

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



FLAVIANA AMÉLIA POSSANCINI

**ASPECTOS GERAIS DOS REQUISITOS PARA A CONEXÃO DE PARQUES
EÓLICOS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Uberlândia

2018

FLAVIANA AMÉLIA POSSANCINI

**ASPECTOS GERAIS DOS REQUISITOS PARA A CONEXÃO DE PARQUES
EÓLICOS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de bacharel em engenharia elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Henrique de Oliveira Rezende

Uberlândia

2018

FICHA CATALOGRÁFICA

--

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, por ser essencial em minha vida, sem Ele nada seria possível.

Dedico também ao meu pai Jonel, minha mãe Ana Maria, meus irmãos Ana Paula e Rogério e ao meu namorado Danilo que com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, sem Ele nada seria possível.

Aos meus pais, Jonel e Ana Maria pelo carinho, esforço e compreensão para me proporcionar uma boa formação acadêmica.

Aos meus irmãos, que sempre me apoiaram e incentivaram durante todo esse trajeto.

Ao meu namorado Danilo, obrigado pelo amor, carinho e por estar sempre ao meu lado.

Aos professores, José Carlos de Oliveira e Paulo Henrique de Oliveira Rezende pela disponibilidade, ensinamentos, paciência, ajuda e dedicação, tornando este trabalho de conclusão possível.

Aos meus amigos, colegas de graduação, e a todos que contribuíram de forma direta ou indireta na realização deste trabalho.

“Consagre ao Senhor tudo o que você faz, e os seus planos serão bem-sucedidos. ”

(Provérbios 16:3)

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma visão geral sobre a questão da inserção de novas fontes geradoras de energia elétrica nas redes elétricas comerciais, com ênfase na estratégia dos aproveitamentos eólicos. Para tanto, o trabalho é iniciado através de uma contextualização dos tipos de aerogeradores atualmente em uso no mundo e, na sequência, são contemplados requisitos de conexão nos termos estabelecidos pelas agências reguladoras nacionais, com destaque ao Operador Nacional do Sistema Elétrico Nacional – ONS. Dentre os temas tratados, merece atenção a problemática das distorções harmônicas visto que os elementos físicos de conexão são equipamentos conversores eletrônicos, a previsibilidade da energia produzida, o controle de frequência e aspectos relacionados com a capacidade da continuidade operativa dos parques de geração quando da ocorrência de expressivas variações de tensão da rede de conexão. O trabalho se encontra estruturado em 5 seções. Na seção 1 são apresentadas informações gerais sobre o tema em foco. Na sequência são sintetizadas as principais concepções dos aerogeradores comercialmente utilizadas, assim como as perspectivas futuras para o emprego destes tipos de unidades. Na seção 3 é feita uma avaliação dos fatores de influência previstos pela legislação quando da operação conjunta das centrais eólicas com a redes de transmissão e distribuição. Na continuidade, a seção 4 é dedicada a ressaltar os principais mecanismos governamentais voltados para o incentivo para a produção da energia eólica e outras de natureza renovável, com destaque às políticas para a regulamentação do mercado e desenvolvimento da energia. Complementarmente, são também sintetizados os principais requisitos definidos nacionalmente para os fins aqui postos e, finalmente, na seção 5, são apresentadas considerações gerais sobre o trabalho.

Palavras-chave: Aerogeradores, Fontes Renováveis de Energia Elétrica, Mercado de Energia e Regulamentação, Parques Eólicos.

ABSTRACT

This work aims at providing insights into the issue of the insertion of new sources of electricity in commercial electrical grids, with emphasis on wind farms. For this purpose, the work begins with a description of the types of aerogenerators currently in use worldwide. Then the connection requirements are considered in accordance with the terms established by the national regulatory agencies, highlighting the National Electric System Operator – ONS. Among the topics discussed is deserved attention to the harmonic distortions, the predictability of the energy produced, the frequency control, and aspects related to the operational continuity of the power plants when voltage variations occurs at the connection network. This work is structured into 5 sections. Section 1 presents general information on the subject of this study. Subsequently the main conceptions of aerogenerators used commercially are summarized, as well as future perspectives on the use of these types of generators. An evaluation of the influence factors foreseen by the legislation when wind farms operate in conjunction with transmission and distribution networks is carried out in Section 3. Then Section 4 highlights the main governmental mechanisms aimed at encouraging the production of wind energy and other renewable energies, with emphasis on policies for market regulation and energy development. In addition, the main requirements defined by the National System Operator are summarized. Finally, general considerations about this work are presented in Section 5.

Keywords: Aerogenerators, Renewable Energy Sources, Energy Market and Regulation, Wind Farms.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 – PARQUES EÓLICOS DISTRIBUÍDOS NO BRASIL	15
FIGURA 1.2 – CAPACIDADE INSTALADA E PERSPECTIVAS DE EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL	16
FIGURA 2.1 – ARRANJOS TÍPICOS DE UM PARQUE EÓLICO	17
FIGURA 2.2 – CARACTERÍSTICA TÍPICA DE CONJUGADO /VELOCIDADE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA TIPO 1	18
FIGURA 2.3 – SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA DO TIPO 1.....	19
FIGURA 2.4 – SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA DO TIPO 2.....	20
FIGURA 2.5 – CARACTERÍSTICA TÍPICA DE CONJUGADO/VELOCIDADE DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA TIPO 2	20
FIGURA 2.6 – FAIXAS DE EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA DO VENTO POR UM PARQUE EÓLICO DOTADO DE SISTEMAS DE VELOCIDADE FIXA E DE VELOCIDADE VARIÁVEL	21
FIGURA 2.7 – SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA DO TIPO 3.....	22
FIGURA 2.8 - SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA DO TIPO 4	24
FIGURA 3.1 – OPERAÇÃO DE PLANTA EÓLICA COM GERADORES DE INDUÇÃO DE DUPLA ALIMENTAÇÃO DURANTE FALTA TRIFÁSICA EM LINHA ADJACENTE DE 110kV	30
FIGURA 3.2 – PERFIL DE TENSÃO PARA SUPORTABILIDADE DE GERADORES EOLIELÉTRICOS NA CONDIÇÃO DE FALTA NA REDE.....	31

LISTA DE TABELAS

TABELA 4.1- MARCO REGULATÓRIO PARA PLANTAS EÓLICAS NA EUROPA.....	34
TABELA 4.2 – REQUISITOS TÉCNICOS GERAIS PARA A CONEXÃO.....	37
TABELA 4.3 – REQUISITOS TÉCNICOS ESPECÍFICO PARA A CONEXÃO	38

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
GIRGE	Gerador de Indução com Rotor Gaiola de Esquilo;
GIRB	Gerador de Indução com Rotor Bobinado;
DIFG	Gerador de Indução Duplamente Excitado;
GS	Gerador Síncrono;
CC	Corrente Contínua;
CA	Corrente Alternada;
PCC	Ponto Comum de Conexão;
ST	Sistema de Transmissão;
SD	Sistema de Distribuição;
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga.

SUMÁRIO

1	SUMÁRIO	
I.	INTRODUÇÃO	13
II.	TECNOLOGIAS UTILIZADAS PARA AS UNIDADES DE GERAÇÃO EÓLICA	16
2.1.	AEROGERADOR TIPO 1	17
2.2.	AEROGERADOR TIPO 2	19
2.3.	AEROGERADOR TIPO 3	20
2.4.	AEROGERADOR TIPO 4	22
III.	OS DESAFIOS PARA A INTEGRAÇÃO DE PLANTAS EÓLICAS AOS SISTEMAS ELÉTRICOS	25
3.1.	INFRAESTRUTURA DA REDE ELÉTRICA	25
3.2.	BALANÇO, RESERVA E PREVISIBILIDADE DA ENERGIA EÓLICA	26
3.3.	SUPPORTABILIDADE DOS AEROGERADORES	208
3.4.	CONTROLE DE FREQUÊNCIA	30
IV.	MERCADO DA ENERGIA E REGULAMENTAÇÃO PARA PLANTAS EÓLICAS	32
V.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	39
	REFERÊNCIAS	40
	ANEXO A	44
	ANEXO B	45
	ANEXO B	46
	ANEXO C	47

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência sempre se apresentaram com constantes desafios impostos pela quebra de paradigmas das técnicas praticadas para a geração, transmissão, distribuição e utilização da energia elétrica. De fato, mudanças nas tecnologias aplicáveis a todos estes seguimentos se apresentam com constantes evoluções e, por conseguinte, grandes desafios, como a criação de novas tecnologias e desenvolvimento de tecnologias já existentes. Dentre os fatores que justificam tais preocupações se apresentam as mudanças climáticas, a sustentabilidade, os altos preços da energia elétrica da matriz energética brasileira, as questões relacionadas com a segurança e continuidade dos suprimentos, a possibilidade de escassez em curto ou médio período de algumas fontes de energia convencionais não renováveis, dentre outros. Neste universo de desafios ressalta-se o uso inteligente e sustentável dos recursos naturais e, como consequência, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Nesse contexto, a busca pelo aproveitamento desses recursos tem incorporado diversas fontes de energia nos sistemas elétricos, as quais se destacam por se tratarem de fontes de energia renováveis e por trazerem maior diversificação da matriz energética [1].

Para alcançar este novo modelo, a arquitetura da rede elétrica deverá ser redesenhada e as tecnologias da informação e comunicação terão papel preponderante, viabilizando a realização de novos serviços como conectividade universal, prestação de serviços através da Internet e Web, inteligência distribuída, tratamento avançado de faltas, corte de carga inteligente, inteligência artificial, etc., transformando a atual rede elétrica em uma rede inteligente [2] e rentável. Estas complexidades, associadas com o mercado futuro da energia elétrica, certamente, deverá ser respaldado por marco regulatórios que venham a oferecer suprimentos de energia de forma confiável e custos viáveis, fatores estes que conduzem, inevitavelmente a produção de energia através de grandes centrais de geração e também um grande número de pequenas unidades de geração distribuídas ao longo das extensões dos complexos elétricos [3], [4], [5].

