado na CELESC e o tipo de estrutura segue a codificação descrita no item anterior. Identifica-se também a potência distribuída no trecho, e para o ponto define-se a potência concentrada, fator de potência, fator de demanda e a sua identificação.

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-4	5 (código de início de dados)	i4
6	1 – ao ler imprime os dados	i1
1-4	ponto	i4
7-10	ponto anterior	i4
13-19	comprimento (m)	f7.1
22-23	código do cabo (ver anexo) código de	i2
26-27	estrutura do trecho (ver tabela 01)	i2
30-34	potência distribuída em KVA	f5.0
37-41	potência concentrada em KVA	f5.0
44-47	fator de demanda no ponto	f4.2
50-53	fator de potência no ponto	f4.2
56-67	identificação do ponto	a12
1-4	9999 (código de fim dados)	i4

Tabela 4.5 – Campos referentes aos Dados dos Trechos (código 4)

5 1 (--- Dados dos Trechos ---)										
Pini	Pfim	Compri.	Ca	Es	Sdist	Sconc	f.d.	f.p.	Nome	Ponto
2	1	1510.0	46	01	100.					
2	3	1550.0	46	01		230.				
3	4	1480.0	46	01	175.	112.	0.7			
3	5	1110.0	46	01		250.		0.90	Industria X	
4	6	1220.0	46	01	234.	100.				
6	7	1820.0	46	01		120.				
9999										

Quadro 4.3 – Exemplo de Dados dos Trechos (código 4)

Código 6 – Dados de reguladores

Neste campo identificam-se os reguladores existentes ao longo do alimentador, indica-se: o ponto onde está o regulador (que já deve estar identificado nos dados de trechos), o nome do regulador, a tensão desejada, a regulação percentual em função da faixa de regulação percentual. No caso de LDC's (*Line Drop Compensators*) acrescenta-se o ponto “remoto”, ou a resistência e reatância percentuais de regulação.

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-4	5 (código de início de dados)	i4
6	1 – ao ler imprime os dados	i1
1-4	ponto onde está o regulador	i4
6-17	identificação do regulador	i4
19-23	tensão desejada	f5.2
25-29	ajuste % em relação à faixa de regulação	f5.0
30-34	faixa de regulação %	f5.0
36-39	ponto de regulação	i4
41-45	resistência % (LDC)	f5.1
46-50	reatância % (LDC)	f5.1
1-4	9999 (código de fim de dados)	i4

Tabela 4.6 – Campos referentes aos Dados dos Reguladores (código 6)

5	1 (--- Regulador ---)					
Pto	Nome do Reg	tens.	%R	F.Reg	Pont -Rreg-	-Xreg-
3	Regulador	13.80	0	10	4	
9999						

Quadro 4.4 – Exemplo de Dados dos Reguladores (código 6)

Código 7 – Dados de transformadores

Está prevista neste programa a existência de transformadores ao longo dos alimentadores. Neste caso, identifica-se o ponto inicial e final (que já devem estar cadastrados como um trecho), a resistência, a reatância, as tensões de operação no primário e secundário, as tensões nominais no primário e no secundário e a potência base em Kva.

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-4	7 (código de início de dados)	i4
6	1 – ao ler imprime os dados	i1
1-4	ponto inicial (primário)	i4
9-12	ponto final (secundário)	i4
15-21	resistência (%)	f7.4
22-28	reatância (%)	f7.4
30-34	tensão operacional no primário em kV	f5.2
36-40	tensão operacional no secundário em kV	f5.2
42-46	tensão nominal no primário em kV	f5.2
48-52	tensão nominal no secundário em kV	f5.2
54-60	potência base em kVA	f7.0
1-4	9999 (código de fim de dados)	i4

Tabela 4.7 – Campos referentes aos Dados dos Transformadores (código 7)

7	1 (--- Transformador ---)							
Pini	Pfim	R	X	Vprim	Vsecd	Vnpri	Vnsec	Sbase
9	28	0.0	14.000	13.20	22.90	13.80	23.00	1000
9999								

Quadro 4.5 – Exemplo de Dados dos Transformadores (código 7)

Código 8 – Dados de capacitores/reatores

Os bancos de compensação de potência reativa são representados pelo ponto, identificação e pela potência nominal.

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-4	8 (código de início de dados)	i4
6	1 – ao ler imprime os dados	i1
1-4	ponto	i4
7-18	identificação do capacitor	a12
21-24	potência nominal em kVAR	f4.0
1-4	9999 (código de fim de dados)	i4

Tabela 4.8 – Campos referentes aos Dados dos Capacitores/Reatores (código 8)

5 1 (--- Capacitor e Reator ---)		
Pto	identificação	kVAR
5	banco001	100
9999		

Quadro 4.6 – Exemplo de Dados dos Capacitores/Reatores (código 8)

Código 9 – Dados de geradores

O programa admite a entrada de dados de geradores que não possuam controle de tensão próprio. Neste caso entra-se com o ponto, a tensão (em módulo e ângulo), as potências ativa e reativa geradas, os limite mínimo e máximo de potência reativa, além das resistências e reatâncias de seqüência positiva e zero, usadas nas simulações de curto-circuito.

Os valores das resistências e reatâncias de seqüência positiva e zero da subestação também devem ser informados, pois serão utilizados nas simulações de curto curcuito. Estes dados devem ser informados na última linha do código 9, como mostra o exemplo no quadro 4.7.

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-4	9 (código de início de dados)	i4
6	1 – ao ler imprime os dados	i1
1-4	Ponto	i4
7	tipo do gerador (0=PQ e 1=PV)	i1
10-14	tensão em kV	f6.2
16-19	ângulo em graus	f4.0
21-26	potência ativa gerada em kW	f6.0
28-33	potência reativa gerada em kVAR	f6.0
35-40	limite mínimo de reativo em kVAR	f6.0
42-47	limite máximo de reativo em KVAR	f6.0
49-54	resistência de seqüência + (Ω)	f6.5
56-61	reatância de seqüência + (Ω)	f6.5
63-68	resistência de seqüência zero (Ω)	f6.5
70-75	reatância de seqüência zero (Ω)	f6.5
1-4	9999 (código de fim de dados)	i4

Tabela 4.9 – Campos referentes aos Dados dos Geradores (código 9)

9	1	(--- Gerador ---)									
Pto	tip	tens.	Angl	Pger	Qger	Qmin	Qmax	R +	X +	R 0	X 0
228	0	23.0	00.	0560.	420.	-420.	560.	10.749	3.0487	1.1080	8.4182
1	0	23.0	00.	0.	0.	0.	0.	1.7199	3.1285	0.1774	1.3471
9999											

Quadro 4.7 – Exemplo de Dados dos Geradores (código 9)

Código 11 – Dados de controle de execução

Algumas constantes e opções de controle são definidos por este código. Todas as constantes de formato “i1” definidas na tabela a seguir são do tipo 1 ou 0 (1- habilita a opção e 0 desabilita). As constantes definidas por este cartão são opcionais. A priori está definido: variação automática de taps de reguladores, tolerância para convergência de 0.0001 Kv, número máximo de iterações igual a 50, tensão mínima desejável de 95% da tensão de operação, tensão máxima desejável de 105% da tensão nominal, carregamento dos condutores em 100%, relatórios de cálculo e dados físicos e relatório de reguladores de tensão.

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-4	11 (código de início de dados)	i4
6	1 – ao ler imprime os dados	i1
2	1 – modo queda de tensão	i1
6	1 – variação automática de taps dos reg.	i1
8-13	Tolerância para convergência em kV	f6.3
15-17	número máximo de iterações	i3
19-23	faixa de tensão mínima desejável em %	f5.2
25-29	faixa de tensão máxima desejável em %	f5.2
31-33	carregamento % máximo desejável	i3
35	1 – relatório de cálculo e dados físicos	i1
37	1 – imprime relatório de cálculo	i1
39	1 – imprime dados físicos	i1
41	relatório de reguladores de tensão	i1
43	1 – apresenta saída gráfica completa	i1
45	1 – apresenta apenas a curva de queda de tensão	i1
47	1 – apresenta apenas os dados do ponto	i1
49	gera arquivo em formato bigpower (nome.big)	i1
51	relatório em formato bigpower	i1

Tabela 4.10 – Campos referentes aos Dados de controle e execução (código 11)

5	(--- Constantes do Programa ---)													
T	Toler.	Itr	Vmin.	Vmax.	Imx	R	R	R	R	G	G	G	B	B
0	1	0.0001	50	05.00	05.00	100	1	0	0	1	0	0	0	0

Quadro 4.8 – Exemplo de Dados de controle e execução (código 11)

Dados dos Condutores

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-3	Número que identifica o tipo do condutor	i3
5-10	Resistência de seqüência positiva [Ω /km]	f6.3
12-17	Reatância de seqüência positiva [Ω /km]	f6.3
19-24	Impedância de seqüência positiva [Ω /km]	f6.3
26-31	Resistência de seqüência zero [Ω /km]	f6.3
33-38	Reatância de seqüência zero [Ω /km]	f6.3
40-45	Impedância de seqüência zero [Ω /km]	f6.3
47-52	Raio médio geométrico do cabo (mm)	f6.3
54-59	Diâmetro do cabo (mm)	f6.3
62-65	Corrente máxima admissível (A)	f4.0
68-83	Descrição do cabo	a15

Tabela 4.11 – Campos referentes aos Dados dos Condutores

Dados das Estruturas

COLUNAS	CONTEÚDO	FORMATO
1-3	Número que identifica o tipo da estrutura	i3
5-10	Distância entre as fases <i>a</i> e <i>b</i> [metros]	f6.2
12-17	Distância entre as fases <i>b</i> e <i>c</i> [metros]	f6.2
34-53	Nome da estrutura	a20

Tabela 4.12 – Campos referentes aos Dados das Estruturas

4.3 Conclusões

O presente capítulo apresentou uma descrição do método de fluxo de potência utilizado no programa computacional utilizado nas simulações.

O método apresentado mostrou-se robusto suficiente para as simulações propostas, convergendo em poucas iterações, fazendo com que o programa computacional seja rápido e eficiente.

No item 4.2 mostrou-se a ferramenta computacional utilizada para as simulações, que de forma simplificada mostrou os recursos e procedimentos para a utilização do mesmo.

O Anexo 1 mostra a utilização do programa SiGDist através da interface gráfica, que o torna bastante amigável.

5 ESTUDO DE CASO

Dois aspectos na inserção de geração eólica em ramais de distribuição serão analisados, o primeiro diz respeito ao grau de penetração da geração distribuída, e o segundo tenta, de forma prática e objetiva, avaliar os riscos relacionados à protelação de investimentos em ramais de distribuição, tomando como referência à instalação de geradores eólicos.

Para melhor compreensão dos procedimentos adotados, a Figura 5.1 a seguir mostra o fluxograma com as etapas percorridas nas simulações, as quais serão descritas ao longo deste item.

