

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

ESCOLA DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA ÊNFASE
EM QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Integração de Turbinas Eólicas às Redes Elétricas

Por

Fabiano Silveira Bicalho

Monografia de Final de Curso

Prof. Selênio Rocha Silva
(Orientador)

Belo Horizonte, janeiro/2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

ESCOLA DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA ÊNFASE
EM QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Integração de Turbinas Eólicas às Redes Elétricas

Fabiano Silveira Bicalho

Orientador: Prof. Selênio Rocha Silva

Monografia submetida à banca examinadora designada pela Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de *Especialista em Sistemas de Energia Elétrica com ênfase em Qualidade da Energia Elétrica*

Belo Horizonte, janeiro/2013

Integração de Turbinas Eólicas às Redes Elétricas

Fabiano Silveira Bicalho

Monografia submetida à banca examinadora designada pela Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de *Especialista em Sistemas de Energia Elétrica com ênfase em Qualidade da Energia Elétrica*

Aprovada em _____ de _____ de _____.

Por:

Prof. Selênio Rocha Silva
(Orientador)

Prof. Wadaed Uturbey Costa
(Relator)

AGRADECIMENTOS

Agradecimentos aos meus pais que tanto se empenharam para prover a minha educação e me ajudarem a chegar até onde cheguei.

Agradeço também a Deus por me direcionar sempre para a busca do conhecimento dos fundamentos da natureza.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo central relacionar os requisitos técnicos e normativos envolvidos na questão da conexão de sistemas eólicos de geração de energia nas redes elétricas existentes.

As principais tecnologias de geradores usadas nas turbinas eólicas que operam a velocidade variável (DFIG e FRC) são abordadas, juntamente com os dispositivos eletrônicos que viabilizam o funcionamento destas a velocidade variável.

A caracterização dos fenômenos elétricos relacionados na conexão com o sistema elétrico, principalmente os envolvidos com a qualidade da energia, são discutidos durante todo o texto. O tema da suportabilidade de turbinas eólicas frente à afundamentos de tensão no ponto de conexão com a rede é o principal assunto considerado neste trabalho. Com isso, são apresentados dois estudos de casos, sendo um para a definição teórica do fenômeno em questão e outro visando permitir uma clara visão do comportamento de turbinas eólicas durante a ocorrência de um afundamento de tensão no ponto acoplamento com a rede elétrica.

Por fim, são estudados e comparados os códigos de rede de países com tradição na área e o código brasileiro, buscando assim, entender como as agências reguladoras do setor elétrico determinam que turbinas eólicas funcionem de forma segura e controlada.

ABSTRACT

This paper has as central objective to relate the technical and normative requirements involved in the issue of wind power integration with an existent power grid.

The main power generation technologies used in variable speed wind turbines generators (DFIG and FRC) are approached, jointly with electronic devices that enable the work of those into variable speed mode.

The characterization of electrical phenomena related to the connection with the general power grid, mainly those involved with the quality of the energy, are discussed during the whole paper. The theme of ride through fault of wind turbines in face of voltage dips in the connection point with the main power grid is the central matter discussed in this work. Therewith, two case studies are presented; being one for the theoretical definitions of the concerned phenomena, and the other is to allow a clear view of wind power turbine behavior during the occurrence of a voltage dip in the coupling point with the electrical grid.

Last, but not least, are studied and compared the grid codes of countries with a vast tradition in the area and also the Brazilian grid code, in order to understand how the electrical sector regulation agencies determine the standards for the safe and controlled operation of wind power turbines.

SUMÁRIO

Capítulo 1 : Introdução

Capítulo 2 : Tecnologias em Aerogeradores

Capítulo 3: Aerogeradores e a Qualidade da Energia

Capítulo 4: Códigos de Rede e Sistemas Eólicos

Capítulo 5: Conclusão

Capítulo 6: Bibliografia

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Configuração Típica de Turbinas DFIG [1].	4
Figura 2 – Configuração Típica de Turbinas FRC [1].	5
Figura 3 – Ligação de turbinas eólicas à rede elétrica [1].	10
Figura 4 – Afundamento de tensão devido a curto-circuito no ponto A [2].	13
Figura 5 – Exemplo de sistema elétrico	14
Figura 6 – Afundamento de tensão em função da distância do ponto de falta	14
Figura 7 – Circuito simulado no Power System [3].	15
Figura 8 – Resultados da simulação no Power System [3]	16
Figura 9 – Forma de onda resultante devido a harmônicas [4]	18
<i>Figura 10 – Onda de tensão com presença de Flicker [4].</i>	20
<i>Figura 11 – Fluxo de potência na partida de turbina de velocidade fixa [5].</i>	21
<i>Figura 12 – Perfil da tensão durante partida [5]</i>	21
<i>Figura 13 – Fluxo de potência na partida de turbina de velocidade variável [5].</i>	22
<i>Figura 14 – Potência de saída em turbina de velocidade fixa [6].</i>	23
<i>Figura 15 – Especificação para testes de afundamento de tensão [9].</i>	24
<i>Figura 16 – Requisitos para afundamentos de tensão em turbinas eólicas [7].</i>	25
<i>Figura 17 – Suportabilidade à afundamentos de tensão segundo o Código de Rede Alemão[8]</i>	25
<i>Figura 18 – Saída de corrente reativa em função da tensão remanescente da turbina [8]</i>	26
<i>Figura 19 – Requisitos para afundamentos de tensão em turbinas eólicas- Brasil ...</i>	27
<i>Figura 20 – Tempo para desconexão de turbinas eólicas em função da frequência [7]</i>	29
<i>Figura 21 – Variação da tensão em função do fator de potência – Alemanha e Reino Unido [7].</i>	30

1 – INTRODUÇÃO

Neste trabalho serão abordadas as questões referentes às atuais configurações de conexão de um sistema eólico de geração de energia nas redes elétricas.

Inicialmente, são estudadas as atuais tecnologias utilizadas nos aerogeradores, sendo feita uma comparação entre os modelos que funcionam à velocidade fixa através do uso de geradores de indução tipo gaiola de esquilo e os modelos que funcionam à velocidade variável através de geradores acoplados à conversores de potência.

Em seguida, é abordado o tema da Qualidade da Energia Elétrica e suas implicações em sistemas eólicos. São analisadas as ondas harmônicas que surgem decorrentes do uso de conversores de potência em turbinas de velocidade variável e o fenômeno da flutuação de tensão presentes nos sistemas de velocidade fixa. Neste trabalho é dada uma atenção especial ao fenômeno das Variações de Tensão de Curta Duração, um tema sempre presente quando se trata da Qualidade da Energia Elétrica e também estabilidade do sistema elétrico. Isto devido ao atual crescimento das instalações em número e potência dos novos parques eólicos, sendo que estes devem agora ser capazes de continuar funcionando mesmo na ocorrência de um curto-circuito em algum ponto da rede que produza níveis de tensão remanescente bem baixos no ponto de conexão. Com isso, busca-se que os parques eólicos contribuam para a estabilidade do sistema elétrico.

O texto também aborda a questão da normatização internacional e brasileira com relação à suportabilidade de sistemas eólicos aos afundamentos de tensão e em alguns casos, fornecimento de potência reativa para elevação da tensão no ponto de Acoplamento da turbina com a rede elétrica.

Nota-se então que devido às condições tecnológicas e políticas atuais, cada vez mais atenção será dada aos sistemas eólicos e sua integração com os sistemas elétricos existentes. Sistemas de automação e controle necessitam de valores de variação de tensão muito baixos e as turbinas eólicas precisarão atuar, junto das fontes de energia já tradicionais, para a manutenção de baixas variações de tensão.

2 – TECNOLOGIA EM AEROGERADORES

Para a geração de energia através do vento, turbinas eólicas são empregadas, sendo tais constituídas basicamente por pás (coletoras da energia cinética do vento), além de dois eixos (baixa e alta velocidade), sendo o de baixa velocidade ligado a um multiplicador de velocidade e o de alta velocidade ligado ao gerador. Os atuais sistemas eólicos também utilizam uma série de dispositivos eletrônicos visando controlar e atuar no fornecimento de energia das turbinas, como os conversores de potência e “*soft-starters*”, realizando assim, a interface entre o gerador e a rede elétrica.

Turbinas eólicas operam em valores de velocidade de vento entre 5 à 25 m/s (velocidade média). Em valores abaixo de 5 m/s as turbinas não conseguem entregar potência ao sistema, enquanto para ventos bem acima de 25 m/s as turbinas não devem operar por motivos de segurança devido a limites de resistências mecânicas. Para valores ligeiramente superiores de velocidades nominais, as turbinas devem possuir sistemas de controle que reduzam o aproveitamento da energia dos ventos através da alteração do ângulo das pás em relação aos ventos, mantendo assim a potência constante.

Os valores típicos de velocidade das pontas das pás variam de 60 a 100 m/s, gerando assim uma potência entre 5-10 kW e 2-3 MW. Caso seja conectado à rede elétrica, é necessário gerar energia com o rotor operando em uma rotação típica para frequência de 60Hz (Brasil) ou 50Hz (Europa). Para o caso brasileiro é necessário então elevar a rotação para até algo em torno de 1800 rpm (em máquina de 4 pólos), utilizando para tal o multiplicador de velocidades.

Existem duas formas básicas de operação de sistemas eólicos:

- Turbina operando à velocidade fixa:

As turbinas eólicas de velocidade fixa são relativamente simples, consistindo de um rotor de baixa velocidade girando pela ação dos ventos nas pás da turbina, multiplicador de velocidade e rotor de alta velocidade ligado ao gerador. Estas foram, historicamente, as primeiras a serem implantadas comercialmente.

Tipicamente são empregados os geradores de indução tipo gaiola de esquilo devido à simplicidade destes. Como neste tipo de turbina a velocidade

de operação varia muito pouco, menos que 1%, o escorregamento do gerador varia muito pouco também. Normalmente são ligados capacitores em paralelo com o circuito de alimentação visando correção do fator de potência do gerador, pois esse sendo uma máquina de indução, é consumidor de energia reativa. “*Soft-starters*” também devem ser utilizados para se obter um crescimento suave do fluxo magnético e da corrente elétrica no momento inicial de energização da unidade geradora.