Inserido neste cenário, no presente momento, destacam-se os grandes crescimentos no Brasil dos aproveitamentos eólicos e fotovoltaicos, com destaque ao primeiro. Visando atender a esta demanda, ao longo dos últimos anos, em consonância com políticas governamentais e incentivos econômicos, reconhece-se grandes esforços na direção do desenvolvimento de novas concepções e tecnologias para a construção de aerogeradores e, por consequência, maior atratividade financeira para a construção dos parques eólicos no território nacional. Como

resultado disso, a energia elétrica produzida pelos parques eólicos cresceu e, hoje, já se faz presente com uma participação significativa na matriz energética nacional [6].

Dentro do contexto mundial, o Brasil está numa posição de destaque quanto aos recursos hídricos, todavia, o potencial eólico, ainda pouco explorado, se mostra como uma alternativa extremamente favorável e com reconhecida perspectiva de evolução, como aponta as informações contidas na Figura 1.1[7]. Esta mostra os parques eólicos geradores de energia já instalados e conseqüentemente as áreas que podem, em um futuro não muito distante receber parques eólicos.

Figura 1.1 - Parques eólicos distribuídos no Brasil.



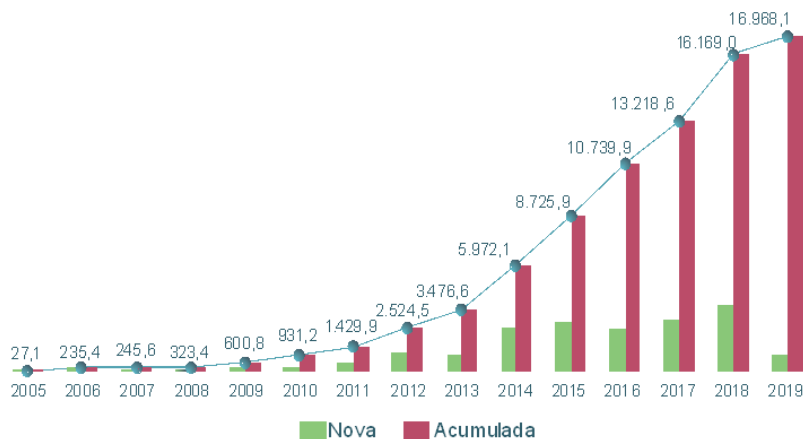
Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

Assim sendo, com a tendência do esgotamento do potencial hidrelétrico aproveitável e as grandes perspectivas para as fontes de energia renováveis não hidráulicas [8], o fato é que, os horizontes são extremamente promissores e apontam para uma participação, cada vez maior, da energia eólica na composição da matriz energética nacional.

Analisando pelo lado quantitativo, a participação da energia eólica no contexto brasileiro, no ano de 2018, atingiu-se uma potência instalada de 13,31 GW, o que representou

cerca de quase 8,31% da capacidade de geração elétrica do país[41], com previsões de crescimento até o final de 2019 como indicado na Figura 1.2.

Figura 1.2 – Capacidade instalada e perspectivas de evolução da geração eólica no Brasil, em MW.



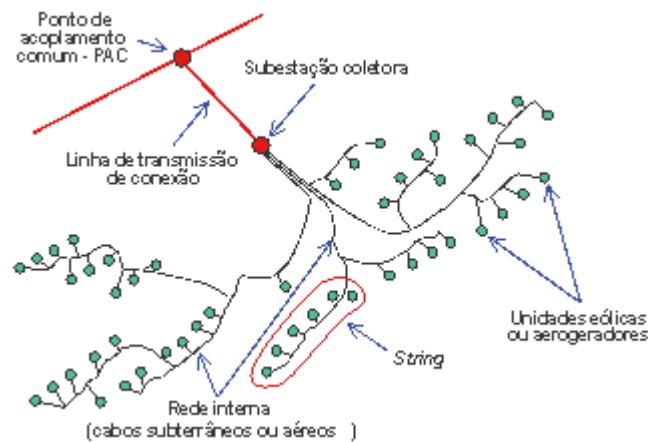
Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

A figura é autoexplicativa sobre as tendências e taxas de crescimento das centrais eólicas no Brasil e evidencia, com clareza, a relevância do processo regulatório para uma operação do sistema elétrico nacional de forma eficaz, segura e confiável. A criação de leis de incentivo, políticas públicas e empresas com foco em energias renováveis eólicas se tornam grandes aliados para o desenvolvimento deste tipo de exploração de energia, além de foco em segurança e saúde ambiental que se torna relevante para a sociedade brasileira.

II. TECNOLOGIAS UTILIZADAS PARA AS UNIDADES DE GERAÇÃO EÓLICA

Para uma melhor compreensão dos aspectos físicos construtivos e operacionais dos complexos de geração eólica, a 2.1 sintetiza, de modo genérico, a estrutura física de um parque eólico. Nesta pode-se identificar as unidades de geração, as redes internas de interconexão dos geradores, o ponto onde inicia-se a linha coletora das contribuições de cada conjunto de aerogeradores, a linha de transmissão para a interligação e, por fim, a rede elétrica pré-existente à qual será conectado o parque de geração em questão. Como pode ser observado, as unidades eólicas, ou aerogeradores, são agrupados nas chamadas *strings*, as quais são responsáveis por blocos ou conjuntos de dispositivos destinados à extração de potência dos ventos e pela geração das potências elétricas. Como disto, estes conjuntos parciais compõem o parque completo de geração e a energia total produzida é direcionada à subestação coletora através das redes internas.

Figura 2.1– Arranjo típico de um parque eólico.



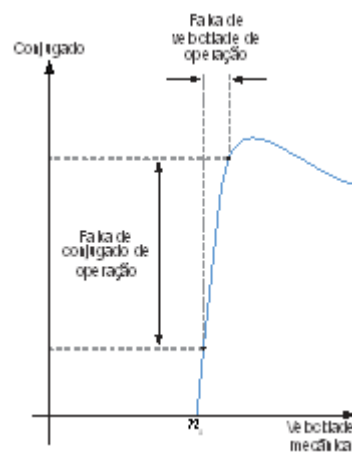
Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

No que diz respeito aos aerogeradores quanto as suas filosofias construtivas e operacionais, reconhece-se, na atualidade 4 concepções para a fabricação das unidades de transformação da energia, as quais são classificadas de acordo com seus princípios físicos para a extração da energia mecânica e transformação em energia elétrica, como destacado em [9]-[18].

2.1. Aerogerador tipo 1

O sistema de geração eólica do tipo 1 é caracterizado pela conexão direta do gerador eólico à rede elétrica, método que comumente é denominado “conceito dinamarquês”. Este sistema é também denominado de sistema de geração eólica de velocidade fixa, uma vez que só pode operar dentro de uma faixa relativamente estreita de velocidades, como indicado pela Figura 2.2.

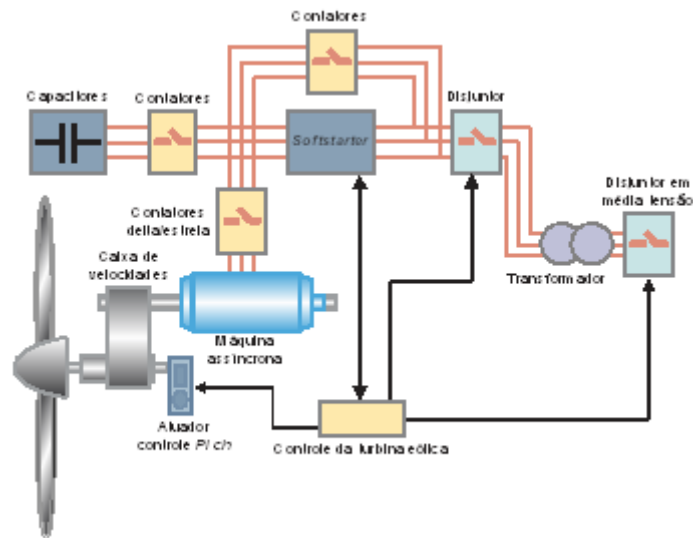
Figura 2.2– Característica típica de conjugado/velocidade de um sistema de geração eólica do tipo 1.



Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

Essa topologia faz uso de Geradores de Indução com Rotor de Gaiola de Esquilo – GIRGE, uma vez que o mesmo é capaz de fornecer potência à rede elétrica mesmo quando há variações na velocidade de seu eixo mecânico. As composições físicas usualmente adotadas para este sistema são exemplificadas pela Figura 2.3.

Figura 2.3 – Sistema de geração eólica do tipo 1.



Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

Vale ressaltar que, apesar de o gerador estar conectado diretamente à rede elétrica, são empregados dispositivos que suavizam sua partida, como é o caso *soft-starter* indicado. Tais dispositivos, por questões de custo, possuem capacidade nominal e térmica limitada, e por isso são retirados do sistema assim que a conexão do gerador com a rede é concluída.