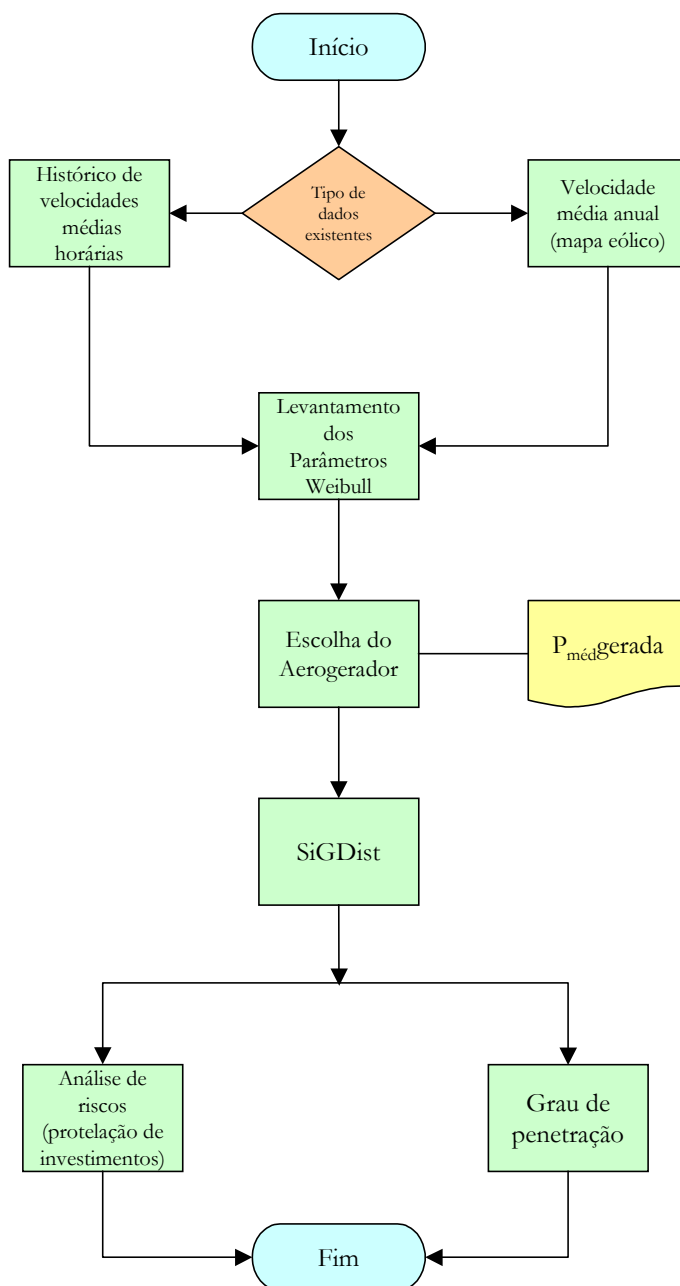


Figura 5.1 – Fluxograma da Seqüência de atividades das simulações

Para a avaliação do potencial de energia que determinado local possui, é necessário um levantamento do histórico de velocidades do vento da região a ser estudada. Normalmente o histórico de ventos é disponibilizado em médias horárias. Com base nos históricos de ventos pode-se levantar os parâmetros da distribuição Weibull, como demonstrado no Capítulo 3, item 3.3.4.

Outra forma de levantamento do potencial eólico de dada região, é através do mapa eólico. Apesar de adotar várias simplificações, na falta de dados históricos consistentes, a informação disponibilizada nos mapas eólicos tem se mostrado de grande utilidade para a determinação de potenciais eólicos. A determinação dos parâmetros Weibull, através dos mapas eólicos, é detalhado no Capítulo 3, item 3.3.4.

A escolha do aerogerador que poderá retirar a maior quantidade possível de energia da região em análise, é feita através de uma ferramenta computacional, que, através de probabilidades de ocorrências de velocidades de vento, multiplicadas pelas potências geradas pelos aerogeradores, determina a potência média gerada para cada aerogerador, chegando-se a um fator de capacidade de cada um. Desse modo pode-se escolher o fabricante e modelo que melhor se adapte à região. Estes procedimentos estão detalhados no Capítulo 3, item 3.4.

Após a escolha do aerogerador, com as características de potência gerada e a função distribuição de probabilidade das velocidades do vento da região, efetuam-se as simulações de fluxo de potência com a ferramenta computacional SiGDist, detalhada no Capítulo 4.

5.1 Determinação do Grau de Penetração

Uma das questões de grande relevância na análise de geração distribuída é a quantidade de geradores que dado ramal de distribuição pode suportar. A percentagem de geração local sobre a carga total do alimentador é definida como o grau de penetração de geração distribuída existente no alimentador. A fórmula 5.1 mostra como calcular a referida característica.

$$GP(\%) = \frac{P_{GD}}{P_e + P_{GD}} * 100 \quad (5.1)$$

Onde: GP= grau de penetração de geração distribuída (%)

P_{GD} = Potência suprida por geração distribuída (kW)

P_e = Potência suprida por geração externa (kW)

A capacidade de suporte de geração distribuída em ramais de distribuição está relacionada com a capacidade dos condutores e a condição do perfil de tensão dos trechos. As

simulações efetuadas com o SiGDist, foram feitas tomando estes dois aspectos como os principais.

Além da avaliação mencionada anteriormente, de caráter de regime permanente, há a avaliação dinâmica que permite obter o comportamento diante de faltas de curto-circuito, por exemplo, e que não é abordada neste trabalho.

5.1.1 Problema a ser resolvido

Para verificação do grau de penetração de geração distribuída que alimentadores de distribuição são capazes de suportar, foram efetuadas simulações de fluxo de potência utilizando como sistema base um alimentador de distribuição urbano/rural real.

Como os dados históricos de vento não estão disponíveis para este alimentador recorreu-se ao mapa eólico, escolhendo-se como local os campos de Palmas, Paraná, região notoriamente ventosa, onde identificou-se a velocidade média anual como sendo 7 m/s. (COPEL, 1999).

O ramal de distribuição utilizado possui as seguintes características:

- 48 barras;
- 49 linhas;
- 4 reguladores de tensão;
- carga instalada total – 10.613 kW;
- fator de potência do alimentador – 0,96;

A geração eólica foi locada nos pontos mais distantes do alimentador, ou seja, nas barras 48 e 27.

A figura 5.2 a seguir apresenta, de forma esquemática, os pontos e equipamentos principais do ramal estudado.

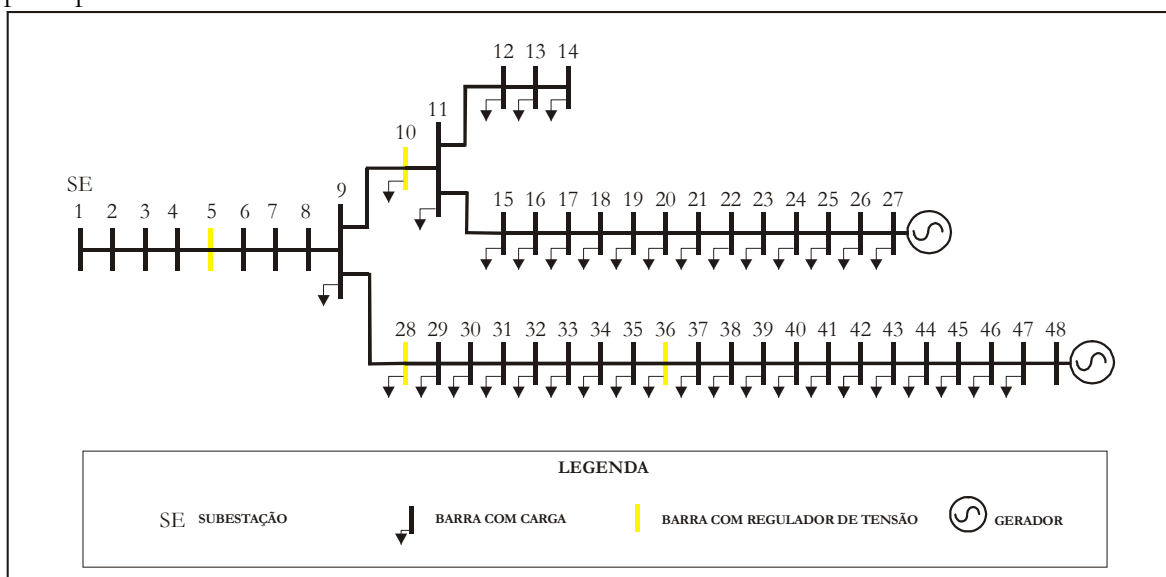


Figura 5.2 – Alimentador de distribuição utilizado nas simulações

5.1.2 Metodologia Utilizada

O primeiro passo para a verificação do grau de penetração de geração distribuída do ramal de distribuição, é levantar os parâmetros da distribuição Weibull. Como não se dispõe de dados históricos de velocidades médias horárias dos ventos da região onde se encontra o alimentador, utilizou-se a metodologia baseada na velocidade média anual, disponível nos mapas eólicos, determinou-se os parâmetros Weibull. Esta metodologia é descrita no Capítulo 3, item 3.3.4.

Através dos parâmetros da distribuição, levantaram-se as probabilidades das faixas de interesse de velocidades ventos na região. A partir das curvas características dos aerogeradores, dentre um elenco de modelos disponíveis, foi quantificada a geração média de energia de cada aerogerador. Com base nestas informações, determinou-se qual, ou quais aerogeradores, melhor se encaixam nas características dos ventos da região. Esta metodologia é apresentada no Capítulo 3, item 3.4.

Para as simulações de fluxo de potência convencionou-se 5 patamares de carga mostrados na tabela 5.1 a seguir:

Patamares de carga	Percentual da Carga Pesada	Probabilidade
Levíssima	40%	0,0833
Leve	55%	0,2083
Média	77%	0,5833
Pesada	100%	0,0833
Pesadíssima	117%	0,0416

Tabela 5.1 – Patamares de Carga considerados e suas respectivas probabilidades

A tabela 5.1 identifica também as incidências dos patamares de carga e suas respectivas probabilidades de ocorrência.

Este procedimento foi adotado para simular as variações de carga durante as horas do dia, o gráfico 5.1 ilustra o comportamento da carga adotado nas simulações. Como pode-se notar, o comportamento da curva de carga adotado tem um bom ajuste das características reais. Normalmente se adotam 3 patamares de carga, mas para melhor representar as variações da carga, adotaram-se 5 patamares. Na ausência de informações sobre séries históricas ou

sintéticas de ventos ao longo de um tempo considerável, em que as variações diuturnas e sazonais possam se manifestar, as simulações são obrigadas a ignorar quaisquer correlações temporais entre intensidade de vento e carga. Não foram considerados os finais de semana, quando a carga se reduz em comparação com os dias da semana.

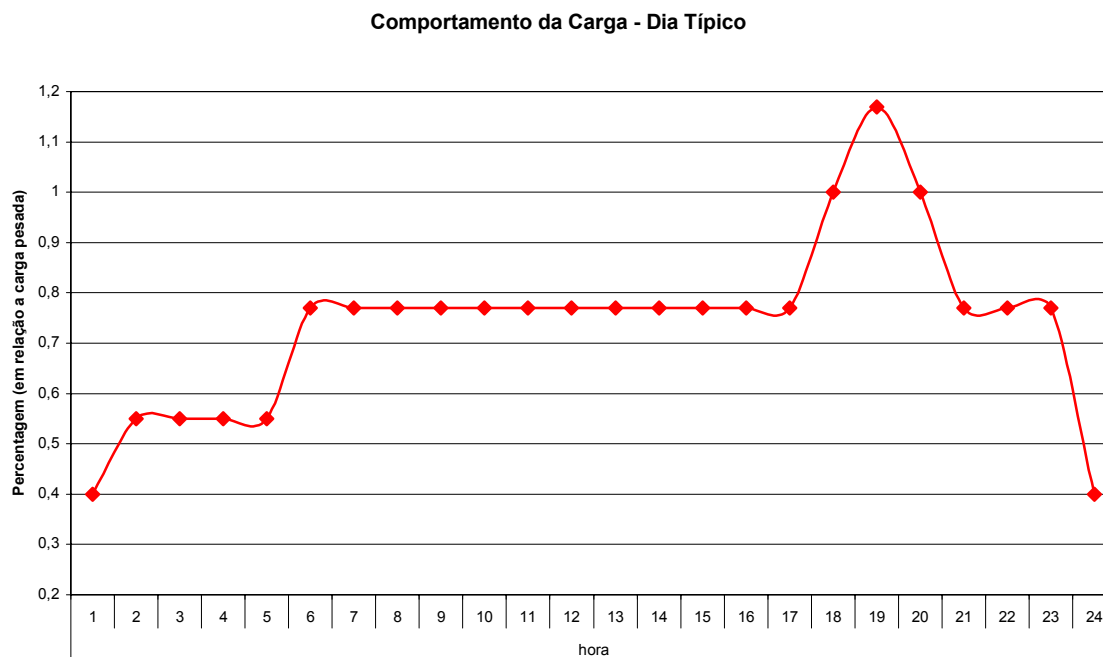


Figura 5.3 – Comportamento da Carga – dia típico

A potência dos aerogeradores existentes no mercado, variam de 600 kW a 2 MW, isto torna a tarefa de determinar o grau de penetração da geração eólica não trivial, já que o valor a ser instalado, deve ser necessariamente um número inteiro.

