

Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas

Volume 1 Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica

Elaborado por:
Pedro André Carvalho Rosas
Ana Isabel Estanqueiro

Editores:
Everaldo Alencar Feitosa
Alexandra de L. Pereira

EÓLICA



CENTRO BRASILEIRO
DE ENERGIA EÓLICA

Apoio:



WWEA



GUIA DE PROJETO ELÉTRICO DE CENTRAIS EÓLICAS

Volume I

Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica

Autores:

Pedro André Carvalho Rosas
Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE
(Brasil)

Ana Isabel Estanqueiro
Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial – INETI
(Portugal)

Editores:

Everaldo Alencar Feitosa, Ph.D.
Alexandre de Lemos Pereira, Ph.D.

Apoio:



Recife
2003

EDITORES:

Everaldo Alencar Feitosa, Ph.D.

Ph.D. em Engenharia Eólica pela Universidade de Southampton – Inglaterra, e Professor da Universidade Federal de Pernambuco. É atualmente diretor do CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA, centro de referência nacional dedicado especialmente ao desenvolvimento de tecnologia para energia eólica, disseminação de informações, treinamento especializado e assessoria a empresas e ao Congresso e Senado. Tem coordenado programas de P&D de energia eólica com entidades internacionais como a União Européia e GEF (Global Environment Facility) - Banco Mundial. É vice-presidente da WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, com sede em Bruxelas e representa o Brasil na RIGE – Rede Íbero-Americana de Geração Eólica. Coordena a implantação do maior sistema híbrido eólico-diesel da América Latina no Distrito Estadual de Fernando de Noronha / Pernambuco e a implantação de diversos projetos de centrais eólicas de grande porte no Brasil. É autor de dezenas de trabalhos científicos publicados em revistas e congressos e é editor do periódico “Wind Energy”, publicado pela John Wiley & Sons, Ltd. / Inglaterra.

Alexandre de Lemos Pereira, Ph.D.

Ph.D. em Energia Eólica pela Universidade Técnica da Dinamarca – Dinamarca, professor da Pós-graduação em Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco e pesquisador do Centro Brasileiro de Energia Eólica. Tem coordenado projetos de pesquisa na área de energia eólica e ministrado cursos no Brasil e exterior. Participa de projetos nacionais e internacionais sobre energia eólica e é autor de várias publicações, incluindo 12 artigos em congressos internacionais. Executou a instalação de várias turbinas eólicas no Brasil e na Dinamarca. Responsável pela operação e manutenção da turbina eólica do CBEE (de potência nominal 225kW) na ilha de Fernando de Noronha.

AUTORES:

Pedro André Carvalho Rosas, M.Sc

Engenheiro Eletricista com mestrado em Energia Eólica pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE da Universidade Federal de Pernambuco. É especialista em qualidade de energia elétrica e integração de centrais eólicas. Integrante do Centro Brasileiro de Energia Eólica, atualmente se encontra concluindo doutorado no RISØ National Laboratory – Dinamarca. Publicou modelos para análise de qualidade de energia e estabilidade do sistema elétrico relacionados com energia eólica enfatizando aplicação em larga escala de energia eólica em sistemas de potência.

Ana Isabel Estanqueiro, Ph.D.

Engenheira Eletricista com doutorado em Energia Eólica pela Universidade Técnica de Lisboa/PT. Atualmente é diretora da Unidade de Energia Eólica e dos Oceanos do Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial – INETI em Portugal. É integrante do grupo de trabalho TG88 da International Electrotechnical Commission-IEC para criação de normas internacionais sobre conexão elétrica de turbinas eólicas. Especialista em modelagem de centrais eólicas e análise dinâmica com vários trabalhos publicados na área, realizou diversos estudos de integração de centrais eólicas com ênfase para redes elétricas.

SUMÁRIO

1	PREFÁCIO	7
2	DEFINIÇÕES	9
3	INTRODUÇÃO	13
4	PROJETO ELÉTRICO DE CENTRAIS EÓLICAS	15
4.1	CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO	15
4.2	CARACTERIZAÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS	16
4.3	DIMENSIONAMENTO PRINCIPAL	17
4.3.1	POTÊNCIA E CORRENTE DE PROJETO	17
4.4	SISTEMAS DE PROTEÇÃO	20
4.4.1	SOBRE E SUB-TENSÃO	21
4.4.2	CURTO-CIRCUITO – SOBRE-CORRENTE	21
4.4.3	SOBRE-FREQÜÊNCIA E SUB-FREQÜÊNCIA.	23
4.4.4	PÁRA-RAIOS.	23
4.5	ATERRAMENTO DO TRANSFORMADOR ELEVADOR	23
5	IMPACTO DE CENTRAIS EÓLICAS NA QUALIDADE DE ENERGIA	24
5.1	AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO EM REGIME ESTACIONÁRIO	25
5.2	AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO EM REGIME DINÂMICO	30
5.3	AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO EM REGIME TRANSITÓRIO	33
5.3.1	OPERAÇÃO DURANTE E APÓS OS CURTOS-CIRCUITOS	34
5.3.2	OPERAÇÃO DE PARTIDA, TROCA DE GERADORES E CONEXÃO DE BANCOS DE CAPACITORES	35
5.3.3	DESLIGAMENTOS EM VENTOS DE ALTA VELOCIDADE.	35
6	REFERÊNCIAS	36
ANEXO A. CARACTERÍSTICAS DE TURBINAS E CENTRAIS EÓLICAS		39
A.1.	TURBINAS EÓLICAS	39

A.1.1. GERADORES ASSÍNCRONOS OU DE INDUÇÃO	42
A.1.2. GERADORES SÍNCRONOS	43
A.1.3. REGULAÇÃO DE POTÊNCIA	43
A.1.4. MÁQUINAS USUAIS E CARACTERÍSTICAS RELEVANTES	45
A.1.5. SISTEMA DE CONTROLE	45
A.1.6. INTEGRAÇÃO FINAL NA REDE ELÉTRICA	45
A.2. PARTICULARIDADES DAS CENTRAIS EÓLICAS	46
A.2.1. DEMANDA DE ENERGIA REATIVA.	46
A.2.2. CANCELAMENTO DE PICOS DE POTÊNCIA.	47
A.2.3. SUBESTAÇÕES ESPECIAIS.	47
<u>ANEXO B. FUNDAMENTOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</u>	<u>49</u>
B.1. POTÊNCIA ELÉTRICA INSTANTÂNEA EM REGIME FORÇADO ALTERNADO SENOIDAL	49
B.2. POTÊNCIA ATIVA, REATIVA, APARENTE E COMPLEXA	50
B.3. NOÇÕES BÁSICAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	52
B.3.1. POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO	53
<u>ANEXO C. AVALIAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS</u>	<u>55</u>
<u>ANEXO D. CERTIFICAÇÃO DE QUALIDADE DE ENERGIA</u>	<u>57</u>
<u>ANEXO E. FASES DO PROJETO ELÉTRICO DE CENTRAIS EÓLICAS</u>	<u>61</u>

ÍNDICE DE FIGURAS:

<i>Figura 1. Curva de ocorrência da potência de saída de uma central eólica.</i>	20
<i>Figura 2. Diagrama unifilar esquemático de conexão de centrais eólicas.</i>	26
<i>Figura 3. Exemplo de um diagrama unifilar de uma instalação de uma central eólica.</i>	27
<i>Figura 4. Determinação do fluxo de potência de uma central eólica de 2,5MW.</i>	28
<i>Figura 5. Tensão ao longo do ramal de distribuição onde se encontra instalada a central eólica.</i>	29

ÍNDICE DE FIGURAS DOS ANEXOS

<i>Figura A.1. Curva de potência de uma turbina com regulação de potência com: a) variação do ângulo de pás e b) descolamento do vento (stall).</i>	44
<i>Figura A.2. Caracterização geral da conexão de turbinas eólicas à rede elétrica.</i>	46
<i>Figura A.3. Diagrama geral das diferentes formas de conexão de turbinas eólicas em centrais eólicas.</i>	48
<i>Figura B. 1. Evolução temporal da tensão, corrente e potência instantânea.</i>	50
<i>Figura B. 2. Decomposição da corrente nas componentes ativa e reativa.</i>	51
<i>Figura B. 3. Caracterização do fluxo de energia através do ângulo de defasagem</i>	51
<i>Figura B. 4. Esquema unifilar simplificado da ligação de uma turbina eólica</i>	52

ÍNDICE DE TABELAS:

Tabela 1. Coeficiente de segurança para diferentes tecnologias de turbinas eólicas. 18

Tabela 2. Valores convencionais de acionamentos das proteções para sobre e sub-tensões em sistemas de controle de turbinas eólicas 21

Tabela 3. Relação de análises que devem ser realizadas em função de diferentes condições de redes elétricas [Estanqueiro, 2001]. 25

Tabela 4. Convenção de fluxo de potências de acordo com a convenção da potência injetada no barramento: $P_{injet.} = P_{gerada} - P_{consumida}$ 26

Tabela 5. coeficiente β para cálculo da contribuição harmônica por várias turbinas eólicas ... 33

Tabela 6. Principais tipos e formas de conexão de turbinas eólicas..... 41

1 PREFÁCIO

O potencial eólico brasileiro pela qualidade e distribuição dos ventos vem estimulando iniciativas para o desenvolvimento tecnológico, industrial e de projetos de parques eólicos nas diferentes regiões do País.

O Governo Federal criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica -PROINFA através da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, sancionada pelo Presidente da República, onde está prevista na primeira fase a instalação de 3.300 MW em projetos de Energia Renovável até o ano de 2006.

A Universidade Federal de Pernambuco - UFPE através do Centro Brasileiro de Energia Eólica - CBEE, líder no país em pesquisa e desenvolvimento na área de energia eólica, tem tido papel fundamental na elaboração e implantação do PROINFA. O grupo de especialistas da UFPE tem se destacado em suas ações em prol do desenvolvimento tecnológico e industrial do País, em cooperação com entidades nacionais e internacionais. O CBEE participa efetivamente da World Wind Energy Association – WWEA e da Rede Ibero-americana de Geração Eólica – RIGE, é a instituição brasileira responsável pelas atividades na área de energia eólica do Solar and Wind Energy Research Assessment Project – SWERA do Programa das Nações Unidas para o Meio-Ambiente e mantém várias outras cooperações estratégicas.

A realização do curso de interligação de centrais eólicas ao sistema interligado nacional, realizado em agosto de 2001 em Recife/PE, permitiu identificar, através do debate entre os especialistas presentes, a falta de material técnico no País que pudesse auxiliar especialistas na análise do comportamento de turbinas eólicas quando interligadas às redes elétricas e, também, pudesse orientar o projeto de conexão elétrica de turbinas eólicas e de centrais eólicas na rede elétrica nacional.

O Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas – Volume I: Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica visa preencher esta lacuna apresentando os principais métodos para realização de projeto elétrico de conexão de centrais eólicas e as ferramentas utilizadas para estimar o impacto de centrais eólicas na qualidade de energia local. A avaliação do funcionamento de turbinas eólicas e as análises de proteção para evitar operações indevidas também são incluídas neste trabalho.

Congratulamo-nos com os especialistas representantes de entidades e empresas que participaram do debate acerca da integração de centrais eólicas ao Sistema Elétrico Nacional e contribuíram para a realização deste trabalho, que por certo promoverá

a viabilidade e competitividade da energia eólica e a capacitação de novos especialistas para o mercado brasileiro.

Brasília, dezembro de 2002

Ivonce Aires Campos

Coordenadora de Ações de
Desenvolvimento Energético

Ministério de Ciência e Tecnologia

2 DEFINIÇÕES

Ângulo de impedância de curto-circuito – ângulo da impedância que representa um equivalente do sistema de potência em um específico ponto da rede elétrica. É definido como:

$$\psi_{cc} = \arctan\left(\frac{X_{cc}}{R_{cc}}\right)$$

Coefficiente de afundamento de tensão devido a operação de chaveamento – k_u (ψ_{cc}) – coeficiente utilizado nos testes de certificação de turbinas eólicas de grande porte. Este coeficiente define a máxima variação de tensão para três condições específicas: a) Operação de partida com velocidade de vento próxima da velocidade de entrada b) Operação de partida com velocidade de vento próxima da velocidade nominal e c) Na operação de troca de gerador (se a turbina eólica for equipada com dois geradores).

Coefficiente de emissão de flicker (cintilamento) em operação contínua – c_k (ψ_{cc}, v_a) – coeficiente normalizado que permite estimar a flutuação de tensão em operação contínua de uma turbina eólica em função do ângulo de impedância de curto-circuito do ponto de conexão (ψ_k) e da velocidade média de vento anual (v_a).

Coefficiente de emissão de flicker devido à operação de chaveamento – k_f (ψ_{cc}) – coeficiente normalizado que permite estimar a flutuação de tensão durante uma operação de chaveamento (início de geração ou troca de geradores). Este coeficiente é fornecido para 3 condições específicas: a) Operação de partida com velocidade de vento próxima da velocidade de entrada b) Operação de partida com velocidade de vento próxima da velocidade nominal e c) Na operação de troca de gerador (se a turbina eólica for equipada com dois geradores).

Corrente de curto-circuito – I_{cc} – corrente de curto-circuito de linha calculada para um local do sistema elétrico.

Demanda de reativo em vazio – Q_0 – é a potência reativa em regime permanente de uma turbina eólica em vazio (geração nula). É equivalente à potência de excitação mais as perdas no caso de um gerador assíncrono.

Gerador assíncrono – máquina assíncrona acionada como gerador. Este tipo de gerador depende de uma fonte externa de excitação e uma referência para frequência e tensão.

Gerador síncrono – gerador que possui uma excitação própria. Fornece uma tensão em uma frequência que depende diretamente da frequência de giro do seu eixo mecânico.

Corrente harmônica - I_h – Corrente da componente harmônica h emitida por uma turbina eólica durante a operação contínua.

Impedância de curto-circuito – Z_{cc} – impedância que multiplicada pela tensão nominal ao quadrado resulta na potência de curto-circuito (S_{cc}), também chamada de impedância característica da rede elétrica. O módulo da impedância é definido como $|Z_{cc}| = |R_{cc} + j \cdot X_{cc}| = |U_n^2 / S_{cc}|$.

Intensidade de turbulência – IT – indicador da magnitude das flutuações da velocidade do vento calculado pelo quociente entre o desvio padrão e a velocidade média do vento usando a seguinte expressão (valor adimensional):

$$IT = \frac{\sigma}{V_{média}}$$

N_{10} e N_{120} – números máximos de chaveamentos permitidos em uma turbina eólica para 10 e 120 minutos, respectivamente.

Operação contínua – operação normal da turbina eólica excluindo as operações de partida e parada.

Operação de troca de geradores – comutação de ligação de geradores ou pólos existente em algumas turbinas eólicas com vista à otimização da potência elétrica produzida.

Operação de partida de turbina eólica – início de operação e conexão do gerador à rede elétrica.

Ponto de Conexão com o Concessionário – PCC – representa fisicamente o local da separação da central eólica com a rede do concessionário local. Sendo, normalmente, o local onde se instala o sistema de medição da energia gerada.

Potência nominal de referência – P_n – é a potência ativa nominal em regime permanente de uma turbina eólica possível de ser definida através de sua curva de potência.

Potência de curto-circuito – S_{cc} – Potência elétrica calculada com base na tensão nominal do sistema elétrico e na corrente de curto-circuito (sem as turbinas eólicas). O módulo da potência de curto-circuito é definido como $|S_{cc}| = |\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{cc}|$.