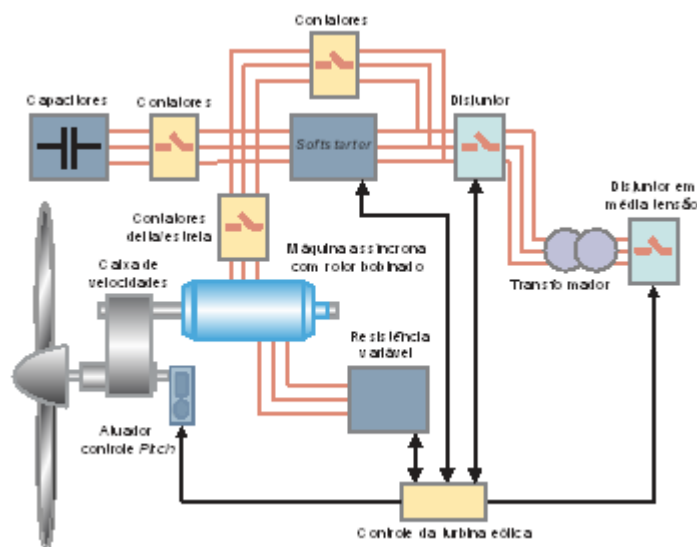
Sendo assim, os sistemas do tipo 1 possuem construção simples e barata, sem a necessidade de mecanismos para a sincronização e/ou de controle do gerador. No entanto, pela falta de dispositivos que façam a intermediação entre o gerador e a rede elétrica, essa topologia possui como uma grande desvantagem associada ao fato que as variações de velocidade do vento são diretamente traduzidas em flutuações de tensão e de potência no ponto de conexão com o sistema elétrico. Sendo o controle mecânico da turbina o único meio de limitação da potência gerada, esta característica operacional não propicia rapidez suficiente para minimização desses efeitos.

Uma vez que os geradores de indução, em sua essência, consomem reativos, os mesmos não são capazes de contribuir para os processos da regulação dinâmica da tensão. Desse modo é perfeitamente compreensível que, se nenhum dispositivo complementar de compensação de reativos for empregado, os parques eólicos dotados desses sistemas de geração poderão comprometer os níveis de tensão no ponto de acoplamento. Sendo assim, além do componente auxiliar de partida, são empregados bancos de capacitores conectados em paralelo com cada uma das unidades de geração dos parques eólicos, como indicado pela Figura 2.3.

2.2. Aerogerador tipo 2

Assim como a topologia anterior, a unidade de geração eólica tipo 2 é dotada de um Gerador de Indução com Rotor Bobinado – GIRB conectado diretamente na rede elétrica. Os enrolamentos do rotor do gerador, nesse tipo de sistema, são dotados de dispositivos, sejam estes passivos ou ativos, que variam a resistência total do circuito (Figura 2.4).

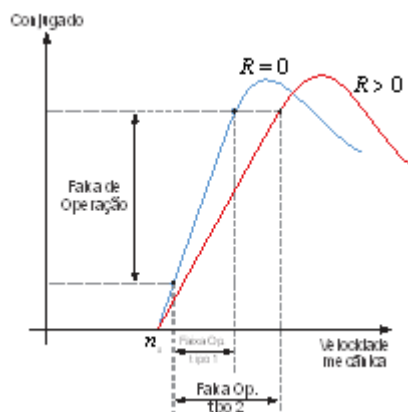
Figura 2.4– Sistema de geração eólica do tipo 2.



Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

Como indicado na Figura 2.5, com o ajuste da resistência total dos enrolamentos do rotor do gerador, é possível controlar seu conjugado com base em seu carregamento mecânico, o que dá maior flexibilidade quanto à faixa de velocidades de operação da turbina, quando comparada com a topologia do tipo 1. Esse método de controle de conjugado, no entanto, possui baixa eficiência, uma vez que toda a potência entregue aos enrolamentos do rotor do gerador é dissipada em forma de calor pelas resistências.

Figura 2.5 – Característica típica de conjugado/velocidade de um sistema de geração eólica do tipo 2.



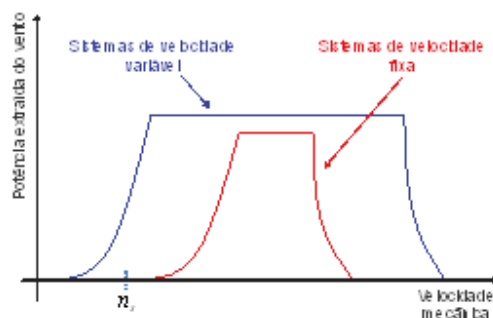
Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

Por possuir maior flexibilidade de operação que o sistema do tipo 1, a presente concepção é também denominada por sistema de geração eólica de velocidade semi-variável.

2.3. Aerogerador tipo 3

Muito embora ainda haja instalações que fazem uso de sistemas de geração eólica do tipo 1 e 2, atualmente, os aprimoramentos das tecnologias apontam para o emprego de outras concepções para as unidades de geração, aqui designadas por topologias do tipo 3 e do tipo 4, ou sistemas de velocidade variável. Tais arranjos operam com velocidades que dependem do vento e empregam turbinas concebidas para extrair a máxima potência numa ampla faixa de velocidades, como indicado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Faixas de extração de potência do vento por um parque eólico dotado de sistemas de velocidade fixa e de velocidade variável.

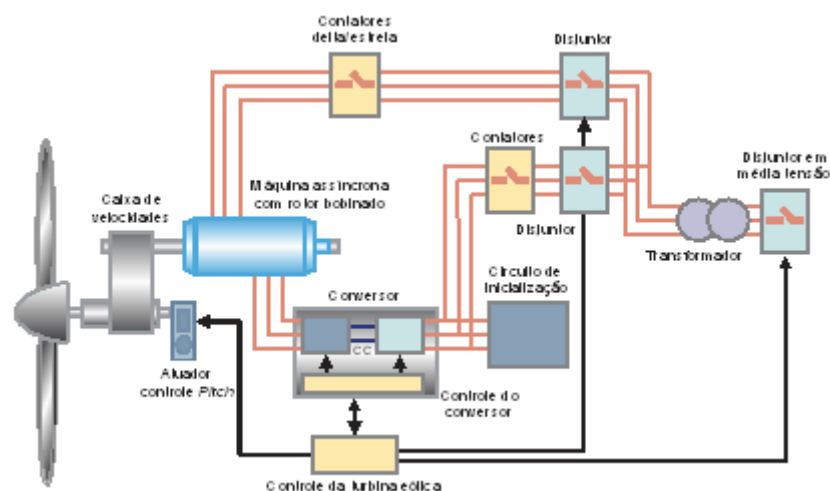


Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

Quanto ao acoplamento das unidades de geração de velocidade variável com a rede elétrica, ressalta-se que as variações na velocidade do vento são responsáveis por rotações não controladas dos geradores e por variações da frequência das tensões geradas, fato este determinante para o emprego de conversores eletrônicos destinados à adequação e conexão dos complexos eólicos e suprimento de cargas.

Outro aspecto relevante está no fato de que, em sistemas de geração eólica com as características supra postas, a conversão da energia mecânica em elétrica se apoia no uso de geradores síncronos e assíncronos. Neste contexto, encontra-se a concepção dos aerogeradores do tipo 3, a qual faz uso de um GIRB, cuja denominação comumente adotada e advinda do inglês é DFIG – *Double Fed Induction Generator*. O termo "duplamente excitado", ou "duplamente alimentado", reflete ao fato de que o estator da máquina é alimentado pela rede elétrica, ao mesmo tempo que seu rotor é suprido por um conversor de potência, como indicado na Figura 2.7.

Figura 2.7 – Sistema de geração eólica do tipo 3.



Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

No que diz respeito aos conversores de potência, os mesmos são necessários para que a máquina de indução opere como gerador independente da velocidade do eixo mecânico. Basicamente, a principal função do conversor conectado do lado do rotor é controlar o conjugado eletromagnético da máquina de indução, enquanto que a principal tarefa do conversor do lado da rede é manter a tensão do barramento ou *link* CC constante, fornecendo

ou extraindo potência dos enrolamentos do rotor do gerador, dependendo da velocidade do eixo mecânico.

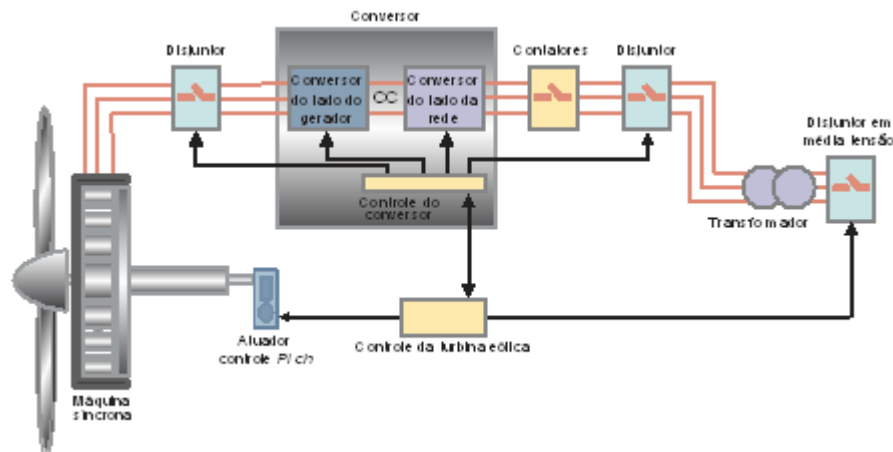
Muito embora a topologia DFIG seja vulnerável aos curtos-circuitos ocorridos na rede elétrica [19], a mesma se mostra vantajosa quando se trata do custo dos conversores eletrônicos, os quais possuem capacidade nominal significativamente menor do que a máquina de indução empregada. Geralmente, a potência dos conversores dos sistemas de geração eólica à máquina de indução duplamente excitada corresponde apenas a um terço da potência nominal da máquina.

Percebe-se através da Figura 2.7 a ausência do banco de capacitores, os quais foram citados nos sistemas de geração do tipo 1 e 2. Sua ausência é perfeitamente compreensível, uma vez que os sistemas de geração do tipo 3 são dotados de conversores eletrônicos, os quais podem auxiliar na promoção da regulação de tensão do ponto de acoplamento do parque eólico. Neste contexto, a capacidade de fornecimento ou absorção de potência reativa dos conversores das unidades de geração depende, basicamente, da capacidade nominal dos mesmos e do carregamento de cada unidade em um determinado instante de tempo, uma vez que sua prioridade é auxiliar o gerador de indução a transferir toda a potência ativa convertida pela turbina eólica para o sistema elétrico.