- Turbina operando à velocidade variável:

Atualmente é mais comum seu emprego em grandes sistemas eólicos conectados às redes de energia elétrica, pois com o passar do tempo, o tamanho e a potência dos parques eólicos aumentou, levando assim a uma migração da tecnologia de geradores trabalhando à velocidade fixa para velocidade variável. As principais vantagens dessa tecnologia consistem em permitir a ligação desses geradores às grandes redes de energia elétrica, além de serem viáveis para a geração de valores elevados de energia, além de serem utilizados em certos casos que não utilizam o multiplicador de velocidades.

2.1 – GERADORES ELÉTRICOS – TURBINAS VELOCIDADE VARIÁVEL

2.1.1 – Doubly Fed Induction Generator (DFIG) – Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Os geradores tipo *DFIG* são do tipo de indução com rotor bobinado e usam escovas para alimentação dos enrolamentos do rotor. As escovas recebem energia através de um conversor de potência, este capaz de desacoplar a frequência de operação da rede da frequência de operação do rotor da turbina. A alimentação do estator é feita diretamente pela ligação com a rede.

Normalmente um elemento do circuito chamado “*crowbar*” é utilizado para a proteção do conversor. Ele tem a função de prover um caminho para as sobrecorrentes oriundas de transitórios elétricos no sistema quando esses superam um determinado nível de projeto.

As principais vantagens desse tipo de máquina é a operação com máxima eficiência, o controle de potência ativa e reativa, além de utilizarem conversores de menor capacidade quando comparada à configuração FRC. A principal

desvantagem é a necessidade de anéis coletores com escovas, exigindo assim, constante manutenção.

Uma composição típica dessa configuração de turbina eólica segue na FIGURA 1.

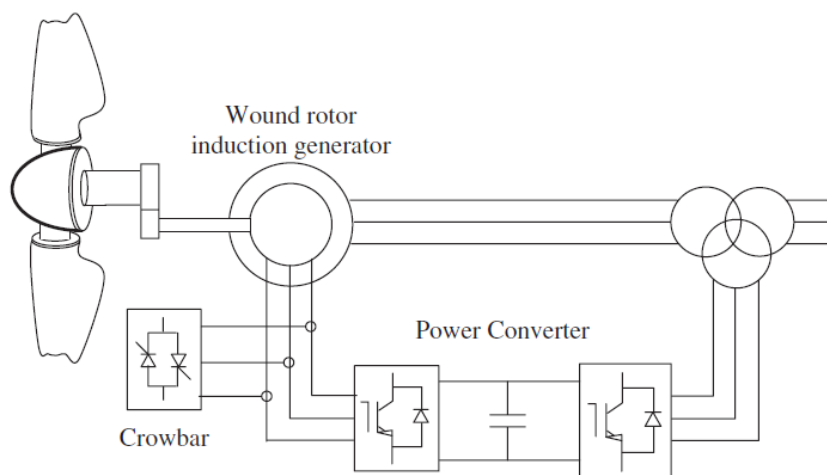


Figura 1 – Configuração Típica de Turbinas DFIG [1].

2.1.2 – Fully Rated Converter Wind Turbine (FRC) – Aerogerador com Conversor Pleno

Este tipo de configuração é bastante versátil, pois pode ou não necessitar de multiplicador de velocidade e, além disso, uma gama de geradores elétricos pode ser usada: gaiola de esquilo e geradores síncronos. Como toda a energia da turbina flui através de conversores, o funcionamento dinâmico do gerador é isolado da rede. Esse isolamento é fundamental para o funcionamento à velocidade variável, pois a velocidade de funcionamento da turbina e, conseqüentemente, a frequência de operação variam com a velocidade do vento, enquanto a frequência da rede é estável e varia muito pouco em condições normais de funcionamento. Percebe-se assim que o conversor de potência é o dispositivo fundamental para se obter uma integração harmônica entre turbinas de velocidade variável com redes elétricas. Segue na FIGURA 2 uma configuração típica desse tipo de sistema.

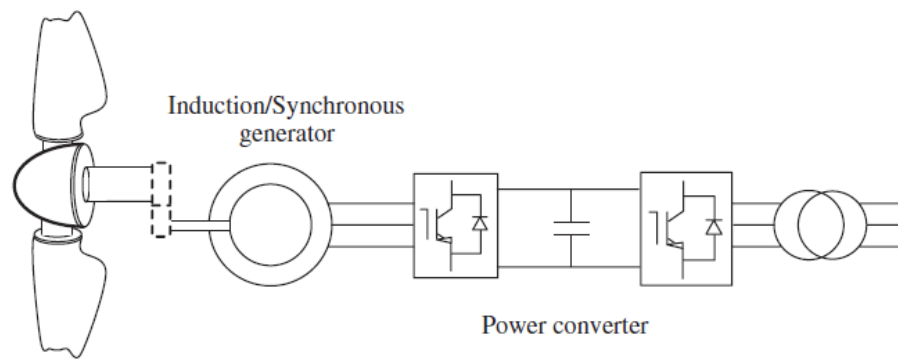


Figura 2 – Configuração Típica de Turbinas FRC [1].

Como pode ser visto na FIGURA 2, podem ser usados conversores associados a um barramento cc interligando a turbina com o transformador de saída para rede. Uma configuração típica de funcionamento é usar o conversor do lado da rede para manter o nível de tensão constante, enquanto o conversor ao lado do gerador atua para controlar o torque do gerador. Uma forma alternativa de funcionamento é controlar o torque da turbina através do conversor ao lado da rede, enquanto potência ativa é transmitida do gerador para os conversores.

Este sistema possui a desvantagem com relação ao custo do conversor de potência, já que agora como toda a energia flui através deste, será necessário maior potência nominal do conversor e assim, encarecimento do sistema.

2.2 – GERADORES EÓLICOS – IMPACTOS NA REDE ELÉTRICA

Turbinas eólicas possuem peculiaridades próprias de funcionamento e integração com a rede elétrica quando comparadas aos meios tradicionais de geração de energia (hidrelétricas, termelétricas, nucleares). Algumas diferenças básicas podem ser citadas:

- O sistema de controle para turbinas eólicas é diferente, sendo bastante recorrente o uso de conversores de potência;
- A força motriz geradora de energia, o vento, é tipicamente um fenômeno sujeito a variações ocasionais, não sendo, portanto, controlável;
- As dimensões do gerador eólico são bem menores quando comparadas às dos geradores convencionais e, portanto, um grande número de unidades compõem a usina.

Assim, o comportamento da turbina eólica em relação às redes elétricas é diferente, necessitando de um tratamento pormenorizado.

2.2.1 – Impacto nas rede locais

➤ Controle de Tensão

A influência das turbinas eólicas nas redes locais de energia depende do tipo de funcionamento escolhido, ou seja, operação à velocidade fixa ou variável.

Para velocidade fixa, o gerador utilizado é o de indução tipo gaiola de esquilo, possuidor de vantagens como ser mais econômico e manutenção mais fácil frente a outros modelos. Porém esse não é capaz de realizar o controle da tensão da rede sozinho. Assim, o controle de tensão é feito pela inserção de potência reativa através do uso de elementos externos ao sistema, como é o caso de banco de capacitores em paralelo.

Turbinas de velocidade variável conseguem, a princípio, variar a potência reativa trocada com a rede e, com isso, influir na estabilização do nível de tensão na rede elétrica local. Essa característica dependerá do tipo de conversor empregado especificamente para cada turbina.

➤ Coordenação da Proteção

Como as turbinas eólicas que operam à velocidade fixa utilizam geradores de indução, na ocorrência de faltas equilibradas, essas contribuem apenas para as correntes do tipo subtransitórias. Para faltas desequilibradas, a contribuição das turbinas eólicas para o valor da corrente de falta é integral.

Para turbinas em funcionamento à velocidade variável, tem-se que os geradores tipo DFIG a princípio também contribuem para as correntes de falta na rede. Porém, como tais geradores normalmente estão associados a conversores de potência, e esses conversores são bastantes sensíveis à sobrecorrentes, é necessário que as turbinas tipo DFIG sejam rapidamente desconectadas da rede.

Assim, por projeto, essas turbinas se desconectam rapidamente da rede em caso de faltas, à exceção de algumas ressalvas que são impostas por códigos de rede para capacidade de "*Ride Through Fault* ("Suportabilidade à Faltas").

➤ **Qualidade da Energia**

As distorções harmônicas são mais associadas às turbinas que operam à velocidade variável, pois utilizam conversores de potência que são grandes fontes de correntes harmônicas de alta frequência.

Nas turbinas operando à velocidade fixa, variações na velocidade do vento são diretamente transmitidas para a potência de saída do gerador, ocasionando assim pequenas variações de tensão. Caso a rede na qual tais turbinas estejam conectadas seja “fraca”, essas pequenas variações de tensão serão capazes de gerar o fenômeno conhecido como flutuações de tensão e, conseqüentemente, flicker. Esses itens serão abordados mais detalhadamente no Capítulo 3.

2.2.2 – Impacto nas redes globais

➤ **Estabilidade da rede**

Para turbinas operando à velocidade fixa utilizando gerador tipo indução com rotor em gaiola de esquilo, um grave problema que pode ocorrer é a sobrevelocidade do rotor. O disparo ocorre devido à ocorrência de uma falta no sistema e a conseqüente queda de tensão dessa falta irá gerar um grave desequilíbrio entre a potência mecânica gerada pelo vento e a potência gerada para a rede. Após cessada a falta, ocorre outro problema que é a absorção de reativos do gerador através da rede, contribuindo para retardar a recuperação de tensão na rede. Caso a tensão do sistema não seja restabelecida para valores nominais rapidamente, as turbinas tendem a acelerar e absorver mais potência reativa. Assim, percebe-se que turbinas de velocidade fixa compostas por geradores de gaiola de esquilo não são capazes de ajudar na manutenção da estabilidade da rede, fato que é fundamental para que se possa entregar ao consumidor uma energia de qualidade.