Potência máxima admissível – P_{max} – é a potência ativa máxima que uma turbina eólica poderá fornecer em regime permanente.

Potência máxima em médias de 1 minuto – P_1 – é a potência ativa máxima medida em médias de 1 minuto durante os testes de certificação de qualidade de energia.

Potência máxima instantânea – P_{inst} – potência ativa máxima medida em médias de 0,2 segundos durante os testes de certificação de qualidade de energia que atestam a máxima potência que a turbina eólica pode atingir em regime dinâmico.

Potência nominal de uma turbina eólica – S_i – Valor de potência indicativo da capacidade da máquina fornecido pelo fabricante (nem sempre coincidente com a potência máxima).

Potência nominal da central eólica – $S_{centraleólica}$ – é a soma das potências nominais de todas as turbinas eólicas instaladas em uma central eólica:

$$S_{centraleólica} = \sum_{i=1}^{N_{t,e}} S_i$$

Potência nominal de reativo – Q_n – é a potência reativa demandada por uma turbina eólica em regime permanente, relativa à potência ativa nominal de referência.

Potência reativa na potência máxima em médias de 1 minuto – Q_1 – é a potência reativa relativa à potência ativa máxima em médias de 1 minuto.

Potência reativa máxima instantânea – Q_{inst} – potência reativa demandada relativa à potência ativa máxima instantânea, medida em intervalos de 0,2 segundos.

P_{st} e P_{lt} – parâmetros de *flicker* de curtos e longos períodos que podem ser entendidos como uma média ponderada da variação de tensão em 10 minutos e em 2 horas, respectivamente.

Ramal de ligação – linha elétrica que realiza a ligação da central eólica à rede de distribuição existente ou à subestação do concessionário.

Rede pré-existente – rede à qual a central eólica é conectada através de um ramal de ligação.

Regulação de potência por estol (“stall”) – forma passiva de controle (limitação) da potência extraída do vento pelo rotor de uma turbina eólica através do efeito aerodinâmico de descolamento do fluxo de vento e conseqüente redução da força de sustentação (“lift”).

Regulação de potência por variação do ângulo de passo (“pitch”) – forma de controle ativo da potência extraída do vento pelo rotor de uma turbina eólica através da variação do ângulo de passo (ângulo de “pitch”) das pás.

Relação de curto-circuito – r_{cc} – quociente entre a potência de curto-circuito no ponto de conexão da central eólica e a potência nominal da central eólica:

$$r_{cc} = \frac{S_{cc}}{S_{centraeólica}}$$

Tensão nominal da rede receptora – U_n – é a tensão nominal para a qual todas as características elétricas são referidas (valor entre fase-fase).

Turbina eólica de rotação constante – classificação onde a velocidade de rotação do rotor da turbina eólica é (praticamente) fixa, normalmente associada à conexão direta à rede elétrica com geradores assíncronos.

Turbina eólica de rotação variável – classificação onde a velocidade de rotação do rotor da turbina eólica é variável, pode ser normalmente associado ao uso de conversores de potência elétrica e/ou geradores síncronos.

Velocidade de vento de entrada da turbina eólica (“cut-in”) – velocidade mínima de vento, em m/s, para a qual a turbina eólica inicia a produção de energia elétrica (operação de partida). Valores médios de 10 minutos.

Velocidade de vento nominal da turbina eólica – velocidade de vento média (10min) em que a turbina atinge a potência nominal, S_i .

Velocidade de vento de saída da turbina eólica (“cut-out”) – velocidade máxima de vento (em m/s) para a qual o sistema de controle comanda o desligamento da turbina eólica por razões de segurança. Valores médios de 10 minutos.

3 INTRODUÇÃO

O presente documento foi desenvolvido no formato de um Guia com o intuito de auxiliar no estudo e na elaboração de projetos elétricos de centrais eólicas no Brasil. Aqui são descritos os principais parâmetros para projeto elétrico de centrais eólicas e procedimentos para avaliar o impacto das centrais eólicas na qualidade de energia elétrica. O texto é dividido em dois grandes grupos: 1) projeto elétrico de centrais eólicas e 2) impacto de centrais eólicas na qualidade de energia.

Este Guia trata dos principais aspectos do projeto elétrico de centrais eólicas, enumerados abaixo:

- 1) Dimensionamento e otimização da interligação de uma central eólica;
- 2) Limites térmicos associados com a rede elétrica;
- 3) Impactos na qualidade de tensão elétrica;
- 4) Estudos transitórios e dinâmicos da integração de turbinas eólicas;
- 5) Problemas de estrangulamento da transmissão de energia elétrica e perdas elétricas;
- 6) Modificação do planejamento da operação das unidades geradoras e regulação da capacidade de geração;
- 7) Impacto na estabilidade, confiabilidade e segurança da operação do sistema elétrico como um todo.

Nem sempre todos os aspectos acima identificados são relevantes, sendo o bom senso e a experiência importantes na decisão das principais análises a serem conduzidas. No entanto, de uma maneira geral, para o projeto de uma central eólica são necessárias análises envolvendo os quatro primeiros aspectos da lista acima. Os três últimos tópicos são importantes na análise da integração de várias centrais eólicas (ou centrais de grande capacidade), onde a participação da geração de energia eólica na matriz energética regional ou local seja considerável.

Os parâmetros elétricos descritos neste trabalho são baseados na norma para garantia da qualidade de energia da conexão elétrica de turbinas eólicas preparada pela Comissão Eletrotécnica Internacional – IEC, Norma IEC 61400-21.

Esta norma especifica os parâmetros relevantes para análise da qualidade de energia devido à conexão de turbinas/centrais eólicas, bem como métodos para a certificação da qualidade de energia das turbinas eólicas. Com estes parâmetros é possível estimar o impacto de turbinas eólicas na qualidade de energia no ponto de conexão local. Apesar de existirem recomendações para os valores e limites dos parâmetros, cada projeto deve ser analisado em função das características da rede local e regras dos operadores ou concessionários elétricos locais.

Neste Guia também são incluídos anexos sobre a tecnologia de turbinas eólicas modernas e as principais características elétricas de funcionamento dessas máquinas, uma descrição das noções básicas de transmissão de energia elétrica, aspectos de otimização de projeto através da análise de perdas elétricas e um diagrama esquemático apresentando todas as fases de um projeto elétrico de centrais eólicas.

Os procedimentos e análises contidas neste trabalho aplicam-se a centrais eólicas diretamente conectadas ao sistema elétrico interligado. Não é aconselhado o uso deste Guia para análise de projetos de instalação de turbinas/centrais eólicas em sistemas isolados ou para projetos de sistemas híbridos de energia (combinação de várias fontes de energia) onde a energia eólica tenha considerável participação (tipicamente acima de 15%). Parâmetros de variação de frequência e estabilidade de geradores síncronos não são considerados na presente metodologia.

4 PROJETO ELÉTRICO DE CENTRAIS EÓLICAS

A energia eólica é uma forma de geração elétrica que se diferencia das fontes convencionais devido a dois importantes fatores: 1) característica aleatória da fonte de energia, o vento e 2) tecnologia utilizada nas turbinas eólicas atuais.

As principais diferenças existentes residem nos sentidos dos fluxos de potência elétrica em função do tipo de gerador utilizado, na inexistência de – ou reduzida – capacidade de regulação da potência elétrica entregue à rede elétrica e na eventual necessidade de mecanismos especiais de ligação e sincronismo com a rede elétrica.

A seguir são apresentadas as principais etapas na elaboração e execução do projeto elétrico de uma central eólica.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

O local de instalação deve ser caracterizado através de diversos parâmetros. Essas características são fundamentais para o desenvolvimento do projeto da central eólica e a integração desta na rede elétrica local. Os principais dados que devem ser obtidos para o local podem ser classificados em dois grandes grupos:

1. Caracterização do recurso eólico;
2. Caracterização da rede elétrica de conexão.

A caracterização do recurso eólico permite a elaboração do projeto elétrico otimizado onde os equipamentos serão projetados para operar nas condições locais.

A caracterização da rede elétrica, por sua vez, é fundamental para a definição dos parâmetros elétricos e na otimização da capacidade da central eólica. A rede elétrica local onde será conectada a central eólica (rede receptora) pode ser caracterizada basicamente através das seguintes grandezas:

- Potência de curto-circuito – S_{cc} ;
- Ângulo de impedância de curto-circuito – ψ_{cc} ;
- Nível e regulação da tensão no ponto de conexão – $U_n \pm \Delta U$;
- Características do(s) transformador(es) da subestação de interligação;
- Parâmetros característicos das linhas/cabos de transmissão;
- Distância do ponto de conexão à central eólica;
- Regime de neutro.

Para o projeto elétrico básico da central eólica são necessárias as informações sobre o nível de tensão de conexão, a distância à central eólica e a potência de curto-circuito da subestação principal de interligação da central eólica ou do seu ramal. Para avaliar o impacto na operação da rede e na qualidade de energia elétrica local são necessários todos os parâmetros citados.

Normalmente relaciona-se a potência da central eólica instalada (ou a instalar) com a potência de curto-circuito no local, sendo esta chamada de relação de curto-circuito, e definida pela equação:

$$r_{cc} = \frac{S_{cc}}{S_{centraleólica}} \quad (1)$$

onde r_{cc} é a relação de curto-circuito, $S_{centraleólica}$ é a potência aparente nominal da central eólica e S_{cc} é a potência de curto-circuito do ponto de interligação. É comum associar valores elevados da potência de curto-circuito e, conseqüentemente de r_{cc} , à denominação de “redes elétricas fortes”.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS

Os parâmetros elétricos relevantes das turbinas eólicas para a elaboração de um projeto elétrico estão também relacionados com a tecnologia usada e devem ser apresentados pelo fabricante da máquina ou determinados através de testes de certificação independentes.

É importante salientar que a maioria das turbinas eólicas existentes no mercado possui máquinas assíncronas como geradores elétricos. Isto significa que a potência ativa gerada a partir do vento é transmitida para a rede elétrica e, em contrapartida, uma parcela de energia reativa é demandada da rede para excitação do gerador elétrico.

Os principais parâmetros que caracterizam uma turbina eólica do ponto de vista elétrico são:

- Potência ativa nominal P_n (kW);
- Tensão nominal U_n (V);
- Demanda de energia reativa em função da potência ativa $Q=f(P)$;
- Sistema de compensação de energia reativa e estratégia de compensação;
- Demanda de reativo na potência nominal Q_n (kVAr);
- Demanda de reativo em vazio Q_0 (kVAr);
- Corrente nominal I_n (A);

- Potência máxima admissível P_{\max} (kW);
- Potência máxima instantânea P_{inst} (kW).

Os quatro primeiros parâmetros (sublinhados) são importantes para o projeto elétrico de uma central eólica e servem para caracterizar a interligação da central eólica à rede elétrica. O conjunto completo de parâmetros indicados acima é relevante para a análise da qualidade da energia elétrica entregue no ponto de conexão.

A análise da potência máxima de projeto de uma central eólica e o conseqüente dimensionamento dos equipamentos de interligação, elevação de tensão e de proteção são realizados em função das potências máximas especificadas para cada tipo/modelo de turbina eólica.

A caracterização do fluxo de potência reativa é essencial para a determinação da potência máxima na rede elétrica e, através da simulação da operação da central eólica, para a determinação dos níveis máximos e mínimos de tensão alcançados durante a operação da central em regime permanente. Conseqüentemente, o dimensionamento do sistema de compensação de energia reativa torna-se fundamental para definir a potência elétrica nos condutores e transformadores e verificar o perfil de tensões da rede local.

4.3 DIMENSIONAMENTO PRINCIPAL

4.3.1 POTÊNCIA E CORRENTE DE PROJETO

A potência elétrica aparente de projeto é definida como sendo a soma complexa da potência ativa máxima admissível e a respectiva demanda de potência reativa, quando não compensada localmente na sua integridade. Assim, a potência aparente de projeto S_{projeto} é encontrada através da equação abaixo

$$S_{\text{projeto}} = f \cdot \sqrt{(P_{\max})^2 + (Q_{\max})^2} \quad (2)$$

onde f é um fator de segurança (somente aplicável nos casos onde os valores máximos admissíveis de potência para as turbinas eólicas não tenham sido fornecidos pelo fabricante. Este fator pode ser estimado através da Tabela 1:

Tipo de tecnologia usada	f
Regulação de potência por estol (“stall”)	1,1-1,2
Regulação de potência por variação do ângulo de passo das pás (“pitch”) ¹	1,05-1,3
Regulação através de sistemas de controle e eletrônicos de potência integrados ²	1,0

Tabela 1. Coeficiente de segurança para diferentes tecnologias de turbinas eólicas.

Em seguida pode-se calcular a corrente elétrica de projeto através da equação

$$I_{projeto} = \frac{S_{projeto}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (3)$$

Onde $I_{projeto}$ é a corrente nominal de projeto, U_n é a tensão nominal nos terminais da turbina eólica e $S_{projeto}$ é a potência elétrica aparente de projeto calculada com a equação (2).

A corrente nominal de projeto é usada para especificar a seção mínima dos cabos elétricos de conexão da turbina eólica à subestação bem como a corrente mínima do lado secundário do transformador. Este parâmetro é também conhecido como limite térmico do projeto.

A corrente elétrica de projeto de uma central eólica, no ponto de conexão, depende da tensão nominal na conexão, do número de turbinas eólicas e da corrente de projeto das turbinas eólicas no interior do parque. Assim sendo, a corrente de projeto pode ser especificada como apresentada na equação seguinte

$$I_{projeto\ conexão} = \sum_{i=1}^{N_{t.e.}} \frac{I_{projeto,i}}{RT_i} \quad (4)$$

Onde $I_{projeto\ conexão}$ é a corrente elétrica de projeto do ramal de ligação, $I_{projeto,i}$ é a corrente de projeto da turbina eólica i calculada a partir da equação (3), RT_i é a relação de transformação do transformador da turbina eólica i e $N_{t.e.}$ é o número total de turbinas eólicas na central eólica.

¹ É importante observar que turbinas eólicas com regulação por *pitch*, sem mecanismos de controle dos picos de potência, podem ser dinamicamente mais prejudiciais para a rede que as turbinas controladas por *stall*, porque as oscilações mais representativas são introduzidas na proximidade da potência nominal onde o controle de potência está em funcionamento contínuo.

² Neste caso a potência máxima será limitada pelo sistema de controle, sendo fundamental o conhecimento das características do sistema de controle e eletrônicos de potência.

Caso seja usado um transformador elevador de tensão na subestação da central eólica, a corrente elétrica no lado secundário do mesmo é necessariamente proporcional à relação de transformação deste.

O dimensionamento elétrico realizado com as grandezas de projeto apresentadas nas equações (2) a (4) representam uma abordagem relativamente conservadora. Para alguns locais específicos pode ser mais vantajoso, do ponto de vista econômico, realizar a especificação do ramal de ligação e do transformador da subestação com uma potência inferior à potência nominal instalada no parque. Este procedimento, entretanto, requer a utilização de sistemas de supervisão e controle central para a central eólica. Este controlador central deverá monitorar a produção de energia eólica total e, se necessário, diminuir a geração da central eólica para respeitar os limites térmicos do ramal e/ou transformador instalados.

Normalmente, esta metodologia alternativa de projeto justifica-se para locais com regimes de vento fracos a médios, tendo em conta a curva de distribuição da potência de uma central eólica (Figura 1), onde a percentagem do tempo de operação à potência nominal é consideravelmente baixa.