2.4. Aerogerador tipo 4

Finalmente, destaca-se a tecnologia conhecida por sistema de geração eólica do tipo 4, que contempla um sistema de velocidade variável e utiliza Geradores Síncronos – GS para a conversão eletromecânica de energia. Esses sistemas são caracterizados pela conexão da unidade de geração em pauta à rede elétrica através de um conversor, denominado conversor pleno ou *full converter*, uma vez que toda a potência produzida pela turbina eólica é transmitida pelo mesmo (Figura 2.8).

Figura 2.8 – Sistema de geração eólica do tipo 4.



Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

Uma característica atrativa para a topologia do gerador tipo 4 está no fato que este arranjo não requer uma caixa de velocidades, até então utilizada para adequar a velocidade de rotação do rotor da turbina (baixa velocidade de rotação) a operação do gerador (alta velocidade de rotação). Tal prática utilizada nos sistemas do tipo 1, 2 e 3 era indispensável, uma vez, para tais filosofias, o estator do gerador de indução é sempre conectado de forma direta à rede elétrica, a qual, como se sabe, opera com sua velocidade síncrona definida pela frequência do sistema elétrico.

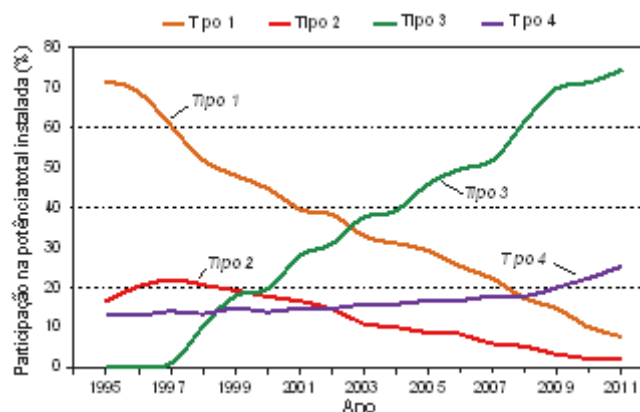
Como consequência direta da não utilização da caixa de velocidades, as tensões induzidas no estator do gerador síncrono possuem frequência e amplitude variáveis, as quais são determinadas pela velocidade da turbina eólica, que por sua vez é definida pelas características do vento. Diante destas condições, o acoplamento ocorre através de conversores de potência, os quais são responsáveis pela adequação das características das tensões através de um processo inicial de retificação que produzem tensões e correntes contínuas, e estas, por sua vez, são novamente convertidas em grandezas alternadas via inversores de frequência [13].

Assim como para a concepção física identificada como tipo 3, os conversores de conexão dos sistemas do tipo 4 podem, também, oferecer propriedades ancilares, fornecendo ou recebendo potências reativas, conforme se faz necessário para fins de auxiliar a regulação de tensão da rede conexão. Naturalmente, esta característica especial somente ocorre quando a estrutura não está transferindo potências ativas próximas ao limite de sua capacidade [20].

Apesar das qualidades atrativas apresentadas por essa topologia, a mesma possui algumas limitações, a começar pelo fato que sistema emprega uma estrutura de conversão CA/CC/CA com potência plena e, por conseguinte, mais cara. Também, a inexistência da caixa de velocidades reduz a inércia mecânica total do sistema de geração, a qual, como se sabe, é de grande relevância quando da ocorrência de fenômenos dinâmicos na rede.

Diante dos aspectos positivos e negativos das tecnologias apresentadas, o fato é que, na atualidade, as perspectivas quando ao emprego de uma ou outra estratégia podem ser visualizadas na Figura 2.9 [21]-[25]. Esta mostra que a filosofia tipo 3 continua sendo aquela de uso mais difundido, em detrimento de uma expressiva diminuição das do tipo 1 e 2. Quanto aos arranjos do tipo 4, a figura mostra uma tendência de crescimento e, certamente, num futuro próximo, a competitividade destes com os DFIGs tende a crescer.

Figura 2.9 – Participação das diferentes filosofias de geração de energia eólica na potência instalada mundial.



Fonte: MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.[43]

Vale ressaltar que existem outras topologias que cumprem as funções básicas de um sistema de geração eólica, mas não são comercialmente utilizadas ou possuem pouca expressão no mercado. Por tal motivo, não são aqui consideradas.

III. OS DESAFIOS PARA A INTEGRAÇÃO DE PLANTAS EÓLICAS AOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A crescente participação dos aproveitamentos eólicos no contexto mundial e nacional, inevitavelmente é uma realidade que deve ser reconhecida e considerada nos planejamentos energéticos dos países. Todavia, à medida que a composição da matriz energética passa a evidenciar uma maior participação destes arranjos, crescem, nas mesmas proporções, as preocupações e desafios associados com os problemas advindos da integração de complexos de geração, transmissão, distribuição e utilização da energia elétrica.

Neste contexto, vale destacar que os modernos aerogeradores de velocidade variável oferecem, através da tecnologia do controle *pitch* melhorias de desempenho quanto ao comportamento dinâmico da turbina, promovendo, assim, uma melhor integração à rede dos centros de geração atuais. Isso propicia um desempenho semelhante às plantas convencionais, como por exemplo: rápida resposta às demandas do operador da rede, e maior aproveitamento da energia produzida para o mesmo regime de vento. Também, os avanços das estratégias de controle permitem limitar a potência mecânica sobre o eixo da turbina durante afundamentos de tensão para auxiliar a suportabilidade da planta eólica aos eventuais afundamentos de tensão. Por outro lado, a utilização dos modernos recursos da eletrônica de potência agrega um conteúdo harmônico injetado na rede dentro de baixos níveis [26]. Também, não se pode desconsiderar o fato que, concomitantemente ao processo da transferência potências, há ainda recursos que reduzem os impactos das flutuações do vento na rede nas tensões das redes de conexão, a exemplo dos problemas de *flicker*, dentre outros.

Portanto, ao se considerar uma maior parcela dos aproveitamentos energéticos eólicos e outros, não basta mensurar os ganhos próprios ao aumento da potência elétrica disponível, mas também o processo interativo com a estrutura atual das redes elétricas que perfazem os complexos. Este aspecto se mostra relevante pelo fato que ao se considerar a implantação dos parques eólicos, este será inserido numa rede comercial que deverá acomodar sem qualquer alteração significativa o novo acesso. É, pois, visando prevenir que as correlações sejam feitas de forma harmoniosa, confiável e segura e que surtem as regulamentações impostas pelos agentes nacionais, a exemplo do ONS e ANEEL.

Sem a pretensão de esgotar todos os tipos de problemas atrelados com as interligações ora referidas, aponta-se, a seguir, algumas questões relevantes ao processo em pauta:

3.1 Infraestrutura da Rede Elétrica

Um dos grandes desafios vinculados com a conexão de plantas eólicas à rede elétrica diz respeito a mudanças na infraestrutura dos complexos de distribuição ou transmissão, os quais podem ser alvo de congestionamentos. De fato, as plantas eólicas, via de regra, são construídas em áreas de alta velocidade média de ventos, as quais estão, em geral, distantes dos principais centros de carga. Portanto, para viabilizar meios do transporte das energias produzidas, novas linhas aéreas são, portanto, necessárias para disponibilizar tais fontes até os maiores centros de consumo.

Algumas alternativas consideradas para a conexão de grandes plantas eólicas em áreas com congestionamento de linha são: reforço e expansão na rede, corte de produção das plantas eólicas e armazenamento do excesso de energia eólica. A produção de energia eólica depende da velocidade do vento, e as horas de plena carga de um aerogerador são de apenas 2000-4000h/ano, o que significa que os aerogeradores operam bem abaixo de sua potência nominal (30% a 40%) a maioria do tempo e o pico de produção não necessariamente ocorre durante os períodos de insuficiente capacidade de transmissão. Portanto, reforçar uma rede a fim de remover completamente um congestionamento é em geral não economicamente viável [27]. O estudo da viabilidade econômica da implantação de novas estruturas é necessário e se torna um ponto de atenção para a realização do projeto, não obstante que a viabilidade financeira é ponto de total relevância para qualquer projeto elétrico.

Cortes de produção eólica durante situações de congestionamento é outra solução para conexão de plantas eólicas de grande escala com menos ou sem reforço de rede. O risco de corte é visto como uma barreira para assegurar financiamento para futuros investimentos em plantas eólicas. Corte de produção de energia deve ser gerenciado de acordo com princípios de mínimo custo a partir de uma visão completa do sistema [28]. Como a energia do vento é gratuita, impedir a geração eólica deve ser a última das alternativas a ser tomada.

Uma terceira solução é considerar a coordenação de plantas eólicas com plantas de geração existentes na mesma área para armazenar excesso de energia eólica. Plantas hidroelétricas e plantas a gás têm capacidade de rápido controle de produção que torna possível estabelecer um método de planejamento de produção de energia de curto prazo [4], [27]. Quando as plantas de energia elétrica de rápida controlabilidade estão fora da área de controle das plantas eólicas, o balanço do sistema pode ser assegurado expandindo e aumentando a capacidade de interconexão da rede elétrica.

Empreendimentos eólicos offshore estão em franco curso na Europa e EUA. Para conectar remotamente plantas offshore de grande capacidade aos centros de carga, novas linhas precisam ser construídas. Sistemas de transmissão HVDC baseados em conversores fonte de tensão (VSC) se mostram como uma interessante opção para conectar as usinas eólicas offshore à rede e transmitir potência com segurança e eficiência aos centros de carga. Essa nova tecnologia VSC-HVDC não requer que a rede CA offshore esteja ativa para transferência de energia entre as redes onshore-offshore [29].