Para turbinas de velocidade variável, um risco para a estabilidade do sistema é a grande sensibilidade dos conversores de potência às variações de tensão e corrente. Assim, se o sistema tiver uma grande presença deste tipo de turbina (atual tendência do mercado), e essas se desconectarem para pequenas e médias variações de tensão, uma grande queda de tensão irá afetar todo o sistema de energia. Visando evitar esse problema, os códigos de rede em geral

estabelecem os níveis de afundamentos de tensão para os quais as turbinas eólicas devem suportar sem se desconectar, evitando assim, grandes perdas de potência de geração.

➤ **Tensão, potência reativa e frequência**

Em sistemas de potência, o valor da tensão é fortemente influenciado pelo fluxo de potência reativa no sistema.

Turbinas de velocidade fixa absorvem potência da rede para a manutenção do campo magnético do gerador, não possuindo assim capacidade de fornecer reativos para a rede sem a utilização de dispositivos externos. Portanto, se faz necessário, por exemplo, o uso de capacitores para compensação de fator de potência.

Turbinas de velocidade variável possuem um sistema de controle que, através dos conversores de potência, permite a absorção ou fornecimento de potência reativa. O controle atua para a manutenção de valores de tensão dentro de uma faixa aceitável pelas normas de cada região.

Importante salientar que tanto as turbinas de velocidade fixa quanto as de velocidade variável são capazes de atuar para manter estável a frequência de operação da rede.

2.3 – CONVERSORES DE POTÊNCIA

2.3.1 – Aplicações Gerais

Os conversores de potência são equipamentos destinados para o controle de potência sobre cargas resistivas, indutivas e motoras. Têm a função de permitir o fluxo de energia elétrica em níveis controlados através de um sinal de comando variável controlado por controladores de processos. O sinal será dependente das necessidades do processo específico, determinando assim, quanta potência será liberada para uma carga ou o sistema. Como não existem partes móveis nem desgastes mecânicos, sua manutenção é reduzida quando comparada, por exemplo, aos contadores de potência, que apenas fazem comando.

Normalmente utilizam-se técnicas de controle vetorial para desacoplar o controle de potência ativa e reativa.

2.3.2 – Aplicações em Usinas Eólicas

Em usinas eólicas à velocidade variável, são os conversores os responsáveis pelo controle da potência fornecida ou absorvida da rede elétrica.

Através dos componentes eletrônicos internos (normalmente IGBT), o conversor consegue desacoplar a velocidade de rotação do gerador da frequência de funcionamento da rede, possibilitando o funcionamento de turbinas eólicas de velocidade variável. Com isso, uma turbina eólica pode usar tanto gerador síncrono como assíncrono, desde que ligado ao conversor.

As configurações de turbinas mais utilizadas para o modo de operação em velocidade variável são as já citados na seção 2.1: FRC e DFIG. Nas turbinas FRC o conversor normalmente é instalado no estator do gerador, enquanto nas tipo DFIG o conversor é instalado entre o estator e o rotor. Neste caso, tem-se o conversor do lado do rotor, RSC – “*rotor side converter*”-, e o conversor do lado da rede, GSC – “*grid side converter*”. O RSC é o responsável pelo controle independente da potência ativa e reativa, enquanto o GSC é o responsável por manter a tensão da barra DC em um nível constante, independente do ponto de operação da turbina.

Pela natureza de funcionamento das turbinas eólicas, as grandezas de saída variam constantemente em função da velocidade do vento. Caso as redes nas quais as turbinas estão instaladas sejam fracas (baixa potência de curto-circuito), no ponto de conexão entre rede e turbinas poderão ocorrer variações de tensão indesejáveis. Os conversores de potência também são aplicados visando corrigir esse problema, atuando na integração e estabilização do sistema turbina-rede.

2.3.3 – Eletrônica de Potência

Uma outra característica importante é a compensação reativa feita pelas turbinas eólicas através do emprego de compensadores estáticos de reativo (SVC) ou, então, os conversores estáticos (STATCOM). Ambos dispositivos devem ser ligados no ponto de conexão entre usinas e a rede elétrica.

Para turbinas de velocidade fixa também existe o uso da eletrônica de potência. Um caso típico é o emprego de “*soft-starters*” para o controle do valor da corrente elétrica na partida dos geradores de indução, minimizando assim os impactos referente aos transitórios de partida.

Na Figura 3 é mostrada uma configuração típica para instalação de usinas eólicas de velocidade variável nas redes elétricas:

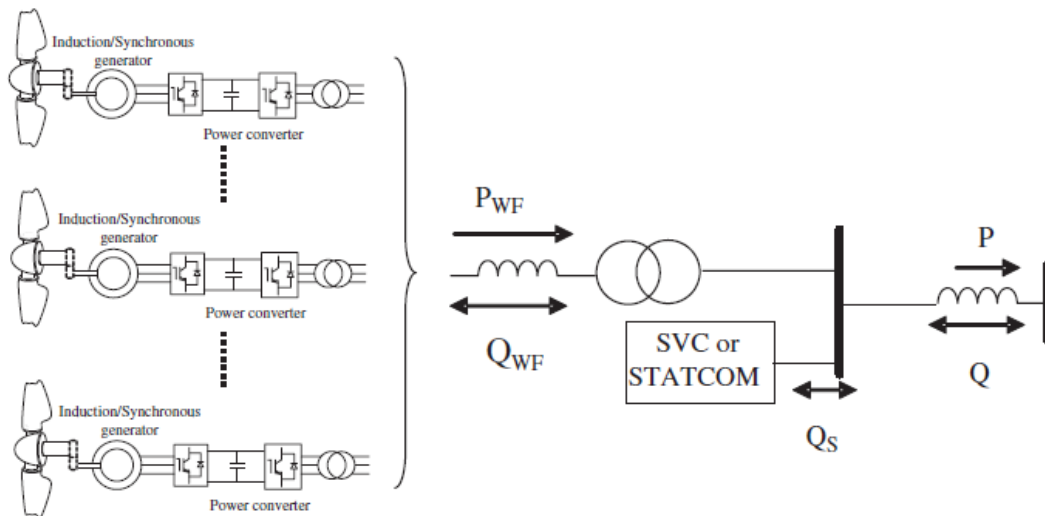


Figura 3 – Ligação de turbinas eólicas à rede elétrica [1].

2.4 – Usinas Offshore

Uma configuração que vem sendo bastante difundida, principalmente na Europa, é a instalação de turbinas eólicas no oceano, conhecidas como turbinas *Offshore*. Normalmente são instaladas a mais de cinco quilômetros de distância da costa, visando assim reduzir os impactos ambientais e ainda ter à disposição maiores valores de vento.

As vantagens das turbinas Offshore consistem em menores impactos ambientais, sonoros e visuais, além de contar com ventos disponíveis de velocidades superiores aos valores para uma mesma altura de torre em terra.

As principais desvantagens são os maiores custos de operação de manutenção, além do custo do cabeamento submarino das turbinas até as subestações na costa.

2.5 – Tendências e Qualidade da Energia

No Capítulo 2 foram apresentadas as principais tecnologias existentes com relação aos geradores eólicos. Conversores de potência são os elementos chave para a operação de turbinas eólicas que operam à velocidade variável, possibilitando assim seu funcionamento em várias situações de vento.

Com o incremento da potência dos novos parques eólicos, estes agora devem contribuir para a manutenção da estabilidade do sistema elétrico, devendo assim, suportar afundamentos de tensão e assim atender a requisitos de qualidade de energia.

3 – AEROGERADORES E A QUALIDADE DA ENERGIA

Ultimamente, devido à maior rentabilidade para construção e operação de usinas eólicas, além do grande incentivo de governos e investidores, a presença dessas nas redes elétricas vem aumentando a uma taxa cada vez maior. Além disso, a potência gerada das chamadas fazendas eólicas também estão aumentando, às vezes até superando a potência de usinas já tradicionais como termelétricas e PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas). Assim, o comportamento dessas novas instalações eólicas deve seguir alguns parâmetros ditados pelos Códigos de Rede, visando contribuir para a manutenção dos valores nominais de tensão, frequência e estabilidade. Ou seja, as novas instalações eólicas devem suprir os requisitos modernos de qualidade de energia.

Os principais indicadores de qualidade de energia elétrica são:

- indicadores de continuidade do serviço;
- nível da tensão de fornecimento;
- flutuação de tensão (flicker);
- desequilíbrio de tensão;
- variação da tensão de curta duração;
- distorção harmônica.

Como já citado no Capítulo 2, turbinas operando à velocidade variável são as escolhidas para grandes empreendimentos eólicos, sendo duas as principais tecnologias concorrentes de geradores: DFIG e FRC.

Para potências de turbinas acima de 1MW, os geradores tipo DFIG são os preferidos para as instalações. Isso devido ao fato de que, em geradores DFIG, apenas uma parte de toda a potência gerada tem que passar através do conversor (tipicamente entre 20 e 30%), enquanto turbinas FRC necessitam de 100% da potência gerada fluindo pelo conversor. Esse fato certamente influi no

dimensionamento e custo dos conversores, que são um dos componentes de preço mais impactantes na instalação eólica.

Assim, devido aos maiores valores de potência, serão as turbinas DFIG que mais deverão sentir e contribuir para os efeitos de Qualidade da Energia na rede elétrica. Serão essas também que deverão permanecer conectadas às redes elétricas mesmo na ocorrência de faltas, contribuindo assim para a manutenção da estabilidade do sistema. Como já foi dito, os conversores instalados nessas turbinas são sensíveis às sobrecorrentes, o que determina que as turbinas eólicas tipo DFIG devam possuir meios para contribuição da estabilidade do sistema e também elementos de proteção da eletrônica de potência utilizados nas mesmas.

3.1 – Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas Elétricos

A característica da suportabilidade de instalações elétricas em relação às variações de tensão que ocorrem nas redes elétricas durante faltas no sistema é chamada de “*Ride-Through Fault*”. As variações podem ser tanto para redução (afundamento de tensão), quanto para elevação de tensão.

Segundo a IEEE, variações de tensão entre meio ciclo da frequência fundamental até um minuto são consideradas de curta duração. Considera-se que ocorreu um afundamento da tensão eficaz quando essa variar entre 0,1 e 0,9 pu da nominal, e elevação de tensão para valores eficazes entre 1,1 e 1,8 pu.

Esses fenômenos ocorrem devido a duas causas principais, que são:

- partida de grandes cargas no sistema elétrico e, conseqüentemente, grandes quedas de tensão em barras paralelas;
- curto-circuitos, sendo esses provocadores tanto por afundamentos, quanto elevações de tensão.

Nesse trabalho é abordado o problema referente aos curtos-circuitos, já que a partida de grandes cargas, apesar de poder causar grandes problemas, é uma questão que pode ser tratada no projeto de uma rede elétrica. Já os curtos-circuitos, por sua característica intempestiva, são fenômenos que merecem um tratamento mais detalhado.

O caso de uma falta trifásica em uma rede elétrica típica é mostrada na Figura 4 a seguir:

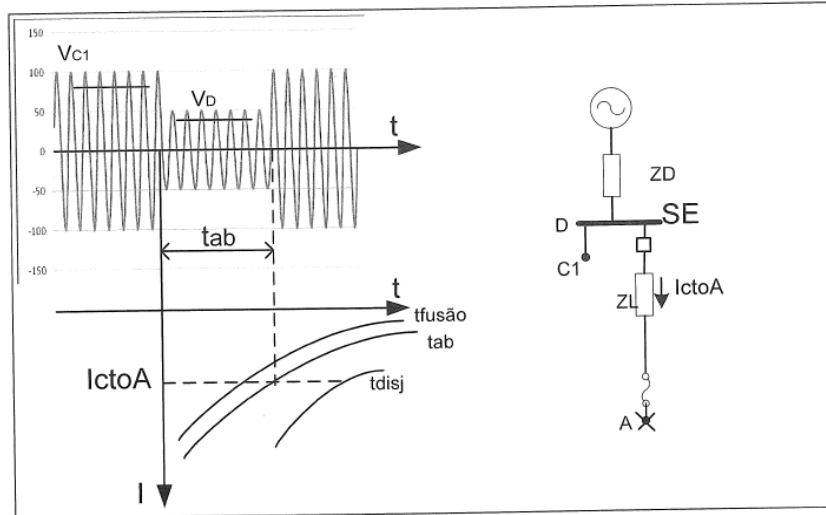


Figura 4 – Afundamento de tensão devido a curto-circuito no ponto A [2].

Para uma falta trifásica, a tensão V_D na barra da SE vale:

$$V_D = 1 - Z_D \cdot I_{coA}; \quad (1)$$

A corrente de falta é:

$$I_{coA} = \frac{1}{Z_D + Z_l \cdot L_A}; \quad (2)$$

Z_D é a impedância vista pela barra da SE à montante;

Z_l é a impedância por unidade de comprimento do alimentador em falta;

L_A é o comprimento do alimentador até o ponto de falta A.

Assim, conhecendo-se os valores citados, pode-se chegar ao cálculo do valor do afundamento de tensão que será visto no ponto D por:

$$V_D = 1 - Z_D \cdot \frac{1}{Z_D + Z_l \cdot L_A} = \frac{Z_l \cdot L_A}{Z_D + Z_l \cdot L_A} \quad (3)$$

Através da análise da Figura 4, nota-se que durante um tempo t_{ab} , a tensão eficaz V_D na barra D do sistema elétrico caiu para cerca de 0,5 pu. O tempo de duração do evento t_{ab} é função do tempo de atuação da proteção da barra em falta. Nota-se também através da análise de (3) que, quanto maior a distância da falta em relação à barra D, menor é o valor do afundamento de tensão. Essa característica foi estudada no curso de especialização de Qualidade de Energia através da análise do seguinte sistema elétrico:

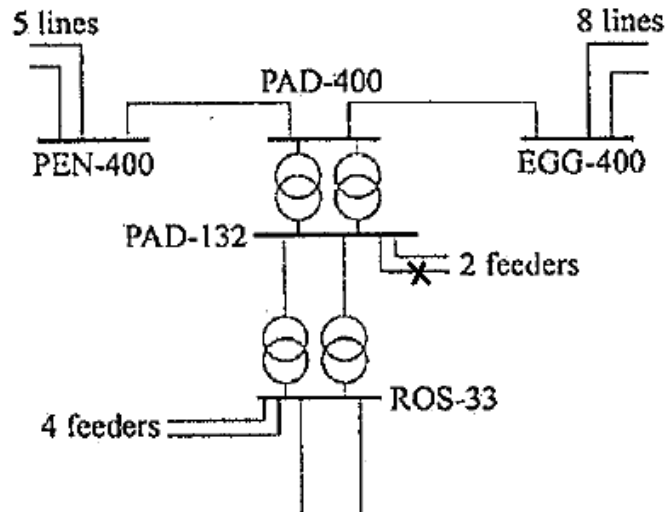


Figura 5 – Exemplo de sistema elétrico

Foram simulados no MATLAB diversos casos de falta no sistema, porém aqui será analisado somente o caso mais grave: o de uma falta trifásica em um dos alimentadores da barra PAD-132.

O estudo visa simular qual é a tensão remanescente na barra PAD-132 após a ocorrência de uma falta trifásica em função da distância do ponto de falta até a barra. O resultado simulado em Matlab, segue na Figura 6, comprovando assim o que foi matematicamente deduzido anteriormente, ou seja, quanto maior a distância da falta, menor será o afundamento de tensão na barra.

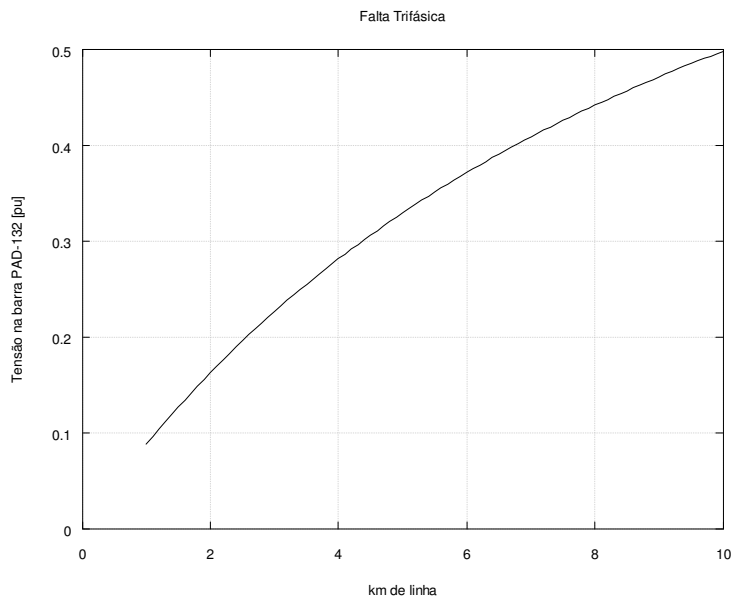


Figura 6 – Afundamento de tensão em função da distância do ponto de falta

3.1.1 – Sistemas Eólicos e as Variações de Tensão

Conforme será abordado no Capítulo 4, a IEC 61400-21:2008 pede que sejam realizados testes individualizados em cada turbina eólica visando com isso estabelecer métodos e parâmetros comuns de validação. Uma forma de prever o funcionamento de um sistema eólico antes de se testar em campo as turbinas é o de simulação computacional. Através de simulações, alguns problemas já podem ser mitigados ainda em fase de projeto, economizando assim tempo e recursos financeiros.

Na referência [4] é feito um estudo de caso utilizando o software *Power Factory* DlgSILENT para simular o comportamento de um gerador tipo DFIG frente a uma falta trifásica em uma barra próxima ao gerador eólico. Na Figura 7 segue o circuito em questão e na Figura 8 são apresentados os resultados.

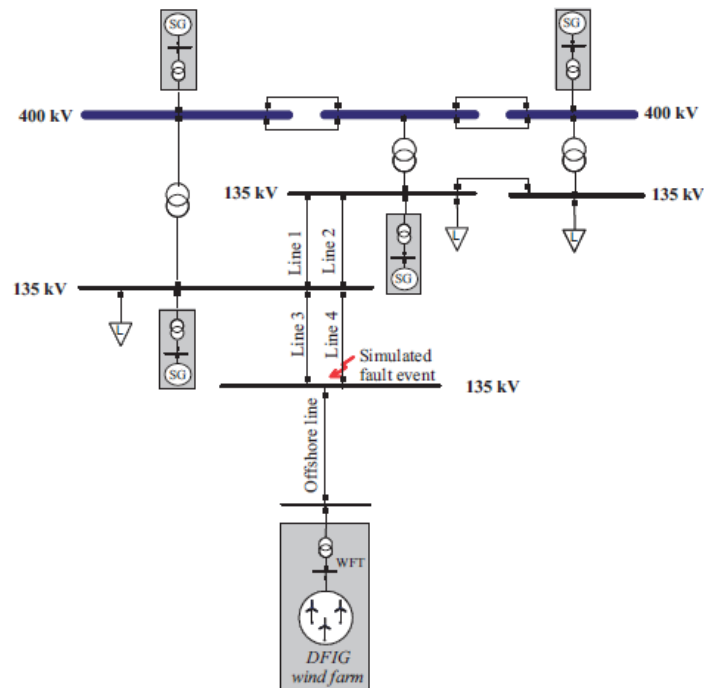


Figura 7 – Circuito simulado no Power System [3]

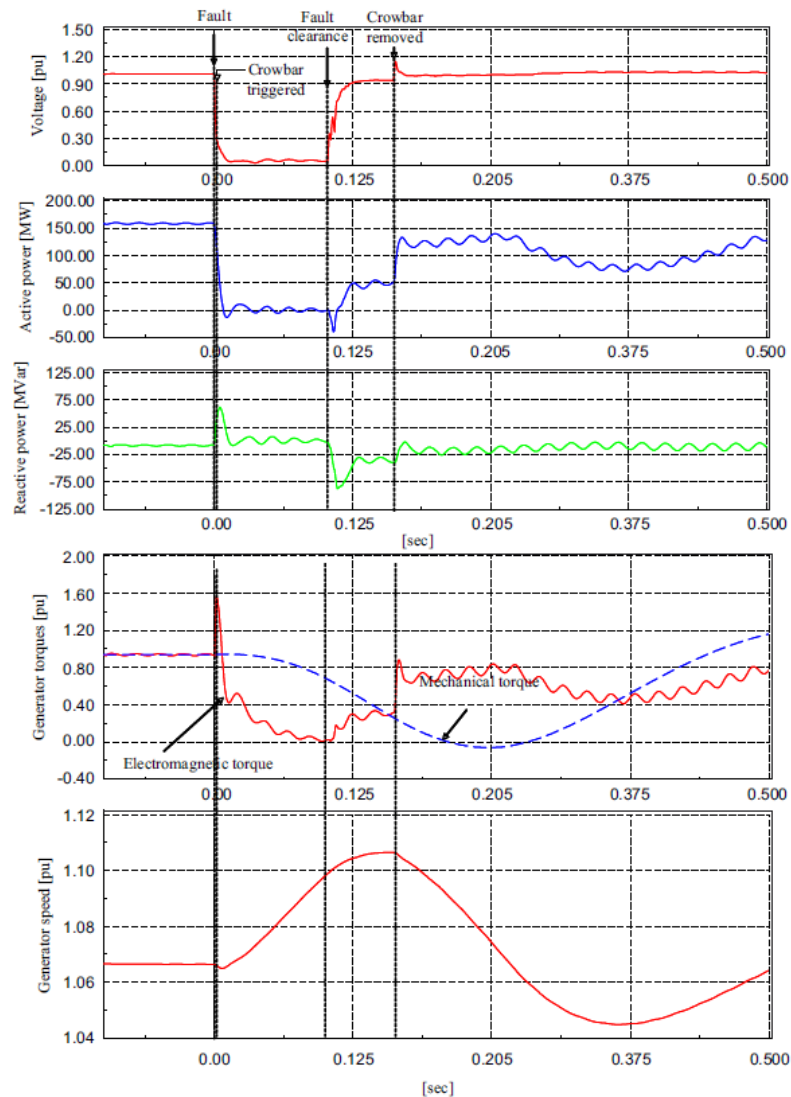


Figura 8 – Resultados da simulação no Power System [3]

Como já abordado anteriormente, no instante da falta trifásica a tensão na barra do gerador eólico sofre uma grande queda, sendo possível visualizar esse fenômeno no primeiro gráfico, no qual a tensão na conexão do gerador com a barra aproxima-se de 0 pu. A potência ativa fornecida pelo gerador também cai bruscamente, como pode ser observado no segundo gráfico.

Como a tensão cai a próximo de zero, o fluxo magnético também acompanha essa tendência de queda e, assim, a magnetização que estava armazenada no campo magnético do estator é liberada sobre o rotor. Isso é visto através do pico de energia reativa que ocorre logo no início da falta acompanhado por um pico do torque eletromagnético. Após esse breve período, tanto o torque eletromagnético quanto o torque mecânico caem, porém como pode ser observado no quarto gráfico, esse último cai com uma taxa menor. Assim, o torque mecânico sendo maior que o

torque eletromagnético irá resultar na aceleração da máquina. É nesse momento que entra em ação o sistema de controle atuando nas pás da turbina eólica, para então reduzir a energia mecânica do vento captada por essas.

Além da aceleração do gerador, um outro efeito que é causado pela falta trifásica é o aparecimento de grandes correntes transitórias nos enrolamentos de estator e rotor devido à queda de tensão no estator. Após isso, o conversor do lado do gerador tenta suprir essa queda de tensão aumentando a tensão no rotor e com isso causa um fluxo repentino de potência entre os conversores. Porém, como a tensão do lado da rede ainda continua “afundada”, o conversor do lado de rede não consegue transferir todo esse fluxo de potência para a rede e assim, parte da energia é usada para carregar o capacitor do barramento CC (ver Figura 2).

Assim, caso as correntes de rotor e estator continuem a subir, ou mesmo a corrente no barramento CC, a proteção do sistema irá atuar através do dispositivo “*crowbar*” retirando de funcionamento o conversor do lado do gerador. Com isso, o gerador continua operando, porém como um gerador de indução.

Após o fim da falta, a tensão no estator começa a subir de forma gradual, porém só retorna aos valores iniciais após a remoção do dispositivo de proteção “*crowbar*”. Importante observar que, como o gerador ainda está funcionando como um gerador de indução, ele precisa absorver energia reativa, como pode ser visto no terceiro gráfico. Essa absorção de reativos causa um atraso no completo restabelecimento da tensão na rede quando então o “*crowbar*” é removido, e o conversor do lado do gerador volta a operar e o funcionamento do gerador DFIG volta ao normal.

3.2 – Harmônicas

Por definição, ondas harmônicas são ondas de propagação nas quais as frequências de oscilação são múltiplas de uma onda de referência ou origem.

Em sistemas elétricos, a onda de referência é chamada de frequência fundamental e, no caso do Brasil, vale 60Hz. Ou seja, ondas de frequência múltipla de 60Hz são harmônicas, sejam as pares (120Hz, 240Hz, 360Hz, etc) ou ímpares (180Hz, 300Hz, 480Hz, etc).

Nas redes elétricas podem ser que existam ondas harmônicas junto com a fundamental, sendo assim causa de diversos problemas para cargas mais sensíveis,

principalmente as cargas que contenham componentes eletrônicos e de controle. Na Figura 9 é mostrada como uma harmônica de terceira ordem afeta a onda resultante.

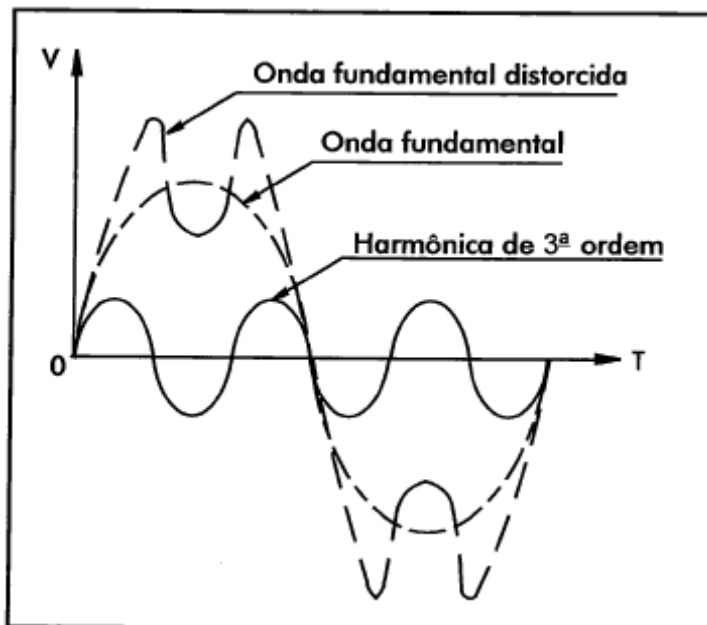


Figura 9 – Forma de onda resultante devido a harmônicas [4]

Nota-se pela figura que a onda resultante é a soma da fundamental e da terceira harmônica, possuindo assim uma característica “deformada”. A onda resultante é calculada utilizando as técnicas de decomposição de Fourier no qual uma forma de onda periódica pode ser decomposta em uma soma infinita de componentes harmônicas.

Cargas não lineares são a principal causa da ocorrência de ondas harmônicas e também são, muitas vezes, as que mais sofrem com tais. Equipamentos que participam de modulação de tensão, como retificadores, inversores e conversores de potência são típicas cargas não lineares.

Além dessa questão há também os relacionados à aquecimento e sobrecarga. Em sistemas trifásicos, as correntes harmônicas somam-se no neutro, causando assim aumento de temperatura nesse condutor. O valor eficaz da corrente elétrica contendo frequências além da fundamental é maior do que se estivesse pura, ou seja, apenas com o 60Hz. Os cabos serão sobrecarregados e sofrerão com redução da vida útil.

Motores ligados a redes com harmônicas sofrem problemas de desgaste e sobreaquecimento, tendo assim, redução de vida útil.

3.2 .1– Harmônicas em Sistemas Eólicos

Como já foi explicado nesse trabalho, turbinas eólicas funcionando à velocidade variável necessitam do uso de conversores de frequência para o correto funcionamento e integração com a rede elétrica.

Como necessitam de elementos não lineares (diodos e transistores) para converter a tensão CA para CC e depois voltar a um nível CA compatível com a rede elétrica, esses conversores são causadores de distúrbios harmônicos na rede elétrica. E como também são dispositivos sensíveis, esses mesmos conversores também sofrem e podem estar suscetíveis a falhas no caso da presença de valores elevados de distorção harmônica.

Outro problema que pode surgir é o caso de sistemas eólicos que operam à velocidade fixa e utilizam banco de capacitores para correção do fator de potência.

Capacitores por definição são dispositivos cuja impedância vale:

$X_c = \frac{1}{2\pi f C}$, sendo “f” a frequência do sinal de entrada. Assim, caso a rede possua

ondas harmônicas de frequências elevadas, a reatância tem seu valor diminuído e então o capacitor funciona como um dreno para as correntes harmônicas. Caso as correntes harmônicas subam até um determinado valor, os capacitores podem sofrer falha de dielétrico e causar um eventual curto circuito a não ser que os dispositivos de proteção atuem.

3.3 – Flicker

Flutuações do valor eficaz tensão de uma faixa entre 0,1 e 7%, apesar de muitas vezes não causar problemas a equipamentos e sistemas de controle, podem afetar seres humanos e assim são um fenômeno a ser tratado pela qualidade da energia. Tipicamente recebem a denominação de Flicker e uma ilustração do fenômeno pode ser vista na Figura 10 a seguir:

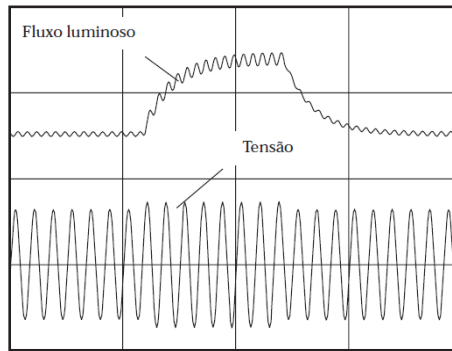


Figura 10 – Onda de tensão com presença de Flicker [4]

Essa flutuação de tensão aplicada sobre equipamentos de iluminação, principalmente lâmpadas incandescentes ou lâmpadas fluorescentes com reatores magnéticos, irá causar cintilação do fluxo luminoso podendo assim, causar desconforto e enjôo para as pessoas submetidas a tal fenômeno. Em lugares onde a precisão de trabalho é fundamental, como oficinas, salas de cirurgia, laboratórios etc, a ocorrência de flicker pode levar a acidentes ou erros de trabalho, devendo então ser corrigido.

Cargas típicas que geram flicker são:

- intermitentes, ou seja, de comportamento não linear;
- operação através do uso de arco elétrico;
- partida de motor;

3.3.1 – Flicker em Turbinas Eólicas

Turbinas eólicas podem ser fontes de flicker (principalmente funcionando à velocidade fixa), podendo ser caracterizadas duas maneiras de ocorrência do fenômeno.

3.3.1.1 – Operação de Chaveamento

A partida de turbinas eólicas operando à velocidade fixa é mais severa do que as turbinas de velocidade variável. O rotor sob ação do vento aumenta sua velocidade até que a velocidade de giro do gerador esteja próxima da velocidade síncrona. Após esse momento, o gerador é então ligado à rede.

As turbinas de velocidade fixa que possuam pás controláveis se conectam à rede de forma mais suave do que os modelos de pás sem controle de ângulo de operação. Nesse caso, os “*soft-starters*” atuam de forma a manter a variação do

fluxo magnético e, conseqüentemente, a corrente elétrica de partida em um valor mais suave também. Na Figura 11 a seguir segue uma simulação da partida de um gerador eólico operando à velocidade fixa:

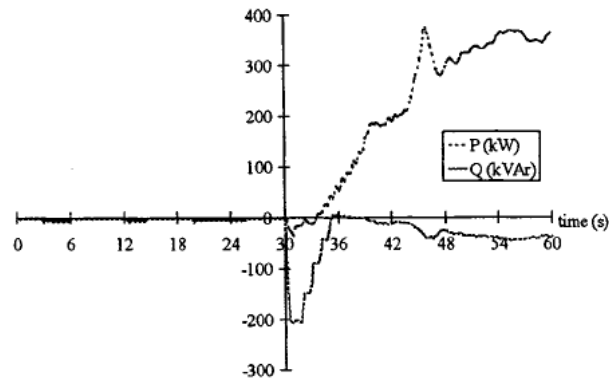


Figura 11 – Fluxo de potência na partida de turbina de velocidade fixa [5]

Nota-se que no momento da partida do gerador em $t=30$ segundos, há um grande consumo de energia reativa, como era de se esperar de um gerador de indução usado em sistemas de velocidade fixa.

Após alguns segundos, capacitores começam a ser conectados de forma escalonada no circuito, como pode ser observado na redução em degraus do consumo de energia reativa. Após 36 segundos, a produção de energia ativa aumenta consideravelmente, momento no qual há um novo, porém menor, aumento de consumo de energia reativa. Na figura 12 a seguir segue o perfil de tensão durante a partida:

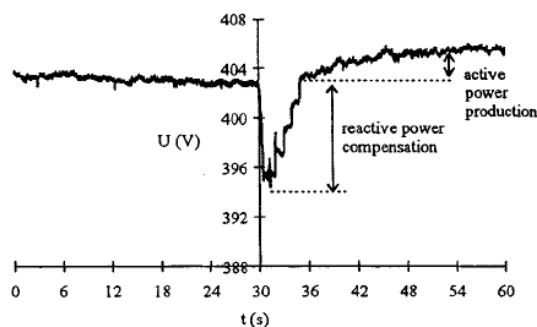


Figura 12 – Perfil da tensão durante partida [5]

Percebe-se que durante a partida há uma queda considerável de tensão da

turbina eólica no momento da conexão com a rede e, no caso de grandes instalações, a queda de tensão pode ser maior ainda. Essas variações de tensão durante a partida são causadoras de flutuação de tensão em toda a rede.

Para a partida de geradores operando à velocidade variável o impacto na rede é menor, pois através do uso de conversores de frequência o fluxo de energia reativa pode ser controlado de forma a suavizar a queda de tensão. Segue figura 13 ilustrando a característica de partida desse tipo de gerador:

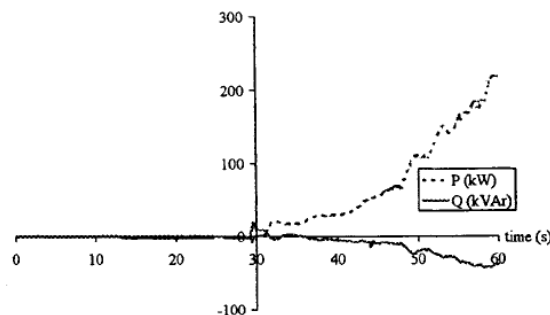


Figura 13 – Fluxo de potência na partida de turbina de velocidade variável [5]

Flutuação de tensão também ocorre na parada das unidades geradoras pela redução do fluxo de potência entregue na conexão com a rede e, conseqüentemente, redução de tensão neste ponto.

3.3.1.2 – Operação Contínua

Outra forma de produção de flicker pelas turbinas eólicas é no funcionamento contínuo dessas sob a ação variável do vento, pelo efeito sombra, além de desequilíbrios mecânicos de funcionamento. Turbinas que operam à velocidade fixa são as grandes causadoras de flicker e o fenômeno será tanto maior quanto mais fraca é a rede, ou seja, baixa potência de curto circuito.

Como o vento varia de forma estocástica, a potência de saída varia com o passar do tempo, fato que pode ser visto na Figura 14, durante o funcionamento de uma turbina de velocidade fixa. Assim, como a potência está constantemente variando, a tensão no ponto de conexão com a rede estará sujeita também a flutuações e ocorrência de flicker.

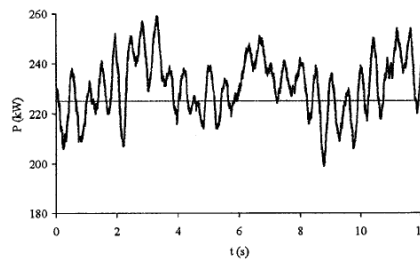


Figura 14 – Potência de saída em turbina de velocidade fixa [6]

4- CÓDIGOS DE REDE E SISTEMAS EÓLICOS

Devido à maior presença da energia eólica nos sistemas elétricos hoje em diversos países e regiões, alguns requisitos técnicos específicos para turbinas eólicas foram elaborados, tendo em vista que o funcionamento dessas difere, consideravelmente, das tradicionais forças motrizes.

Assim, para entrarem em funcionamento contínuo, os grandes sistemas eólicos precisam atender alguns parâmetros técnicos definidos pelos Códigos de Rede pertinentes à uma determinada região. As modernas turbinas eólicas são providas de tecnologia que as permite ajudar para estabilizar e regular os valores nominais da rede elétrica. Assim, os Códigos de Rede determinam como os sistemas eólicos devem se comportar dentro de certas faixas durante a ocorrência de distúrbios de funcionamento, como por exemplo, durante curto-circuito.

Basicamente, todos os Códigos determinam, com algumas diferenças entre eles, os valores de tensão e potência que instalações eólicas devem fornecer para estabilizar o sistema elétrico durante os momentos de falha da mesma forma que as instalações de energia tradicionais o fazem. Com isso, é garantida tanto a ampliação do fornecimento de energia via turbinas eólicas, quanto a segurança e confiabilidade do sistema elétrico.

Os principais requisitos previstos pelos Códigos de Rede para interligação entre as turbinas eólicas e redes elétricas são:

- *“ride-through fault”*;
- limites de tensão e frequência;
- controle de potência ativa e reativa;
- controle de fator de potência.

As turbinas eólicas para entrarem em operação devem ser testadas segundo a IEC 61400:2008. Nela constam os procedimentos para validação de uma turbina por vez, ligada em rede trifásica em média tensão (entre 1kV e 35kV), e com ventos abaixo de 15 m/s devido a dificuldade de se encontrar ventos com maiores velocidades. Cada um dos fenômenos descritos a seguir além de constarem nas normas da IEC, também são abordados pelos Códigos de Redes regionais.

4.1 – Ride-Through Fault

A IEC 61400-21 determina parâmetros e procedimentos para verificação e validação da resposta de uma turbina eólica a afundamentos de tensão. Na Tabela a seguir, está reproduzido o que determina a IEC:







Case	Magnitude of voltage phase to phase (fraction of voltage immediately before the drop occurs)	Magnitude of positive sequence voltage (fraction of voltage immediately before the drop occurs)	Duration (s)	Shape
VD1 – symmetrical three-phase voltage drop	0,90 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,5 ± 0,02	
VD2 – symmetrical three-phase voltage drop	0,50 ± 0,05	0,50 ± 0,05	0,5 ± 0,02	
VD3 – symmetrical three-phase voltage drop	0,20 ± 0,05	0,20 ± 0,05	0,2 ± 0,02	
VD4 – two-phase voltage drop	0,90 ± 0,05	0,95 ± 0,05	0,5 ± 0,02	
VD5 – two-phase voltage drop	0,50 ± 0,05	0,75 ± 0,05	0,5 ± 0,02	
VD6 – two-phase voltage drop	0,20 ± 0,05	0,60 ± 0,05	0,2 ± 0,02	

Figura 15 – Especificação para testes de afundamento de tensão [9]

Nota-se que são estipulados para o teste de uma turbina valores de tensão de linha e de sequência positiva, duração e forma de onda além do tipo da ocorrência de falta no sistema elétrico. Segundo a IEC, os testes devem ser realizados para duas situações básicas:

- potência de teste entre 0,1 e 0,3 da nominal;
- potência de acima de 0,9 da nominal.

Como visto no Capítulo 3, uma falta que ocorre em uma barra de um sistema elétrico pode ocasionar distúrbios que se espalham nas barras adjacentes, como é o caso de um afundamento de tensão. Assim, os Códigos de Rede determinam como as turbinas eólicas devem se comportar frente a esse fenômeno. Segue abaixo a Figura 16 que mostra os requisitos de diversos Códigos europeus:

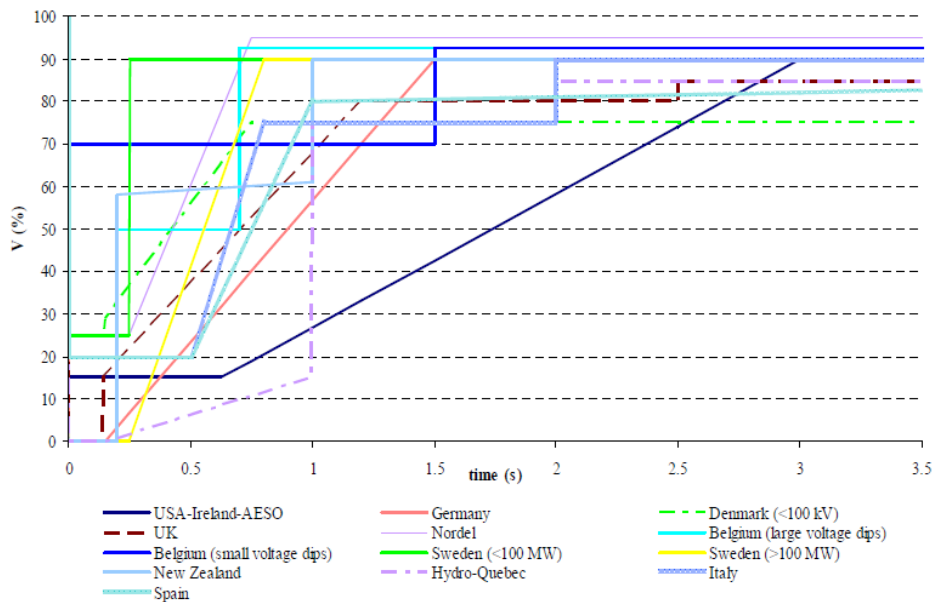


Figura 16 – Requisitos para afundamentos de tensão em turbinas eólicas [7]

Analisando o gráfico acima percebe-se que alguns países são mais exigentes do que outros, como é o caso do Reino Unido, Alemanha, Canadá e Nova Zelândia que obrigam o funcionamento das turbinas eólicas durante um tempo inferior à meio segundo mesmo para tensões na barra chegando a 0%.

Especificamente no caso do sistema elétrico na Alemanha, são criadas duas faixas para “*fault ride-through*” como pode ser visto na Figura 17 abaixo:

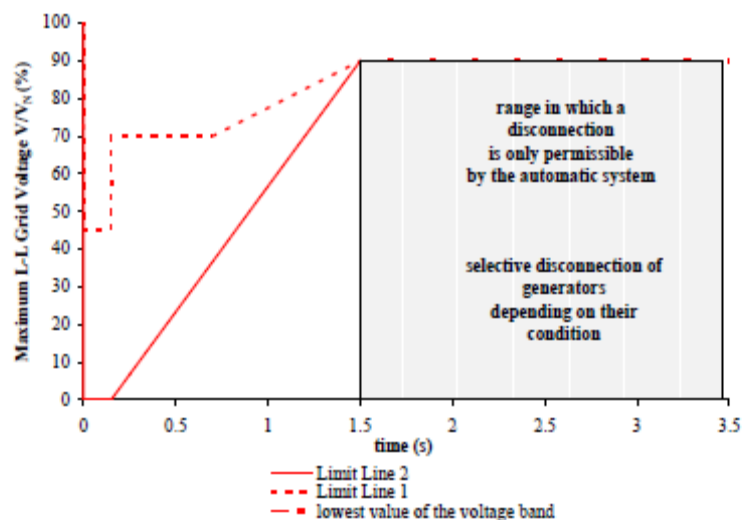


Figura 17 – Suportabilidade à afundamentos de tensão segundo o Código de Rede Alemão[8]

No caso da ocorrência de curto-circuito no sistema, os afundamentos de tensão resultantes desse não podem levar à desconexão nem instabilidade das fazendas eólicas. Para um ponto de operação entre as linhas 1 e 2, a princípio não deve ocorrer a desconexão, porém na ocorrência de instabilidade de funcionamento da turbina eólica, é permitido uma breve desconexão com a rede e uma posterior ressinchronização com a rede em até dois segundos. Com isso, consegue-se eliminar a instabilidade e rapidamente a turbina volta a contribuir para a estabilização da rede. Na ocorrência de um afundamento de tensão abaixo da linha 2, as turbinas eólicas devem ser desconectadas da rede, porém deve haver um escalonamento para a retirada das turbinas, visando evitar uma grande perda súbita de geração de potência ativa para o sistema.

O Código de Rede alemão também estabelece que, durante uma falta no sistema elétrico, as turbinas eólicas também devem contribuir para a restauração da tensão nominal da rede através do fornecimento de energia reativa. Isto é requerido conforme a Figura 18 abaixo:

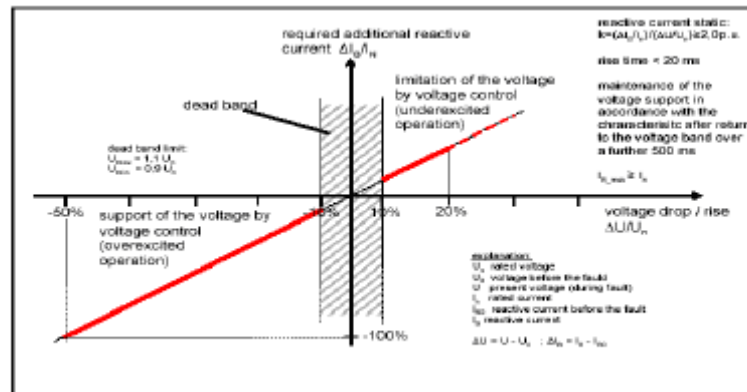


Figura 18 – Saída de corrente reativa em função da tensão remanescente da turbina [8]

O Brasil em seu Procedimentos de Rede, Submódulo 3.6, estabelece os requisitos técnicos para conexão com a rede elétrica básica e às Demais Instalações de Transmissão – DIT. Segue abaixo a Figura 19 mostrando os requisitos:

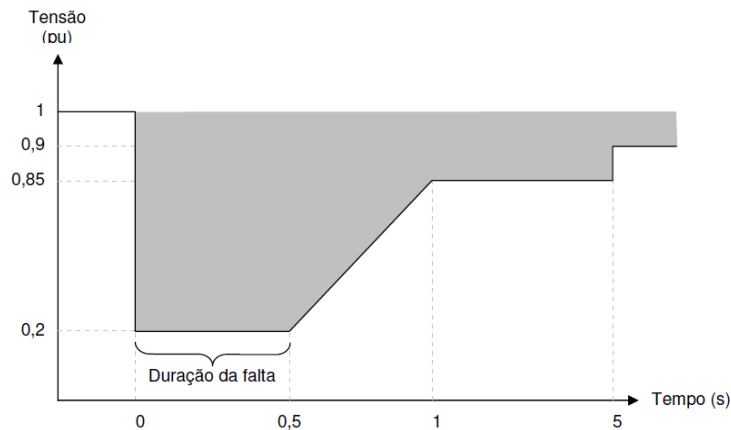


Figura 19 – Requisitos para afundamentos de tensão em turbinas eólicas- Brasil

Nota-se que os requisitos brasileiros assemelham-se aos norte-americanos e irlandeses, nos quais é aceito que as turbinas eólicas mantenham-se funcionamento até para 20% de tensão resultante na barra do gerador para uma duração de falta até meio segundo.

Voltando ao caso simulado em 3.1.1, percebe-se que a tensão nos terminais do gerador caiu para zero durante um tempo de duração bastante pequeno, entre 0 e 0,1 segundos.

Se, por exemplo, o caso ocorresse no sistema elétrico alemão, por norma, a turbina ainda deveria continuar funcionando, enquanto no Brasil por possuir requisitos menos rigorosos, seria permitido o desligamento da mesma. Isso pode ser explicado pelo fato de que a penetração da energia eólica na Alemanha hoje está crescendo em número e potência, tanto que o país até discute o abandono de tecnologias amplamente empregadas como a nuclear. No Brasil, apesar do crescente emprego, ainda são as hidroelétricas as principais responsáveis pela estabilidade do sistema elétrico.

4.2 – Controle de Potência Ativa e Frequência

Também são estabelecidos parâmetros a serem seguidos para o caso da faixa de valores de potência ativa de saída das turbinas eólicas em função de variações de frequência na rede elétrica.

Normalmente o que ocorre é a redução da potência ativa fornecida pelas turbinas no caso da frequência da rede exceder o valor nominal. A diminuição da

potência ativa é realizada através do controle do ângulo das pás ou, em casos mais extremos, desconexão de turbinas da rede.

De acordo com o Código de Rede alemão, quando a frequência ultrapassa 50,2 Hz (frequência nominal de 50Hz), as fazendas eólicas devem reduzir a potência ativa com uma taxa de variação de 40% por hertz.

No Brasil, no “Procedimentos de rede”, consta que :

“Para tensões no ponto de conexão entre 0,9 e 1,10 pu, para central geradora eólica, não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 Hz e 60,0 Hz. Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução de potência de saída de até 10%. Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase-estáticas.”

Nota-se então que turbinas eólicas devem ser capazes de atuar na regulação de frequência da rede e que, quanto maior for o parque eólico, maior será a sua importância para esse controle.

4.3 – Controle de Tensão e Frequência

Como seria de se esperar, turbinas eólicas devem operar normalmente enquanto a tensão e frequência da rede se mantiverem nos valores nominais. Porém também devem continuar funcionando durante um certo período de tempo (estabelecidos pelos Códigos de Rede específicos) em situações de variação desses parâmetros, visando assim, contribuir para estabilização do sistema. Segue Figura 20 na qual são mostrados os requisitos em diversos países para turbinas eólicas:

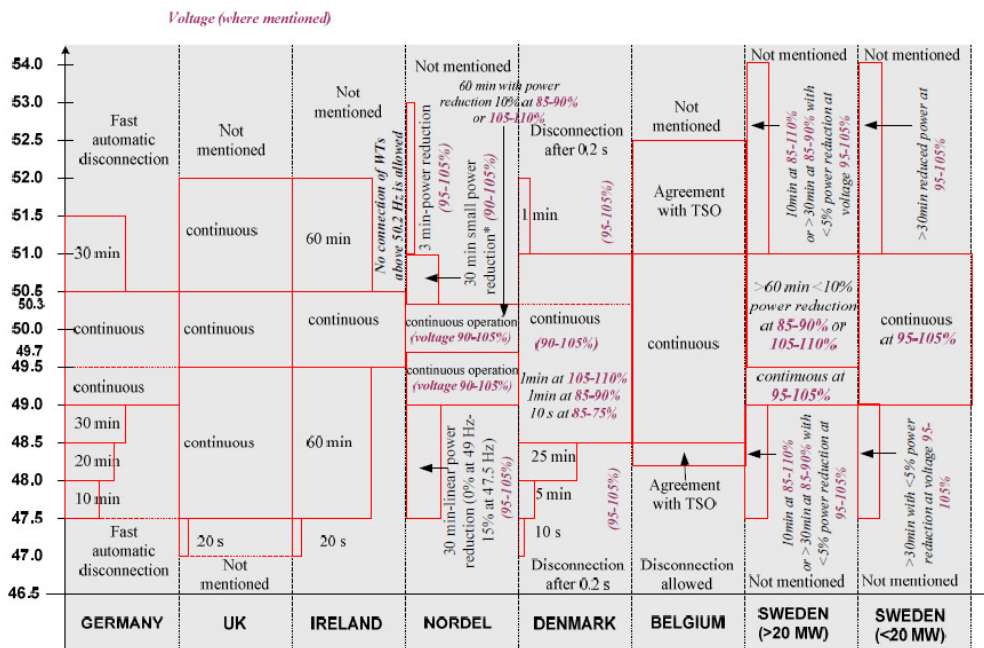


Figura 20 – Tempo para desconexão de turbinas eólicas em função da frequência [7]

Analisando a Figura 20 percebe-se que no caso específico alemão, turbinas eólicas devem continuar operando normalmente durante trinta minutos até uma variação de 1,66% da frequência nominal no caso de subfrequência, e 1% para sobrefrequência. Nota-se no caso irlandês que, por possuir uma rede elétrica nacional considerada fraca, necessita mais que outros países que suas fazendas eólicas continuem operando pelo maior tempo possível, no caso, 60 minutos para uma faixa de variação de frequências entre 1,66% e 5% da nominal.

O Código brasileiro também determina as faixas de operação para turbinas eólicas em função da variação de frequência.

Consta que a rede operando com frequências entre 56,5Hz e 63 Hz, a turbina eólica deve continuar operando normalmente, ou seja, os relés de proteção de sub e sobre frequências não devem atuar de forma instantânea. Entre 58,5 e 61 Hz, não deve haver atuação temporizada, ou seja, os relés não devem atuar de forma alguma. Caso a frequência esteja abaixo de 58,5 Hz, a operação deve se manter por até 10 segundos, mesma condição válida para frequências acima de 61,5Hz.

4.3 – Controle de Tensão e Energia reativa

Um outro fator de extrema importância hoje é a capacidade desejada para turbinas eólicas de atuar para o controle da energia reativa da rede e com isso estabilizar os valores nominais de tensão. Deve ser levado em conta que como normalmente turbinas eólicas estão instaladas em pontos distantes ou remotos da rede, perdas referentes à condução da energia por estas distâncias enfatiza a necessidade de regulação de energia reativa.

Assim, os Códigos de Rede demandam das turbinas eólicas o mesmo comportamento esperado das usinas de energia tradicionais com relação ao fornecimento ou absorção de reativos. Cada Código especifica faixas de valores de tensão e fator de potência aceitáveis, tendo em vista que as redes possuem características de curto-circuito e impedâncias características próprias.

Segue abaixo Figura 21 mostrando como os Códigos de Rede alemão e britânico se posicionam frente à questão de controle de tensão e fator de potência.

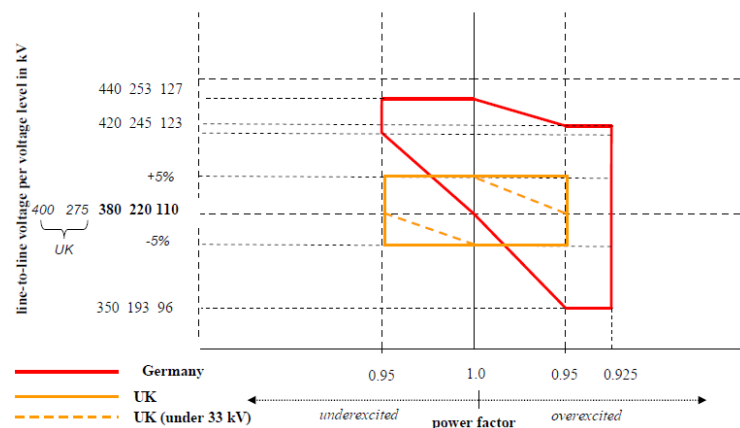


Figura 21 – Variação da tensão em função do fator de potência – Alemanha e Reino Unido [7]

Ambos Códigos estabelecem que as instalações podem operar tanto de forma sub-excitada quanto sobre-excitada (fatores de potência em atraso e avanço respectivamente) no caso da ocorrência de sobretensões.

Para o caso brasileiro, o Procedimentos de Rede estabelece que:

“no ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal e quando solicitados pelo ONS, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa especificada abaixo:

- (a) mínimo de 0,95 capacitivo;
- (b) mínimo de 0,95 indutivo.”

Com isso, consegue-se alterar o fator de potência de operação das turbinas eólicas e assim, fluxo de reativos e conseqüentemente, o valor da tensão no ponto de conexão com a rede.

5 – CONCLUSÃO

Neste texto foram abordadas as questões referentes às atuais tecnologias de turbinas eólicas e suas interações com as redes elétricas existentes face ao crescimento desta fonte energética na matriz global e nacional.

No segundo capítulo são citadas as principais tecnologias envolvidas na geração eólica, os tipos de ligação elétrica, geradores e dispositivos eletrônicos de potência. É dada ênfase às turbinas que operam à velocidade variável, tipo FRC e DFIG, devido à importância que possuem na implementação dos novos parques eólicos. As interações entre turbinas e redes elétricas são explicadas, sendo o controle de tensão, coordenação da proteção, estabilidade e qualidade da energia os tópicos de destaque.

No terceiro capítulo a questão da interação entre turbinas eólicas e as redes elétricas sob a ótica da qualidade da energia é abordada. No caso, as variações de tensão de curta duração merecem um tratamento especial devido à importância destas para a estabilidade da rede. Um estudo de caso realizado na disciplina de qualidade de energia é reproduzido neste capítulo, assim como os resultados de simulações de sistemas eólicos interagindo com uma rede elétrica [3]. Com isso, busca-se o embasamento técnico e teórico para a abordagem dos requisitos normativos detalhados no capítulo quatro.

O quarto capítulo é destinado ao estudo e comparação entre os requisitos normativos existentes, tanto internacionais, quanto o brasileiro. Fica claro que os órgãos reguladores impõem condições de desconexão para as turbinas eólicas, visando assim, contribuir para a manutenção da estabilidade da tensão elétrica. Para o cumprimento destas exigências, as turbinas eólicas devem permanecer conectadas à rede durante tempos pré-determinados, função estes do nível de queda de tensão no ponto de acoplamento.

Finalmente, conclui-se através deste trabalho que com o crescimento dos parques eólicos, estes agora serão peças fundamentais para que o sistema elétrico continue operando de forma segura mesmo na ocorrência de um curto-circuito em alguma parte da rede. As novas tecnologias de conversores de potência vêm justamente ajudar neste item, garantindo que os geradores continuem operando mesmo durante uma queda de tensão no ponto de conexão.

6 – BIBLIOGRAFIA

[1] ANAYA-LARA, O., JENKINS, N., EKANAYAKE, J., CARTWRIGHT, P., HUGHES, M. “Wind Energy Generation Modeling and Control.” A John Wiley & Sons, Ltd, 2009, 269p.

[2] KAGAN, N., JOÃO ROBBA, E., PRIETO SCHMIDT, H., “Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica”. Blucher, 2009, cap.4.

[3] D. HANSEN, A., MICHALKE, G., “Fault Ride-Through Capability of DFIG Wind Turbines” - Renewable Energy 32, 2007, p. 1594-1610.

[4] MAMEDE FILHO, J., “Proteção de Equipamentos Eletrônicos Sensíveis”. Editora Érica, 2011, 342p.

[5] LARSSON, A., “ Flicker Emission of Wind Turbines Caused by Switching Operations” – IEEE Transactions of Energy Conversion, Vol.17, NO. 1, March 2002, p.129.

[6] LARSSON, A., “ Flicker Emission of Wind Turbines Caused by Switching Operations” – IEEE Transactions of Energy Conversion, Vol.17, NO. 1, March 2002, p.116

[7] TSILI, M., PASTIOURAS, Ch., PAPATHANASSIOU, S. “Grid Code Requirements for Large Wind Farms: A Review of Technical Regulations and Available Wind Turbine Technologies”. - National Technical University of Athens.

[8] TSILI, M., PAPATHANASSIOU, S. “A Review of Grid Code Technical Requirements for Wind Farms”. – IET Renewable Power Generation, Vol.3, Sept. 2009, p.308-332.

[9] IEC 61400-21, ED.2, 2008-08, “Measurement and assessments of power quality characteristics of grid connected wind turbines”.