A Figura 1 mostra em (a) a curva de probabilidade de ocorrência de velocidade de vento para um local onde a distribuição estatística de Weibull tem os seguintes parâmetros: $k=2$ e $c=8\text{m/s}$; em (b) a curva de potência típica de uma turbina eólica de 500kW e em (c) a curva de distribuição de potência de uma central eólica hipotética constituída de 10 turbinas eólicas de 500kW. Pode-se observar que apesar da potência nominal da central eólica ser 5MW em 70% do tempo a potência total gerada fica a baixo de 2MW. Isto significa que se pode reduzir o custo de conexão elétrica de uma central eólica em detrimento dos picos de geração.

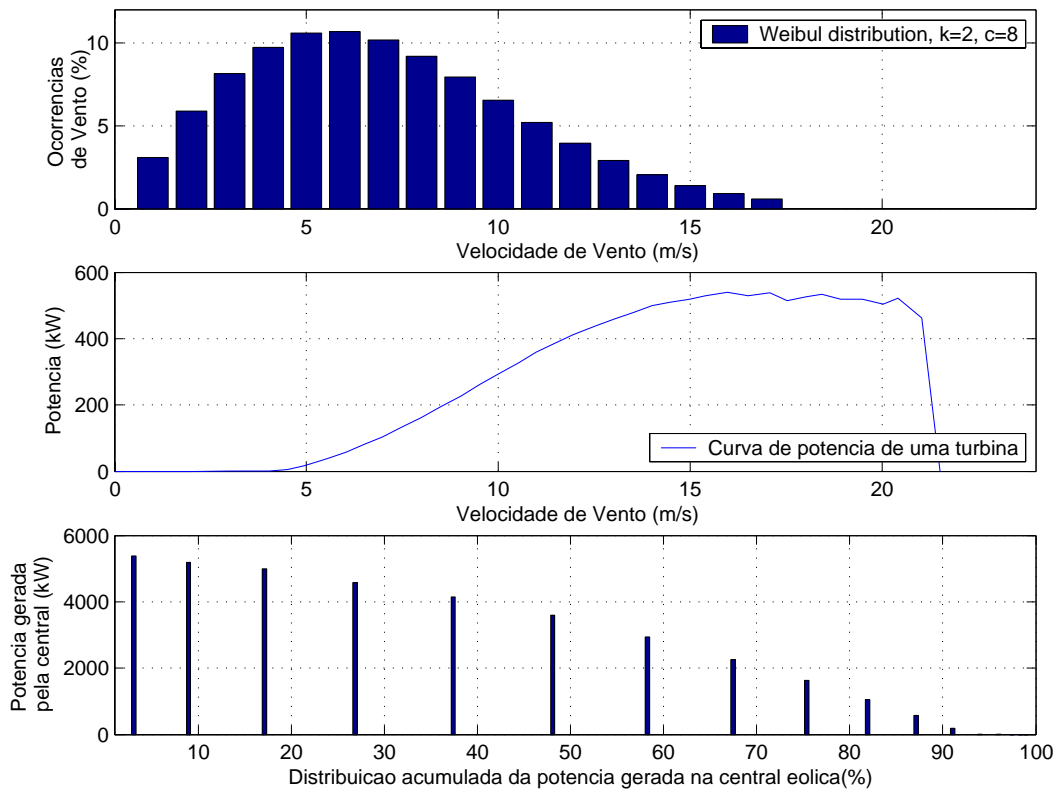


Figura 1. Curva de distribuição de potência de uma central eólica com potência nominal de 5MW (10 x 500kW).

A decisão sobre os critérios de dimensionamento depende fundamentalmente da análise econômica dos diferentes cenários, isto é, análises que levem em consideração a característica do vento do local, o custo de não geração de energia em algumas horas do ano e o custo de instalação de um transformador central com a potência nominal da central eólica.

4.4 SISTEMAS DE PROTEÇÃO

O projeto elétrico das turbinas eólicas deve incluir uma análise das proteções elétricas. Estas proteções incluem:

- Sobre e sub-tensão;
- Curto-circuito;
- Sobre e sub-freqüência.
- Pára-raios.

4.4.1 SOBRE E SUB-TENSÃO

Todas as turbinas eólicas comerciais são fornecidas com um sistema de controle que supervisiona e controla os parâmetros operacionais da máquina, o que inclui as proteções e a gestão do sistema individual de compensação de energia reativa.

No sistema de controle é possível especificar condições de desligamento por sobre ou sub-tensão. A Tabela 2 apresenta os parâmetros de regulação convencionais relativos às proteções especificadas nos sistemas de controle das turbinas eólicas.

Parâmetro	Nível de acionamento (p.u)	Tempo de integração (segundos)
Sub-tensão	0,90	60
Sobre-tensão nível 1	1,10	60
Desligamento dos capacitores	1,06	---
Sobre-tensão nível 2	1,20	0,2

Tabela 2. Valores convencionais de acionamentos das proteções para sobre e sub-tensões em sistemas de controle de turbinas eólicas .

O desligamento do banco de capacitores tem como objetivo evitar o desligamento da turbina por sobre-tensão nível 1, pois o desligamento dos capacitores força o aumento no fluxo de potência reativa proveniente do concessionário, provocando a queda de tensão na linha elétrica e reduzindo o nível de tensão nos terminais da turbina eólica.

4.4.2 CURTO-CIRCUITO - SOBRE-CORRENTE

Tanto a operação de partida como a operação contínua da turbina eólica pode, em algumas circunstâncias, ocasionar correntes acima da corrente nominal. A análise das correntes máximas que normalmente ocorrem na operação de turbinas eólicas é apresentada a seguir.

Como esperado, a ligação de uma turbina eólica à rede elétrica tem um impacto diferente que depende da sua tecnologia construtiva e operativa (podendo se apresentar de duas formas distintas: turbinas diretamente conectadas à rede e turbinas com conversores de frequência).

As Turbinas conectadas diretamente à rede possuem, em geral, um sistema de limitação de corrente denominado "soft-starter", que limita a corrente em até 3 vezes a corrente nominal. Sem este sistema, os geradores assíncronos, durante a conexão, poderiam apresentar correntes similares as correntes de partida dos motores convencionais, que podem atingir valores de até 13 vezes a corrente nominal.

Para turbinas eólicas com conversores de frequência, a corrente de ligação é controlada pelo sistema de controle e apresentam, em condições normais, valores consideravelmente baixos. Ainda assim, na ausência de informações detalhadas por parte dos fabricantes, é recomendável que se aplique para o projeto de instalação de turbinas eólicas deste tipo um fator de segurança idêntico às turbinas com ligação através de “soft- starter”.

Assim, em ambos os casos, a máxima corrente durante a partida de uma turbina eólica pode ser calculada com a expressão:

$$I_{\text{máximo-partida}} = k_i \cdot I_{n,i} \quad (5)$$

onde k_i é o fator de máxima corrente acima da corrente nominal I_n para a i -ésima turbina durante a partida (quando não fornecido pelo fabricante, pode ser estimado através do fator $k_{v,i}(\psi_{cc})$, fator de afundamento de tensão momentâneo durante a partida). Esta corrente deve ser calculada para todas as turbinas da central eólica, pois considera-se muito difícil que duas turbinas eólicas executem a ligação à rede ao mesmo tempo. Desta maneira, a soma das correntes máximas não é aplicada.

Durante a operação contínua das turbinas eólicas, a potência máxima medida em intervalos de 0,2s é usada para analisar a máxima corrente. Nesse caso, assumindo a distribuição espacial das turbinas eólicas, existe um fator de compensação que reflete a potência de várias turbinas na central eólica [IEC61400-21].

$$P_{0,2-c} = \sum_{i=1}^{N_{t,e}} P_{n,i} + \sqrt{(P_{0,2,i} - P_{n,i})^2} \quad (6)$$

$$Q_{0,2-c} = \sum_{i=1}^{N_{t,e}} Q_{n,i} + \sqrt{(Q_{0,2,i} - Q_{n,i})^2} \quad (7)$$

$$I_{\text{max-c}} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot \sqrt{P_{0,2-c}^2 + Q_{0,2-c}^2} \quad (8)$$

Onde o subscrito “c” indica operação contínua e 0,2 indica a potência máxima medida em 0,2 segundos (parâmetros fornecidos pelo fabricante).

As constantes de tempo das proteções de sobre-corrente no ponto de conexão devem ser reguladas para valores elevados, pois durante a operação contínua das turbinas existem picos de potência que podem facilmente chegar a 60% em valores instantâneos (mesmo que em média estejam dentro de parâmetros especificados pelos fabricantes). Estes são normalmente filtrados pelos transformadores da central eólica, por isso não representam conseqüências negativas para a rede local.

4.4.3 SOBRE-FREQÜÊNCIA E SUB-FREQÜÊNCIA.

Considerando que turbinas eólicas diretamente conectadas, têm a velocidade de rotação sincronizada pela freqüência da rede elétrica – sendo assim máquinas passivas, sem qualquer capacidade de regulação de freqüência – existe a necessidade de incluir proteções de salvaguarda da própria turbina com relação a ocorrências de altas e baixas freqüências.

Normalmente o sistema de controle de turbinas eólicas comerciais possui parâmetros ajustáveis para desligamento, caso a freqüência esteja fora dos valores normais de operação, o que representa uma tolerância de +1Hz e -3Hz [Tande, 2001].

Em locais isolados, com a combinação de sistemas híbridos de energia e redes relativamente fracas com grande contribuição de energia eólica, a freqüência da rede elétrica pode ser bastante afetada pela geração eólica.

4.4.4 PÁRA-RAIOS.

Os pára-raios são instalados nos terminais de média tensão dos transformadores para evitar que sobre tensões transitórias vindas da rede sejam transferidas para as turbinas eólicas.

O sistema de controle também possui um sistema de pára-raios, para evitar maiores danos aos equipamentos eletrônicos instalados.

Recentemente, face ao elevado número de descargas elétricas sofridas pelas pás das turbinas eólicas, alguns fabricantes incluem um sistema de pára-raios internos nas pás.

4.5 ATERRAMENTO DO TRANSFORMADOR ELEVADOR

É imperativo que um dos lados do transformador elevador seja conectado em delta, eliminando assim a circulação de corrente de seqüência zero, pois alguns fabricantes conectam os geradores em delta ou em estrela não aterrado, evitando a circulação de corrente de curto-circuito monofásica pelo gerador.

Apesar de não aterrar o neutro do gerador, um sistema de terra deve ser feito para o neutro do transformador, bem como para os pára-raios, para o sistema de controle e para a proteção de toque dos componentes metálicos da turbina eólica.

O aterramento deve seguir as recomendações de norma. Normalmente, utilizam-se as ferragens da fundação da turbina eólica para melhorar o aterramento.

5 IMPACTO DE CENTRAIS EÓLICAS NA QUALIDADE DE ENERGIA

A variabilidade do vento, aliada a outros fatores dinâmicos das turbinas eólicas, pode ocasionar, em algumas circunstâncias, distúrbios nos padrões de qualidade da rede elétrica local.

Variações cíclicas diárias do vento são apontadas como a causa principal das variações lentas de tensão, também chamadas variações estáticas da tensão.

As variações da velocidade do vento em escalas de tempo de milissegundos a minutos, também chamadas de turbulência atmosférica, aliadas à aspectos dinâmicos estruturais das turbinas eólicas são responsáveis pelas variações dinâmicas de tensão, normalmente contabilizadas através do fenômeno de cintilação (*flicker*³).

Neste contexto, os parâmetros apresentados no capítulo anterior, referentes às turbinas eólicas e à caracterização do local (recurso eólico e características da rede) devem ser ampliados e devidamente especificados na perspectiva da avaliação da qualidade da energia.

A caracterização do potencial eólico permite conhecer as variações lentas da tensão e averiguar a eventual necessidade de instalação de transformadores com regulação em carga.

Os parâmetros de caracterização da rede elétrica local – potência de curto-circuito e o ângulo da rede no ponto de ligação – devem ser medidos ou estimados de maneira adequada para a correta definição do impacto da potência eólica no perfil da tensão na rede elétrica local.

O valor da potência de curto-circuito irá definir o melhor tipo de análise a ser conduzida. Através da relação de curto-circuito é possível indicar as análises relevantes para a integração das centrais eólicas conforme apresentado na Tabela 3.

³ Flicker é um termo de origem inglesa, que é usado para indicar flutuações de tensão visíveis a olho nu, ele também é chamado de cintilação de tensão. Flicker pode ser entendido como uma média ponderada das variações de tensão em frequências da ordem de 0 a 10Hz.

Relação de curto-circuito	Análises fundamentais
$r_{cc} \geq 20$	Perfil de tensão no ramal. Obs.: não deverão existir problemas de conexão elétrica
$10 \geq r_{cc} < 20$	Análise estática do nível de tensão no ramal de ligação e no ramal de distribuição que serve a central eólica. Obs.: podem ser necessárias análises dinâmicas da tensão.
$r_{cc} < 10$	Análises dinâmicas da tensão nos ramais.

Tabela 3. Relação de análises que devem ser realizadas em função de diferentes condições de redes elétricas [Estanqueiro, 2001].

Deve-se ressaltar que as análises sugeridas na Tabela 3, são usadas para centrais eólicas de dimensões pequenas ou médias, tipicamente até 50 MW, e/ou turbinas isoladas. No caso de estudos da conexão de uma grande central eólica à rede elétrica, este deve, necessariamente, incluir uma análise dinâmica detalhada do sistema elétrico de potência.

O ângulo da impedância característica (ângulo de curto-circuito) influencia o nível de variação de tensão. Redes elétricas de distribuição têm uma característica notadamente resistiva, levando a ângulos reduzidos; sendo comum encontrar valores próximos a 50°. Nestes casos, a injeção de potência eleva a tensão no local.

5.1 AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO EM REGIME ESTACIONÁRIO

Também conhecido como variações lentas da tensão, dependem basicamente da potência de curto-circuito da rede elétrica no local de conexão e do ângulo da impedância característica da rede elétrica.

Para um local onde a potência de curto-circuito é baixa, por exemplo um local onde a impedância característica é grande, os efeitos da injeção de potência eólica podem ser representativos ou impeditivos da conexão da central.

Para avaliar o impacto da ligação da central eólica no nível de tensão da rede local, torna-se importante caracterizar o ângulo da impedância da rede. Na maioria dos locais com $X/R \gg 1$, o efeito da injeção de energia eólica dependerá do balanço entre os fluxos de potência ativa e reativa no ramal (ver Anexo B).

O nível de tensão no ponto de conexão da central eólica pode, de uma maneira analítica, ser estimada através da equação

$$|U_{ce}| = \sqrt{\frac{U^2 + 2 \cdot (R \cdot P + Q \cdot X) + \sqrt{U^4 + 4 \cdot (R \cdot P + Q \cdot X) \cdot U^2 - 4 \cdot (X \cdot P + R \cdot Q)^2}}{2}} \quad (9)$$

Onde P representa a potência ativa gerada pela central eólica e Q é a potência reativa demandada pela central eólica, considerando a seguinte convenção de sinais:

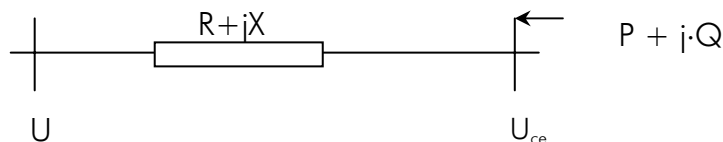


Figura 2. Diagrama unifilar esquemático de conexão de centrais eólicas.