3.2 Balanço, reserva e previsibilidade da energia eólica

Receios sobre a conexão de plantas eólicas são ainda admitidos por muitos operadores de sistema e engenheiros de concessionárias. Um dos maiores questionamentos está associado com a variabilidade da potência produzida por plantas eólicas. Neste contexto, vale destacar que seria incorreto afirmar que a energia eólica é inerentemente não confiável devido a aleatoriedade do vento. A limitada previsibilidade do vento é um desafio e não se apresenta como novos desafios, visto que o tema tem sido objetivo de inúmeros estudos. O fato é que, mesmo em se tratando de outras fontes de energia, os sistemas de potência, desde a sua origem, lidam com incertezas tanto no consumo como na produção. Para gerenciar essas incertezas, reservas são mantidas no sistema elétrico e usadas durante a operação para manter o balanço entre consumo e produção.

Muito embora a energia eólica traga maior variabilidade, em parte, tal efeito pode ser previsto com horas ou dias de antecedência, pois existem sistemas sofisticados de previsão meteorológicas que estão aliadas a um melhor aproveitamento de alguns tipos de energias sustentáveis. Complementarmente, a parte incerta da variabilidade é gerenciada com reservas no sistema de potência.

Para estimar o grau de variabilidade da energia eólica é importante que dois aspectos sejam considerados: a extensão da área de controle de balanço e a escala de tempo do erro de previsão. O grau de incerteza de variações da energia eólica decresce quando a linha de horizonte de tempo para previsão diminui. Grandes áreas de controle de balanço reduzem a variabilidade do vento e também melhora a previsão do vento. Uma distribuição geográfica de plantas eólicas reduz a variabilidade, aumenta a previsibilidade e diminui as ocorrências de próximo a zero ou saída de pico. A média geográfica é um poderoso fato que suaviza variações na potência de saída de plantas eólicas em toda escala de tempo [28]. Estudos mostram que:

- Para um aerogerador individual é pequena a variação na potência de saída para escalas de tempo menor que poucos segundos;
- Para uma planta eólica individual, a variação na saída é pequena para escalas de tempo de dezenas de segundos, devido à média da potência de saída de aerogeradores individuais em toda planta eólica e;
- Para um número de plantas eólicas fisicamente distribuídas em uma grande área, como em uma rede nacional, a variação na saída de todos aerogeradores é pequena para escalas de tempo de até dezenas de minutos.

Portanto, a potência produzida a partir de um grande número de aerogeradores variará relativamente menos do que a potência produzida por um único aerogerador, devido ao efeito de cancelamento em decorrência da fraca correlação espacial do vento agindo em cada aerogerador. Isto posto resta que a variabilidade global de potência de saída de todas as plantas eólicas é relevante para a operação do sistema [28]. Um dos princípios que norteiam os procedimentos voltados para a operação dos sistemas é que estes necessitam considerar somente a saída líquida de grandes grupos de plantas eólicas. Assim sendo, a variabilidade precisa ser planejada em que escalas de tempo. Análises de dados disponíveis permitem que a estimação seja feita sobre 10 min ou 1h [30].

Importantes desenvolvimentos têm sido feitos nos últimos anos visando oferecer meios para auxiliar na previsão de energia produzida pelas usinas eólicas. Embora essas ferramentas ainda estejam nos primeiros estágios de desenvolvimento, atualmente é possível fazer previsão, e atender as exigências de acordos de compra de energia. Esta informação pode então ser usada pelo operador de sistema para balanço de geração e demanda e reduzir o nível de incerteza, do qual a geração eólica tem sido historicamente atribuída. A melhoria na previsão permitirá que o erro seja especificado e reduzido, permitindo assim que a energia eólica seja tratada como firme [30].

Grandes janelas de tempo para previsão de produção devem ser reduzidas para tecnologias de saída variável. Não há justificativa técnica para ter a previsão da produção de geração eólica com 48h de antecedência como requerida por alguns operadores de rede. Quanto menor a janela de tempo para a energia eólica, maior o acerto e menor o custo do erro [28].

Por fim, vale lembrar que os custos com balanço de energia, expansão e reforço de rede ocorrem com todas as tecnologias de geração de energia elétrica, não apenas com a energia eolielétrica.

3.3 Suportabilidade dos aerogeradores

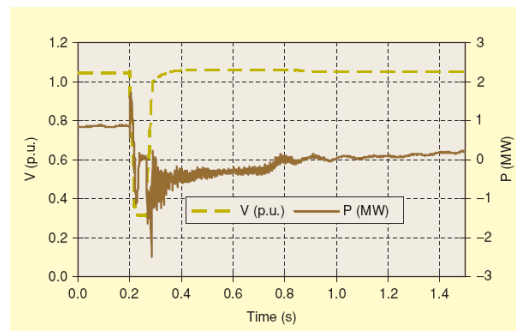
Para melhorar a segurança do suprimento, a regulamentação para transmissão e distribuição tem sido revisada para incluir especificações quanto à capacidade de sobrevivência à falta (FRT - Fault Ride-Through) de sistemas de conversão eólielétrica. A capacidade de sobrevivência ou padrões de suportabilidade às faltas refere-se à capacidade dos geradores de plantas eólicas permanecerem conectados mediante afundamentos de tensão na rede.

Quando um sistema de potência é sujeito a um rápido aumento na demanda de potência reativa devido a um distúrbio no sistema, a demanda adicional deve ser atendida pela potência reativa de reserva dos geradores e compensadores. Se as plantas eólicas ou outras unidades de geração não são capazes de suportar quedas de tensão por um tempo limitado, elas serão desconectadas do sistema e então a potência reativa suprida por esses geradores é perdida, podendo acarretar corte de carga ou mesmo um apagão, no pior caso [31]. Para garantir a recuperação da tensão, os geradores de turbinas eólicas devem permanecer conectados ao sistema para prover suporte reativo após a eliminação da falta. Para muitos fabricantes de aerogeradores tais exigências são desafiadoras e de alto custo.

Conseguir uma operação confiável a reduzidos níveis de tensão é problemático, em especial para a tecnologia de aerogeradores com gerador de indução de dupla alimentação. Os controladores convencionais dos conversores eletrônicos são projetados para operação confiável em torno da tensão nominal e não devem atuar durante reduzidas tensões na rede, que podem ocorrer durante uma falta. Uma das consequências disso são altas correntes nos conversores, que poderão danificá-los.

A Figura 3.1 [32] mostra um exemplo de operação de uma planta eólica com geradores de indução de dupla alimentação durante uma falta trifásica em uma linha adjacente de 110kV, que resultou em afundamento de tensão para 15% no ponto comum de conexão (PCC). Esta planta em particular contém bancos de capacitores instalados separadamente para dar suporte à tensão no PCC e melhorar a capacidade FRT da planta eólica. Sem os bancos de capacitores a planta eólica teria consumido reativos da rede, contribuindo para aumentar a severidade do afundamento de tensão no PCC.

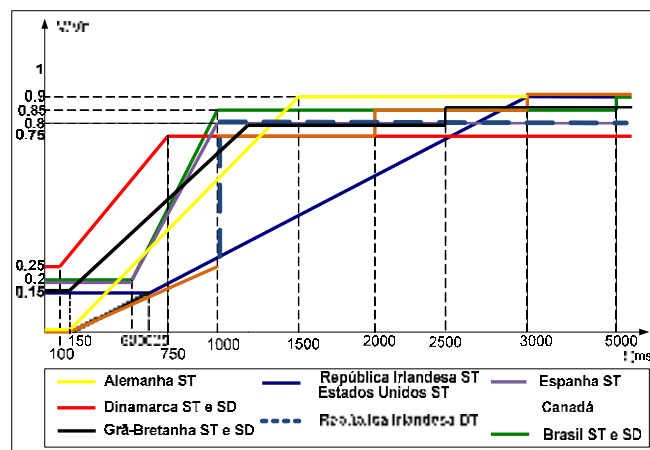
Figura 3.1 – Operação de planta eólica com geradores de indução de dupla alimentação durante falta trifásica em linha adjacente de 110kV.



Fonte: Ackermann, T., Abbad, J. R., Dudurych, I. M., Erlich, I., Holttinen, H., Kristoffersen, J. R., and Sørensen, P. E. European Balancing Act. IEEE Power & Energy Magazine. Nov./Dec./2007. pp.90-103. [32]

A Figura 3.2 [33] apresenta o perfil de tensão que os geradores de plantas eólicas em países na Europa e no Brasil devem suportar durante faltas, em qualquer uma ou em todas as fases do sistema de transmissão (ST) e distribuição (SD). Os geradores devem permanecer conectados desde que a tensão medida nos terminais de alta tensão do transformador de conexão à rede da planta eólica, ou PCC, permaneça acima da linha apresentada na Figura 3.2. A duração do afundamento de tensão, durante a qual a planta eólica deve continuar conectada à rede, é determinada pelo maior tempo possível de eliminação da falta no sistema [32].

Figura 3.2 – Perfil de tensão para suportabilidade de geradores eolielétricos na condição de falta na rede.



Fonte: Iov F., Blaabjerg, F. UNIFLEX-PM. Advanced Power Converters for Universal and Flexible Power Management in Future Electricity Network – Converter Applications in Future European Electricity Network. Deliverable D2.1, EC Contract no. 019794(S6), February 2007, p. 171, (available www.eee.nott.ac.uk/uniflex/Deliverables.htm).

Para responder a essa exigência, os fabricantes de aerogeradores de velocidade variável estão empregando soluções para reduzir a sensibilidade dos aerogeradores de velocidade variável às quedas de tensão na rede e manter as correntes dos conversores dentro de limites projetados [34], [35], [36].

3.4 Controle de frequência

Com a crescente penetração dos aerogeradores com conversores CA-CC-CA, a velocidade girante das turbinas eólicas é desacoplada da rede, fato este que conduz a uma redução de inércia na rede. Quanto menor a inércia de um sistema, maior e mais rápida serão as variações na frequência mediante variações na geração ou carga. Para que os aerogeradores de velocidade variável contribuam para a inércia do sistema de potência e no controle de frequência, [37] propõe a adição de uma malha de controle no conversor eletrônico, que conecta a inércia da turbina eólica diretamente à rede. Isto proporciona que o aerogerador seja capaz de aumentar sua potência suprida à rede durante queda de frequência.