As simulações foram feitas para todos os patamares de carga considerados, e velocidades do vento variando de zero a 14 m/s, com passo de 1 m/s, o que representou 99,67% dos ventos.

5.1.3 Resultados Obtidos

Para a obtenção das características de cada aerogerador, foram utilizadas as técnicas descritas no Capítulo 3. Item 3.4. A tabela 5.2, deste mesmo item, mostra as potências médias,

fatores de capacidade, variâncias e desvios padrões obtidos para as diversas marcas e modelos de aerogeradores.

A escolha do aerogerador foi feita somente através de parâmetros técnicos, não foi abordado nenhum parâmetro econômico para se fazer esta escolha.

Aerogerador	Potência Média [kW]	Fator de Capacidade	Variância [kW ²]	Desvio Padrão [kW]
Enercon 600kW 24	111,3600	0,1856	12.175	110,3400
Enercon 600kW 28	111,3600	0,1856	12.175	110,3400
Bonus 600kW IV	95,6810	0,1595	7.071	84,0910
Bonus 1MW	139,4500	0,1395	19.878	140,9900
Bonus 1,3MW	174,5900	0,1343	37.728	194,2400
Bonus 2MW	283,3900	0,1417	85.303	292,0700
Bonus 2,3MW	353,0600	0,1535	126.180	355,2200
NEGMicon 750kW	77,6400	0,1035	8.987	94,7980
NEGMicon 900kW	152,5200	0,1695	16.827	129,7200
NEGMicon 1,5MW	171,6400	0,1144	45.525	213,3700
NEGMicon 2,0MW	274,6700	0,1373	80.037	282,9100
NEGMicon 2,75MW NM92	386,1000	0,1404	182.300	426,9600
NEGMicon 2,75MW NM80	275,3800	0,1001	99.068	314,7500
Vestas 660kW V47-660/200kW	140,5600	0,2130	24.540	156,6500
Vestas 660kW V47-660	124,4300	0,1885	18.962	137,7000
Vestas 850kW V52-850 100 dB	136,7600	0,1609	13.993	118,2900
Vestas 850kW V52-850 101 dB	138,6100	0,1631	14.883	121,9900
Vestas 850kW V52-850 102 dB	140,2700	0,1650	15.756	125,5200
Vestas 850kW V52-850 103 dB	141,8800	0,1669	16.676	129,1400
Vestas 850kW V52-850 104,2 dB	143,4900	0,1688	17.635	132,8000
Vestas 1,75MW V66-1,75 102 dB	214,8500	0,1228	45.873	214,1800
Vestas 1,75MW V66-1,75 102,5 dB	219,8500	0,1256	50.404	224,5100
Vestas 1,75MW V66-1,75 104 dB	224,8800	0,1285	55.859	236,3400
Vestas 1,75MW V66-1,75 106,5 dB	232,8100	0,1330	64.291	253,5600
Vestas 1,8MW V80-1,8 IEC 2A	294,7900	0,1638	103.550	321,7900
Vestas 1,8MW V80-1,8 IEC 1A	313,1200	0,1740	108.490	329,3800
Vestas 2,0MW V80-2,0 101 dB	300,2300	0,1501	84.096	289,9900
Vestas 2,0MW V80-2,0 102 dB	304,8100	0,1524	89.914	299,8600
Vestas 2,0MW V80-2,0 102,5 dB	308,8500	0,1544	95.347	308,7800
Vestas 2,0MW V80-2,0 104 dB	312,8900	0,1564	100.990	317,7900
Vestas 2,0MW V80-2,0 105,1 dB	316,9100	0,1585	106.070	325,6900

Tabela 5.2 – Potência Média Gerada, Fator de Capacidade, Variância e Desvio Padrão

O aerogerador que melhor se enquadrou no local estudado foi o Vestas 660 kW V47 – 660/200 kW, com um fator de capacidade 0,2130. Como o fabricante Enercon é o único fabricante que possui fábrica no Brasil, e os valores de fator de capacidade foram bastante próximos, optou-se por fazer as simulações também para o aerogerador Enercon 600 kW 24.

A figura 5.4 mostra as curvas características dos dois modelos estudados.

Característica Potência Gerada(Pg) x Velocidade do Vento

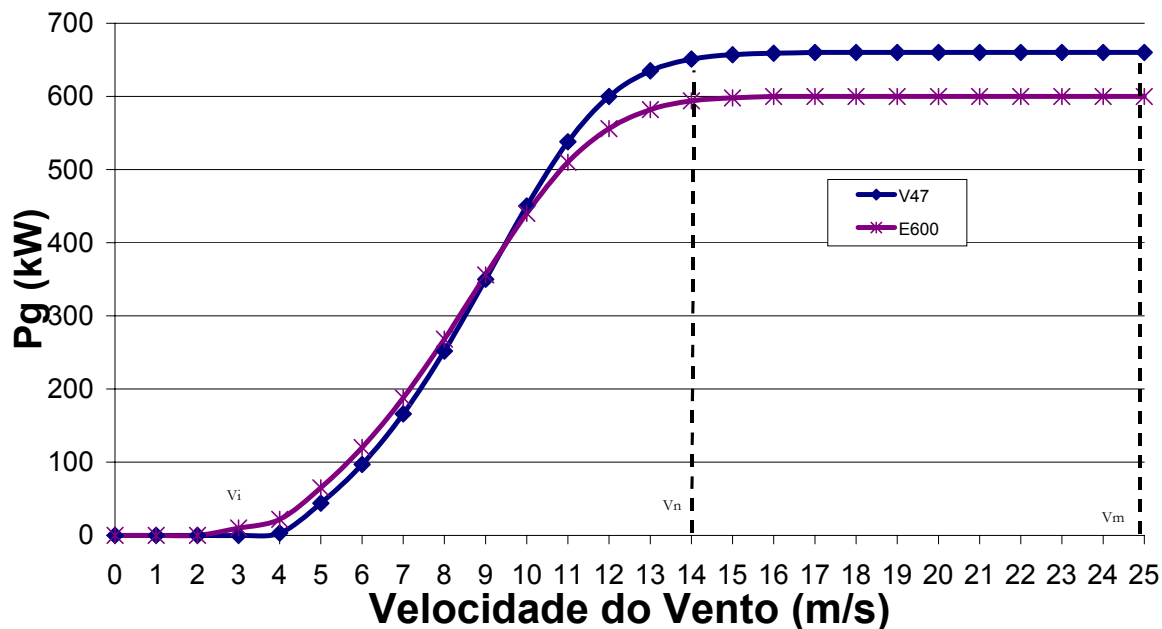


Figura 5.4 – Curvas características dos modelos de aerogeradores simulados

As tabelas 5.3 e 5.4 ilustram os graus de penetração, número de aerogeradores, suas respectivas probabilidades, e a percentagem representativa da carga instalada e carga média, para os dois fabricantes.

V47 660/200 kW

n° de aerogeradores	% carga instalada	% carga média	Probabilidade
1	6,25	19,53	0,9533
2	12,5	26,05	0,9786
3	18,75	35,38	0,9016
4	25	39,07	0,8394
5	31,26	45,96	0,6908

Tabela 5.3 – Probabilidades Vestas 660 kW V47

E 600 kW

n° de aerogeradores	% carga instalada	% carga média	Probabilidade
1	5,68	17,76	0,9533
2	11,36	23,68	0,9917
3	17,05	32,17	0,9462
4	22,73	35,52	0,8948
5	28,41	41,79	0,8328

Tabela 5.4 – Probabilidades Enercon 600 kW

Para o modelo E 600 a quantidade óptima de aerogeradores encontrada foi de 3 aerogeradores. No caso do modelo V47 a quantidade encontrada foi de 2 aerogeradores. Para a inserção de mais aerogeradores, em momentos de velocidades altas dos ventos e carga mínima, o perfil de tensões no alimentador viola os limites admissíveis.

A figura 5.5 mostra o perfil de tensões do final do alimentador, com os níveis de tensão violados, quando da inserção de 5 aerogeradores no final do alimentador. Os limites de tensão adotados foram de 0,95 e 1,05 pu.

Perfil de Tensão Alimentador

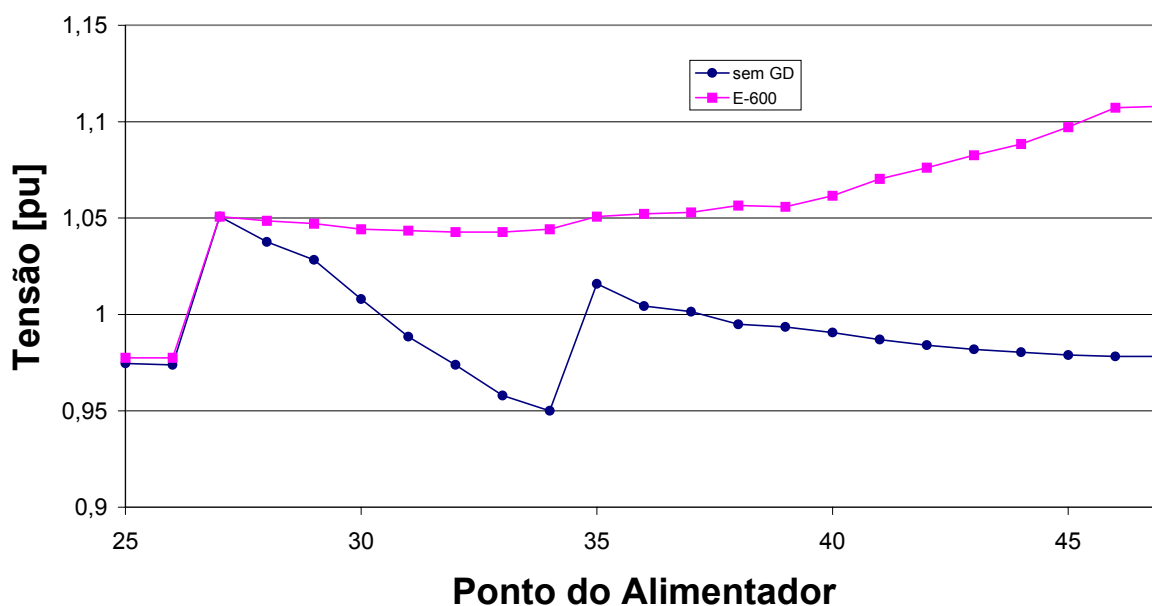


Figura 5.5 – Perfil de tensões no alimentador com 5 aerogeradores

O aspecto redução das perdas elétricas é verificado nas tabelas 5.5 e 5.6 a seguir.

V47 660/200 kW

Perdas Elétricas sem GD			Perdas Elétricas com GD					
Carga Alimentador	Perdas		n° de	Carga Alimentador	Geração Distribuída	Perdas com GD		redução
[kW]	[kW]	%	aerogeradores	[kW]	[kW]	[kW]	%	%
3487,4	244	7,00	1	3316,3	141	213,9	6,19	-11,57
5461,1	595,9	10,91	2	5078,8	282	495,6	9,24	-15,28
6124,9	752,9	12,29	3	5530,7	423	581,8	9,77	-20,50
7704,6	1217,8	15,81	4	6812,4	564	889,6	12,06	-23,70
8353,3	1461	17,49	5	7173,5	705	986,2	12,52	-28,43

Tabela 5.5 – Perdas Elétricas – Vestas V47-660

E 600 kW

Perdas Elétricas sem GD			Perdas Elétricas com GD					
Carga Alimentador	Perdas		n° de	Carga Alimentador	Geração Distribuída	Perdas		redução
[kW]	[kW]	%	aerogeradores	[kW]	[kW]	[kW]	%	%
3487,4	244	7,00	1	3352,3	111	219,9	6,35	-9,25
5461,1	595,9	10,91	2	5158,2	222	515	9,57	-12,28
6124,9	752,9	12,29	3	5652,3	333	613,4	10,25	-16,63
7704,6	1217,8	15,81	4	6988,3	444	945,4	12,72	-19,52
8353,3	1461	17,49	5	7400	555	1062,7	13,36	-23,62

Tabela 5.6 – Perdas Elétricas – Enercon 600 kW

O não funcionamento dos aerogeradores nos casos em que a carga do alimentador não é suficiente para absorver a energia gerada, quando da ocorrência de velocidades altas dos ventos, foram calculadas e são mostradas na tabela 5.7.

Aerogerador	Pmed	Pperdida	
	[kW med]	[kWmed]	%
E 600 kW	334,08	11,64	3,48
V47 660/200 kW	281,12	13,06	4,65

Tabela 5.7 – Perdas de energia em períodos de carga mínima e velocidades altas do vento

5.1.4 *Análise dos Resultados*

A tabela 5.2 mostra a potência média gerada pelos vários tipos de aerogeradores listados, além de trazer os valores de fator de capacidade, variância e desvio padrão dos mesmos. A escolha do melhor aerogerador se deu através do item fator de capacidade, e as simulações foram efetuadas para as duas marcas que possuíram os valores maiores para o referido item.

Nas simulações para a determinação do grau de penetração máximo de aerogeradores no ramal de distribuição estudado pode-se notar que, as perdas mínimas ocorrem quando da inserção de 5 aerogeradores no referido alimentador. Quando das simulações para verificação da sua viabilidade, verificou-se a sua impossibilidade, já que em situações desfavoráveis, ou seja, carga mínima e ventos altos, e ainda ventos mínimos e carga máxima, os requisitos de tensão e carregamento, ou um deles, não são atendidos.

Além da diminuição das perdas elétricas nos alimentadores com a inserção da geração distribuída, outro item deve ser comentado, o perfil de tensão do alimentador, em especial no final do mesmo, tem uma melhora significativa.

A figura 5.6 mostra um perfil de tensão característico do alimentador estudado, com a geração média do aerogerador, e com carga pesada.

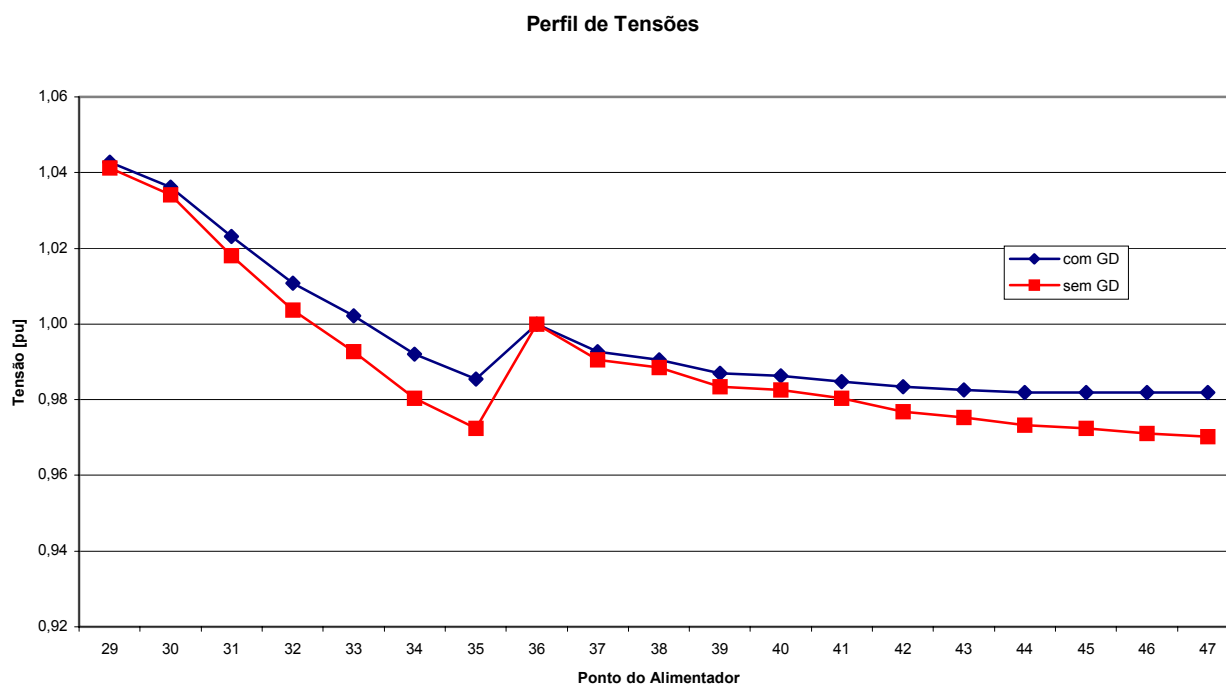


Figura 5.6 – Perfil das Tensões no Alimentador

A característica do perfil de tensão no alimentador estudado foi a restrição que mais se mostrou difícil de ser atendida.

Os valores das perdas de elétricas verificadas nas tabelas 5.5 e 5.6 indicam que as melhores reduções de perdas, nos dois modelos de turbinas simulados, foram quando da inserção de 5 unidades de aerogeradores, mas vale ressaltar que neste item foram simulados valores médios para a geração, o que não avalia a aleatoriedade do vento.

O número máximo de aerogeradores que o alimentador suporta foi determinado através das simulações efetuadas para diferentes níveis de carga e velocidade do vento, portanto considerando a aleatoriedade do vento e da carga.

Os resultados obtidos foram mostrados nas tabelas 5.3 e 5.4, nos quais pode-se verificar a impossibilidade de instalação de mais geradores eólicos, visto que, em certos momentos não serão cumpridos os requisitos mínimos de perfis de tensão e carregamento.

5.2 Riscos Envolvidos na Inserção de Geradores Eólicos em Ramais de Distribuição

Um dos problemas encontrados no desenvolvimento da geração distribuída é a confiabilidade destas gerações. Quando a geração distribuída é feita através do vento, não se pode garantir um abastecimento contínuo, ou seja, sem interrupção, sem que haja uma alternativa a esta.

Um dos benefícios trazidos ao alimentador após a inserção de geradores distribuídos é a protelação de investimentos em atualizações da rede física de distribuição. Para verificar este item, em se tratando de geradores eólicos, elaborou-se uma metodologia, que, em linhas gerais, verifica esta característica.

5.2.1 *Problema a ser Resolvido*

Neste item procura-se determinar o tempo ganho em protelação de investimentos na rede de distribuição, assumindo um certo risco de não atendimento a padrões de tensão e carregamento do ramal estudado.

Para a análise deste item utilizaram-se os ventos característicos da região litorânea do Nordeste brasileiro. Este procedimento foi adotado em virtude do não atendimento a riscos aceitáveis para regiões onde a velocidade média anual fica abaixo de 10 m/s, caso de regiões como a do Sul do Brasil, onde lugares com melhores potenciais eólicos possuem velocidades médias anuais na faixa de 7 m/s.

5.2.2 *Metodologia Utilizada*

Para verificar o tempo ganho com a inserção de geradores distribuídos eólicos em ramais de distribuição, verificou-se o número de anos em que o alimentador, com um crescimento médio, mantém os níveis de tensão e carregamento dentro de padrões aceitáveis.

O gráfico 5.3 a seguir indica a função distribuição de probabilidade de duas regiões, uma com ventos médios anuais de 7 m/s, e outra com 11 m/s. Nele pode-se observar a quantidade de tempo em que os ventos são inferiores a certas velocidades. Esta informação é bastante relevante para a tomada de decisão do nível de risco que será assumido.

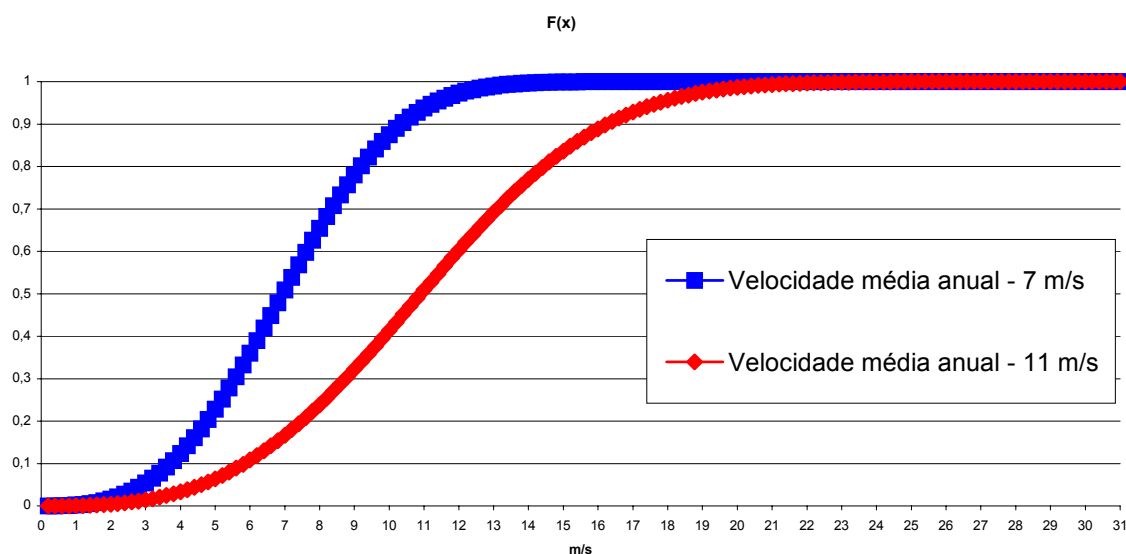


Figura 5.7 – Função Densidade de Probabilidade

Como pode-se observar na figura 5.7, ventos com velocidade média de 7 m/s, em 10 % do tempo, $F(x)$ igual a 0,1, as velocidades são inferiores a 3,8 m/s. Para ventos com velocidade média de 11 m/s, para os mesmos 10 % do tempo, os ventos são inferiores a 6 m/s.

A figura 5.8 a seguir mostra as curvas características velocidade do vento versus potência ativa gerada para os dois modelos escolhidos para as simulações, ou seja, o modelo Vestas 660 kW V47 e o modelo E600 da Enercon.

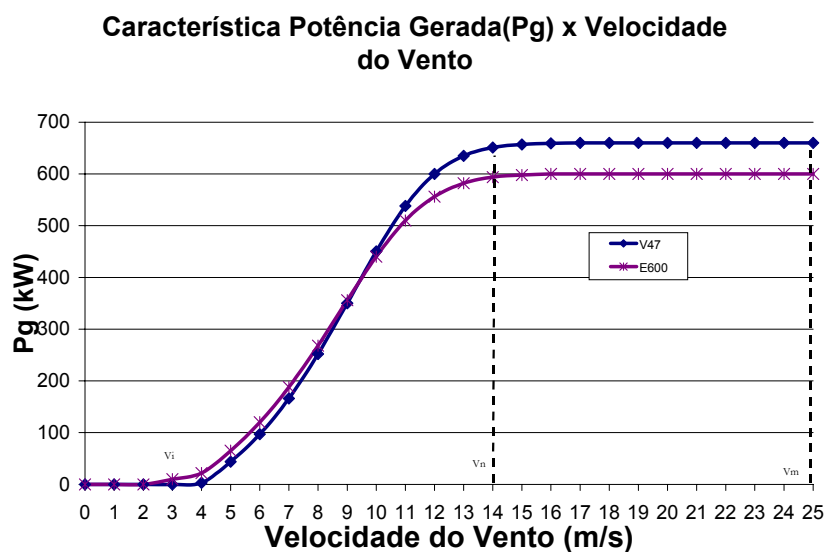


Figura 5.8 – Curva Característica Velocidade do Vento versus Potência Gerada

Como pode-se observar no gráfico 5.6, o aerogerador começa a gerar energia a partir de 3 a 4 m/s, neste caso o do fabricante Vestas. Esta característica, com pequenas variações, é também verificada nos aerogeradores dos demais fabricantes.

Para as simulações adotou-se um risco de 10%, já que no setor elétrico se trabalha com níveis de risco da ordem de 5%.

Tomou-se a rede estudada no item anterior, como base para os estudos deste item, tomando-se como referência um crescimento da carga de 3% ao ano.