Na Figura 2, U é a tensão nominal de representação do sistema elétrico de potência, $R+jX$ é a impedância característica no ponto de conexão da central eólica e U_{ce} é a tensão no ponto de conexão da central eólica.

Convém, neste momento, realçar as convenções de sinais para o fluxo de potência no ponto de conexão da central eólica. A Tabela 4 apresenta um sumário da convenção de sinais para centrais eólicas como especificado em [Estanqueiro et. al, 1997].

Potência ativa	Potência reativa	Fator de potência
$P > 0$ (entrega à rede)	$Q > 0$ (entrega à rede)	capacitivo ($0 < \varphi < 90$)
$P > 0$ (entrega à rede)	$Q < 0$ (consumo da rede)	Indutivo ($270 < \varphi < 360$)
$P < 0$ (consumo da rede)	$Q > 0$ (entrega à rede)	Capacitivo ($90 < \varphi < 180$)
$P < 0$ (consumo da rede)	$Q < 0$ (consumo da rede)	Indutivo ($180 < \varphi < 270$)

Tabela 4. Convenção de fluxo de potências de acordo com a convenção da potência injetada no barramento: $P_{injet.} = P_{gerada} - P_{consumida}$.

O aumento de tensão em termos percentuais pode ser calculado como:

$$\Delta U_{ce} = \frac{|U_{ce}| - |U|}{|U|} \cdot 100 \quad (10)$$

O ângulo da impedância característica é definido como:

$$\tan(\psi_{cc}) = \frac{X}{R} \quad (11)$$

e a relação de curto-circuito:

$$r_{cc} = \frac{S_{cc}}{S} = \frac{U^2}{\sqrt{R^2 + X^2}} \cdot \frac{1}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (12)$$

Normalmente, a variação de tensão pode ser aproximada pela seguinte equação:

$$\Delta U_{ce} \approx \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2} \cdot 100 \quad (13)$$

para relações de curto-circuito elevadas a aproximação apresentada na equação (13) é válida, muito embora, para relações baixas utiliza-se a equação detalhada (9).

Em alguns casos específicos, sobretudo quando a potência de curto-circuito é baixa, é importante observar o perfil da tensão no ramal de ligação, tomando em consideração as cargas instaladas ao longo da linha de distribuição, dado o seu efeito “estabilizador” na rede local. Para tal, deve-se recorrer a modelos de fluxo de potência (ou fluxo de carga) a fim de avaliar os valores da tensão na rede para cada cenário possível de operação das cargas e da central eólica.

A seguir é mostrado um exemplo de utilização de um programa de fluxo de carga para calcular os perfis de tensão na rede local. No exemplo, considera-se uma rede elétrica simples como apresentada na Figura 3.

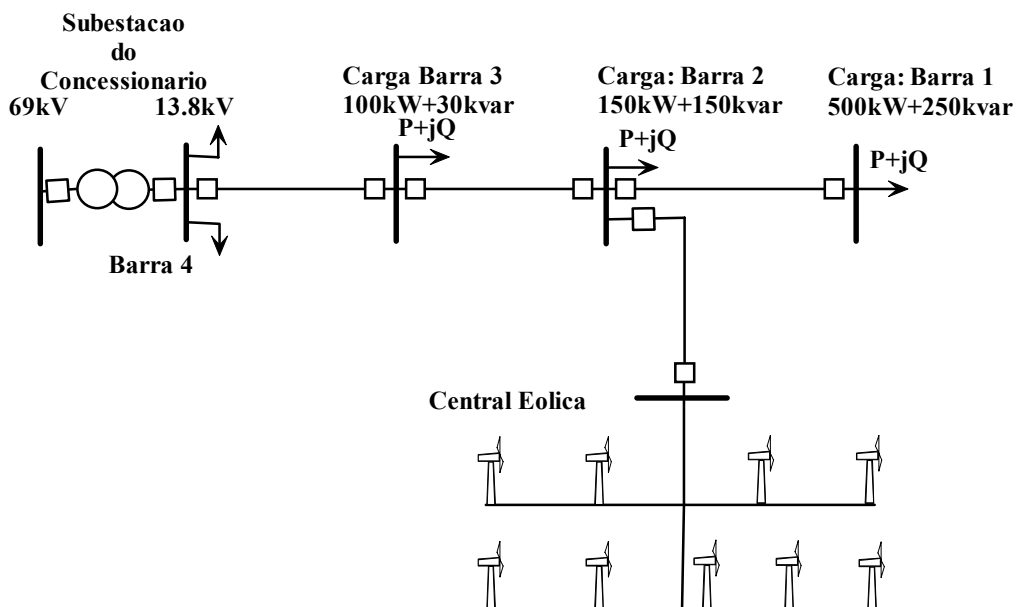


Figura 3. Exemplo de um diagrama unifilar de uma instalação de uma central eólica.

Considerando uma série temporal de vento para o local da instalação da central eólica e a curva de potência e demanda de reativo da central eólica conforme mostrado na Figura 4 pode-se determinar o fluxo de potência ativa e reativa da central eólica ao longo do tempo.

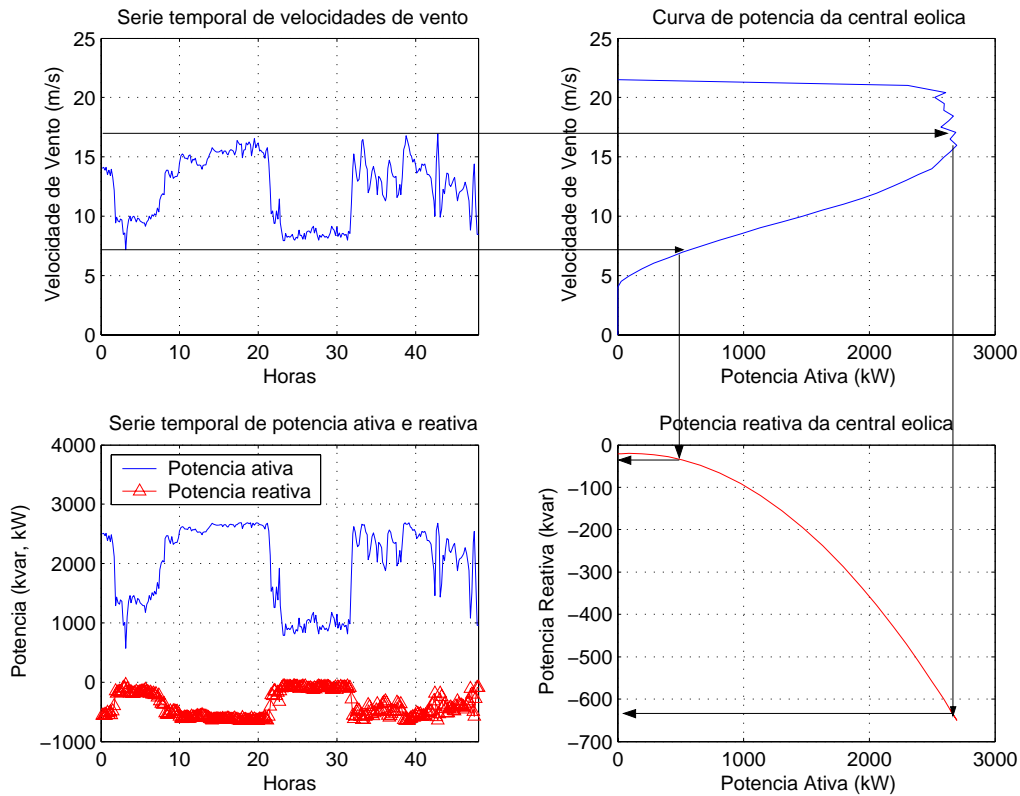


Figura 4. Determinação do fluxo de potência de uma central eólica de 2,5MW.

Em seguida, utilizando um programa de fluxo de carga, é possível computar a tensão ao longo do ramal de distribuição. Na Figura 5 são apresentados os níveis de tensão na central eólica, na subestação e na carga instalada entre a subestação e a central eólica para um ângulo de curto-circuito de 30 graus. A tensão nessas condições se eleva durante a operação das turbinas devido à compensação local de potência reativa e às características da linha elétrica.

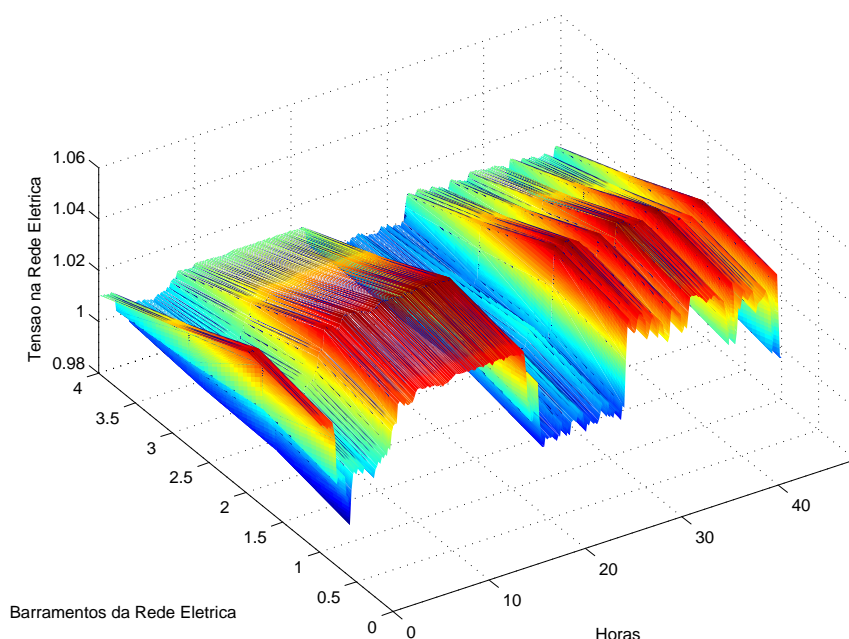


Figura 5. Tensão ao longo do ramal de distribuição onde se encontra instalada a central eólica.

O caso apresentado acima não leva em consideração a variação das cargas locais ao longo dos dias. A potência de curto-circuito no local de instalação da central eólica é de 47 MVA.

No caso da disponibilidade dos perfis de carga no ramal (ou da existência estimativas confiáveis), é importante a realização de simulações dos perfis de tensão ao longo da linha de distribuição, usando programas de fluxo de potência para verificar conformidade com os níveis de segurança da rede.

Em casos onde a simulação da tensão na rede local indique como resultado, perfis de tensão fora dos padrões estabelecidos pelo operador da rede elétrica local, deverão ser consideradas ações como:

- Instalação de transformadores com regulação em carga;
- Instalação de bancos de capacitores variáveis e controláveis;
- Reajuste das tomadas (taps) dos transformadores instalados;
- Ajuste da potência reativa fornecida localmente;
- Reforço da rede elétrica;
- Desligamento das centrais eólicas em condições especiais.

5.2 AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO EM REGIME DINÂMICO

Na análise dinâmica, o principal parâmetro a ser analisado é a evolução dinâmica da tensão (análise temporal). Para tal, o modelo de vento, o modelo das máquinas eólicas, e o modelo da rede elétrica, devem ser gerados em escalas de tempo compatíveis com a da análise.

No modelo de vento deverão ser incluídos: o efeito da turbulência atmosférica, a interferência da torre no fluxo de vento incidente no rotor e o efeito do gradiente vertical de velocidade de vento.

O modelo das máquinas eólicas deverá incluir todos os componentes da turbina, desde o rotor até o gerador elétrico. Deve-se incluir, também, o modelo dinâmico do sistema de controle e de suas principais ações.

Os resultados deste tipo de análise serão utilizados para garantir que, ainda na fase de projeto, a emissão de flicker e/ou dos componentes harmônicas a partir da central eólica, estarão dentro de limites de segurança estabelecidos.

Os principais parâmetros elétricos e os indicadores de qualidade de energia descritos na norma IEC – 61400-21 são agrupados segundo as suas aplicações. O primeiro grupo diz respeito à determinação dos valores de projeto dos equipamentos de serviço (transformadores, cabos, proteções) e análises das variações lentas de tensão; podendo ser utilizado para análises econômicas. Os principais parâmetros descritos são:

- Potência nominal P_n (kW);
- Velocidade de vento para a potência nominal v_n (m/s);
- Potência aparente nominal S_n (kVA);
- Demanda de potência reativa à potência nominal Q_n (kVAr);
- Demanda de potência reativa em vazio Q_0 (kVAr);
- Corrente nominal I_n (A);
- Tensão nominal U_n (V);
- Potência máxima admissível P_{max} (kW);
- Potência máxima em 10min P_{10} (kW);
- Potência máxima admissível em 0,2s $P_{0,2}$ (kW);
- Demanda de energia reativa em função da potência ativa (kVAr);
- Sistema de compensação de energia reativa e estratégia de compensação;
- Curva de potência da turbina eólica.

○ fluxo de potência reativa é importante para a determinação da potência máxima que flui na rede elétrica e, através da simulação da rede local, para a determinação dos níveis máximos e mínimos de tensão alcançados durante a operação contínua das turbinas eólicas.

○ sistema local de compensação de energia reativa, sua estratégia de operação e as séries temporais de velocidade de vento são importantes para determinação dos níveis de tensão no ponto de conexão em diferentes condições da rede elétrica.

○ segundo grupo de parâmetros está relacionado às variações dinâmicas de tensão. São utilizados para avaliar e verificar a qualidade de energia após a conexão das turbinas eólicas. Os principais parâmetros descritos neste grupo são:

- Coeficiente de emissão de flicker em operação contínua e operação de chaveamento;
- Coeficiente de afundamento de tensão devido a operação de chaveamento;
- Correntes harmônicas durante operação contínua⁴.

Os parâmetros de emissão de flicker são medidos em testes de certificação. Estes valores são fornecidos para diferentes ângulos de impedâncias características das redes elétricas e para diferentes velocidades médias de vento.

De acordo com a norma, este fator é normalizado de forma relativa à potência de curto-circuito, o que possibilita o cálculo da emissão de flicker a partir de uma única turbina eólica, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\Psi_{cc}, v_a) \cdot \frac{S_n}{S_{cc}} \quad (14)$$

onde P_{st} representa o flicker emitido por uma turbina eólica para períodos curtos de tempo, P_{lt} é o flicker emitido em períodos de tempo longos, $c(\Psi_{cc}, v_a)$ é o coeficiente de emissão de flicker fornecido pelo fabricante, Ψ_{cc} é o ângulo característico da rede elétrica (fornecido pelo concessionário ou estimado), v_a é a velocidade média anual de vento (medida no local), S_n é a potência nominal da turbina eólica e S_{cc} é a potência de curto-circuito no ponto de conexão.

○ termo de emissão de flicker de uma única turbina eólica durante operação de mudança de gerador e partida das mesmas, deve ser especificado como segue nas equações abaixo:

⁴ Essa característica é importante para turbinas eólicas com conversores eletrônicos de potência, os quais podem eventualmente gerar componentes harmônicas. No caso de turbinas com conexão direta esse parâmetro é irrelevante.