IV. MERCADO DA ENERGIA E REGULAMENTAÇÃO PARA PLANTAS EÓLICAS

Vários mecanismos podem ser empregados para incentivar a energia eólio-elétrica e outras fontes. São eles:

- Os sistemas de preços fixos, conhecidos como *Feed-in Tariff* (FiT), em que o governo dita os preços da energia elétrica paga ao produtor por um certo número de anos e deixa que o mercado determine a quantidade;
- Os sistemas de quota, com o governo definindo a quantidade de energia elétrica gerada, deixando que o mercado determine o preço, e ainda;
- Os sistemas mistos, acrescentados de vários outros incentivos, por exemplo: nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, direito de comercialização de certificados “Premium” de sequestro de carbono, apoio financeiro, etc. [30].

O mecanismo que mais tem contribuído para o desenvolvimento da energia eólica é o de tarifa fixa (FiT), o qual tem sido adotado por vários países como: Alemanha, Espanha, França, Portugal e Grécia. A Alemanha foi a pioneira na implantação da tarifa FiT. O valor da tarifa varia dependendo do porte da planta, da fonte de energia (eólica, solar, etc.) e da localização. Em áreas de ventos com maior velocidade a tarifa é menor do que em áreas de ventos de menor velocidade para evitar a concentração de empreendimentos eólicos nas primeiras regiões geográficas.

O programa brasileiro de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA), instituído com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis para diversificação da matriz energética brasileira, adota o sistema híbrido de quotas (3300 MW) e de tarifa fixa durante 20 anos, com limitação de prazo para submissão de propostas (encerrado em 2004). Observações feitas ao PROINFA dão conta de que o programa não provê mecanismos que estimulem a competitividade e inovação das tecnologias de geração promovidas, uma vez que a seleção do projeto não está baseada no menor custo de geração, nem no kWh produzido, mas na potência instalada [38].

Em dezembro de 2009, o Brasil realizou o primeiro e disputado leilão específico de energia eólica, com cerca de 1800MW contratados, programado para ser entregue a partir do início de julho de 2012. A partir deste marco histórico os avanços foram expressivos e os números já apresentados ratificam o sucesso do programa. Em consonância com este fato,

torna-se evidente a necessidade de uma regulamentação voltada para a matéria desses acessos ao sistema elétrico integrado visto que esta interação se apresenta com inúmeras questões a serem previamente consideradas [34]. Também, as diretrizes ora referidas devem contemplar temas relacionados com o modo de operação contínuo (regime permanente) e durante condições anômalas (regime dinâmico).

As questões a serem contempladas quanto ao regime permanente dizem respeito a temas como: regulação do fator de potência, corte de geração, controle e regulação da tensão, frequência, *flicker* e harmônicos. No que tange ao regime dinâmico, estes se encontram dirigidos ao desempenho dos aerogeradores de grande porte (MW) concentrados em grandes usinas eólicas, os quais devem dar suporte ativo à rede e permanecer conectados durante problemas na rede [39].

A Tabela IV.1, apresenta um resumo das exigências praticadas em países europeus. Esta evidencia o expressivo número de requisitos a serem atendidos para os acessos em pauta neste trabalho. Portanto, as exigências postas pelo Operador Nacional do Sistema não se apresentam como ações isoladas, mas consonantes com as práticas operativas decorrentes da experiência mundial sobre a matéria.

Tabela IV.1 Marco regulatório para plantas eólicas na Europa

		Dinamarca		Irlanda	Alemanha	Reino Unido	Espanha	Itália
Tensão		SD	ST	SD (ST)	ST (SD)	ST (SD)	ST	>35kV
Potência		q.q.	q.q.	□5MW	q.q.	q.q.	q.q.	>10MW
Tolerância sobre a faixa de frequência		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim
Frequência	Controle de frequência	Todas	Todas	Todas	Todas	Todas	-	Todas
	Corte MW	20-100%Pn	20-100%Pn	Sim	Sim	-	-	-
	Max. Taxa de rampa	10-100% Pn/min	10-100% Pn/min	1-30MW/min	Sim	-	-	<20%Pn/min
Tensão	Controle de tensão	Não	Não	Sim	Não	Não	-	Não
	Controle Pot. Reativa	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim
Qualidade de energia	Variações rápidas de tensão	3%	3%	-	2%	3%	-	EN50160
	Severidade de <i>Flicker</i> de curta duração	-	0,3	0,35	-	0,8	-	EN50160
	Severidade de <i>Flicker</i> de longa duração	0,35	0,2	0,35	0,46	0,6	-	EN50160
	Níveis de harmônicos	Níveis específicos	-	Níveis específicos	EN50160	IEC61000-3-2	-	EN50160
	THD	-	1,5%	1,5%	8%	N/A	-	EN50160
FRT	Duração da falta	100ms	100ms	625ms	150ms	140ms	500ms	500ms
	Min. tensão	25%Vn	25%Vn	15%Vn	0%Vn	15%Vn	20%Vn	20%Vn
	Tempo recuperação	1s	1s	3s	1,5s	1,2s	1s	0,3s
	Perfil de tensão	2, 3-fases	1,2,3-fases	1,2,3-fases	Geral	Geral	Geral	Geral
	Injeção corrente reativa	Não	Não	Não	Até 100%	Não	Até 100%	Não
Operação isolada	Não requerida	Não requerida	Não requerida	Não requerida	Não requerida	Não requerida	Não requerida	Não requerida
Serviço ancilar para recuperação após total apagão (<i>Black start</i>)	Não requerida	Não requerida	Pode	Se requerida	Não requerida	Não requerida	Não requerida	Não requerida
Sinais, comunicação e controle.	Disponibilidade	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim
	Pot. ativa de saída	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim
	Pot. reativa de saída	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim
	Corte MW	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	-
	Controle de frequência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	-
	Estado disjuntor	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	-	Sim
	Dados meteorológicos: velocidade e direção do vento, pressão do ar, temperatura.	Sim	Sim	Sim	-	-	-	Sim

 Fonte: SD – Sistema de Distribuição ST - Sistema de Transmissão Vn – Tensão nominal Pn – potência nominal FRT – *Fault Ride-Through*

A Dinamarca tem as maiores exigências com relação à controlabilidade da potência gerada. As plantas eólicas conectadas à rede de transmissão devem atuar como plantas convencionais, controlando a potência de saída de acordo com o operador do sistema de transmissão e também participando no controle primário e secundário. As exigências quanto aos níveis aceitáveis de severidade de *flicker* de curta e longa duração são restritas bem como os níveis de harmônicos na tensão, em especial no sistema de distribuição.

Países como Dinamarca, República Irlandesa, Reino Unido, Alemanha, Espanha e Itália, considerados na Tabela IV.1, requerem que os aerogeradores permaneçam conectados durante faltas. A Dinamarca requer que os aerogeradores mantenham-se em operação durante faltas sucessivas. Por sua vez, a Alemanha e Espanha requerem suporte à rede durante falta com injeção de corrente reativa de até 100% da corrente nominal. Todos os procedimentos de rede requerem corte de produção para fazer face às questões de estabilidade da rede [33].

Segundo relatório da EWEA (The European Wind Energy Association) sobre a questão da integração em larga escala de energia eólica à rede elétrica, o tema merece atenção quanto aos seguintes aspectos:

- Os procedimentos de rede, em geral, devem conter exigências que não resultem em altos custos e que sejam transparentes por empresas de energia elétrica verticalmente integradas, as quais estão em direta competição com os operadores de plantas eólicas;
- As exigências técnicas que acarretam custos devem ser somente aplicadas se houver uma efetiva motivação razão técnica para sua aplicação visando uma operação estável do sistema de potência. Tais exigências não são necessárias para baixos níveis de penetração de energia eólica;
- Os procedimentos de rede e outras exigências técnicas devem refletir as reais necessidades técnicas e serem desenvolvidas em cooperação entre sistemas operadores independentes e imparciais, o setor de energia eólica e agentes de regulação independentes.

Focando, de forma pontual, a questão do mercado brasileiro, os requisitos desejados e exigidos para uma operação adequada quando dos novos acessos de geração, como os aqui contemplados, são estabelecidos pelo agente nacional ONS. Este estabelece duas diretrizes normativas:

- Uma voltada para aspectos gerais a serem observados quando das interligações;

- Outra, que estabelece os requisitos específicos.

Resumidamente, estas determinações são apresentadas nas tabelas a seguir, conforme estabelecido no Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Tabela IV.2 Requisitos técnicos gerais para a conexão

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefícios
1. Operação em regime de frequência não nominal	(a) Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos. (c) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados. (d) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos (1).	Evitar o desligamento dos geradores quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis.
2. Geração/absorção de Reativos	No ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal (2) e quando solicitado 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.	Participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
3. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da central geradora: (a) Operação entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados. (b) Operação entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por até 5 segundos.	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.
4. Participação em SEP	Possibilidade de desconexão automática ou de redução de	Minimizar consequências de perturbações no sistema,

	geração mediante controle de passo e/ou de <i>stall</i> das pás.	incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento.
5. Potência ativa de saída	Para tensões no ponto de conexão entre 0,90 e 1,10 pu, para a central geradora eólica não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz. Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%. Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase estáticas (3).	Garantir a disponibilidade de potência das centrais de geração eólica em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar os cortes de carga por atuação do ERAC.

Fonte: http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%2FSubmodulo%203.6_Rev_1.0.pdf [42]

Notas: (1) A temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, para garantir a segurança operativa do SIN.

(2) Conforme definição do art. 2º, da Resolução ANEEL nº 407/2000 [1].

(3) As condições de operação quase-estáticas são caracterizadas por gradientes de frequência $\leq 0,5\%$ /min e de tensão $\leq 5\%$ /min.