As simulações de fluxo de potência foram feitas primeiramente sem a inserção de geradores eólicos, e verificou-se a quantidade de anos, sem a alteração de equipamentos do ramal, em que os padrões exigidos pela ANEEL de níveis de tensão, e carregamento dos cabos dentro de sua capacidade, são atendidos a contento.

Logo em seguida são inseridos geradores eólicos na extremidade oposta a subestação do ramal de distribuição, com geração mínima, isto é, os mesmos estarão gerando a energia proveniente dos ventos em que 90 % do tempo eles serão iguais ou maiores, e verifica-se até que ano, com o mesmo crescimento anual do caso sem geradores, os níveis de tensão e carregamento estão dentro dos padrões.

Com este procedimento quantifica-se o ganho em anos com a inserção de geração distribuída, em protelação de investimentos na rede física de distribuição.

5.2.3 *Resultados Obtidos*

A rede de distribuição estudada suportou 15 anos de crescimento anual de 3%, com níveis aceitáveis de tensão e carregamento, isto sem a geração distribuída.

Após a inserção de 3 geradores no ramal estudado, os perfis de tensão e carregamento ficaram dentro dos padrões estabelecidos pela Agência Reguladora, durante 17 anos, o que demonstrou um ganho real de dois anos em economia em investimentos na rede de distribuição.

5.2.4 *Análise dos Resultados*

As simulações indicaram que a contribuição dada ao sistema de distribuição na inserção de geradores eólicos tem o seu grau de relevância. Em se tratando de ventos com velocidades médias inferiores a 10 m/s, característica esta predominante em quase toda a

totalidade do território brasileiro, o risco que dever ser assumido é inviável para equipamentos que fazem parte do sistema elétrico.

O estudo desenvolvido neste item, apesar de sua simplicidade, mostrou que o benefício da economia de recursos em atualizações da rede pode ser quantificado.

5.3 Conclusões

O estudo de caso mostrou que a inserção de aerogeradores em redes de distribuição pode melhorar consideravelmente o perfil de tensão das mesmas, além de permitir um aumento de carga sem a necessidade de investimentos em atualizações na rede.

Nas simulações de fluxo de potência verificou-se uma dificuldade maior para o atendimento de requisitos mínimos de tensão, sendo, na maioria das vezes, a restrição que primeiro era violada. A capacidade máxima de circulação de corrente, normalmente, não se mostrava uma restrição ativa.

Os estudos aqui efetuados levaram em conta somente características em regime permanente, não se preocupando com distúrbios que podem ocorrer na rede, ou seja, considerar o caráter dinâmico do sistema.

6 CONCLUSÕES

6.1 Conclusões

A presente dissertação apresentou uma metodologia para a determinação do número ótimo de aerogeradores a ser instalado em um alimentador de distribuição.

A metodologia para as simulações do estudo de caso levou em consideração que os dados históricos de vento do local estudado não estão disponíveis, sendo o mapa eólico da região a única informação a que se tem acesso.

Apesar de já se ter inúmeros estudos relacionados ao potencial eólico de diversas regiões do Brasil, um levantamento mais detalhado, com um histórico de velocidades dos ventos ainda não está disponível.

No início da dissertação foi feita uma pesquisa bibliográfica sobre o assunto geração distribuída, mostrando diversos estudos relacionados ao potencial eólico. No Capítulo 3 mostrou-se a evolução da utilização do vento pelo homem, além de modelar a característica do vento, dando subsídio para o desenvolvimento da metodologia utilizada no estudo de caso. Este capítulo foi o que demandou mais tempo para sua compreensão e desenvolvimento.

O Capítulo 4 mostrou o método de cálculo de fluxo de potência utilizado nas simulações do estudo de caso. Com as simulações de fluxo de potência e o subsídio dado pelas características do vento, conseguiu-se determinar o número ótimo de aerogeradores para o alimentador estudado.

O Capítulo 4 também trouxe a descrição do programa computacional utilizado nas simulações, o SiGDist – Simulador de Redes de Distribuição na presença de Geração Distribuída.

O estudo de caso mostrado no Capítulo 5 demonstrou a utilização dos dados colhidos no mapa eólico para a determinação do número ótimo de aerogeradores para um determinado alimentador de distribuição, além de identificar, de forma expedita, os riscos associados à instalação de aerogeradores, e seus benefícios trazidos para a rede de distribuição.

6.2 Trabalhos Futuros

Como sugestão de trabalhos futuros a serem desenvolvidos como continuação desta dissertação, destacam-se os itens a seguir:

- Verificação de aspectos dinâmicos para a quantificação do número ótimo de aerogeradores a serem instalados no ramal de distribuição, com a contribuição dos mesmos na presença de faltas.
- Extensão da metodologia para parques eólicos maiores, onde existe a necessidade de conexão dos mesmos em redes de subtransmissão ou mesmo transmissão.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABOUZAHR, I.; RAMAKUMAR, R. Na Approach to Assess the Performance of Utility-interactive Wind Electric Conversion Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 6, N° 4, páginas 627-636, dezembro 1991.
- [2] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed Generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, Página(s): 195-204, 2000³
- [3] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Electricity market regulations and their impact on distributed generation. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Proceedings. DRPT 2000. International Conference on, página(s): 608 –613, 2000b.
- [4] BAKIRTISIS, A.G.; DOKOPOULOS, P.S.; GAVANIDOU, E.S.; et al. A Probabilistic Costing Method for the Evaluation of the Performance of Grid-connected Wind Arrays. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 4, N° 1, páginas 34-40, março 1989.
- [5] BARKER, P.P.; DE MELLO, R.W. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems. I. Radial Distribution Systems. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, volume: 3, página(s): 1645 –1656 vol. 3, 16-20 julho 2000.
- [6] BOROWY, B. S.; SALAMEH, Z. M. Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 11, N° 2, páginas 367-375, junho 1996.
- [7] BOROWY, B. S.; SALAMEH, Z. M. Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 9, N° 3, páginas 482-488, setembro 1994.
- [8] BROWN, R.E.; FREEMAN, L.A.A. Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE*, volume: 2 ,página(s): 1013 –1018 vol.2, 15-19 julho 2001³
- [9] BROWN, R.E.; PAN, J; FENG, X; et al. Siting Distributed Generation to Defer T&D Expansion. *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*,

volume: 2, página(s): 622 –627 vol.2, 2001b.

- [10] CAIRE, R.; RETIERE, N.; MARTINO, S.; et al. Impact Assessment of LV Distributed Generation on MV Distribution Network. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE* , Volume: 3 , página(s): 1423 –1428 vol.3, 21-25 julho 2002.
- [11] CAMARGO, C.C.B., *Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica*. Livros técnicos e Científicos ; Santa Catarina: Fundação do Ensino de Engenharia, 1981. 206 p.
- [12] CARPINELLI, G.; CELLI, G.; PILO, F.; RUSSO, A. Distributed Generation Siting and Sizing Under Uncertainty. *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE*, Porto, volume: 4, página(s): 7 pp. Vol.4, 2001.
- [13] CELLI, G.; PILO, F. MV Network Planning Under Uncertainties on Distributed Generation Penetration. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE* , volume: 1, página(s): 485 –490 vol.1, 15-19 julho 2001^a
- [14] CELLI, G.; PILO, F. Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks. *Power Industry Computer Applications, 2001. PICA 2001. Innovative Computing for Power – Electric Energy Meets the Market. 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on*, página(s): 81 –86, 20-24 maio 2001b.
- [15] CHOI, J.H.; KIM, J.C. Advanced Voltage Regulation Method of Power Distribution Systems Interconnected with Dispersed Storage and Generation Systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on* , Volume: 16 , Issue: 2 , páginas:329 – 334, abril 2001.
- [16] CHOU, K.C.; ROSS COROTIS, B. Simulation of Hourly Wind Speed and Array Wind Power. *Solar Energy*, Vol. 26, p. 199, 1981.
- [17] CIDRAS, J.; FEIJOO, A.E. A Linear Dynamic Model for Asynchronous Wind Turbines with Mechanical Fluctuations. *Power Systems, IEEE Transactions on*, volume: 17 Issue: 3, página(s): 681 –687, Aug 2002^a
- [18] CIDRAS, J.; FEIJOO, A.E.; GONZALEZ, C.C. Synchronization of Asynchronous Wind Turbines. *Power Systems, IEEE Transactions on*, volume: 17 Issue: 4,. Página(s): 1162 –1169, Nov 2002b.

- [19] COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA. *Potencial Eólico do Estado do Paraná*. 1999.
- [20] DALENSE, Germán Wilfredo Herrera. *Modelagem probabilística de Fontes Eólicas de Energia Integradas em Sistemas de potência Convencional*. Florianópolis, 1990. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [21] DALY, P.A.; MORRISON, J. Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems. *Rural Electric Power Conference*, página(s): A2/1 – A213, 2001.
- [22] DAVIS, M.W. Distributed Resource Electric Power Systems Offer Significant Advantages Over Central Station Generation and T & D Power Systems. I. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, volume: 1, página(s): 62 –69 vol.1, 21-25 julho 2002.
- [23] DELFINO, B. Modeling of the integration of distributed generation into the electrical system. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, volume: 1, página(s): 170 –175 vol.1, 21-25 julho 2002.
- [24] DIAZ-DORADO, E.; CIDRAS, J.; MIGUEZ, E. Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage. *Power Systems, IEEE Transactions on*, volume: 17 Issue: 3, página(s): 879 –884, Aug 2002.
- [25] DUGAN, R.C.; MCDERMOTT, T.E. Operating conflicts for distributed generation on distribution systems. *Rural Electric Power Conference, 2001*, páginas:A3/1 – A3/6, 29 abril-1 maio 2001.
- [26] FEIJOO, A.E.; CIDRAS, J. Modeling of Wind Farms in the Load Flow Analysis. *Power Systems, IEEE Transactions on*, volume: 15 Issue: 1, página(s): 110 –115, fevereiro 2000.
- [27] FEIJOO, A.E.; CIDRAS, J.; DORNELAS, J.L.G. Wind Speed Simulation in Wind Farms For Steady-State Security Assessment of Electrical Power Systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, volume: 14 Issue: 4, página(s): 1582 –1588, Dec 1999.
- [28] GOMES, P.; SCHILLING, M.TH.; LIMA, J.W.M.; MARTINS, N. Geração

Distribuída: Vantagens, Problemas e Perspectivas. *XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Foz do Iguaçu, 1999.

- [29] HASS, L. Nova Energia da Força do Vento. *Deutschland*, Frankfurt do Meno, dezembro/janeiro de 2003.
- [30] JANGAMSHETTI, S.H.; GURUPRASADA RAU, V. Normalized Power Curves as a Tool for Identification of Optimum Wind Turbine Generator Parameters. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 16, N° 3, páginas 283-288, setembro 2001^a
- [31] JANGAMSHETTI, S.H.; GURUPRASADA RAU, V. Optimum Siting of Wind Turbine Generators. *IEEE Transactions on Energy Conservation*, Vol. 16, N° 1, páginas 8-13, março 2001b.
- [32] JANGAMSHETTI, S.H.; GURUPRASADA RAU, V. Site Matching of Wind Turbine Generators: A Case Study. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14, N° 4, páginas 283-288, dezembro 1999.
- [33] JOHNSON, G. L. *Wind Energy Systems*, Manhattan, Electronic Edition, 2001. 411 p.
- [34] KIM, T.E.; KIM, J.E. A Method for Determining the Introduction Limit of Distributed Generation System in Distribution System. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE*, Volume: 1, páginas:456 – 461, julho 2001^a
- [35] KIM, T.E.; KIM, J.E. Voltage Regulation Coordination of Distributed Generation System in Distribution System. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE*, Volume: 1, Pages:480 – 484, julho 2001b.
- [36] LEE, H.B.L.; CHASE, S.E.; DUGAN, R.C. Overvoltage Considerations for Interconnecting Dispersed Generators with WYE-Grounded Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, N° 12, páginas 3587-3594, dezembro 1984.
- [37] MARIN, Marco Antonio. *Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens*. Curitiba, 2003. Monografia (Curso de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

- [38] MCDERMOTT, T.E.; DUGAN, R.C. Distributed Generation Impact on Reliability And Power Quality Indices. *Rural Electric Power Conference, 2002. 2002 IEEE* , página(s): D3 –D3_7, 5-7 maio 2002.
- [39] MEDEIROS, A.D.R.; ZÜRN, H.H.; SIMÕES COSTA, A.J.A.; et al. Uma Ferramenta Eficiente para Análise Elétrica de Sistemas Radiais de Distribuição. *Electro '95: XI Congresso Chileno de Ingenieria Electrica*. GSP/LABSPOT, Departamento e Engenharia Elétrica,UFSC, 1995.
- [40] MOZINA, C.J. Interconnection Protection of IPP Generators at Commercial/Industrial Facilities. *Industry Applications Conference, 2000. Conference Record of the 2000 IEEE* , volume: 5 , página(s): 3273 –3280 vol.5, 8-12 Outubro 2000.
- [41] NUNES, Marcus Vinicius Alves. *Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas*. Florianópolis, 2003. Teses (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [42] PATTON, J. B.; CURTICE, D. Analysis of Utility Protection Problems Associated with Small Wind Turbine Interconnections. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, N° 10*, páginas 3957-3966, outubro 1982.
- [43] PROENÇA, L.M.; CAMPOS, M.L. B.; MATOS, M.A. Especificação de um Sistema de Planejamento e Análise do Impacto da Conexão de Geradores Independentes no Sistema Elétrico da Distribuição. *4º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Energia*. 1999.
- [44] RAMAKUMAR, R.; ABOUZAHAR, I.; ASHENAYI, K. A Knowledge-based to the Design of Integrated Renewable Energy Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, N° 4*, páginas 648-656, dezembro 1992.
- [45] RAMAKUMAR, R.; ABOUZAHAR, I.; KRISHNAN, K.; et al.. Design Scenarios for Integrated Renewable Energy Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, N° 4*, páginas 736-746, dezembro 1995.
- [46] RIBEIRO, Gilmar Lopes. *Modelagem de Fontes Eólicas Integradas a Sistemas Convencionais de*

Energia Utilizando a Técnica de Simulação de Monte Carlo. Florianópolis, 1995. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

- [47] ROLIM, J.G.; ZÜRN, H.H.; MORAIS, D.R.; et al. Simulador para Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída. _____ . 2003.
- [48] SiGDist.exe. Simulador de Redes de Distribuição na Presença de Geração Distribuída. UFSC, EEL, LABSPOT, CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina. Florianópolis, dez. 2003. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro, Linguagens: Fortran e Visual Basic.
- [49] SILVESTRI, A.; BERIZZI, A.; BUONANNO, S. Distributed generation planning using genetic algorithms. *Electric Power Engineering. PowerTech Budapest 99. International Conference on*, página(s): 257, 1999.
- [50] SPIER, E.B.; LEMOS, F.A.B.; BAZANELLA, A.S.; et al. Avaliação de Conexão de Produtores Independentes em Alimentadores Radiais de Sistemas de Distribuição. *VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Brasília, 2002.
- [51] THIRINGER, T.; PETRU, T.; LILJEGREN, C. Power Quality Impact of a Sea Located Hybrid Wind Park. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 16, N° 2, páginas 123-127, junho 2001.
- [52] VACHTSEVANOS, G. J.; KALAITZAKIS, K. C. Penetration of Wind Electric Conversion Systems into the Utility Grid. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, N° 7, páginas 1677-1683, julho 1985.
- [53] WILLIS, H. L.; SCOTT, W. G., *Distributed Power Generation – Planning and Evaluation*, New York, Marcel Dekker, Inc., 2000. 597 p.

ANEXO 1

SIGDIST – SIMULADOR DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO NA PRESENÇA DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

INTERFACE GRÁFICA

Para um melhor entendimento do funcionamento do simulador, o fluxograma da figura 7.1 mostra os caminhos possíveis para o seu funcionamento.

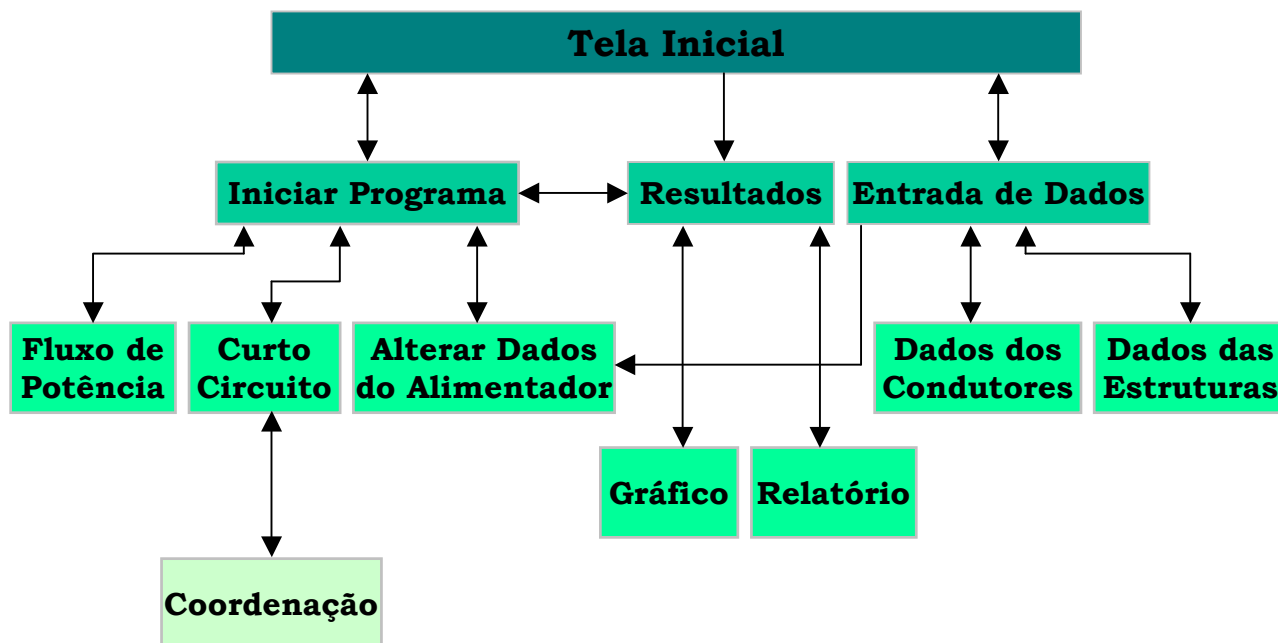


Figura 7.1 – Fluxograma de funcionamento do SiGDist

O programa SiGDist têm sua tela inicial mostrada na figura 7.2.

Figura 7.2 – Tela Inicial

Nesta tela o usuário poderá iniciar o uso do programa, criar e alterar os dados de entrada, e acessar os resultados de simulações anteriores.

Escolhendo a opção Iniciar Programa, o usuário visualizará a tela da figura 7.3.

Figura 7.3 – Iniciar Programa

Nela o usuário deverá escolher um arquivo de entrada já existente, visualizando o arquivo de dados do alimentador selecionado. No botão *Alterar Dados do Alimentador* o usuário poderá também criar um novo alimentador, bem como salvar o mesmo alimentador com um nome diferente. Esta tela é mostrada na figura 7.4.

Após selecionar um arquivo de dados do alimentador para ser simulado, o usuário deverá selecionar o botão *Fluxo de Potência*, logo após o programa irá mostrar uma caixa de diálogo com a indicação que o caso foi simulado.

Figura 7.4 – Criar e Modificar Dados do Alimentador

Com a mesma tela da figura 7.4, o usuário poderá acessar todos os dados referentes ao alimentador, separados por equipamentos, e alterá-los da forma que lhe for mais conveniente. Na figura 7.5, é apresentado a tela que simula alterações nos dados dos trechos do alimentador. Para alterar qualquer dado das tabelas deve-se selecionar a célula a ser modificada, e para incluir uma nova linha na tabela o usuário deverá dar um duplo “*click*” na última linha da tabela.

Figura 7.5 – Inclusão de uma nova linha

Figura 7.6 – Dados para um novo alimentador

Na figura 7.6 é mostrado um exemplo de criação do arquivo de dados para um novo alimentador.

Vale salientar que independente da opção do usuário, ou seja, modificação ou inserção de dados novos, deve sempre se observar que, antes de efetuar o salvamento das alterações, deve-se pressionar a tecla ENTER, ou seja, a caixa modificada deve estar com o fundo branco, e nunca na cor amarela.

A apresentação dos resultados pode ser feita de duas formas: Na primeira, após a convergência do fluxo de potência, o SiGDist permite a visualização gráfica do perfil de tensões e carregamento de 20 pontos na vizinhança de um ponto pré-determinado pelo usuário. A figura 7.7 mostra a tela para acesso aos resultados do fluxo de potência.

Figura 7.7 – Resultados

A seleção do ponto em que se deseja uma representação gráfica é feita de forma interativa. Nesta representação mostra-se: a magnitude da tensão na barra e o percentual de carregamento dos trechos, como mostram as figuras 7.8 e 7.9.

Figura 7.8 – Gráfico de Tensões

Figura 7.9 – Gráfico de Carregamento

Na segunda os resultados são impressos em um arquivo, onde três tipos de relatório podem ser impressos: no primeiro, dados físicos do alimentador são apresentados (trecho, extensão tipo do condutor, equipamentos especiais, etc...); no segundo, dados obtidos pelo cálculo do fluxo de potência (trecho, tensão, queda de tensão, corrente, perdas, etc...); e no terceiro os relatórios citados anteriormente são apresentados em conjunto.

ANEXO 2

ARQUIVO DOS DADOS DO ALIMENTADOR ESTUDADO E ARQUIVO DE SAÍDA DO SIGDIST

Archivo de Datos

```

1
***Alimentador Rocado***
2 0
RCO-06      0001 13.80 0.00 13.80 1000 0.50 0.96
4 0
2 1 1510.0 46 00
3 2 1550.0 46 00
4 3 1480.0 46 00
5 4 1110.0 46 00
6 5 1220.0 46 00
7 6 1820.0 46 00
8 7 2000.0 46 00
9 8 710.0 46 00 285 428
10 9 685.0 41 00 158
11 10 665.0 44 00 402
12 11 1200.0 41 00 75 120
13 12 1420.0 41 00 45 790 0.00
14 13 1570.0 41 00 730 175
15 11 1110.0 41 00 30 30
16 15 1220.0 41 00 150 60
17 16 1620.0 41 00 180 75
18 17 1890.0 41 00 165 225
19 18 1600.0 41 00 75 180
20 19 1900.0 41 00 210 15
21 20 1390.0 41 00 35 30
22 21 1460.0 41 00 135 95
23 22 1400.0 41 00 155 45
24 23 1150.0 41 00 15 170
25 24 1710.0 41 00 105 290
26 25 1500.0 41 00 105 45
27 26 1870.0 41 00 120
28 9 1675.0 41 00 410 10
29 28 1140.0 41 00 15 10
30 29 840.0 41 00 30
31 30 1840.0 41 00 408 0.00
32 31 1950.0 41 00 100 30 0.00
33 32 1460.0 41 00 30 15 0.00
34 33 1730.0 41 00 290 45 0.00
35 34 1260.0 41 00 30 30 0.00
36 35 1220.0 41 00 15 10 0.00
37 36 1520.0 41 00 120 0.00
38 37 330.0 41 00 30 751 0.00 0.00 Coca-Cola
39 38 1240.0 41 00 200 0.00
40 39 1630.0 41 00 175 200 0.00
41 39 1080.0 41 00 150 430 0.00
42 41 1450.0 41 00 80 45 0.00
43 42 960.0 41 00 15 45 0.00
44 43 1050.0 41 00 30 70 0.00
45 44 800.0 41 00 167 113 0.00
46 45 1190.0 41 00 75 30 0.00
47 46 1395.0 41 00 115 291 0.00
9999
6 0
5 Regulador 14.50 0.0 11.5 0
10 Regulador 14.50 0.0 8.5 0
28 Regulador 14.50 0.0 11.5 0
36 Regulador 14.50 0.0 8.5 0
9999
9 0
47 0 13.8 0. 620. 0. 0. 0. 0.0042 0.0238 0.1000 0.1000
27 0 13.8 0. 620. 0. 0. 0. 0.0042 0.0238 0.1000 0.1000
9999
11 0
0 1 0.0001 50 5.0 5.0 100 1 1 1 1 1 1 1 1 1

```

Relatório de Saída

CELESC/UFSC (LABSPOT)
SPDST - Fluxo de Potencia - Soma de Potencias

pag. 1

Alimentador Rocado

Tensao Nominal (kV) = 13.80 F. Potencia = .96
Tensao de Operacao (kV) = 13.80 F. Demanda = .50
Iteracoes p/ convergencia = 8

COND OPERACAO:

+-----+-----+-----+-----+-----+															
CALCULO										DADOS					
+-----+-----+-----+-----+-----+															
TRECHO	TENSAO	QUEDA(%)	CORRENTE(A)	DEM.	PERDAS	REGULACAO	COMP								
CONDUT.	POT.(kVA)	FD	OBSERVACAO												
PT PA	(kV)	OP. NOM.	I I/IN(%)	(kVA)	(KW)	Eq kV/kvar (%)	(KM)	TIPO	DISTR.	CONC.					
+-----+-----+-----+-----+-----+															
2 1	13.63	-1.3	-1.3	193.7	38.	4103.3	31.8	0	.00	.0	1.51	336,4	CA	.0 .0 .00	
3 2	13.45	-2.5	-2.5	193.7	38.	4103.3	32.6	0	.00	.0	1.55	336,4	CA	.0 .0 .00	
4 3	13.28	-3.8	-3.8	193.7	38.	4103.3	31.2	0	.00	.0	1.48	336,4	CA	.0 .0 .00	
5 4	14.50	5.1	5.1	193.7	38.	4103.3	23.4	1	13.16	10.2	1.11	336,4	CA	.0 .0 .00	
6 5	14.38	4.2	4.2	175.8	34.	4103.3	21.1	0	.00	.0	1.22	336,4	CA	.0 .0 .00	
7 6	14.19	2.9	2.9	175.8	34.	4103.3	31.5	0	.00	.0	1.82	336,4	CA	.0 .0 .00	
8 7	14.00	1.4	1.4	175.8	34.	4103.3	34.7	0	.00	.0	2.00	336,4	CA	.0 .0 .00	
9 8	13.93	.9	.9	172.9	34.	4032.3	11.9	0	.00	.0	.71	336,4	CA	285.0 428.0 .00	
10 9	14.50	5.1	5.1	84.1	39.	1990.4	8.7	1	13.85	4.7	.69	1/0	CA	158.0 .0 .00	
11 10	14.46	4.8	4.8	78.8	23.	1951.0	3.7	0	.00	.0	.67	4/0	CA	.0 402.0 .00	
12 11	14.41	4.4	4.4	38.2	18.	948.8	3.1	0	.00	.0	1.20	1/0	CA	75.0 120.0 .00	
13 12	14.35	4.0	4.0	34.6	16.	858.7	3.0	0	.00	.0	1.42	1/0	CA	45.0 790.0 .00	
14 13	14.33	3.8	3.8	10.9	5.	270.0	.3	0	.00	.0	1.57	1/0	CA	730.0 175.0 .00	
15 11	14.42	4.5	4.5	32.0	15.	786.7	2.0	0	.00	.0	1.11	1/0	CA	30.0 30.0 .00	
16 15	14.37	4.1	4.1	29.7	14.	728.3	1.9	0	.00	.0	1.22	1/0	CA	150.0 60.0 .00	
17 16	14.32	3.7	3.7	25.3	12.	619.6	1.9	0	.00	.0	1.62	1/0	CA	180.0 75.0 .00	
18 17	14.27	3.4	3.4	20.6	10.	502.0	1.4	0	.00	.0	1.89	1/0	CA	165.0 225.0 .00	
19 18	14.24	3.2	3.2	14.2	7.	345.4	.6	0	.00	.0	1.60	1/0	CA	75.0 180.0 .00	
20 19	14.22	3.0	3.0	9.2	4.	221.3	.3	0	.00	.0	1.90	1/0	CA	210.0 15.0 .00	
21 20	14.21	3.0	3.0	7.7	4.	186.6	.1	0	.00	.0	1.39	1/0	CA	35.0 30.0 .00	
22 21	14.20	2.9	2.9	7.2	3.	174.0	.1	0	.00	.0	1.46	1/0	CA	135.0 95.0 .00	
23 22	14.20	2.9	2.9	8.3	4.	205.0	.2	0	.00	.0	1.40	1/0	CA	155.0 45.0 .00	
24 23	14.21	3.0	3.0	9.9	5.	245.8	.2	0	.00	.0	1.15	1/0	CA	15.0 170.0 .00	
25 24	14.23	3.1	3.1	13.6	6.	337.1	.6	0	.00	.0	1.71	1/0	CA	105.0 290.0 .00	
26 25	14.26	3.3	3.3	20.8	10.	516.5	1.2	0	.00	.0	1.50	1/0	CA	105.0 45.0 .00	
27 26	14.30	3.7	3.7	23.9	11.	591.3	1.9	0	.00	.0	1.87	1/0	CA	120.0 .0 .00	
28 9	14.50	5.1	5.1	71.1	33.	1616.6	15.1	1	13.78	5.2	1.68	1/0	CA	410.0 10.0 .00	
29 28	14.41	4.4	4.4	63.2	29.	1506.1	8.1	0	.00	.0	1.14	1/0	CA	15.0 10.0 .00	
30 29	14.34	3.9	3.9	62.5	29.	1489.9	5.9	0	.00	.0	.84	1/0	CA	30.0 .0 .00	
31 30	14.20	2.9	2.9	62.2	29.	1482.5	12.7	0	.00	.0	1.84	1/0	CA	.0 408.0 .00	
32 31	14.07	1.9	1.9	53.0	25.	1255.4	9.8	0	.00	.0	1.95	1/0	CA	100.0 30.0 .00	
33 32	13.97	1.3	1.3	51.1	24.	1208.3	6.8	0	.00	.0	1.46	1/0	CA	30.0 15.0 .00	
34 33	13.87	.5	.5	47.5	22.	1121.8	7.0	0	.00	.0	1.73	1/0	CA	290.0 45.0 .00	
35 34	13.80	.0	.0	43.3	20.	1020.7	4.2	0	.00	.0	1.26	1/0	CA	30.0 30.0 .00	
36 35	14.50	5.1	5.1	42.2	20.	994.8	3.9	1	13.74	5.6	1.22	1/0	CA	15.0 10.0 .00	
37 36	14.43	4.5	4.5	38.5	18.	956.7	4.0	0	.00	.0	1.52	1/0	CA	120.0 .0 .00	

CELESC/UFSC (LABSPOT)
 SPDST - Fluxo de Potencia - Soma de Potencias

pag. 3

Alimentador Rocado

Tensao Nominal (kV) = 13.80 F. Potencia = .96
 Tensao de Operacao (kV) = 13.80 F. Demanda = .50
 Iteracoes p/ convergencia = 8

COND OPERACAO:

CALCULO											
TRECHO	PT	PA	TENSAO (kV)	QUEDA(%)	OP. NOM.	CORRENTE(A)	DEM.	PERDAS	REGULACAO		
			(kV)	OP. NOM.	I I/IN(%)	(kVA)	(KW)	Eq	kV/kvar (%)		
2	1		13.63	-1.3	-1.3	193.7	38.4103.3	31.8	0	.00	.0
3	2		13.45	-2.5	-2.5	193.7	38.4103.3	32.6	0	.00	.0
4	3		13.28	-3.8	-3.8	193.7	38.4103.3	31.2	0	.00	.0
5	4		14.50	5.1	5.1	193.7	38.4103.3	23.4	1	15.21	10.2
6	5		14.38	4.2	4.2	175.8	34.4103.3	21.1	0	.00	.0
7	6		14.19	2.9	2.9	175.8	34.4103.3	31.5	0	.00	.0
8	7		14.00	1.4	1.4	175.8	34.4103.3	34.7	0	.00	.0
9	8		13.93	.9	.9	172.9	34.4032.3	11.9	0	.00	.0
10	9		14.50	5.1	5.1	84.1	39.1990.4	8.7	1	14.44	4.7
11	10		14.46	4.8	4.8	78.8	23.1951.0	3.7	0	.00	.0
12	11		14.41	4.4	4.4	38.2	18.948.8	3.1	0	.00	.0
13	12		14.35	4.0	4.0	34.6	16.858.7	3.0	0	.00	.0
14	13		14.33	3.8	3.8	10.9	5.270.0	.3	0	.00	.0
15	11		14.42	4.5	4.5	32.0	15.786.7	2.0	0	.00	.0
16	15		14.37	4.1	4.1	29.7	14.728.3	1.9	0	.00	.0
17	16		14.32	3.7	3.7	25.3	12.619.6	1.9	0	.00	.0
18	17		14.27	3.4	3.4	20.6	10.502.0	1.4	0	.00	.0
19	18		14.24	3.2	3.2	14.2	7.345.4	.6	0	.00	.0
20	19		14.22	3.0	3.0	9.2	4.221.3	.3	0	.00	.0
21	20		14.21	3.0	3.0	7.7	4.186.6	.1	0	.00	.0
22	21		14.20	2.9	2.9	7.2	3.174.0	.1	0	.00	.0
23	22		14.20	2.9	2.9	8.3	4.205.0	.2	0	.00	.0
24	23		14.21	3.0	3.0	9.9	5.245.8	.2	0	.00	.0
25	24		14.23	3.1	3.1	13.6	6.337.1	.6	0	.00	.0
26	25		14.26	3.3	3.3	20.8	10.516.5	1.2	0	.00	.0
27	26		14.30	3.7	3.7	23.9	11.591.3	1.9	0	.00	.0
28	9		14.50	5.1	5.1	71.1	33.1616.6	15.1	1	14.52	5.2
29	28		14.41	4.4	4.4	63.2	29.1506.1	8.1	0	.00	.0
30	29		14.34	3.9	3.9	62.5	29.1489.9	5.9	0	.00	.0
31	30		14.20	2.9	2.9	62.2	29.1482.5	12.7	0	.00	.0
32	31		14.07	1.9	1.9	53.0	25.1255.4	9.8	0	.00	.0
33	32		13.97	1.3	1.3	51.1	24.1208.3	6.8	0	.00	.0
34	33		13.87	.5	.5	47.5	22.1121.8	7.0	0	.00	.0
35	34		13.80	.0	.0	43.3	20.1020.7	4.2	0	.00	.0
36	35		14.50	5.1	5.1	42.2	20.994.8	3.9	1	14.57	5.6
37	36		14.43	4.5	4.5	38.5	18.956.7	4.0	0	.00	.0

CELESC/UFSC (LABSPOT)
 SPDST - Fluxo de Potencia - Soma de Potencias

pag. 4

Alimentador Rocado

Tensao Nominal (kV) = 13.80 F. Potencia = .96
 Tensao de Operacao (kV) = 13.80 F. Demanda = .50
 Iteracoes p/ convergencia = 8

COND OPERACAO:

CALCULO												
TRECHO	PT	PA	TENSAO (kV)	QUEDA(%)	OP. NOM.	CORRENTE(A)	DEM.	PERDAS	REGULACAO			
			(kV)		I I/IN(%)	(kVA)	(KW)	Eq	kV/kvar (%)			
38	37	14.41	4.4	4.4	37.0	17.	919.8	.8	0	.00	.0	
39	38	14.38	4.2	4.2	20.2	9.	501.3	.9	0	.00	.0	
40	39	14.37	4.1	4.1	5.8	3.	143.8	.1	0	.00	.0	
41	39	14.36	4.1	4.1	10.6	5.	261.3	.2	0	.00	.0	
42	41	14.36	4.1	4.1	7.6	4.	190.0	.2	0	.00	.0	
43	42	14.37	4.1	4.1	8.5	4.	213.0	.1	0	.00	.0	
44	43	14.37	4.1	4.1	9.4	4.	234.2	.2	0	.00	.0	
45	44	14.38	4.2	4.2	11.9	6.	297.4	.2	0	.00	.0	
46	45	14.39	4.3	4.3	15.9	7.	398.3	.5	0	.00	.0	
47	46	14.42	4.5	4.5	18.2	8.	455.3	.8	0	.00	.0	
48	47	14.42	4.5	4.5	24.8	2.	620.0	.0	0	.00	.0	
49	27	14.30	3.7	3.7	25.0	3.	620.0	.0	0	.00	.0	

CELESC/UFSC (LABSPOT)
SPDST - Fluxo de Potencia - Soma de Potencias

pag. 5

Alimentador Rocado

Tensao Nominal (kV) = 13.80 F. Potencia = .96
Tensao de Operacao (kV) = 13.80 F. Demanda = .50
Iteracoes p/ convergencia = 8

COND OPERACAO:

D A D O S											OBSERVACAO
TRECHO	COMP	CONDUT.	POT.(kVA)	FD	REGULACAO						
PT PA	(KM)	TIPO	DISTR.	CONC.	Eq kV/kvar (%)						
2 1	1.51	336,4 CA	.0	.0	.00	0	.00	.0			
3 2	1.55	336,4 CA	.0	.0	.00	0	.00	.0			
4 3	1.48	336,4 CA	.0	.0	.00	0	.00	.0			
5 4	1.11	336,4 CA	.0	.0	.00	1	15.21	10.2			
6 5	1.22	336,4 CA	.0	.0	.00	0	.00	.0			
7 6	1.82	336,4 CA	.0	.0	.00	0	.00	.0			
8 7	2.00	336,4 CA	.0	.0	.00	0	.00	.0			
9 8	.71	336,4 CA	285.0	428.0	.00	0	.00	.0			
10 9	.69	1/0 CA	158.0	.0	.00	1	14.44	4.7			
11 10	.67	4/0 CA	.0	402.0	.00	0	.00	.0			
12 11	1.20	1/0 CA	75.0	120.0	.00	0	.00	.0			
13 12	1.42	1/0 CA	45.0	790.0	.00	0	.00	.0			
14 13	1.57	1/0 CA	730.0	175.0	.00	0	.00	.0			
15 11	1.11	1/0 CA	30.0	30.0	.00	0	.00	.0			
16 15	1.22	1/0 CA	150.0	60.0	.00	0	.00	.0			
17 16	1.62	1/0 CA	180.0	75.0	.00	0	.00	.0			
18 17	1.89	1/0 CA	165.0	225.0	.00	0	.00	.0			
19 18	1.60	1/0 CA	75.0	180.0	.00	0	.00	.0			
20 19	1.90	1/0 CA	210.0	15.0	.00	0	.00	.0			
21 20	1.39	1/0 CA	35.0	30.0	.00	0	.00	.0			
22 21	1.46	1/0 CA	135.0	95.0	.00	0	.00	.0			
23 22	1.40	1/0 CA	155.0	45.0	.00	0	.00	.0			
24 23	1.15	1/0 CA	15.0	170.0	.00	0	.00	.0			
25 24	1.71	1/0 CA	105.0	290.0	.00	0	.00	.0			
26 25	1.50	1/0 CA	105.0	45.0	.00	0	.00	.0			
27 26	1.87	1/0 CA	120.0	.0	.00	0	.00	.0			
28 9	1.68	1/0 CA	410.0	10.0	.00	1	14.52	5.2			
29 28	1.14	1/0 CA	15.0	10.0	.00	0	.00	.0			
30 29	.84	1/0 CA	30.0	.0	.00	0	.00	.0			
31 30	1.84	1/0 CA	.0	408.0	.00	0	.00	.0			
32 31	1.95	1/0 CA	100.0	30.0	.00	0	.00	.0			
33 32	1.46	1/0 CA	30.0	15.0	.00	0	.00	.0			
34 33	1.73	1/0 CA	290.0	45.0	.00	0	.00	.0			
35 34	1.26	1/0 CA	30.0	30.0	.00	0	.00	.0			
36 35	1.22	1/0 CA	15.0	10.0	.00	1	14.57	5.6			
37 36	1.52	1/0 CA	120.0	.0	.00	0	.00	.0			

CELESC/UFSC (LABSPOT)
SPDST - Fluxo de Potencia - Soma de Potencias

pag. 5

Alimentador Rocado

Tensao Nominal (kV) = 13.80 F. Potencia = .96
Tensao de Operacao (kV) = 13.80 F. Demanda = .50
Iteracoes p/ convergencia = 8

COND OPERACAO:

D A D O S									
TRECHO	COMP	CONDUT.	POT.(kVA)	FD	REGULACAO	OBSERVACAO			
PT PA	(KM)	TIPO	DISTR.	CONC.	Eq kV/kvar (%)				
38 37	.33	1/0 CA	30.0	751.0	.00 0 .00 .0	Coca-Cola			
39 38	1.24	1/0 CA	200.0	.0	.00 0 .00 .0				
40 39	1.63	1/0 CA	175.0	200.0	.00 0 .00 .0				
41 39	1.08	1/0 CA	150.0	430.0	.00 0 .00 .0				
42 41	1.45	1/0 CA	80.0	45.0	.00 0 .00 .0				
43 42	.96	1/0 CA	15.0	45.0	.00 0 .00 .0				
44 43	1.05	1/0 CA	30.0	70.0	.00 0 .00 .0				
45 44	.80	1/0 CA	167.0	113.0	.00 0 .00 .0				
46 45	1.19	1/0 CA	75.0	30.0	.00 0 .00 .0				
47 46	1.40	1/0 CA	115.0	291.0	.00 0 .00 .0				
48 47	1.00	ficticio	.0	.0	1.00 0 .00 .0	Gerador			
49 27	1.00	ficticio	.0	.0	1.00 0 .00 .0	Gerador			

Potencia acumulada na Subestacao = 4158.9 kW - 2036.5 kvar (4630.7 kVA)
Perdas Totais no Alimentador = 331.0 kW - 558.3 kvar (649.1 kVA)

----- Dados do Ponto ----- *-- Dados do Trecho --*

Pto Nome Tensao Angl. *-- Carga --* Capac. Icond Icond
(kV) (o) (kW) (kvar) (kvar) Pto (A) (%)

1 RCO-06 13.80 .0 .0 .0 .0
2 193.7 38.0

2 13.63 -.6 .0 .0 .0
3 193.7 38.0

3 13.45 -1.2 .0 .0 .0
4 193.7 38.0

4 13.28 -1.8 .0 .0 .0
5 193.7 38.0

5 14.50 -2.3 .0 .0 .0
6 175.8 34.5

6 14.38 -2.7 .0 .0 .0
7 175.8 34.5

7	14.19	-3.4	.0	.0	.0			
						8	175.8	34.5
8	14.00	-4.2	68.4	20.0	.0			
						9	172.9	33.9
9	13.93	-4.4	410.2	119.6	.0			
						10	84.1	39.1
						28	71.1	33.1
10	14.50	-4.5	37.9	11.1	.0			
						11	78.8	23.2
11	14.46	-4.6	218.2	63.6	.0			
						12	38.2	17.8
						15	32.0	14.9
12	14.41	-4.7	86.4	25.2	.0			
						13	34.6	16.1
13	14.35	-4.8	565.2	164.9	.0			
						14	10.9	5.1
14	14.33	-4.8	259.2	75.6	.0			
15	14.42	-4.6	57.6	16.8	.0			
						16	29.7	13.8
16	14.37	-4.7	108.0	31.5	.0			
						17	25.3	11.8
17	14.32	-4.7	118.8	34.7	.0			
						18	20.6	9.6
18	14.27	-4.7	165.6	48.3	.0			
						19	14.2	6.6
19	14.24	-4.7	154.8	45.2	.0			
						20	9.2	4.3
20	14.22	-4.6	66.0	19.3	.0			
						21	7.7	3.6
21	14.21	-4.6	55.2	16.1	.0			
						22	7.2	3.3
22	14.20	-4.5	115.2	33.6	.0			
						23	8.3	3.9
23	14.20	-4.5	62.4	18.2	.0			
						24	9.9	4.6
24	14.21	-4.4	110.4	32.2	.0			
						25	13.6	6.3
25	14.23	-4.3	189.6	55.3	.0			
						26	20.8	9.7
26	14.26	-4.2	75.6	22.1	.0			
						27	23.9	11.1

27	14.30	-4.1	28.8	8.4	.0		
					49	25.0	2.5
28	14.50	-4.6	106.8	31.2	.0		
					29	63.2	29.4
29	14.41	-4.7	15.6	4.6	.0		
					30	62.5	29.1
30	14.34	-4.7	7.2	2.1	.0		
					31	62.2	29.0
31	14.20	-4.9	219.8	64.1	.0		
					32	53.0	24.7
32	14.07	-5.0	45.6	13.3	.0		
					33	51.1	23.8
33	13.97	-5.1	84.0	24.5	.0		
					34	47.5	22.1
34	13.87	-5.2	98.4	28.7	.0		
					35	43.3	20.1
35	13.80	-5.2	25.2	7.4	.0		
					36	42.2	19.6
36	14.50	-5.3	37.2	10.9	.0		
					37	38.5	17.9
37	14.43	-5.3	36.0	10.5	.0		
					38	37.0	17.2
38	Coca-Cola	14.41	-5.3	415.7	121.2	.0	
					39	20.2	9.4
39	14.38	-5.3	126.0	36.8	.0		
					40	5.8	2.7
					41	10.6	4.9
40	14.37	-5.3	138.0	40.3	.0		
41	14.36	-5.3	261.6	76.3	.0		
					42	7.6	3.6
42	14.36	-5.2	44.4	13.0	.0		
					43	8.5	4.0
43	14.37	-5.2	32.4	9.5	.0		
					44	9.4	4.4
44	14.37	-5.2	80.9	23.6	.0		
					45	11.9	5.5
45	14.38	-5.1	112.3	32.8	.0		
					46	15.9	7.4
46	14.39	-5.0	60.0	17.5	.0		
					47	18.2	8.5

47	14.42	-5.0	167.3	48.8	.0					
						48	24.8	2.5		
48	Gerador	14.42	-5.0	.0	.0	.0				
49	Gerador	14.30	-4.1	.0	.0	.0				

----- Reguladores de Tensao ----- *----- LDC -----*

Pto	Regulador	Tensao(kV)	Reg.	Fx Reg.	Pto	R	X	In	TP
	(entr)	(said)	(%)	(%)	Ctrl	(V)	(V)	(A)	
5	Regulador	13.16	14.50	10.21	11.5	5	.0	.0	.0
10	Regulador	13.85	14.50	4.66	8.5	10	.0	.0	.0
28	Regulador	13.78	14.50	5.25	11.5	28	.0	.0	.0
36	Regulador	13.74	14.50	5.56	8.5	36	.0	.0	.0

----- Banco de Capacitores -----

Pto	Descricao	Tensao	Instal	Fornec
	(kV)	(kvar)	(kvar)	(%)

Relatorio Do Gerador : 48

Pto	Tipo	Tens	Angl	Pger	Qger	Qmin	Qmax
48	0	14.42	-4.95	620.	0.	0.	0.

Relatorio Do Gerador : 49

Pto	Tipo	Tens	Angl	Pger	Qger	Qmin	Qmax
49	0	14.30	-4.05	620.	0.	0.	0.

----- Trechos com Carregamento Acima de : 100% -----

Pto	PtoA	Nome	Inom.	Imax.	I	Condutor	Perdas
		(A)	(A)	(%)	(kW)		

--- Tensoes Abaixo de : 5.00 % ---

Pto	Nome	Tensao	Queda(%)
	(kV)	Oper.	Nomin

--- Tensoes Acima de : 5.00 % ---

Pto	Nome	Tensao (kV)	Oper.	Queda(%) Nomin
-----	------	----------------	-------	-------------------

5		14.50	5.1	5.1
10		14.50	5.1	5.1
28		14.50	5.1	5.1
36		14.50	5.1	5.1

Numero de Iteracoes para a Convergencia : 8

Erro Maximo de Tensao (Tolerancia) : .00010

Convergencia alcançada em 8 iteracoes