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0.31} \cdot k_f(\Psi_{cc}) \cdot \frac{S_n}{S_{cc}} \quad (15)$$

$$P_{lt} = 8 \cdot N_{120}^{0.31} \cdot k_f(\Psi_{cc}) \cdot \frac{S_n}{S_{cc}} \quad (16)$$

onde P_{st} é o flicker emitido por uma turbina eólica em tempo curto (10 minutos), P_{lt} é o flicker emitido em tempo longo (120 minutos), $k_f(\Psi_{cc})$ é o coeficiente de emissão de flicker fornecido pelo fabricante, Ψ_{cc} é o ângulo característico da rede elétrica (fornecido pelo concessionário), S_n é a potência nominal da turbina eólica e S_{cc} é a potência de curto-circuito no ponto de conexão, N_{10} e N_{120} são os números máximos de chaveamento permitidos pelo sistema de controle em 10 e 120 minutos respectivamente.

No caso de várias turbinas eólicas, o parâmetro de emissão contínua de flicker da central eólica pode ser representado por:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_{cc}} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{t.e.}} (c_i(\Psi_{cc}, v_a) \cdot S_{n,i})^2} \quad (17)$$

Onde i se refere à i -ésima turbina eólica da central eólica e $N_{t.e.}$ é o número total de turbinas eólicas, os outros fatores são os mesmos definidos anteriormente.

O termo de emissão de flicker de várias turbinas durante as operações de mudança de gerador e partida das mesmas, deve ser especificado como segue nas equações abaixo:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_{cc}} \cdot \left(\sqrt{\sum_{i=1}^{N_{t.e.}} N_{10} \cdot (k_{f,i}(\Psi_{cc}) \cdot S_{n,i})^{3,2}} \right)^{0,31} \quad (18)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_{cc}} \cdot \left(\sqrt{\sum_{i=1}^{N_{t.e.}} N_{120} \cdot (k_{f,i}(\Psi_{cc}) \cdot S_{n,i})^{3,2}} \right)^{0,31} \quad (19)$$

Nas equações (18) e (19) a notação é a mesma utilizada para as expressões (15) e (16) de emissão contínua de flicker.

A variação de tensão relativa, devido à conexão de uma turbina eólica, pode ser estimada aplicando a seguinte expressão:

$$d = 100 \cdot k_U(\Psi_{cc}) \cdot \frac{S_n}{S_{cc}} \quad (20)$$

onde d é o afundamento de tensão em %, $k_U(\Psi_{cc})$ é o fator de variação da tensão da turbina eólica, fornecido pelo fabricante para os ângulos da impedância característica da rede elétrica.

As grandezas referidas anteriormente, k_v , k_f e c , são fornecidas pelo fabricante para os ângulos 30, 50, 70 e 85 graus. Quando o ângulo da impedância característica da rede elétrica do local de instalação for diferente dos apresentados na tabela, dever-se-á aplicar uma interpolação linear entre os dois valores mais próximos.

Para obtenção de certificado para qualidade de energia, as turbinas eólicas devem apresentar as contribuições de corrente da 2ª à quinquagésima harmônica.

De acordo com [IEC61000-3-6], o nível de componente harmônica em função da corrente nominal é definido como:

$$I_{h\Sigma} = \beta \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{t,e}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^2} \quad (21)$$

Onde $N_{t,e}$ é o número de turbinas eólicas da central eólica, $I_{h\Sigma}$ é a h-ésima distorção harmônica de corrente, n_i é a relação do transformador da i-ésima turbina eólica e β o expoente dado na Tabela 5.

Ordem harmônica	β
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2,0

Tabela 5. coeficiente β para cálculo da contribuição harmônica por várias turbinas eólicas

A equação (21) não leva em consideração o uso de transformadores não convencionais, isto é, (transformadores com operação vetorial que cancelem determinadas componentes harmônicas). Este método não se aplica a centrais eólicas com turbinas iguais e que usem conversores linha comutados (“line commuted”). Neste caso, o fator β deve ser igual a 1 para todas as componentes harmônicas, não sendo válida a abordagem proposta na tabela 5.

No Anexo D, encontra-se um exemplo de tabela dos dados necessários para os testes de certificação de turbinas eólicas.

5.3 AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO EM REGIME TRANSITÓRIO

A avaliação da operação em regime transitório define-se como a avaliação dos efeitos e a operação integrada das turbinas eólicas e do sistema elétrico durante e após as operações de chaveamento; sujeitas às variações bruscas nas suas condições operacionais. As variações bruscas das condições operacionais mais relevantes são apresentadas nos tópicos a seguir.

5.3.1 OPERAÇÃO DURANTE E APÓS OS CURTOS-CIRCUITOS

Depois de isolado o curto-circuito em uma parte do sistema elétrico, as turbinas eólicas e seus transformadores contribuem com um impulso de corrente quando o nível de tensão retorna. Este efeito é associado principalmente ao fenômeno de excitação dos mesmos e pode ser comparado a corrente de partida das turbinas (“*in-rush*”), porém, neste momento não é possível o uso de “*soft-starters*”.

A magnitude desta corrente depende de vários fatores, a destacar:

- o nível de tensão durante a falta nos terminais da turbina eólica – *a excitação das máquinas elétricas depende desta grandeza;*
- a inércia das turbinas eólicas – *quantifica a suavidade que a energia cinética armazenada durante o curto-circuito será transmitida ao sistema;*
- nível de potência durante o curto-circuito – *informa a quantidade de energia armazenada nas turbinas durante o curto-circuito.*

Os principais fatores que deverão ser assegurados nesta análise são: a garantia que os relês de sobrecorrente não irão atuar durante os curtos-circuitos e que, em condições críticas, as turbinas não perderão a estabilidade de torque. No caso de turbinas diretamente conectadas com geradores assíncronos, deve ser assegurado, ainda, o desligamento imediato dos bancos capacitores, evitando que as turbinas venham a sofrer o fenômeno de auto-excitação; uma vez que os geradores de indução contribuem para a potência de curto-circuito durante os períodos transitórios e sub-transitórios, pois na ausência de tensão não dispõe de excitação.

As análises devem ser conduzidas com ambos os modelos dinâmicos: das máquinas eólicas e da rede elétrica. Os modelos devem permitir, pelo menos, análises de curtos-circuitos trifásicos. Em algumas situações será importante a análise de curto-circuito monofásico, especialmente em locais onde existem um elevado índice de ocorrência dos mesmos. Curtos monofásicos ocasionam o desequilíbrio de fases e nesses casos as máquinas eólicas podem sofrer torques cíclicos.

Tendo em vista o tempo de duração destas grandezas, para os estudos em questão, é possível o uso de um modelo simplificado para o vento (que não inclui a turbulência), muito embora, é fundamental o uso de um modelo apropriado para representar as dinâmicas do conjunto rotor-gerador das turbinas eólicas, bem como os elementos do sistema de potência.

Desta maneira, são escolhidos e simulados casos apropriados de curtos-circuitos na rede elétrica. É prática a simulação de curtos-circuitos sustentados em tempos de 50 milissegundos ou mais, a depender das exigências da rede elétrica [Estanqueiro at. Al., 1991], ou quando as turbinas eólicas estão funcionando na potência nominal; condição crítica em alguns casos. A escolha dos casos e a definição dos

tempos devem ser avaliadas para cada configuração de subestação e central eólica.

5.3.2 OPERAÇÃO DE PARTIDA, TROCA DE GERADORES E CONEXÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

A entrada em operação de turbinas eólicas bem como o processo de mudança de geradores e a conexão de capacitores são eventos que instantaneamente demandam uma corrente elevada, o que pode se tornar crítico em ventos fortes.

As correntes instantâneas durante estes eventos podem ser simuladas em programas dinâmicos. Os modelos dinâmicos, para estes estudos, podem ser simplificados de maneira similar ao caso anterior; levando em consideração que o mais importante é a correta representação da dinâmica das turbinas eólicas no sistema elétrico.

5.3.3 DESLIGAMENTOS EM VENTOS DE ALTA VELOCIDADE.

O desligamento de turbinas eólicas em ventos fortes, é uma condição extremamente crítica, pois nestes momentos a potência gerada pelas turbinas é próxima da nominal e um desligamento pode ocasionar uma mudança repentina de fluxo de corrente nas subestações do concessionário utilitário. Este evento, do ponto de vista da subestação, pode ser analisado como a conexão instantânea de uma carga equivalente a potência gerada por cada uma das turbinas eólicas.

Dependendo da carga instalada no local e das condições da rede elétrica, essa condição pode representar um problema para a estabilidade do sistema. Este caso pode ser simulado com o uso de programas dinâmicos convencionais e modelos simplificados de turbinas eólicas.

Da mesma forma dos itens apresentados anteriormente, é sugerido o uso de um programa de análise dinâmica onde as turbinas apresentam um modelo simplificado com relação ao vento, mas que inclua a representação detalhada da dinâmica da máquina.

A não inclusão da turbulência no modelo do vento pode ter pequena influência nas grandezas elétricas simuladas. Muito embora, a turbulência possa ser modelada como um fenômeno estocástico, e a sua máxima magnitude possa ser aproximada a uma condição crítica (por exemplo, a variação brusca de vento de aproximadamente 40%, durante o curto-circuito ou operação de conexão). Esta condição pode ser simulada com o uso do modelo sugerido.

6 REFERÊNCIAS

- [1] IEC 61400-21 Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines (CDV) – (em português: Medição e avaliação das características da qualidade de energia de turbinas eólicas conectadas à rede)
- [2] IEC 61000-4-5 Electromagnetic Compatibility (EMC) – part 4: testing and measurement techniques – section 15: flickermeter – functional and design specifications – (em português: Compatibilidade eletromagnética parte 4: testes e técnicas de medição – seção 15: medidor de flicker – aspectos funcionais e especificações de projeto).
- [3] IEC 61000-3-6 Electromagnetic Compatibility (EMC) Limits for harmonic contributions – (em português: Compatibilidade eletromagnética).
- [4] Sørensen, P., (1995). Methods for Calculation of the Flicker Contributions from Wind Turbines, RISØ – I – 939(EN), December 1995, Roskilde – Dinamarca.
- [5] Tande, J., (2001). Retningslinjer for Nettilkobling av vindkraftverk (revidert utgave) - ("Normas para conexão elétrica de turbinas eólicas (edição revisada)"), SINTEF Energy Research Centre, Março de 2001, Trondheim – Noruega.
- [6] Guia técnico de instalação de produção independente de energia elétrica – Direcção Geral de Energia, 1990, Lisboa – Portugal.
- [7] Estanqueiro, A., (2001). Curso de integração de centrais eólica na rede elétrica, Centro Brasileiro de Energia Eólica, agosto 2001, Recife – PE, Brasil.
- [8] Elgerd, O. I. (1983). *Electric energy systems theory. An introduction*, Vol. 1, 2nd edition, McGraw-Hill Pub. Company, Toronto. p. 526.
- [9] Estanqueiro, A.I., (1997). Modelação Dinâmica de Parques Eólicos, Tese de Doutoramento, IST/Universidade Técnica de Lisboa, 1997, p.272

- [10] Estanqueiro, A. I., J. M. Ferreira de Jesus, e J.G. Saraiva (1991). *Integração de Conversores Eólicos no Sistema de Energia Elétrica*. In: European Wind Power Integration Study, Portuguese contribution, Relatório sub-contracto EDP, JOUR-0043-P, p. 120
- [11] Gerdes, G. e R. Hunter (Ed.s), (1996). Electrical Power quality measurement procedure. In: *European wind turbine standards - Vol. 7, Final Draft Joule II Programme Report*, contr. JOU2-CT93-0387, p. 52
- [12] Hatziaargyriou, N. D. Interactive analysis of distribution systems with dispersed aeolic generation. *Actas do 1º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planeamento e Exploração de Redes de Distribuição de Energia*, Artigo Nº 72.
- [13] Jensen, K. K. (1990). *Grid-connection of wind turbines and windfarms*. Research Association of Danish Electric Utilities (Ed.), Publ. DEFU-kkJ/bin/e339, p. 18.
- [14] Kristiansen, J. e J. C. Hansen (1993). Economically optimised design of wind farms. A. D. Garrad, W. Palz, S. Scheller, CEC (Ed.s), *Proceeding of 1993 ECWEC*, H. S. Stephens and Associates, Bedford, 751-754.
- [15] Larsson, A. (1995). *Existing data from power quality measurements performed at wind turbines*. Chalmers University of Technology, Report R-95-14. p. 11.
- [16] Margato, E. F. (1986). *Estabilidade transitória do gerador assíncrono. Modelo linear e saturado para simulação digital*. Tese de Mestrado, Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa. p. 118.
- [17] Margato, E. F. e J. M. Ferreira de Jesus (1985). Comportamento em regime transitório da máquina assíncrona funcionando como gerador. *Actas da ENDIEL'85*, 150-163.
- [18] McNerney, G. e R. Richardson (1992). The statistical smoothing of power delivered to utilities by multiple wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 7, Nº 4, 644-647.
- [19] Reis, F. A., A. I. Estanqueiro, R. M. Castro e J. M. Ferreira de Jesus (1995). Including a wind energy conversion system model in electromagnetic transients program. *Proceedings of the IPST'95*, 243-248.

- [20] Rogers, M. C. e W. E. Leithead (1993). Relationship of the controllability of power/ torque fluctuations in the drive-train to the wind. K. F. Pitcher (Ed.), *Proceedings of the 15th BWEA Conference*, MEP, Londres, 213-220.
- [21] Sep, N. V. (1990). Analysis of power-variations in the case large amounts of wind power. In: *European Wind Power Integration Study, Dutch contribution*, presented at E.C. 1990 Amsterdam contractors meeting. p. 9.
- [22] Sivasegaram, S. (1980). Transient behaviour of wind energy systems. *Wind Engineering*, 4, N° 2, 53-63.

ANEXO A. CARACTERÍSTICAS DE TURBINAS E CENTRAIS EÓLICAS

A seguir, são apresentados os principais parâmetros que caracterizam a energia gerada por centrais eólicas. Inicialmente, o tópico “A.1. Turbinas Eólicas” apresenta as principais características dos geradores individuais, em seguida, o tópico “A.2. Particularidades das Centrais Eólicas” apresenta as características do agrupamento das turbinas eólicas.

A.1. TURBINAS EÓLICAS

Do ponto de vista formal, uma turbina eólica é constituída unicamente pelo rotor – pás e respectiva ligação mecânica – de um sistema de conversão de energia do vento em energia elétrica. No entanto, a denominação anglo-saxônica “wind turbines” associa não só este componente básico, mas todo o sistema de conversão, desde as pás até à saída do gerador elétrico, incluindo mesmo os sistemas de conversão de frequência, quando existentes. Deste modo as turbinas eólicas são as unidades fundamentais de uma central eólica e podem ser associadas à noção de “grupo gerador” de uma central convencional. Cada unidade (turbina eólica) é composta, basicamente, por um gerador elétrico ligado ao rotor da turbina (o qual converte a energia cinética do vento em energia mecânica), um sistema de transmissão, um multiplicador de velocidades em sistemas convencionais, um sistema de controle, um sistema local de compensação de energia reativa, um transformador elevador e um sistema de proteção elétrica.

Existem duas formas fundamentais de conexão elétrica de turbinas eólicas: conexão direta e conexão através de conversores eletrônicos de frequência. Conexão direta caracteriza-se atualmente pelo uso de geradores assíncronos (máquinas de indução), multiplicador de velocidade e bancos de capacitores para excitação básica da máquina. As conexões com conversores eletrônicos de frequência, permitem uma ampla variação da velocidade no rotor, bem como uma regulação do fator de potência, podendo o gerador ser assíncrono ou síncrono.

Conexão direta se caracteriza como uma conexão rígida com a rede elétrica, pois somente uma reduzida variação na velocidade de rotação do eixo mecânico é permitida. Nesta forma de conexão, grande parte das flutuações do vento no rotor é transmitida à rede elétrica.