Tabela IV.3 Requisitos técnicos específicos para a conexão

Descrição	Requisito técnico mínimo
1. Variação de tensão em regime permanente	As centrais de geração eólica não devem produzir variação de tensão superior a 5% no ponto de conexão no caso de manobra parcial ou total, tempestiva ou não, do parque gerador.
2. Instabilidade de tensão	As centrais de geração eólica devem dispor de dispositivos de controle que evitem o seu desligamento por instabilidade de tensão, conforme estabelecido no item 8 desta tabela.
3. Desequilíbrio de tensão	Para os pontos de conexão das centrais de geração eólica na rede básica e nos barramentos dos transformadores de fronteira aplicam-se os requisitos estabelecidos no item 9.4 do Submódulo 3.6 da ONS. (Em anexo A)

4. Flutuação de tensão	<p>(a) Para os pontos de conexão das centrais de geração eólica na rede básica e nos barramentos dos transformadores de fronteira aplicam-se os requisitos estabelecidos no item 9.5 do Submódulo 3.6 da ONS. (Em anexo A)</p> <p>(b) Todas as condições inerentes à operação de centrais de geração eólica ³/₄ operação em regime permanente, desligamento, conexão e transição (turbina com dois aerogeradores para dupla velocidade, ou mudança do número de pólos) ³/₄ que impliquem flutuação de tensão (<i>flicker</i>), devem ser consideradas na avaliação do seu desempenho. Para avaliações preliminares, a norma IEC 61.400-21 oferece subsídios quanto à combinação dos efeitos do conjunto de aerogeradores integrantes da central eólica.</p>
5. Distorção harmônica	<p>Para os pontos de conexão das centrais de geração eólica na rede básica e nos barramentos dos transformadores de fronteira aplicam-se os requisitos estabelecidos no item 9.6 do Submódulo 3.6 da ONS. (Em anexo A)</p>
6. Requisitos específicos para o sistema de proteção do gerador	<p>Aplicam-se às centrais de geração eólica os requisitos estabelecidos no item 7.6 do Submódulo 3.6 da ONS. (Em anexo B)</p>
7. Requisitos específicos para o sistema de registro de perturbação dos geradores	<p>Aplicam-se às centrais de geração eólica os requisitos estabelecidos no item 7.7 do Submódulo 3.6 da ONS. (Em anexo B)</p>
8. Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede básica (fault ride-through).	<p>Caso haja afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da central de geração eólica na rede básica, a central deve continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer acima da curva indicada na Figura 5.1.(Em anexo C)</p>
9. Requisitos para tomada de carga	<p>A central de geração eólica deve ser dotada de recursos que permitam ajustar a taxa de tomada de carga dos aerogeradores. Os ajustes serão definidos pelo ONS.</p>

Fonte:http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%2FSubmodulo%203.6_Rev_1.0.pdf [42]

V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A despeito do grande progresso feito nos últimos anos, o setor de aproveitamento eólico para geração de energia elétrica tem um longo caminho a percorrer antes de alcançar seu pleno potencial em termos de suprimento de energia elétrica em larga escala. Muitos desafios técnicos permanecem e grandes realizações ainda se farão necessárias.

Teoricamente não há limites técnicos absolutos para a penetração de energia eólio-elétrica, cada momento vivencia-se uma transposição de horizontes. De um modo geral, tem-se constatado, no mundo, que é possível alcançar um nível de penetração de até 20% sem grandes alterações nas estruturas dos complexos elétricos existentes e em plena operação. Todavia, diversos aspectos apontados neste trabalho indicam que os parques eólicos, e outros, tem causado muitas transformações compelindo a repensar as estratégias de planejamento e operação do sistema de potência, reestruturar a rede elétrica, revisar a regulamentação com novas demandas e mecanismos sobre mercado de energia.

As recentes transformações têm também conduzido a uma nova percepção, motivação e admissão de uma geração de jovens engenheiros para a área de sistemas de potência. Muitos desafios e inovações estão ainda a caminho para o avanço e o sucesso dos aproveitamentos eólicos e respectivas integrações com as redes do sistema elétrico integrado nacional.

REFERÊNCIAS

- [1] El-Samahy, I. and El-Saadany, E. The Effect of DG on Power Quality in a Deregulated Environment. IEEE Power Engineering Society General Meeting. June 2005, Vol.3, p. 2969-2976.
- [2] European Commission – Towards Smart Power Networks. Lessons Learned from European Research FP5 Projects, EUR 21970, 2005, ISBN 92-79-00554-5.
- [3] Jiménez, M. S. Smart Electricity Networks Based on Large Integration of Renewable Sources and Distributed Generation. Doctoral Thesis. Kassel University - Germany. June 2006. 158 pages.
- [4] European Technology Platform SmartGrids - Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. European Commission. Directorate-General for Research. Directorate J – Energy. Unit 2 – Energy Production and Distribution Systems. 2006. ISBN 92-79-01414-5.
- [5] Distributed Energy Resources and Control: A Power System Point of View. Oliver Gehrke, Stephanie Ropenus, Philippe Venne. Risø-R-1608(EN). pp. 248-257 (available) http://www.risoe.dk/rispubl/reports/ris-r-1608_248-257.pdf.
- [6] International Energy Agency, “Technology roadmap - Wind energy,” Technology Roadmap. 2013.
- [7] ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica, “Dados Mensais - Dezembro 2016.” 2016.
- [8] ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica, “Boletim de Dados Março 2017.” 2017.
- [9] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems, vol. 8. John Wiley & Sons, Ltd., 2005.
- [10] M. H. Ali, Wind Energy Systems: Solutions for Power Quality and Stabilization. CRC Press, 2012.
- [11] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, and M. Hughes, Wind energy generation: modelling and control, vol. 54, no. 2. John Wiley & Sons, Ltd., 2009.
- [12] F. Blaabjerg and Z. Chen, Power Electronics for Modern Wind Turbines, vol. 1, no. 1. Morgan & Claypool, 2006.
- [13] S. Chakraborty, M. Simões, and W. Kramer, Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems - A Sourcebook of Topologies, Control and Integration. Springer, 2013.
- [14] M. El-Sharkawi, Wind Energy - An Introduction. CRC Press, 2016.

- [15] G. Michalke, “Variable Speed Wind Turbines - Modelling, Control, and Impact on Power Systems,” Technical University of Darmstadt, 2008.
- [16] V. Vittal and R. Ayyanar, *Grid Integration and Dynamic Impact of Wind Energy*. Springer, 2013.
- [17] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. John Wiley & Sons, Ltd., 2011.
- [18] ABB, “Breakers and Switches Low Voltage Products Protection and Control on Wind Turbine application.” 2010.
- [19] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd., 2011.
- [20] W. Kramer, S. Chakraborty, B. Kroposki, and H. Thomas, “Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems Part 1 : Systems and Topologies Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems Part 1 : Systems and Topologies,” 2008.
- [21] D. Anca, F. Iov, F. Blaabjerg, and L. H. Hansen, “Review of Contemporary Wind Turbine Concepts and their Market Penetration,” *Wind Eng.*, vol. 28, no. 3, pp. 247–263, 2009.
- [22] E. Watanabe, F. K. Lima, and S. L. Lima, “The Challenges of Wind Turbines Technologies and their Possible Impacts on the Electric Distribution Network,” in *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos de Potência (SBSE)*, 2012, p. 16.
- [23] D. Anca and L. H. Hansen, “Market penetration of wind turbine concepts over the years,” *Ewea*, vol. 10, no. 1, pp. 81–97, 2006.
- [24] D. Anca and L. H. Hansen, “Wind turbine concept market penetration over 10 years (1995–2004),” *Wind Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 81–97, Jan. 2007.
- [25] AEMO, “Wind Turbine Plant Capabilities Report - 2013 Wind Integration Studies.” 2013.
- [26] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Std. 519-1992.
- [27] Matevosyan, J. *Wind Power Integration in Power Systems with Transmission Bottlenecks*. Doctoral thesis. Royal Institute of Technology. School of Electrical Engineering. Stockholm – Sweden, 2006.
- [28] Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations. December 2005. Published by the European Wind Energy Association - EWEA. <http://www.ewea.org>.
- [29] Carrasco, J. M., Galván, E., Portillo, R., Franquelo, L.G. and Bialasiewicz, J.T. *Power Electronic Systems for the Grid Integration of Wind Turbines*. Proceedings of the 32nd Annual

-
- Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IECON'2006. November, 2006. Paris (France). pp. 4182-4188.
- [30] Wind Energy the Facts: An analysis of Wind Energy in the EU25. Published by the European Wind Energy Association - EWEA in partnership with the European Commission. <http://www.ewea.org>. May 2004.
- [31] Discussion Document for the Review of Requirements for Wind Turbine Generators under System Fault Conditions, Commonly Referred to as Fault Ride Through. Published by EirGrid. 16/02/2004. www.eirgrid.com.
- [32] Ackermann, T., Abbad, J. R., Dudurych, I. M., Erlich, I., Holttinen, H., Kristoffersen, J. R., and Sørensen, P. E. European Balancing Act. IEEE Power & Energy Magazine. Nov./Dec./2007. pp.90-103.
- [33] Iov F., Blaabjerg, F. UNIFLEX-PM. Advanced Power Converters for Universal and Flexible Power Management in Future Electricity Network – Converter Applications in Future European Electricity Network. Deliverable D2.1, EC Contract no. 019794(SES6), February 2007, p. 171, (available www.eee.nott.ac.uk/uniflex/Deliverables.htm).
- [34] Marin, D., Camblong, H., Guillaud, X., Rodriguez, M. Comparison of Wind Turbines Technical Regulations. IEEE International Conference on Industrial Technology, 2006. ICIT 2006. Dec. 2006 Page(s):316 –321.
- [35] Mulane, A., Lightbody, G., and Yacamini, R. Wind Turbine Fault Ride- Through Enhancement. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 4, November 2005. pp. 1929-1937.
- [36] Morren, J. and de Hann, S. W. Ride-through of Wind Turbines with Doubly-fed Induction Generator During a Voltage Dip. IEEE Trans. Energy Conversion Vol. 20, no. 2, pp. 435–441, Jun. 2005.
- [37] Morren, J., Pierik, J., de Haan, S. W. H. Inertial Response of Variable Speed Wind Turbines. Electric Power Systems Research 76 (2006) 980–987. www.elsevier.com/locate/epsr.
- [38] Costa, C. do V., La Rovere, E., Assmann, D. Technological Innovation Policies to Promote Renewable Energies: Lessons from the European. Experience for the Brazilian Case. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 12 (2008) 65–90.
- [39] Christiansen, W. and Johnsen, D. T. Analysis of Requirements in Selected Grid Codes. Report submitted to Ørsted•DTU, Section of Electric Power Engineering, Technical University of Denmark (DTU).2006.
-

- [40] Blaabjerg, F., Iov, F. Wind Power - A Power Source Now Enabled by Power Electronics. IX Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência – COBEP/2007.
- [41] <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
- [42] http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%2FSubmodulo%203.6_Rev_1.0.pdf
- [43] MOURA, L. P. Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas. Dissertação (Dissertação em Engenharia Elétrica) – UFU. Uberlândia. 2017.