Conexões através de conversores eletrônicos de potência, ou usualmente chamados de conversores de frequência, permitem uma maior flexibilidade ao sistema mecânico, diferencial esse que permite a aceleração do conjunto rotor/gerador permitindo, assim, a absorção dos picos de potência e variações bruscas de torque, que caso contrário seriam diretamente transmitidas à rede

elétrica. Em contrapartida, esses conversores são fontes de emissão de componentes de harmônicas de corrente.

A Tabela 6 apresenta as principais formas de geração de energia elétrica a partir de turbinas eólicas, classificadas a partir do tipo de gerador e do tipo de conexão elétrica.

Geradores assíncronos	Geradores síncronos
<p>Conexão direta – rotores gaiola</p>	<p>Conexão direta – circuito de excitação</p>
<p>Conexão com conversores de potência através de link DC-rotor gaiola</p>	<p>Conexão com conversores AC/DC/AC – circuito de excitação independente</p>
<p>Conexão através de conversores AC/AC – rotores gaiola</p>	<p>Conexão com conversores AC/DC/AC – sem o uso de multiplicador de velocidade</p>
<p>Conexão direta com controle de torque – rotores bobinados</p>	<p>Conexão com conversores AC/DC/AC – excitação com ímãs permanentes sem multiplicador de velocidade</p>
<p>Conexão direta com controle de torque – rotores bobinados – double fed geradores</p>	<p>Conexão com conversores AC/AC – excitação com ímãs permanentes sem multiplicador de velocidade</p>

Tabela 6. Principais tipos e formas de conexão de turbinas eólicas.

Cada uma das formas apresentadas na Tabela 6 possui suas vantagens e desvantagens. A escolha por uma determinada opção depende de diversos fatores,

onde muitos deles são irrelevantes neste guia. Entretanto, a escolha por um determinado tipo de turbina eólica será importante para definir os principais parâmetros elétricos.

A seguir, são apresentadas as principais características das formas de conexão apresentadas na Tabela 6, classificadas de acordo com o tipo de gerador.

A.1.1. GERADORES ASSÍNCRONOS OU DE INDUÇÃO

Têm como principal característica o uso do gerador de indução e o uso de um sistema de multiplicador de velocidade. Pode ser conectado ao sistema elétrico nas seguintes formas:

Conexão direta de geradores assíncronos de rotor gaiola.

Neste tipo de conexão, o gerador está diretamente ligado à rede elétrica. O sistema é dito “rígido”, pois quase não existe flexibilidade no sistema mecânico devido às características de funcionamento do gerador elétrico. Este sistema é muito comum e o gerador demanda o uso de um sistema de compensação de energia reativa. Um dos pontos mais importantes nesta conexão é a robustez e a não emissão de componentes harmônicas de corrente.

Conexão através de conversores eletrônicos de potência para rotores em gaiola.

Neste tipo de conexão, as dinâmicas da turbina eólica são “separadas” da rede elétrica através dos conversores de frequência. O conjunto gerador/rotor pode, então, acelerar e funcionar em velocidade variável. Em contrapartida, o uso de conversores pode inserir componente harmônica na corrente. Os conversores podem ser de dois tipos: com AC/DC/AC ou AC/AC. As máquinas que contam com conversores de frequência são as que podem injetar na rede uma potência reativa variável e programável.

Conexão através de conversores eletrônicos de frequência para rotores bobinados.

Nesse caso, podem ser encontrados dois tipos básicos de configurações, uma em que o escorregamento (ou torque) é controlado através de eletrônica de potência no circuito do rotor e outra categoria é a conexão de um circuito de extração de potência pelo rotor (conhecido como “double fed generator” do inglês). São máquinas que podem injetar na rede uma potência reativa variável e programável.

A.1.2. GERADORES SÍNCRONOS

Conexão direta de geradores síncronos.

Neste tipo de conexão, o gerador está diretamente ligado à rede elétrica. O sistema é dito extremamente rígido, pois quase não existe flexibilidade no sistema mecânico devido às características de funcionamento do gerador elétrico. Este sistema é muito comum para pequenas potências (<1kW) instaladas em sistemas isolados.

Conexão através de conversores eletrônicos de frequência para máquinas com circuito de excitação.

Neste tipo de conexão, as dinâmicas da turbina eólica são “separadas” da rede elétrica, através dos conversores de frequência. Ainda é usado o sistema de multiplicador de velocidade e o conjunto gerador/rotor, podendo então, acelerar e funcionar em velocidade variável. Em contrapartida, o uso de conversores pode inserir componente harmônica na corrente. Os conversores podem ser de dois tipos: com AC/DC/AC ou AC/AC. São máquinas que contam com conversores de potência que podem injetar na rede uma potência reativa variável e programável.

Conexão através de conversores eletrônicos de potência para máquinas com excitação permanente (ímãs permanentes)

Neste caso, normalmente as máquinas não usam multiplicador de velocidade, nem existe um circuito de excitação para a máquina síncrona. São máquinas que contam com conversores de potência que podem injetar na rede uma potência reativa variável e programável. Muito embora estas máquinas ainda não estão comercialmente disponíveis para potências elevadas devido a problemas nas características do sistema de ímãs permanentes.

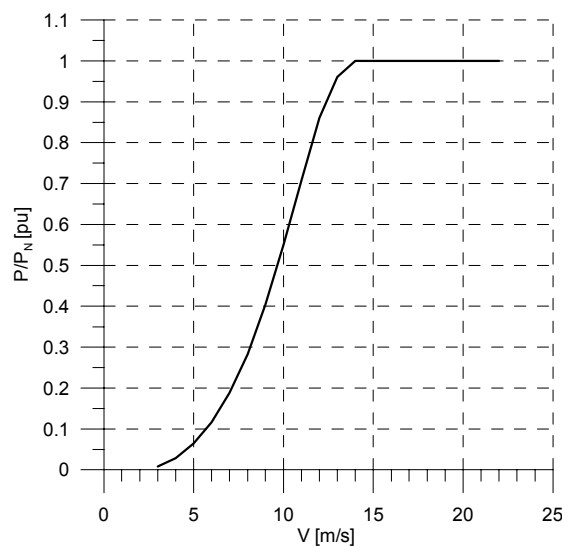
A.1.3. REGULAÇÃO DE POTÊNCIA

Além da forma de conexão das turbinas eólicas, outro fator relevante é a forma de regulação de potência, dividida em descolamento do vento ou estol (em inglês: stall) e por variação de ângulo de passo das pás (em inglês: pitch). A Figura A.1 apresenta duas curvas de potência características para turbinas com regulação de potência por: a) variação do ângulo de pás e b) por descolamento do vento.

Turbinas eólicas com regulação de potência por descolamento e por variação de ângulo de pá, muito embora se comportem de forma muito semelhante, do ponto de vista de conexão à rede elétrica elas apresentam algumas diferenças no que diz respeito à curva de potência. Máquinas com dispositivo de variação de ângulo de pá permitem um controle mais preciso da potência entregue ao gerador, sobretudo na proximidade da potência nominal, enquanto máquinas com o uso de

descolamento do vento exigem uma mecânica mais robusta, pois a limitação da captação da energia do vento é efetuada de forma passiva por processos aerodinâmicos. Ambos podem transmitir ao gerador picos instantâneos de potência vindos das rajadas momentâneas, pois a previsão de rajadas em tempo real, não se revela eficaz no controle da potência destas máquinas. A opção por uma forma de regulação de potência, em princípio, não tem relação com o tipo de gerador e sim com a tecnologia e a relação custo/benefício praticada pelo fabricante.

a) Variação do ângulo de pás:



b) Descolamento do vento (stall):

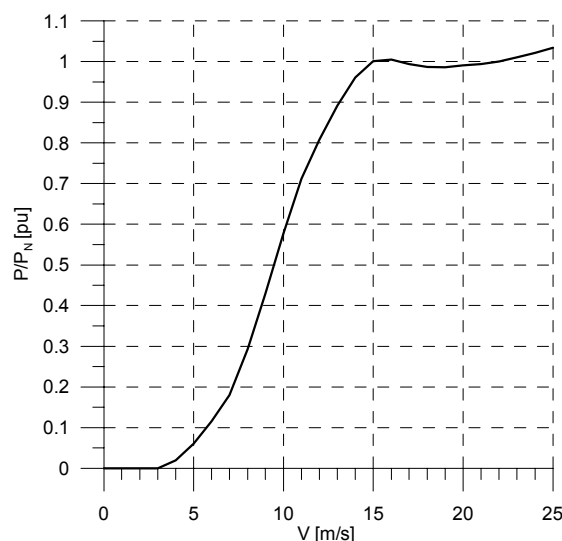


Figura A.1. Curva de potência de uma turbina com regulação de potência com: a) Pitch - b) stall.

A.1.4. MÁQUINAS USUAIS E CARACTERÍSTICAS RELEVANTES

As máquinas mais usuais atualmente são as máquinas com geradores assíncronos, conectados diretamente à rede elétrica. Este tipo de configuração tem como característica importante a demanda de energia reativa, pois este tipo de gerador necessita de energia reativa para sua excitação. Essa demanda de energia reativa varia com a potência ativa gerada.

Normalmente, essas turbinas são fornecidas com um sistema de compensação de energia reativa para a demanda em vazio, sendo a parte variável muitas vezes compensada através de outros capacitores (onde deve ser analisada a possibilidade de possíveis ressonâncias e/ou fenômenos de auto-excitação da máquina de indução com os capacitores ou até mesmo com os transformadores elétricos).

A.1.5. SISTEMA DE CONTROLE

As turbinas eólicas, individualmente, têm um sistema de controle principal que monitora, otimiza e protege a turbina de operações indevidas. O sistema de controle monitora as principais grandezas mecânicas da máquina, bem como as elétricas. Nele estão instalados as proteções individuais para cada turbina como, por exemplo, um sistema de para raios, protetores contra sobre corrente e curto-circuito, protetores contra sub e sobre tensão e finalmente, proteção contra sobre e sub frequência.

Neles são, também, instalados os capacitores para compensação de energia reativa de vazio ou o sistema de conversão de potência, quanto existe. Seja qual for o tipo de turbina, estas dispõem necessariamente de um sistema de controle para a sua correta e estável operação.

A.1.6. INTEGRAÇÃO FINAL NA REDE ELÉTRICA

A geração de eletricidade pelas turbinas eólicas é, em geral, feita em baixa tensão (380 – 690V), sendo muito importante o uso de um transformador elevador para a sua final integração à rede elétrica.

O nível de tensão a ser adotado na instalação das centrais eólicas, depende fundamentalmente do nível de potência e da disponibilidade do sistema elétrico local. Esse nível pode, ainda, ser determinado de acordo com termos contratuais com o concessionário de energia elétrica. Em geral, a conexão de turbinas eólicas é feita ao sistema de distribuição, muito embora nada impeça a conexão aos sistemas de transmissão ou sub-transmissão. Níveis de tensão de 13,8kV a 69kV são considerados usuais, valores acima destes só são justificados em casos especiais. Finalmente, ainda existe a possibilidade de integração das mesmas em baixa tensão, mas este só é justificável em potências muito reduzidas (<500kW).

A Figura A.2 apresenta, de forma esquemática, a caracterização da conexão elétrica das turbinas eólicas à rede elétrica, incluindo:

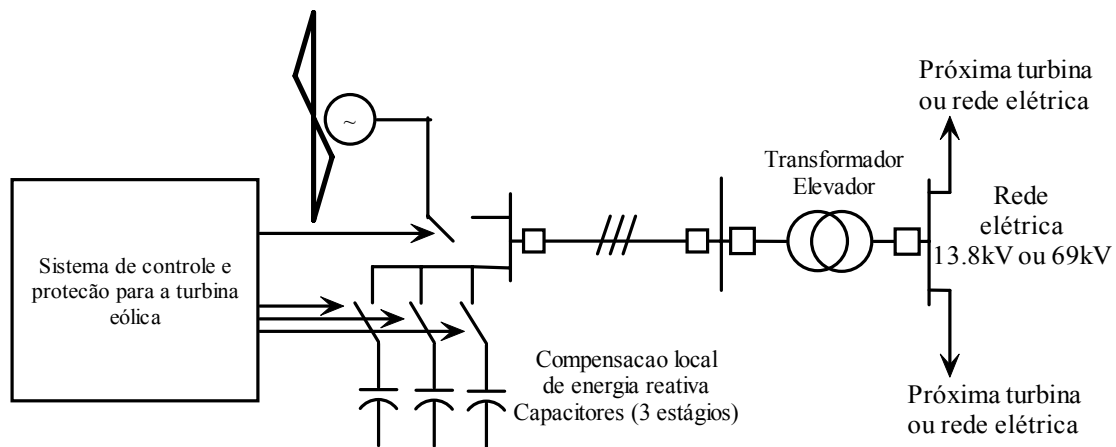


Figura A.2. Caracterização geral da conexão de turbinas eólicas à rede elétrica.

A.2. PARTICULARIDADES DAS CENTRAIS EÓLICAS

As centrais eólicas são constituídas pelo agrupamento de várias turbinas eólicas em um determinado local sob um mesmo ramal de ligação e medição. Algumas peculiaridades de centrais eólicas são importantes para o projeto elétrico da integração eólica. Entre essas estão: necessidade de compensação de energia reativa, fatores de cancelamento de picos de potência e uso de subestações especiais, são algumas das características que o agrupamento de turbinas eólicas podem demandar.

A.2.1. DEMANDA DE ENERGIA REATIVA.

A demanda de energia reativa por cada turbina eólica, somada à demanda dos transformadores individuais, pode acarretar em níveis acima do acordado com o concessionário, podendo este último, punir o produtor independente com faturamento de consumo de energia e demanda de reativo.

Somada a esta característica, a demanda de energia reativa pode, também, provocar problemas no nível de tensão no ponto de conexão, devido ao fluxo de potências nas redes elétricas.

Desta maneira, o consumo de energia reativa deve ser analisado e em alguns projetos, um sistema de compensação variável deve ser instalado na subestação do produtor, a fim de manter os níveis dentro dos padrões especificados.

A.2.2. CANCELAMENTO DE PICOS DE POTÊNCIA.

A disposição espacial das turbinas eólicas agrupadas em uma central, ocasiona no cancelamento de picos de potência provenientes da turbulência do vento, tendo em vista o princípio estocástico das variações do vento e não direcional dos mesmos.

Os cancelamentos de picos de potência estão diretamente relacionados com cancelamentos de variações de tensão dinâmica. Variações essas que estão na origem da emissão de "flicker" e que podem ainda estar relacionada com cancelamento de componentes harmônicas.

A.2.3. SUBESTAÇÕES ESPECIAIS.

Tendo em vista a potência a instalar e a condição da rede elétrica existente, por vezes verifica-se a necessidade de interligar a central eólica a uma rede elétrica mais forte e em alguns casos, em um nível de tensão mais elevado.

Nessas condições, na subestação da central eólica, é instalado um transformador elevador, o qual pode ter ainda, um sistema de regulação de tensão em carga (conhecido como *transformadores com tap variável*).

Transformadores com regulação de tensão em carga, podem ser muito úteis para reduzir variações estacionárias de tensão e melhorar assim, a qualidade da tensão no ponto de conexão.

Entretanto, esse dispositivo não se adapta à compensação de variações dinâmicas da tensão, i.e "flicker" e variações transitórias de tensão, tendo em vista a elevada frequência destas, aliado ao desgaste que introduziriam no sistema de regulação de tensão e o custo elevado de manutenção do mesmo.

A Figura A.3 apresenta um diagrama geral, o agrupamento de turbinas eólicas em uma central, e os fatores que podem ser instalados.

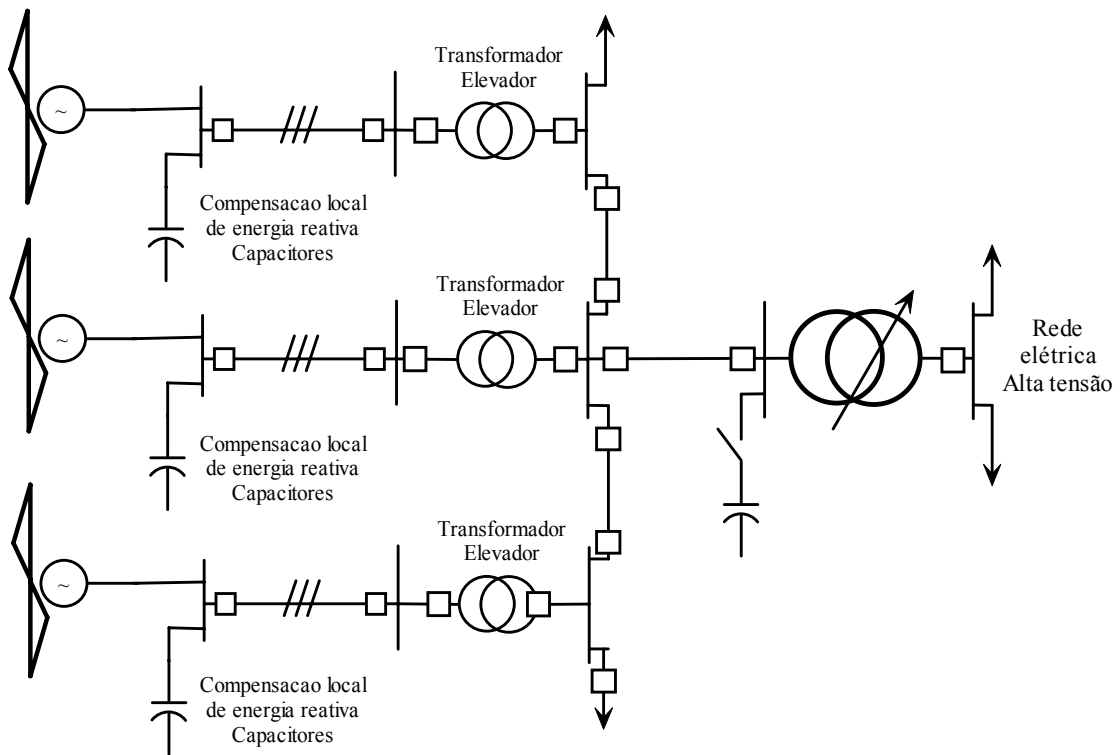


Figura A.3. Diagrama geral das diferentes formas de conexão de turbinas eólicas em centrais eólicas.

ANEXO B. FUNDAMENTOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

B.1. POTÊNCIA ELÉTRICA INSTANTÂNEA EM REGIME FORÇADO ALTERNADO SENOIDAL

A potência instantânea em jogo num sistema elétrico linear define-se como o produto – em cada instante de tempo – do valor da tensão pela corrente:

$$p(t) = v(t) i(t); \quad (\text{B. 1})$$

e mede o fluxo de energia do exterior para o interior do um sistema de acordo com o Teorema de Poynting. Sabendo que, com a tensão senoidal imposta $v(t) = V \cos(\omega t + \alpha_v)$ o circuito é percorrido pela corrente $i(t) = I \cos(\omega t + \alpha_i)$ tal como representado na Figura B. 1 e utilizando a relação trigonométrica do produto de dois co-senos, facilmente se obtém:

$$\begin{aligned} p(t) &= v(t) i(t) = VI \cos(\omega t + \alpha_v) \cos(\omega t + \alpha_i) = \\ &= \frac{VI}{2} [\cos(\alpha_v - \alpha_i) + \cos(2\omega t + \alpha_v + \alpha_i)] \end{aligned} \quad (\text{B. 2})$$

Recorrendo à definição de valor eficaz de uma grandeza alternada e definindo o ângulo de impedância como, $\varphi = \alpha_v - \alpha_i$, pode escrever-se:

$$p(t) = V_{ef} I_{ef} [\cos\varphi + \cos(2\omega t + \alpha_v + \alpha_i)] \quad (\text{B. 3})$$

É comum caracterizar o fluxo de energia por unidade de tempo num regime periódico alternado senoidal não à custa do valor instantâneo da potência, mas sim do valor médio desta, calculado através da expressão:

$$P = (p(t))_{med} = \frac{1}{T} \int_T v(t) i(t) dt \quad (\text{B. 4})$$

No caso dos regimes sinusoidais, atendendo que o segundo termo da expressão (A.3) tem valor médio nulo ($V_{ef} I_{ef} \cos(2\omega t + \alpha_v + \alpha_i)$). Assim, o valor médio da potência reduz-se à primeira parcela, constante no tempo:

$$P = v_{ef} I_{ef} \cos\varphi \quad (\text{B. 5})$$

que se designa por *potência ativa* e se exprime em Watt [W].

A potência ativa pode também ser escrita como o produto de dois fatores:

$$P = S \cos\varphi \quad (\text{B. 6.})$$

designando-se $S = V_{ef} I_{ef}$ por *potência aparente* e $\cos\varphi$ por *fator de potência*. A unidade da potência aparente é o Volt-Ampére [VA].

De acordo com a expressão (B.3) a potência instantânea pulsa em torno do valor médio (potência ativa) com frequência angular 2ω (dupla da corrente e da tensão), e amplitude $V_{ef} I_{ef}$ (Figura B. 1)

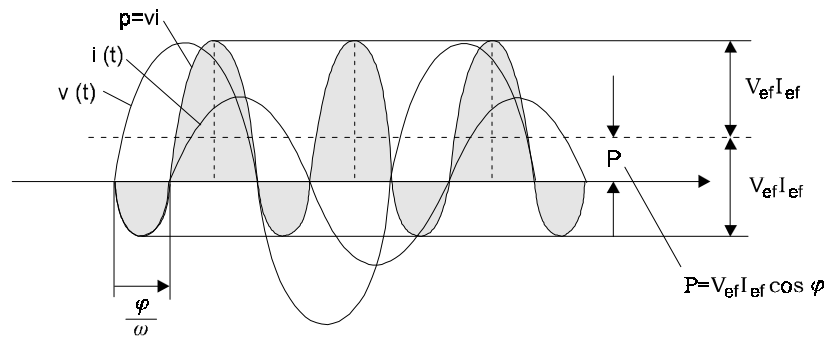


Figura B. 1. Evolução temporal da tensão, corrente e potência instantânea.

Nota-se que S só depende das amplitudes da tensão e da corrente, fazendo a potência ativa (sempre menor ou igual à aparente) intervir a defasagem φ entre estas duas grandezas. O caso de $P=S$ ($\varphi=0 \Rightarrow \cos\varphi=1$) corresponde a circuitos constituídos por impedâncias resistivas puras, i.e. a sistemas puramente dissipativos.

No caso dos sistemas reativos puros, que armazenam, mas não dissipam energia, o termo da potência reduz-se ao termo oscilante de valor médio nulo, sendo também nulo o fator de potência ($\varphi=\pm\pi/2 \Rightarrow \cos\varphi=0$). O fato de a tensão e a corrente estarem em quadratura obriga a que a potência ativa seja nula. No entanto, embora P seja nula, a potência aparente pode apresentar valores bastante elevados.

B.2. POTÊNCIA ATIVA, REATIVA, APARENTE E COMPLEXA

É comum recorrer a uma representação vetorial das grandezas alternadas sinusoidais em regime estacionário por meio de fasores ou amplitudes complexas.

A sua definição está para além deste texto, mas convém reter que à função senoidal $a(t) = A\cos(\omega t + \delta)$ de amplitude A e fase na origem dos tempos δ se associa o vetor $\bar{A} = Ae^{j\delta}$, assumindo constante, e comum a todas as grandezas intervenientes (com exceção da potência), a frequência $\omega = 2\pi f$.

Deste modo a amplitude complexa da corrente \bar{I} pode dividir-se em duas componentes. Uma denominada *corrente ativa*, I_a (em fase com a tensão, que se convencionou estar coincidente com o eixo real, no diagrama vetorial) e outra denominada *corrente reativa* I_q (em quadratura com a tensão, coincidente com o eixo imaginário) (Figura B. 2).

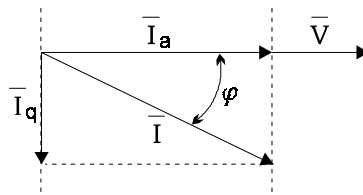


Figura B. 2. Decomposição da corrente nas componentes ativa e reativa.

Relacionando a definição de corrente ativa com a de potência ativa, pode escrever-se:

$$P = (\bar{V})_{ef} (\bar{I}_a)_{ef} \tag{B. 7.}$$

sendo:

$$(\bar{I}_a)_{ef} = (\bar{I})_{ef} \cos \varphi \tag{B. 8.}$$

Da corrente \bar{I} , só a sua componente ativa contribui para o fluxo de energia, traduzido por P . Define-se então a *potência reativa* Q , proporcional à componente da corrente em quadratura com a tensão e que fisicamente consiste na flutuação de frequência 2ω em torno da potência ativa, como:

$$Q = \bar{V}_{ef} (I_q)_{ef} = \bar{I}_{ef} \bar{V}_{ef} \text{sen} \varphi ; \tag{B. 9.}$$

que se exprime em *Volt Ampère reativo* (VAR). Sendo diferente de zero sempre que, num sistema alternado senoidal, exista defasagem entre a tensão e a corrente, ($\varphi \neq 0$). Esta situação, tal como se viu anteriormente, está associada à presença de elementos reativos, capazes de armazenar energia (bobinas e condensadores).

O sinal algébrico traduz o carácter indutivo ($Q > 0$) ou capacitivo ($Q < 0$) do sistema, visto como um todo. Diz-se ainda que um sistema é *passivo*, se $P > 0$ (absorve energia) e *ativo* se $P < 0$ (fornece energia) tal como se representa na Figura B. 3.

Deve-se notar que a potência reativa corresponde, não a um fluxo de energia, mas sim à expressão, numa grandeza física com dimensões de potência, das oscilações do fluxo de energia em torno do valor médio (eq. B.2.), sendo pois uma potência fictícia.

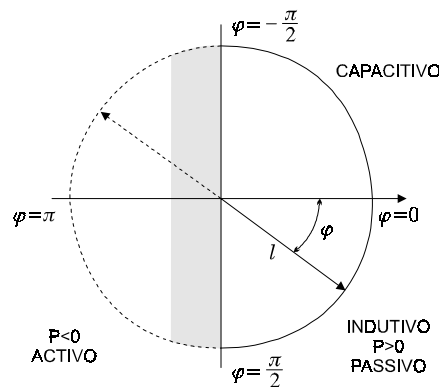


Figura B. 3. Caracterização do fluxo de energia através do ângulo de defasagem

As diferentes grandezas com dimensões físicas de potência, P , Q e S , respectivamente a potência ativa, reativa e aparente, podem obter-se a partir de uma grandeza única à qual se deu o nome de potência complexa, \bar{S} , cujo valor pode ser obtido diretamente a partir das amplitudes complexas da corrente e da tensão, através da expressão:

$$\bar{S} = \frac{\bar{V} \bar{I}^*}{2}; \quad (B. 10.)$$

onde (*) representa o valor conjugado da corrente. Usando as notações, $\bar{V} = \sqrt{2}V_{ef}e^{j\alpha_v}$ e $\bar{I} = \sqrt{2}I_{ef}e^{j\alpha_i}$, obtém-se, de acordo com a expressão anterior:

$$\bar{S} = V_{ef}e^{j\alpha_v}I_{ef}e^{-j\alpha_i} = V_{ef}I_{ef}e^{j(\alpha_v - \alpha_i)}; \quad (B. 11.)$$

e atendendo a que $\varphi = (\alpha_v - \alpha_i)$ tem-se ainda que:

$$\begin{aligned} \bar{S} &= V_{ef}I_{ef}e^{j\varphi} = S e^{j\varphi} = S \cos\varphi + j S \sin\varphi = \\ &= V_{ef}I_{ef} \cos\varphi + j V_{ef}I_{ef} \sin\varphi = P + jQ \end{aligned}; \quad (B. 12.)$$

assim, o módulo de \bar{S} representa a potência aparente S e o seu argumento é a defasagem, φ entre tensão e corrente. As potências ativa e reativa podem determinar-se por:

$$\begin{aligned} P &= \text{Re}\{\bar{S}\} \\ Q &= \text{Im}\{\bar{S}\} \end{aligned} \quad (B. 13.)$$

É de realçar que a potência complexa não traduz a amplitude complexa da potência instantânea como se poderia supor por analogia. Sendo a potência instantânea uma função senoidal de frequência 2ω com uma componente contínua P , não admite esta representação vetorial.

B.3. NOÇÕES BÁSICAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Na Figura B. 4 ilustra-se uma linha de transmissão de energia onde se encontra ligado um gerador elétrico G (de indução), sendo a rede elétrica global representada pelo barramento V_s .

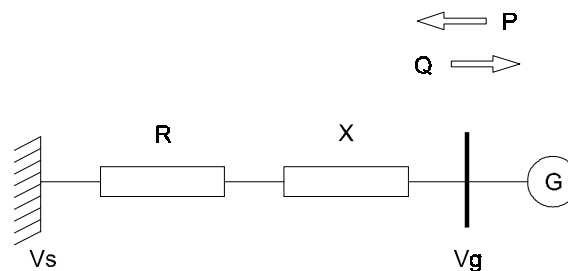


Figura B. 4. Esquema unifilar simplificado da ligação de uma turbina eólica

Os parâmetros e grandezas a que se recorre nos estudos de integração de fontes independentes no SEE, são:

R - resistência equivalente da linha de transmissão/rede;

X - reatância equivalente da linha de transmissão/rede;

Z - módulo da impedância;

φ - fase da impedância;

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} ; \quad (\text{B. 14.})$$

$$\varphi = \arctg(X / R) ; \quad (\text{B. 15.})$$

P - potência ativa da turbina eólica;

Q - potência reativa da turbina eólica;

S - potência aparente da turbina eólica;

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} ; \quad (\text{B. 16.})$$

S_{cc} - potência de curto-circuito;

V - valor eficaz da tensão nominal;

V_g - valor eficaz da tensão aos terminais do gerador;

V_s - valor eficaz da tensão no barramento da rede;

I_{cc} - corrente de curto-circuito;

sendo comum exprimir estas grandezas em valores por unidade (p.u).

B.3.1. POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO

A potência de curto-circuito representa a capacidade do Sistema de Energia (SEE) controlar o valor da tensão elétrica num ponto (barramento) da rede elétrica, e é, de certa forma, entendido como a capacidade da rede "aceitar" perturbações, neste caso introduzidas pelos conversores eólicos. Esta é definida como o produto da tensão pela corrente que fluiria no caso de ocorrer um curto-circuito nesse ponto da rede. Deste modo, um valor elevado de potência de curto-circuito só existe quando a impedância equivalente da rede é baixa. Se ocorrer um curto-circuito no barramento do gerador eólico (V_g na Fig. A.4) e desprezando qualquer contribuição do gerador de indução para a corrente de curto-circuito, então:

$$I_{cc} = \frac{V_s}{Z} ; \quad (\text{B. 17.})$$

$$S_{cc} = I_{cc} V . \quad (\text{B. 18.})$$

A potência de curto-circuito é um indicador muito útil da impedância equivalente da rede (vista de um ponto desta) e, deste modo da “força” da ligação elétrica.