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Procedimentos de Rede

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	1.1	16/09/2010

- (c) não comprometer a otimização eletro-energética do SIN;
- (d) nos casos dos itens 9.3.2(a) , (b) e (c) deste submódulo, os valores de fator de potência não forem inferiores a 0,92.

9.3.3 A operação de chaveamento dos bancos de capacitores instalados para correção de fator de potência não deve provocar fenômenos transitórios ou ressonâncias que prejudiquem o desempenho da rede básica ou de agentes conectados na rede básica e nos barramentos de transformadores de fronteira. Dessa forma, devem ser realizados estudos específicos complementares que avaliem o impacto dessas manobras no desempenho da rede básica.

9.4 Desequilíbrio de tensão

9.4.1 O acessante deve manter suas cargas balanceadas de tal forma que o desequilíbrio da tensão decorrente da operação de seus equipamentos, bem como outros efeitos internos às suas instalações, não provoque no ponto de conexão à rede básica ou ao barramento de transformador de fronteira a superação do limite individual para o indicador Fator de Desequilíbrio de Tensão k, definido no Submódulo 2.8.

9.4.2 O Submódulo 2.8 estabelece o processo de gestão desse indicador na rede básica incluindo sua medição e análise.

9.5 Flutuação de tensão

9.5.1 O acessante deve adotar todas as medidas necessárias para que a flutuação de tensão decorrente da operação de seus equipamentos, bem como outros efeitos em suas instalações, não provoque no respectivo ponto de conexão à rede básica ou ao barramento de transformador de fronteira, superação dos limites individuais para os indicadores de severidade de cintilação *PstD95% - Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração Diário e PItS95% - Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração Semanal*, definidos no Submódulo 2.8.

9.5.2 Se os limites individuais estabelecidos no Submódulo 2.8 forem superados por agente de distribuição, a ação corretiva deve se basear em solução de mínimo custo global, consideradas as possíveis obras nas instalações de transmissão e na rede de distribuição.

9.5.3 O Submódulo 2.8 estabelece o processo de gestão desse indicador na rede básica e nos barramentos de transformadores de fronteira incluindo sua medição e análise.

9.6 Distorção harmônica

9.6.1 O acessante deve assegurar que a operação de seus equipamentos, bem como outros efeitos em suas instalações, não causem distorções harmônicas no ponto de conexão à rede básica ou ao barramento de transformador de fronteira em níveis superiores aos limites individuais estabelecidos para os indicadores de distorção de tensão harmônica individual e total definidos no Submódulo 2.8.

9.6.2 Os limites estabelecidos no Submódulo 2.8 não devem ser aplicados a fenômenos que resultem em injeção de correntes harmônicas transitórias, como ocorre, por exemplo, na energização de transformadores e chaveamento de bancos de capacitores.

9.6.3 Se os limites individuais estabelecidos no Submódulo 2.8 forem superados por agentes de distribuição, a ação corretiva deve se basear em solução de mínimo custo global, consideradas as possíveis obras nas instalações de transmissão e na rede de distribuição.

9.6.4 O Submódulo 2.8 estabelece o processo de gestão desse indicador na rede básica e nos barramentos de transformadores de fronteira, incluindo sua medição e análise.

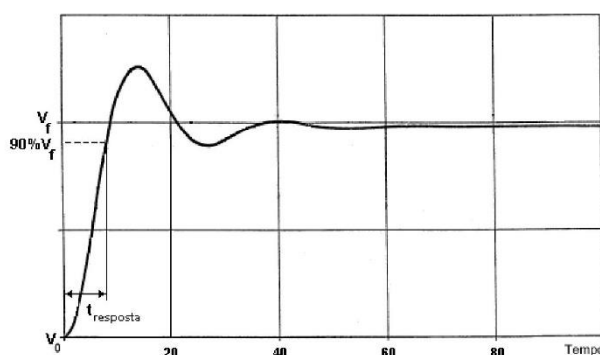


Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Procedimentos de Rede

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	1.1	16/09/2010

(2) É o tempo necessário para a velocidade da unidade atingir 90% do valor final, quando sujeita a um degrau de variação de frequência na referência de velocidade do regulador de velocidade com a malha de frequência aberta. Esse requisito geralmente é verificado por meio de simulações, por ser difícil estabelecer condições operativas isoladas.



(3) É o tempo necessário para a velocidade da unidade permanecer acima de 95% e abaixo de 105% de seu valor final.

7.5 Requisitos relativos à regulação secundária de frequência

7.5.1 O controle secundário de frequência tem por objetivo restabelecer a frequência do sistema em seu valor nominal e/ou reconduzir os intercâmbios de potência ativa nas interligações a seus valores programados, observando-se os valores desejados de geração para as unidades sob controle, após a ocorrência de um desequilíbrio entre a carga e a geração.

7.5.2 O controle secundário de frequência é executado pelas usinas participantes do CAG – Controle Automático de Geração.

7.5.3 Estão sujeitas a participar do CAG todas as usinas hidroelétricas e termoelétricas com capacidade instalada [1] igual ou superior a 400 MW, com exceção das:

- localizadas em circuitos radiais distantes eletricamente dos centros de carga;
- termoelétricas nucleares;
- termoelétricas a gás em ciclo simples ou combinado;
- hidroelétricas equipadas com turbina tipo Kaplan;
- hidroelétricas equipadas com turbina tipo bulbo.

7.5.4 As usinas que participam do CAG são determinadas pela ANEEL com respaldo dado pelo ONS de acordo com Submódulo 23.3.

7.5.5 As usinas que participam do CAG devem ser dotadas dos recursos necessários à sua integração com o sistema de supervisão e controle, conforme o estabelecido no Submódulo 2.7.

7.6 Requisitos específicos para o sistema de proteção do gerador

7.6.1 As unidades geradoras devem dispor de dois conjuntos de proteção, além dos conjuntos de proteção intrínseca recomendados pelo fabricante:



**Operador Nacional
do Sistema Elétrico**

Procedimentos de Rede

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	3.6	1.1	16/09/2010

- (a) proteção unitária; e
- (b) proteção de retaguarda.

7.6.2 O tempo total de eliminação de todos os tipos de faltas pela proteção unitária, incluindo o tempo de abertura de todos os disjuntores da unidade geradora, não deve exceder a:

- (a) 100 ms para unidades geradoras que acessem a rede básica em nível de tensão superior a 230 kV; e
- (b) 150 ms para unidades geradoras cujo acesso seja realizado em nível de tensão igual ou inferior a 230 kV.

7.6.3 A proteção unitária deve ser capaz de realizar, individualmente e independentemente, a detecção e eliminação de faltas internas à unidade geradora, sem retardo de tempo intencional.

7.6.4 A proteção de retaguarda deve ser gradativa, para faltas entre fases e entre fases e terra, proporcionando adequada proteção para a unidade geradora, mantida a coordenação com as proteções dos equipamentos adjacentes nos casos de faltas externas sustentadas.

7.7 Requisitos específicos para o sistema de registro de perturbação dos geradores

7.7.1 As unidades geradoras devem ter sistemas para registro de perturbações, que podem ser constituídos por funções integradas aos sistemas de proteção, atendendo aos seguintes requisitos:

- (a) os registros de oscilografia devem ser armazenados pelo acessante e fornecidos ao ONS quando solicitados, conforme estabelecido no Submódulo 22.3; e
- (b) os registros devem ser disponibilizados para o ONS no formato de dados especificado no Submódulo 11.6.

7.7.2 Devem ser supervisionadas as seguintes grandezas analógicas:

- (a) correntes das três fases;
- (b) tensões das três fases; e
- (c) corrente de neutro, no caso de gerador aterrado por baixa impedância, ou tensão de neutro, no caso de gerador aterrado por alta impedância.

7.7.3 Devem ser supervisionadas as seguintes grandezas digitais:

- (a) desligamento pela proteção unitária;
- (b) desligamento pela proteção de retaguarda;
- (c) desligamento pelas demais proteções utilizadas; e
- (d) desligamento pelas proteções intrínsecas.

7.8 Requisitos para os serviços auxiliares para as centrais de geração

7.8.1 Os serviços auxiliares, em CA e CC, das centrais de geração devem ser especificados de modo a garantir o suprimento aos equipamentos e sistemas essenciais e manter em funcionamento as usinas definidas pelo ONS como de interesse para os corredores de restabelecimento do SIN, bem como as respectivas instalações de transmissão de interesse restrito, durante a ocorrência de distúrbios que causem variações extremas de tensão e de frequência.

7.8.2 Para as usinas definidas pelo ONS como de auto-restabelecimento faz-se necessário à existência de fonte de alimentação autônoma com capacidade suficiente para partida de pelo ao

ANEXO C