Numa primeira abordagem simplista, para um sistema de distribuição pouco “carregado”, é possível calcular a tensão no barramento do gerador elétrico, referida no esquema representado na Fig. A.4, através da expressão [Elgerd, 1983]:

$$V_g = V_s + \frac{PR - QX}{V_g} . \quad (\text{B. 19.})$$

Como as tensões têm valores próximos da unidade (em valores p.u. ou próximo da tensão nominal na definição corrente), a queda de tensão na linha de transmissão devida à turbina eólica é igual a:

$$\Delta V = V_g - V_s = PR - QX ; \quad (\text{B. 20.})$$

de onde se pode concluir que, o fluxo de potência reativa da rede para o parque tem uma contribuição negativa na elevação da tensão neste barramento relativamente ao barramento de interligação à rede (V_s). Isto é conseguido à custa do aumento da potência de perdas na linha de distribuição, dadas, aproximadamente por:

$$P_p = (P^2 + Q^2)R . \quad (\text{B. 21.})$$

ANEXO C. AVALIAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS

Nas centrais eólicas, como, aliás, em muitos outros investimentos, o menor investimento nem sempre representa a opção ótima. Por exemplo, o investimento em uma seção de cabo acima da mínima referida para atender a limites térmicos reduzirá as perdas e essa redução poderá representar um melhor retorno do investimento a médio ou longo prazo.

Um projeto elétrico ótimo de conexão de centrais eólicas deve atender aos seguintes objetivos:

- aspectos técnicos garantidos (nível de tensão e limites térmicos evitando sobrecarga)
- custo total de investimento minimizado (investimento, perdas elétricas etc.)

A escolha por um investimento menor pode não representar menor custo total. O custo total de uma central eólica pode ser aproximado pela a equação (C. 1):

$$CT = E_{perdas} \cdot p \cdot a + I \quad (C. 1)$$

Onde CT é o custo total da central eólica, E_{perdas} são as perdas anuais de uma central eólica, p é o preço do kWh das perdas, I é o investimento e a é a taxa de conversão para custo atual das perdas que pode ser calculado como segue na equação (C. 2):

$$a = \frac{(1 - (1 + r)^{-n})}{r} \quad (C. 2)$$

Onde r é a taxa de retorno do investimento, n o prazo de retorno de investimento.

As perdas elétricas em cabos e linhas elétricas, podem ser aproximadas pela equação abaixo (C. 3)

$$E_{perdas} \approx \frac{R \cdot T}{U_n^2} \cdot S_n^2 \cdot F_{perdas} \quad (C. 3)$$

onde para transformadores, a equação é modificada para incluir as perdas em ferro no transformador, tornando se então a equação (C. 4):

$$E_{perdas} \approx P_0 + \frac{R \cdot T}{U_n^2} \cdot S_n^2 \cdot F_{perdas} \quad (C. 4)$$

Onde:

R é a resistência elétrica (no transformador ou linha elétrica),

T é o número de horas no ano (normal 8760 horas)

U_n é a tensão nominal (em Volts)

S_n é a potência aparente nominal (em VA)

P_0 são as perdas em ferro para transformadores elétricos (em W)

e F_{perdas} é o fator de perdas que pode ser calculado através da seguinte equação:

$$F_{perdas} = \sum_{v=0}^{V_{desligamento}} s^2(v) \cdot f(v) \quad (C. 5)$$

Onde:

$V_{desligamento}$ é a velocidade de vento para qual a turbina é desligada;

s é a curva de potência aparente da turbina normalizada (em p.u.) em função do vento v em m/s, é importante destacar que esta curva inclui a demanda de energia reativa para o gerador elétrico;

f é a distribuição probabilidade de vento estimada para o local, multiplicada pelo fator de disponibilidade da turbina eólica.

ANEXO D. CERTIFICAÇÃO DE QUALIDADE DE ENERGIA

A tabela abaixo, que é uma adaptação da tabela proposta pela norma internacional IEC61400-21, pode ser utilizada para anotação dos principais parâmetros de qualidade de energia medidos em uma turbina eólica conectada à rede elétrica e auxiliar na avaliação e certificação da qualidade de energia gerada pela turbina eólica.

Dados genéricos de identificação das turbinas eólicas:

Tipo de turbina eólica (horizontal/vertical eixo)	
Número de pás	
Diâmetro do rotor (m)	
Altura do centro do rotor (m)	
Controle das pás (pitch/stall)	
Controle de velocidade (fixa/duas velocidades/variável)	
Tipo e potência nominal do gerador (kW)	
Tipo e potência do conversor de frequência (se usado) (kW)	

Valores nominais:

Potência nominal, P_n (kW)	
Velocidade de vento nominal (m/s)	
Potência aparente nominal, S_n (kVA)	
Potência reativa nominal, Q_n (kVAr)	
Corrente nominal, I_n (A)	
Tensão nominal, U_n (V)	

Potência máxima permitida (médias de 10 minutos):

Potência máxima certificada, P_{mc} (kW)	
Valor normalizado, $p_{mc} = P_{mc}/P_n$	

Potência máxima medida em médias de 60 segundos:

Potência máxima medida, P_{60} (kW)	
Valor normalizado, $p_{60} = P_{60}/P_n$	

Potência máxima medida em médias de 0,20 segundos:

Potência máxima medida, $P_{0,20}$ (kW)	
Valor normalizado, $p_{0,20} = P_{0,20}/P_n$	

Potência reativa:

Potência de saída (% da P_n)	Potência ativa medida (kW)	Potência reativa medida (kVAr)
0		
10		
20		
30		
40		
50		
60		
70		
80		
90		
100		

Potência reativa para P_{mc} (kVAr)	
Potência reativa para P_{60} (kVAr)	
Potência reativa para $P_{0,20}$ (kVAr)	

Flutuações de tensão

Operação contínua:

Ângulo da impedância característica, ψ_{cc} (graus)	30	50	70	85
Média anual de velocidade de vento, v_a , (m/s)	Coeficiente de flicker, $c(\psi_{cc}, v_a)$			
6,0				
7,5				
8,5				
10,0				

Operações de conexão:

Condição de análise:	Partida da turbina em vento de início de operação.			
Número máximo de conexões em 10 min., N_{10}				
Número máximo de conexões em 120 min., N_{120}				
Ângulo da impedância característica, ψ_{cc} (graus)	30	50	70	85
Coeficiente degrau de flicker, $k_f(\psi_{cc})$				
Fator de variação de tensão $k_u(\psi_{cc})$				

Condição de análise:	Partida da turbina em vento nominal			
Número máximo de conexões em 10 min., N_{10}				
Número máximo de conexões em 120 min., N_{120}				
Ângulo da impedância característica, ψ_{cc} (graus)	30	50	70	85
Coeficiente degrau de flicker, $k_f(\psi_{cc})$				
Fator de variação de tensão $k_u(\psi_{cc})$				

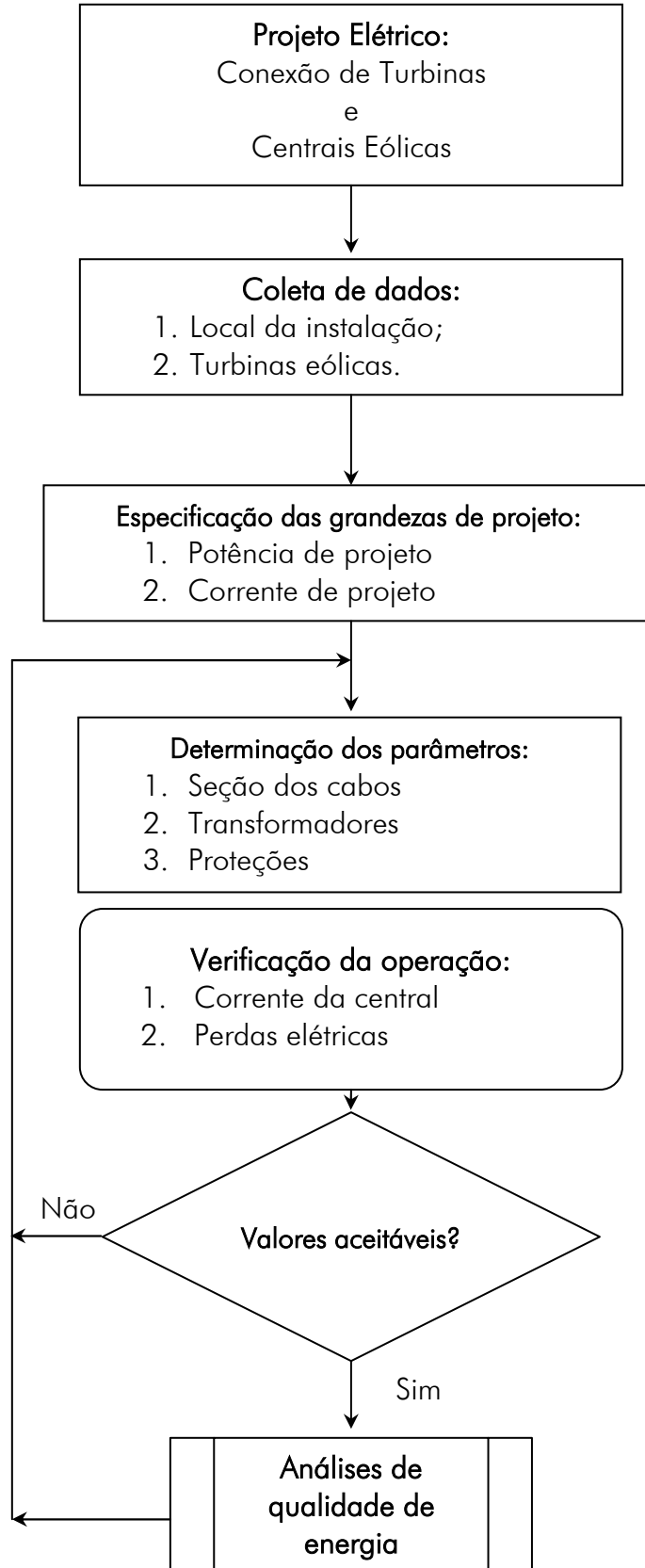
Condição de análise:	Pior caso de mudança de gerador			
Número máximo de conexões em 10 min., N_{10}				
Número máximo de conexões em 120 min., N_{120}				
Ângulo da impedância característica, ψ_{cc} (graus)	30	50	70	85
Coeficiente degrau de flicker, $k_f(\psi_{cc})$				
Fator de variação de tensão $k_u(\psi_{cc})$				

Emissão de componentes harmônicas de corrente:

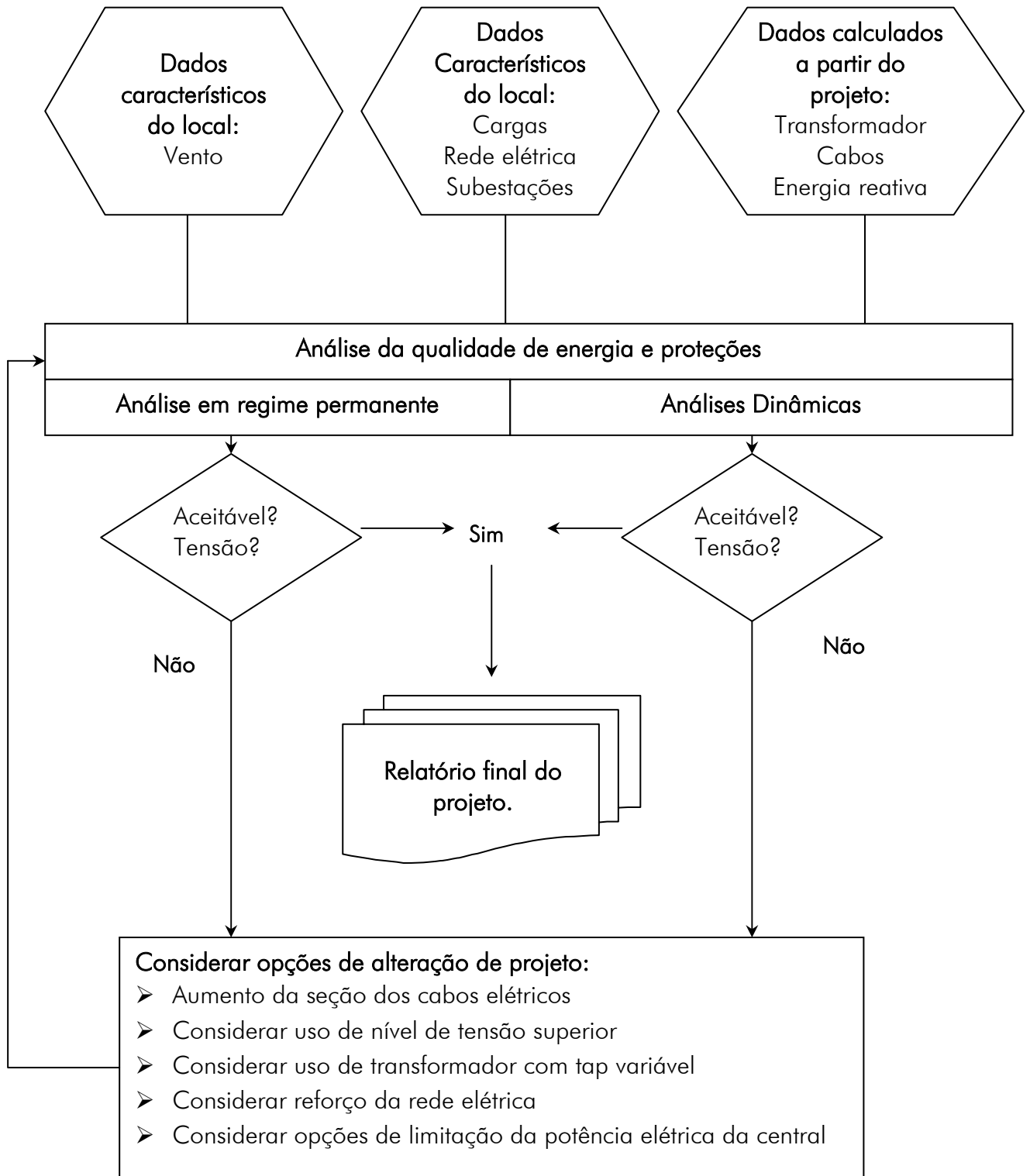
Ordem	Potência de saída (kW)	Corrente harmônica (% da I_n)	Ordem	Potência de saída (kW)	Corrente harmônica (% da I_n)
2			3		
4			5		
6			7		
8			9		
10			11		
12			13		
14			15		
16			17		
18			19		
20			21		
22			23		
24			25		
26			27		
28			29		
30			31		
32			33		
34			35		
36			37		
38			39		
40			41		
42			43		
44			45		
46			47		
48			49		
50					
Máxima total distorção harmônica de corrente (% I_n)					
Potência gerada para máxima total distorção harmônica (kW)					

ANEXO E. FASES DO PROJETO ELÉTRICO DE CENTRAIS EÓLICAS

Diagrama básico:



Análises da qualidade de energia:





Apoio:

