



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E
DE COMPUTAÇÃO



Estratégia de Conversor para Interligação de Sistemas de Geração Eólica à Rede Elétrica

Ernano Arrais Junior

Orientador: Prof. Dr. Valentin Obac Roda

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da UFRN (área de concentração: Automação e Sistemas) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Número de ordem do PPgEEC: M431
Natal, RN, 11 de Julho de 2014

UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede
Catalogação da Publicação na Fonte

Arrais Junior, Ernano.

Estratégia de Conversor para Interligação de Sistemas de Geração Eólica à Rede Elétrica/ Ernano Arrais Junior. - Natal, RN, 2014.
101 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Valentin Obac Roda.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação Engenharia Elétrica e da Computação.

1. Geração eólica - Dissertação. 2. Conversor back-to-back - Prevenção - Dissertação. 3. Gerador síncrono a ímã permanente - Dissertação. 4. Conversores paralelos - Dissertação. 5. Conversores multiníveis - Dissertação. 6. Controle indireto - Dissertação. I. Roda, Valentin Obac. II. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. III. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621.548

Estratégia de Conversor para Interligação de Sistemas de Geração Eólica à Rede Elétrica

Ernano Arrais Junior

Dissertação de Mestrado aprovada em 11 de julho de 2014 pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:



Prof. Dr. Valentin Obac Roda (Orientador) UFRN



Prof. Dr. Ricardo Lúcio de Araújo Ribeiro UFRN



Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves UFPE

*Aos meus pais Ernano Arrais e
Maria Antonieta Arrais, aos meus
irmãos pelo apoio e especialmente a
minha companheira Gabrielle de
Carvalho.*

Agradecimentos

Ao meu orientador, Valentin Obac Roda, e ao professor Ricardo Lúcio de Araújo Ribeiro, pela dedicada orientação e ajuda ao longo dessa jornada.

Ao professor Alexandre Cunha Oliveira pelo apoio na construção da bancada de testes.

Aos amigos do LEPER, Thiago de Oliveira, Rodrigo Lopes Barreto, Cecilio Martins, Denis Alves, Raphaell Maciel de Sousa, André Melo, Franklin Hebert, José Rômulo Vieira Lira, Christian Cesar, Jailton Ferreira, Rodrigo Prado, Jonas Damasceno, Diego Melo, Evandro Nunes, Frankelene Pinheiro e Suélio Fernandes, pela dedicação.

À minha família, em especial aos meus pais, meus irmãos e minha companheira Gabrielle de Carvalho pelo apoio durante esta jornada.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), em especial ao Laboratório de Eletrônica de Potência e Energias Renováveis (LEPER), pelo suporte físico e material.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro durante a execução do trabalho.

Resumo

Existem diversas topologias de conversores de potência aplicadas a sistemas de geração de energia eólica. Os conversores permitem a geração de energia com turbinas eólicas em condições de velocidade variável do vento, possibilitando um aproveitamento de forma mais eficaz das forças do vento. A utilização dos conversores possibilita o controle efetivo da potência injetada na rede, seja de maneira parcial, no caso de utilização de conversores parciais, ou controle total, no caso de utilização de conversores completos. O alto desempenho dos conversores vem sendo cada vez mais necessário, principalmente quando se busca a elevação da capacidade de geração de potência por parte das turbinas eólicas, o que fez surgir diversas novas topologias de conversores, sejam conversores paralelos ou multiníveis. O conversor na configuração *back-to-back* é um dos mais utilizados no mercado atualmente, devido à sua estrutura simples, com poucos componentes, contribuindo assim para um desempenho robusto e confiável. Neste trabalho, apresenta-se a implementação de um sistema de cogeração eólica utilizando um gerador síncrono a ímã permanente (PMSG) associado a um conversor de potência na topologia *back-to-back*, de maneira a injetar potência ativa em um sistema elétrico de potência. A estratégia do controle da potência ativa fornecida pela cogeração à rede elétrica é baseada na filosofia do controle indireto.

Palavras-chave: Geração Eólica, Conversor *Back-To-Back*, Gerador Síncrono a Ímã Permanente, Conversores Paralelos, Conversores Multiníveis, Controle Indireto.

Abstract

Currently, there are several power converter topologies applied to wind power generation. The converters allow the use of wind turbines operating at variable speed, enabling better use of wind forces. The high performance of the converters is being increasingly demanded, mainly because of the increase in the power generation capacity by wind turbines, which gave rise to various converter topologies, such as parallel or multilevel converters. The use of converters allow effective control of the power injected into the grid, either partially, for the case using partial converter, or total control for the case of using full converter. The back-to-back converter is one of the most used topologies in the market today, due to its simple structure, with few components, contributing to robust and reliable performance. In this work, is presented the implementation of a wind cogeneration system using a permanent magnet synchronous generator (PMSG) associated with a back-to-back power converter is proposed, in order to inject active power in an electric power system. The control strategy of the active power delivered to the grid by cogeneration is based on the philosophy of indirect control.

Keywords: Wind Generation, Back-To-Back Converter, Permanent Magnet Synchronous Generator, Parallel Converter, Multilevel Converter, Indirect Control.

Sumário

Sumário	i
Lista de Figuras	ii
Lista de Tabelas	vi
Lista de Símbolos	viii
Lista de Abreviaturas e Siglas	x
1 Introdução	1
1.1 Energia Eólica no Mundo	2
1.2 Energia Eólica no Brasil	3
1.3 Impactos Ambientais	6
1.4 Motivação	7
1.5 Objetivos	7
1.6 Contribuições	8
1.7 Organização do Trabalho	8
2 Estado da Arte	9
2.1 Sistemas Eólicos	9
2.2 Geradores utilizados em Sistemas de Geração Eólica	14
2.2.1 Geradores de Indução	14
2.2.2 Geradores Síncronos	16
2.3 Conversores de Potência utilizados em Sistemas de Geração Eólica	17
2.4 Controle de Máxima Potência	26
2.5 Conexão com a Rede Elétrica	28
2.6 Conclusão	33
3 Conversor <i>Back-To-Back</i>	35
3.1 Estrutura do Conversor <i>Back-To-Back</i>	35

3.2	Modelagem do Conversor	36
3.3	Estratégia de Controle	38
3.3.1	Controle de Corrente	40
3.3.2	Controle de Tensão do Barramento CC	42
3.3.3	Phase Locked Loop - PLL	44
3.4	Plataforma de Simulação	45
3.4.1	Controlador de Corrente	46
3.4.2	Controlador da Tensão do Barramento CC	56
3.5	Síntese do Capítulo	57
4	Resultados Experimentais	58
4.1	Descrição do SEP Implementado	58
4.2	Ensaio do Sistema sem Cogeração	63
4.3	Ensaio do Sistema com Cogeração	65
4.4	Síntese do Capítulo	71
5	Conclusões	73
5.1	Conclusões Gerais	73
5.2	Trabalhos Futuros	75
	Referências bibliográficas	76
	Índice Remissivo	82

Lista de Figuras

1.1	Capacidade global de energia eólica acumulada.	2
1.2	Estimativa da potência instalada gerada por fontes eólicas até o ano de 2017 e os responsáveis por cada parcela.	4
1.3	Matriz energética brasileira em julho de 2014.	4
1.4	Potência instalada total proveniente de fontes eólicas no Brasil.	5
1.5	Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica.	6
2.1	Principais componentes de um Sistema de Geração Eólica.	10
2.2	Sistema de geração eólica diretamente conectado à rede, utilizando SCIG.	10
2.3	Curva da Potência em função da velocidade rotacional da turbina para vários valores de velocidade do vento.	11
2.4	Coefficiente de potência (C_p) em função do TSR (λ) e do <i>pitch</i> (β).	12
2.5	Curva da Potência em função da velocidade do vento.	13
2.6	Topologia de sistemas de geração eólica usando SCIG e conversores completos.	14
2.7	Topologia de sistemas de geração eólica usando geradores de indução com rotor bobinado e conversores parciais.	15
2.8	Topologia de sistemas de geração eólica usando DFIG e conversores parciais.	16
2.9	Topologia de sistemas de geração eólica usando gerador síncrono com excitação externa.	16
2.10	Topologia de sistemas de geração eólica usando gerador síncrono com múltiplos pólos com excitação externa.	17
2.11	Topologia de sistemas de geração eólica usando PMSG.	17
2.12	Evolução dos sistemas eólicos e a tendência principal dos conversores de potência (o círculo azul indica o nível de potência dos conversores) nos últimos 30 anos.	18
2.13	Turbina eólica a velocidade variável com conversor de potência completo.	18
2.14	Sistema de geração eólica e as demandas impostas aos conversores de potência.	19

2.15	Topologia de conversor de potência completo associado à turbina eólica com PMSG.	20
2.16	Topologia de conversor de potência completo (conversor de corrente) associado à turbina eólica com PMSG.	20
2.17	Topologia <i>back-to-back</i> para conversor de tensão dois níveis associado à turbina eólica com PMSG.	21
2.18	Topologia de conversor paralelo 2L-BTB associado à turbina eólica com PMSG.	22
2.19	Topologia do conversor três níveis com neutro grampeado na configuração <i>back-to-back</i> (3L-NPC BTB) para turbinas eólicas.	23
2.20	Topologia do conversor três níveis em ponte completa na configuração <i>back-to-back</i> (3L-HB BTB) para turbinas eólicas.	24
2.21	Topologia do conversor cinco níveis em ponte completa na configuração <i>back-to-back</i> (5L-HB BTB) para turbinas eólicas.	25
2.22	Topologia do conversor três níveis com neutro grampeado e cinco níveis em ponte completa (3L-NPC + 5L-HB) para turbinas eólicas.	26
2.23	Diagrama de blocos da estrutura de controle MPPT TSR.	27
2.24	Diagrama de blocos da estrutura de controle MPPT PSF.	28
2.25	Curva da relação entre a velocidade da turbina e a potência de saída para o controle MPPT HCS.	28
2.26	Sistema Elétrico de Potência com geração eólica conectada à rede elétrica. (a) Circuito Equivalente (b) Diagrama fasorial.	29
2.27	Configuração de um sistema com capacitores em paralelo mecanicamente chaveados, MSC.	31
2.28	Elementos básicos de um SVC (a) TCR (b) TSC.	32
2.29	Configuração básica do STATCOM.	32
3.1	Conversor <i>Back-To-Back</i>	36
3.2	Retificador Trifásico Conectado a um PMSG.	37
3.3	Malha do sistema com retificador e gerador.	37
3.4	Diagrama de blocos da estratégia de controle para conversor <i>back-to-back</i> : lado conectado à rede elétrica.	40
3.5	Sistema Elétrico de Potência com cogeração eólica interligada via conversor <i>back-to-back</i>	45
3.6	Tensões no PAC antes da conexão da cogeração eólica.	47

3.7	Correntes na rede elétrica antes da conexão da cogeração eólica: I_{s1} , I_{s2} e I_{s3}	48
3.8	Corrente de eixo direto no referencial síncrono, i_{sd}^e	48
3.9	Corrente de eixo direto no referencial síncrono, i_{sd}^e	49
3.10	Corrente do eixo em quadratura no referencial síncrono, i_{sq}^e	49
3.11	Corrente do eixo em quadratura no referencial síncrono, i_{sq}^e	49
3.12	Tensões no PAC depois da conexão da cogeração eólica.	50
3.13	Correntes na rede elétrica depois da conexão da cogeração eólica: I_{s1} , I_{s2} e I_{s3}	50
3.14	Corrente de eixo direto no referencial síncrono, i_{sd}^e	51
3.15	Corrente do eixo em quadratura no referencial síncrono, i_{sq}^e	51
3.16	Corrente de eixo direto no referencial síncrono, i_{sd}^e , antes (verde) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.	52
3.17	Corrente do eixo em quadratura no referencial síncrono, i_{sq}^e , antes (verde) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.	52
3.18	Corrente de referência de eixo direto (azul), i_{sd}^{s*} , e corrente de eixo direto (verde), i_{sd}^s , no referencial estacionário.	53
3.19	Corrente de referência de eixo em quadratura (verde), i_{sq}^{s*} , e corrente de eixo em quadratura (azul), i_{sq}^s , no referencial estacionário.	53
3.20	Corrente de referência de eixo direto (verde), i_{sd}^{s*} , e corrente de eixo direto (azul), i_{sd}^s , no referencial estacionário durante a ocorrência de um afundamento de tensão.	54
3.21	Corrente de referência de eixo direto (verde), i_{sd}^{s*} , e corrente de eixo direto (azul), i_{sd}^s , no referencial estacionário durante a ocorrência de um afundamento de tensão, em regime permanente.	54
3.22	Corrente de referência de eixo em quadratura (verde), i_{sq}^{s*} , e corrente de eixo em quadratura (azul), i_{sq}^s , no referencial estacionário durante a ocorrência de um afundamento de tensão.	55
3.23	Corrente de referência de eixo em quadratura (verde), i_{sq}^{s*} , e corrente de eixo em quadratura (azul), i_{sq}^s , no referencial estacionário durante a ocorrência de um afundamento de tensão, em regime permanente.	55
3.24	Tensão no barramento CC.	56
4.1	Protótipo do SEP implementado experimentalmente.	59
4.2	Plataforma experimental.	60
4.3	Quadro com cargas linear e não-linear.	61

4.4	Sistema de cogeração.	61
4.5	Tensão no PAC antes da conexão da cogeração eólica.	63
4.6	Correntes da rede antes da conexão da cogeração eólica.	64
4.7	Corrente de eixo direto, i_{sd} , antes da conexão da cogeração eólica.	64
4.8	Correntes de eixo em quadratura, i_{sq} , antes da conexão da cogeração eólica.	64
4.9	Tensões nos terminais do gerador (PMSG).	65
4.10	dinâmica da tensão no barramento CC.	66
4.11	Tensão no PAC depois da conexão da cogeração eólica.	67
4.12	Correntes da rede depois da conexão da cogeração eólica.	67
4.13	Corrente de eixo direto, i_{sd} , depois da conexão da cogeração eólica.	68
4.14	Correntes de eixo direto, i_{sd} , antes (vermelho) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.	68
4.15	Correntes de eixo direto, i_{sd} , depois da conexão da cogeração eólica.	69
4.16	Corrente de eixo direto, i_{sq} , antes (vermelho) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.	69
4.17	Espectro de frequência da corrente I_{s1} , antes (vermelho) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.	70
4.18	Corrente de referência de eixo direto (azul), i_{sd}^{s*} , e corrente de eixo direto (verde), i_{sd}^s , no referencial estacionário.	70
4.19	Corrente de referência de eixo em quadratura (verde), i_{sq}^{s*} , e corrente de eixo em quadratura (azul), i_{sq}^s , no referencial estacionário.	71

Lista de Tabelas

1.1	Os 10 países com maiores capacidades acumuladas de energia eólica (Dezembro de 2012).	3
2.1	Resumo (comparativo) das principais características dos conversores mais usuais aplicados à sistemas de geração eólica.	26
3.1	Parâmetros usados na simulação.	46
3.2	Parâmetros do Controlador Dupla Sequência.	47
3.3	Parâmetros do Controlador da Tensão do Barramento CC.	56
4.1	Parâmetros usados nos ensaios.	62

Lista de Símbolos

ρ	Densidade do Ar
R	Raio do Rotor da Turbina
V	Velocidade do Vento
C_p	Coeficiente de Potência da Turbina
λ	<i>Tip Speed Ratio</i>
β	ângulo de passo das pás
$C_{p,max}$	Coeficiente de Potência Máximo
λ_{otimo}	TSR ótimo
v	Velocidade Rotacional da Turbina Eólica
U_s	Tensão no Barramento Infinito
U_g	Tensão no Ponto de Acoplamento Comum
ΔU	Diferença de Tensão
I_g	Corrente na linha
Ψ_k	Ângulo de Fase da Impedância de Curto-Circuito
δ	Ângulo de Fase entre as tensões
Φ_t	Fator de Potência da Turbina Eólica
Z_k	Impedância de Curto-Circuito
R_k	Resistência de Curto-Circuito
X_k	Reatância de Curto-Circuito
P_g	Potência Ativa no Ponto de Acoplamento Comum
Q_g	Potência reativa no Ponto de Acoplamento Comum
θ	Ângulo entre o eixo d e o eixo do enrolamento (fase) a
ω_r	Velocidade angular do rotor
ω_m	Velocidade mecânica

$e_a, e_b \text{ e } e_c$	Tensão de fase do gerador síncrono
e_d, e_q	Tensão de eixo direto e em quadratura do gerador, respectivamente
e_{fd}	Tensão de campo do gerador
e_s	Tensão terminal do gerador
$L_a, L_b \text{ e } L_c$	Indutância de fase do gerador síncrono
R_s	Resistência de fase do estator do gerador síncrono
$i_a, i_b \text{ e } i_c$	Corrente de fase gerador síncrono
$L_{ab}, L_{bc} \text{ e } L_{ca}$	Indutância mútua do estator
L_{afd}	Indutância mútua entre o enrolamento de campo e o estator
$L_{kd} \text{ e } L_{akq}$	Indutância mútua entre o enrolamento amortecedor e o estator
L_{ss}	Indutância própria referentes ao estator
L_{sr}	Indutância mútua entre estator-rotor
i_s	Corrente referente aos enrolamentos do estator
i_r	Corrente referente aos enrolamentos do rotor
i_{fd}	Corrente do enrolamento de campo
$i_{kd} \text{ e } i_{kq}$	Corrente do enrolamento amortecedor
p	Número de pares de pólos do gerador
T_e	Conjugado eletromagnético
$\lambda_a, \lambda_b, \lambda_c$	Fluxo concatenados por fase do estator
i_{sd}^e	Corrente de eixo direto, referencial síncrono
i_{sd}^s	Corrente de eixo direto, referencial estacionário
i_{sd}^{e*}	Corrente de referência de eixo direto, referencial síncrono
i_{sd}^{s*}	Corrente de referência de eixo direto, referencial estacionário
i_{sq}^e	Corrente de eixo em quadratura, referencial síncrono
i_{sq}^s	Corrente de eixo em quadratura, referencial estacionário
i_{sq}^{e*}	Corrente de referência de eixo em quadratura, referencial síncrono
i_{sq}^{s*}	Corrente de referência de eixo em quadratura, referencial estacionário
I_{s123}	Correntes da rede elétrica
V_{pac123}	Tensões no Ponto de Acoplamento Comum (PAC)

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CSC	<i>Current Source Converter</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
DSC	<i>Double Sequence Controller</i>
DSP	<i>Digital Signal Processing</i>
EUA	Estados Unidos da América
Finame	Programa de Financiamento de Máquinas e Equipamentos
FLC	<i>flying capacitor clamped)</i>
FP	Fator de Potência
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
kW	quiloWatt
LEPER	Laboratório de Eletrônica de Potência e Energias Renováveis
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MRAC	<i>Model Reference Adaptive Controller</i>
MSC	<i>Mechanically Switched Capacitors</i>
MW	Megawatt
NPC	<i>Neutral-Point Diode Clamped</i>
PI	Controlador Proporcional Integral
PID	Controlador Proporcional Integral Derivativo
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>

PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Machine</i>
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
PWM	<i>Pulse width modulation</i>
RBPEE	Rede Brasileira de Pesquisa em Energia Eólica
SEPs	Sistemas Elétricos de Potência
SCIG	<i>squirrel-cage induction generator</i>
SGE	Sistemas de Geração Eólica
TCR	<i>Thyristor Controlled Reactors</i>
THD	Total Harmonic Distortion
TSC	<i>Thyristor Switched Capacitors</i>
2L-PWM-VSC	<i>Two Level - Pulse Width Modulation - VSC</i>
2L-BTB	<i>Two Level - Back-to-back Converter</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
WECs	<i>Wind Energy Converters</i>
WRIG	<i>Wounded Rotor Induction Generator</i>
DSC	Controlador Dupla Sequência

Capítulo 1

Introdução

Existe uma tendência mundial pela busca de energias alternativas, limpas, e renováveis, acentuada nas últimas décadas (HULLE, 2009). Os fatores que influenciaram esse aumento na parcela de demanda de novas energias foram basicamente as necessidades de: redução da emissão de gases do efeito estufa, dependência dos combustíveis fósseis e diversificação da matriz energética. Dentro desse cenário, a energia eólica vem ganhado mercado nos últimos anos, por apresentar um baixo impacto ambiental, se comparada às outras, e pela rápida colocação de geradores eólicos em operação.

Entende-se por energia eólica a energia proveniente dos movimentos das massas de ar, ou melhor, da energia cinética contida no vento. Seu aproveitamento ocorre por meio de turbinas eólicas para a geração de eletricidade e cataventos (ou moinhos de vento), para trabalhos mecânicos, como por exemplo bombeamento de água (MME, 2001), (RüNCOS et al., 2000).

A energia eólica vem sendo utilizada há muitos anos e assim como a energia hidráulica, nos primórdios a sua finalidade era para aplicações que envolviam energia mecânica, como bombeamento de água e moagem de grãos. Somente no final do século XIX é que surgiram as primeiras tentativas de utilização da energia proveniente dos ventos para geração de eletricidade e no século XX, por volta da década de 1970 (primeira grande crise internacional do petróleo), é que houve um interesse maior para o desenvolvimento dessa tecnologia em escala comercial (MME, 2001), (RüNCOS et al., 2000).

Os países pioneiros no aproveitamento da energia eólica para produção de energia elétrica foram os Estados Unidos e Dinamarca, durante as décadas de 1940 e 1950, sendo a Dinamarca o primeiro país a conectar à rede elétrica pública uma turbina eólica comercial, em 1976 (ANEEL, 2013). Alguns historiadores apontam que o precursor das atuais turbinas eólicas foi a Alemanha, com geradores eólicos contendo pás fabricadas em materiais compostos, controle de passo e com torre tubular esbelta (ANEEL, 2013). As maiores contribuições para o desenvolvimento da tecnologia de aproveitamento eólico se deu devido

a experiências de estímulo ao mercado, ocorridas nos Estados Unidos (Califórnia, década de 1980), Dinamarca e Alemanha (década de 1990). Esses países também contribuíram significativamente nos aspectos de geração, competitividade e eficiência (ANEEL, 2013).

1.1 Energia Eólica no Mundo

O mais recente relatório da Agência Internacional de Energia (IEA), *Redrawing the Energy-Climate Map* (Redesenhando o Mapa do Clima e da Energia), mostra que houve um aumento global de 1,4% em 2012 nas emissões de gases estufa. Isso implica a necessidade de medidas mais extremas por parte dos governos e de mais investimentos nas áreas de eficiência energética e energias renováveis, sendo as que têm mais potencial de exploração, as provenientes de geração hidrelétrica, fotovoltaica e eólica (IEA, 2013).

Nas últimas décadas os estudos acerca da produção de energia através da força dos ventos têm tomado posição importante diante deste cenário. As pesquisas atuais acerca de sistemas avançados de transmissão, conversores de potência, melhor aerodinâmica, estratégias de controle, operação das turbinas, e outras, têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. Anteriormente, o custo dos equipamentos era um dos principais entraves para o aproveitamento comercial da energia eólica.

Atualmente a capacidade instalada acumulada global de potência eólica está em torno dos 300 GW. Em 2012 o acumulado total foi de 282,5 GW, representando um crescimento de 15,76% se comparado ao ano anterior (Figura 1.1). O crescimento total acumulado de mercado foi favorecido pelo bom clima econômico, dada a taxa de crescimento da indústria. Contudo, esse crescimento foi menor do que a média anual registrada nos últimos 10 anos, que foi de aproximadamente 22% (GWEC, 2013).

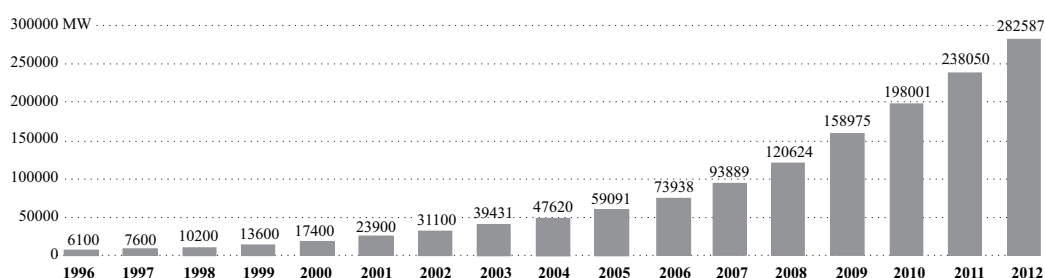


Figura 1.1: Capacidade global de energia eólica acumulada.

No final de 2011, as projeções de crescimento da energia eólica no mundo estavam incertas, devido à crise europeia e incertezas políticas nos EUA. No entanto acabou sendo um ano recorde para a instalação de unidades eólicas nos tradicionais mercados europeus

e norte americanos. Adversamente, o mercado chinês, o maior representante na área desde 2009, teve uma baixa, elevando os EUA ao topo da escala em 2012. Contudo, o mercado asiático ainda lidera o ranking global, com o norte americano em segundo e o europeu não tao distante (GWEC, 2013).

No final de 2012, o número de países com mais de 1 GW de capacidade instalada de energia eólica, subiu para 23: 15 países na Europa (Alemanha, Áustria, Dinamarca, Espanha, França, Grécia, Irlanda, Itália, Noruega, Polônia, Portugal, Reino Unido, Romênia, Suécia e Turquia), 3 na Asia (China, Índia e Japão), 1 na Oceania (Austrália), 3 na América do Norte (Canadá, EUA e México) e 1 na América Latina (Brasil) (GWEC, 2013). A Tabela 1.1 apresenta os 10 países com as maiores capacidades instaladas acumuladas de energia eólica no mundo (GWEC, 2013).

Tabela 1.1: Os 10 países com maiores capacidades acumuladas de energia eólica (Dezembro de 2012).

País	MW	Porcentagem (%)
China	75324	26,7
EUA	60007	21,2
Alemanha	31308	11,1
Espanha	22796	8,1
Índia	18421	6,5
Reino Unido	8445	3,0
Itália	8144	2,9
França	7564	2,7
Canadá	6200	2,2
Portugal	4525	1,6
Resto do Mundo	39853	14,1
Total (10 maiores)	242734	85,9
Total (Mundo)	282587	100

1.2 Energia Eólica no Brasil

A energia eólica no Brasil vem aumentando sua participação no contexto energético do país nos últimos anos. Os primeiros passos para o crescimento eólico brasileiro foram dados no ano de 2002, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), e, posteriormente, os sucessivos leilões de compra e venda deste tipo de energia, aumentando a capacidade instalada de geração em 75 vezes .

O PROINFA, por diversas razões, não obteve os resultados esperados. Contudo, os

planos do governo são de diversificar a matriz energética, organizando leilões que contratem energia pelo menor preço e que garantam a sustentabilidade ambiental. A energia eólica vem se mostrando mais competitiva a cada ano e vem ganhando espaço nos leilões. A Figura 1.2 apresenta uma estimativa da potência instalada gerada por fontes eólicas até o ano de 2017 (GWEC, 2013).

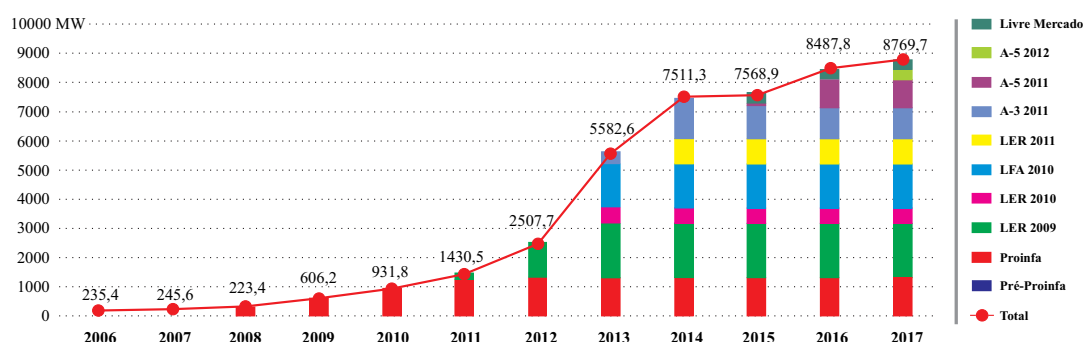


Figura 1.2: Estimativa da potência instalada gerada por fontes eólicas até o ano de 2017 e os responsáveis por cada parcela.

O Cenário atual da matriz energética brasileira apresenta cerca de 92% de toda a energia elétrica produzida no país sendo proveniente de usinas hidrelétricas e termoeletricas, e 2,26% proveniente de usinas eólicas (Figura 1.3) (ANEEL, 2014).

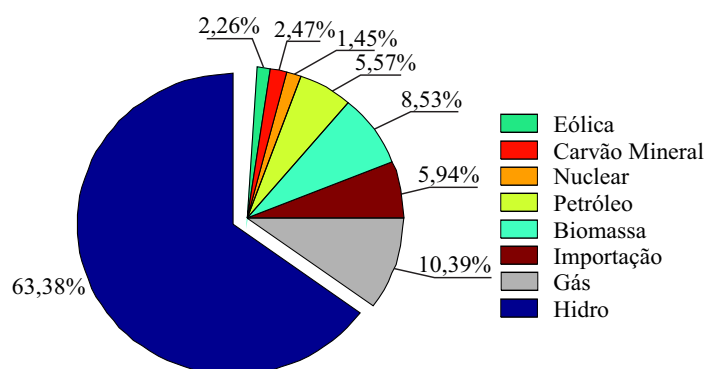


Figura 1.3: Matriz energética brasileira em julho de 2014.

Para o Brasil, a energia eólica representa uma fonte bastante promissora: estima-se que possua um potencial em torno de 350 GW, concentrados nas regiões nordeste e sul do país. No final do ano de 2012, o Brasil tinha uma potência instalada (eólica) de 2,5 GW, sendo suficiente para alimentar cerca de 4 milhões de domicílios e contribuindo com quase 2% para o consumo total de eletricidade no país (GWEC, 2013). A Figura 1.4 apresenta a capacidade total de potência instalada oriunda de fontes eólicas no país (GWEC, 2013).

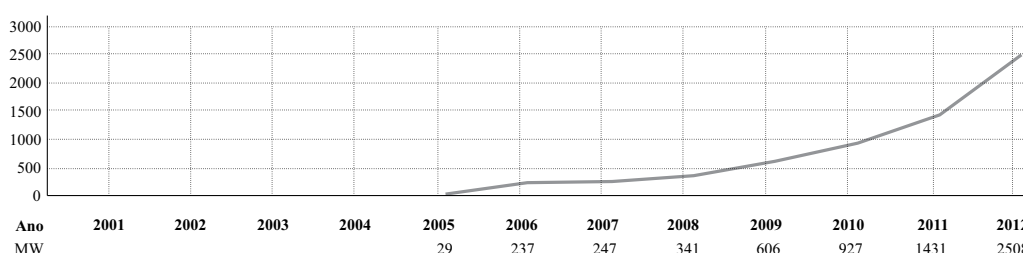


Figura 1.4: Potência instalada total proveniente de fontes eólicas no Brasil.

Estudos recentes apontam o Brasil como um dos países mais promissores para a geração eólica, podendo se tornar o maior representante regional e um dos maiores líderes globais. Isso se deve, particularmente, ao avanço tecnológico progressivo da indústria, em adição ao seu grande potencial eólico (GWEC, 2013), (GREENPEACE; GWEC, 2013), além de ações reguladoras para a competição de mercado e políticas que beneficiam o financiamento.

Todavia, o país ainda apresenta alguns impasses enfrentados pelo setor: como a falta de linhas suficientes para a transmissão e distribuição da energia; revisão das regras de credenciamento de fabricantes de acordo com o programa de financiamento de máquinas e equipamentos (Finame) fornecido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), exigindo cada vez mais elevados níveis de conteúdo local e o repetido adiamento dos leilões.

Um outro passo importante para o crescimento e fortalecimento do setor de energia eólica é a criação da Rede Brasileira de Pesquisa em Energia Eólica (RBPEE), que consiste de um centro de inovação e pesquisa para troca de conhecimentos e boas práticas do setor. A RBPEE tem como foco suprir demandas de pesquisa relevantes para o setor eólico, como a confiabilidade e a padronização das medições de velocidade dos ventos no Brasil, desenhos de pás, altura das torres versus comprimento de pás, otimização do arranjo de equipamentos e eletrônica de potência, "tropicalização" de equipamentos importados para se adaptarem às condições meteorológicas do Brasil e o projeto e dimensionamento otimizado de fazendas eólicas *onshore* ou *offshore*; modelos estatísticos climatológicos de ventos, especialmente em Natal - RN, devido ao grande potencial da região, entre outros aspectos. O centro tem como parceiros universidades, institutos de pesquisas, empresas (indústria), instituições de fomento, entre outros.

1.3 Impactos Ambientais

A geração elétrica proveniente de usinas eólicas apresenta diversas vantagens (ANEEL, 2013), (RüNCOS et al., 2000), (MME, 2001), entre elas:

- Os parques eólicos podem ser construídos de maneira mais rápida do que outros tipos de usinas;
- Construção modular, de fácil expansão;
- Possibilita a complementariedade com a geração hidrelétrica, uma vez que o maior potencial eólico, na região Nordeste, ocorre durante o período de menor disponibilidade hídrica (Figura 1.5) (ANEEL, 2013);
- O preço do kW independe do valor do barril de petróleo;
- Não emite gases estufa.

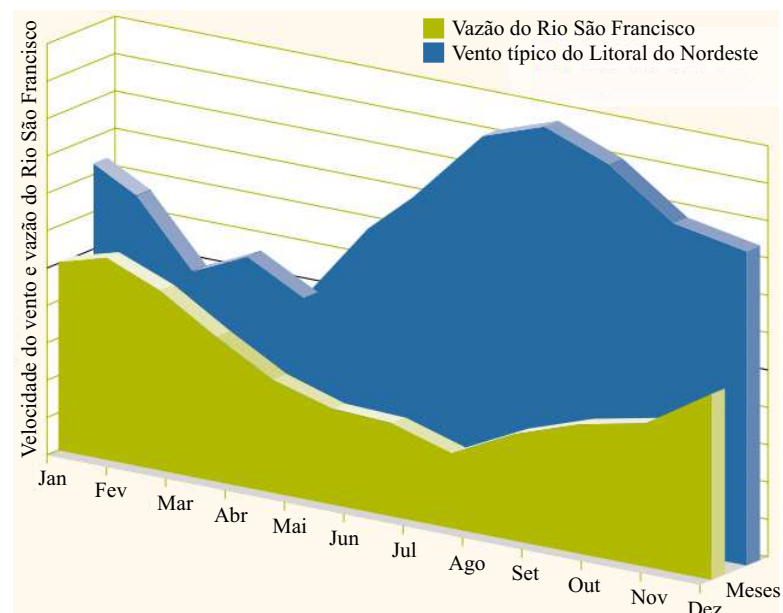


Figura 1.5: Complementariedade entre a geração hidrelétrica e eólica.

Contudo, os parques eólicos apresentam alto custo inicial e alguns impactos para o meio ambiente (ANEEL, 2013), (RüNCOS et al., 2000), (MME, 2001), principalmente nos aspectos visual, sonoro e espacial:

- Os aerogeradores produzem um ruído audível que pode incomodar a população do entorno do parque: para contornar isso existem legislações vigentes que especificam o ruído máximo que os mesmos podem apresentar;

- O efeito visual que os geradores eólicos trazem é bastante expressivo, uma vez que estão, na maioria dos casos, localizados em regiões litorâneas, com belas paisagens naturais;
- Possível interferência nas rotas de aves e morcegos: existem estudos de impactos e possíveis estratégias para minimizar as interferências para com esses animais.

1.4 Motivação

O cenário brasileiro atual em torno da geração eólica caminha para o uso de turbinas com capacidade de geração de potência na ordem de alguns megawatts, necessitando de conversores de potência cada vez mais robustos. Para turbinas com geradores a ímã permanente, o conversor deve apresentar potência nominal equivalente à do gerador. Uma topologia de conversor bastante utilizada em conjunto com esse tipo de gerador é o conversor *back-to-back*. Esse conversor já está bastante consagrado no mercado atual, contudo para níveis mais elevados de potência, da ordem de MW, o seu desempenho não é tão satisfatório, introduzindo no sistema uma maior quantidade de harmônicos e inter-harmônicos, além do aumento de perdas de potência, devido ao chaveamento, e limitação na frequência de operação das chaves para operar com essa magnitude de potência. Diante desses problemas, a proposta deste trabalho é analisar a conexão de sistemas de cogeração eólica à rede elétrica, de forma a implementar uma estratégia de controle para o conversor estático conectado à rede de maneira a garantir eficiência, redução dos harmônicos e inter-harmônicos, e garantia de bom desempenho no ponto de acoplamento comum. Serão investigadas topologias que possam operar em níveis elevados de potência, mais especificamente para potências acima de 2 MW, além de outros dispositivos que possam ser utilizados em conjunto com os conversores para aumentar a confiabilidade do sistema.

1.5 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é a análise de desempenho de um sistema eólico conectado a um sistema elétrico de potência (SEP), de maneira que o fluxo de potência da geração eólica possa ser controlado com base nas correntes e tensões da rede elétrica. Dessa forma, pode-se controlar de forma indireta as correntes da rede, com base apenas no controle do conversor de potência, injetando potência ativa na rede de maneira a reduzir a parcela de potência desta a uma eventual carga.

Os objetivos específicos são:

- Fazer um estudo das principais topologias de conversores de potência associados à sistemas eólicos;
- Estudo de estruturas de controladores de alto desempenho associados ao conversor de potência *back-to-back*;
- Construção de uma bancada de testes de uma planta eólica em escala no LEPER;
- Redução de harmônicos de tensão e corrente no ponto de acoplamento comum (PAC) entre a rede e o sistema eólico.

1.6 Contribuições

As principais contribuições são:

- Desenvolvimento de uma plataforma experimental eólica com potência de 2 kW;
- Implementação de uma estratégia de controle para o lado do conversor (*back-to-back*) conectado à rede elétrica, possibilitando o controle indireto das correntes dessa, com base nas quais será imposto o controle do fluxo de potência ativa que será fornecida à rede pela cogeração eólica, além da compensação de harmônicos no PAC.

1.7 Organização do Trabalho

Esta qualificação está organizada em cinco capítulos:

- Capítulo 1: Apresenta uma introdução e a contextualização referente a geração de energia eólica, no Brasil e no Mundo, e apresenta as propostas desse trabalho.
- Capítulo 2: Apresenta o estado da arte referente às principais topologias de conversores de potência utilizados em sistema eólicos.
- Capítulo 3: Apresenta uma descrição matemática do conversor *back-to-back*, além de apresentar uma proposta de estratégia de controle para o conversor. São apresentados resultados de simulação para o sistema proposto.
- Capítulo 4: Apresenta os resultados práticos obtidos com a plataforma de testes implementada.
- Capítulo 5: Apresenta as atividades desenvolvidas e suas discussões.

Capítulo 2

Estado da Arte

Neste capítulo é apresentada uma revisão sobre o estado da arte dos sistemas eólicos, dando-se ênfase às topologias e estratégias de controle dos conversores de potência utilizados nestes sistemas, com ênfase na aplicação destes em conjunto com geradores síncronos de ímã permanente.

2.1 Sistemas Eólicos

No cenário atual, os sistemas de geração eólica (SGE) se apresentam, entre as fontes de energia renovável, como uma das tecnologias mais promissoras do mercado. O principal motivo que levou a isso foi a significativa melhoria tecnológica das turbinas eólicas: o recente desenvolvimento teve início no ano de 1980 com algumas dezenas de quilowatts de capacidade de produção de potência elétrica, e hoje existem turbinas instaladas da ordem de megawatts, com tecnologias de geração muito avançadas (LISERRE et al., 2011), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012). Existem diversos SGE espalhados pelo mundo conectados às redes de distribuição elétrica, assim como conectados, também, às linhas de transmissão. A Dinamarca, por exemplo, possui hoje 25% de toda energia elétrica consumida no país oriunda de fontes eólicas, com uma capacidade de penetração superior a 30% nas maiores áreas do país (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012).

Os principais componentes de um SGE são: turbina, caixa de engrenagem (opcional), gerador, transformador (para conexão à rede) e conversores de potência (opcional), como ilustrado na Figura 2.1 (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). O rotor da turbina converte a energia proveniente dos ventos em energia mecânica, a qual é convertida pelo gerador em energia elétrica, sendo essa transferida através do transformador para a rede, seja para linhas de distribuição ou transmissão. Na maioria dos aerogeradores são usadas três pás na turbina, e a velocidade de rotação diminui à medida que o raio das pás aumenta, resultando em um sistema com baixa velocidade e elevado conjugado de potência.

Uma das soluções para aumentar a velocidade é a utilização de caixas de engrenagem, que servem como conexão entre o rotor da turbina, em baixa velocidade, com o rotor do gerador, em alta velocidade. Contudo, máquinas de múltiplos pólos não necessitam de caixas de engrenagens (BLAABJERG; CHEN, 2006), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012).

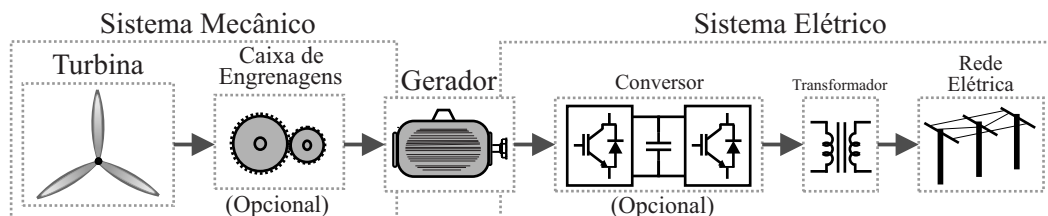


Figura 2.1: Principais componentes de um Sistema de Geração Eólica.

Nos primeiros sistemas de geração eólica os sistemas de controle utilizados eram simples e não apresentavam muitos problemas. Contudo, com os avanços tecnológicos, e o aumento da capacidade de geração, tornou-se mais importante uma intervenção ativa mais precisa para com a conexão à rede e o controle (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012). Também, nos primeiros sistemas, a tecnologia usada para geração eólica era baseada em geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo (SCIG - *squirrel-cage induction generator*) conectados diretamente à rede, como ilustrado na Figura 2.2 (HEIER, 1998), (BURTON et al., 2001), (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012).

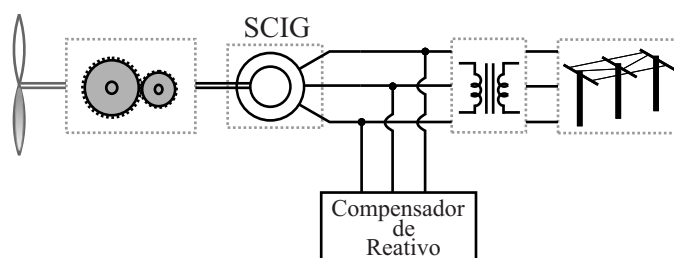


Figura 2.2: Sistema de geração eólica diretamente conectado à rede, utilizando SCIG.

Essa configuração utilizava a tecnologia de turbinas com velocidade fixa (ABREU; SHAHIDEHPOUR, 2006), (BLAABJERG; CHEN, 2006), onde a velocidade do gerador era determinada pela frequência da rede e pelo número de pólos. Nesse conceito, as turbinas eram projetadas para obter máxima eficiência em determinada velocidade do vento, ocorrendo perda de eficiência para outras velocidades. As variações de velocidade do vento acarretavam pulsações de conjugado de potência, causando elevados estresses mecânicos em todo o sistema, além de problemas de qualidade de energia (HEIER, 1998), (HEIER,

2006), (BLAABJERG; CHEN, 2006). Além do mais, não apresentavam controle dinâmico da potência ativa e reativa, e sim apenas um banco de capacitores para evitar problemas relacionados com estabilidade de tensão, pelo suprimento local de potência reativa consumida pelo gerador, além de garantir fator de potência unitário no ponto de acoplamento. Contudo, essa topologia era relativamente barata e robusta (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009).

Uma outra alternativa é a utilização de turbinas a velocidade variável, sendo essas projetadas de maneira a obter eficiência máxima para uma grande faixa de variação da velocidade do vento (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), (LISERRE et al., 2011). A Figura 2.3 apresenta a curva característica da potência gerada pela turbina em relação à velocidade rotacional do gerador, de acordo com o comportamento do vento (velocidade em m/s) (BATTISTA; MANTZ; CHRISTIANSEN, 2000). Abaixo, estão apresentadas algumas vantagens da operação de turbinas a velocidade variável em comparação com a operação em velocidade fixa (HANSEN, 2004):

- Redução dos estresses mecânicos causados pelas variações de velocidade do vento;
- Aumento da potência extraída do vento;
- Redução dos ruídos acústicos, tornando possível a operação em baixas velocidades com baixa potência gerada.

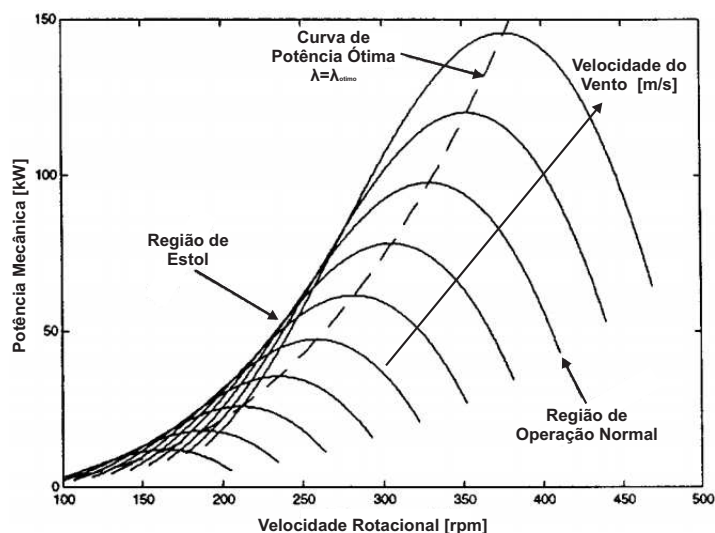


Figura 2.3: Curva da Potência em função da velocidade rotacional da turbina para vários valores de velocidade do vento.

A potência elétrica gerada por uma turbina, em *watts*, é uma função da velocidade do

vento ao cubo (MME, 2001),(CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), dada pela seguinte equação:

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (2.1)$$

na qual ρ é a densidade do ar (em quilogramas por metro cúbico), R é o raio do rotor da turbina (em metros), V é a velocidade do vento (em metros por segundo), e C_p é o coeficiente de potência da turbina, que representa o perfil aerodinâmico da turbina eólica. C_p é uma função da relação entre a velocidade na ponta das pás e a velocidade do vento (ou, do inglês, *Tip Speed Ratio* - TSR), λ , assim como do ângulo de passo das pás, β (do inglês *pitch*) (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). O λ é dado por:

$$\lambda = \frac{Rv}{V}, \quad (2.2)$$

sendo v a velocidade rotacional da turbina eólica.

De acordo com o limite de Betz, $C_p = 16/27$, é o máximo valor (teórico) possível para o coeficiente de potência, ou melhor, nenhuma turbina eólica pode converter mais do que 59,3% da energia cinética do vento em energia mecânica no rotor (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). Na prática, esse valor está entre 40% e 45% (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). A Figura 2.4 apresenta a relação entre o coeficiente de potência e o TSR para um determinado β .

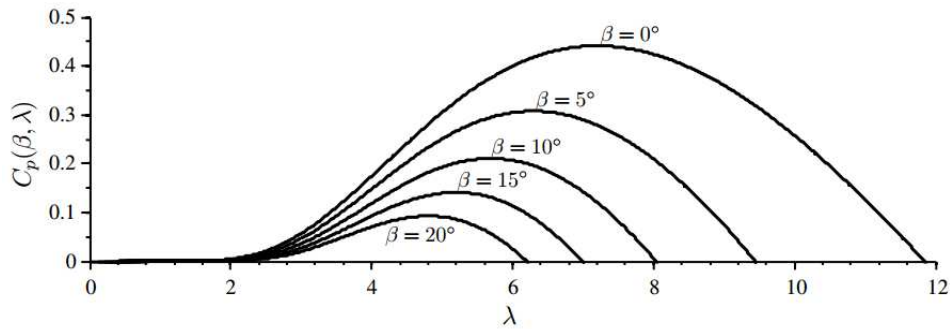


Figura 2.4: Coeficiente de potência (C_p) em função do TSR (λ) e do *pitch* (β).

A Figura 2.5 apresenta a relação entre a potência do gerador e a velocidade do vento, ou melhor, a curva de geração de energia elétrica extraída da turbina eólica (RüNCOS et al., 2000), considerando o controle para aproveitamento ótimo da energia cinética disponível. A região I especifica a velocidade mínima necessária do vento para a turbina eólica começar a gerar. Normalmente, as turbinas eólicas são projetadas para partir com ventos

da ordem de 2,5 m/s. A região II é a região na qual pode-se obter a máxima eficiência do rotor, ou eficiência aerodinâmica ótima.

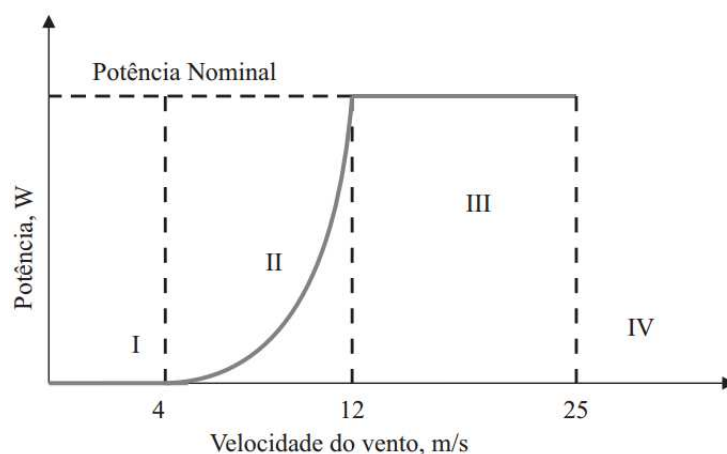


Figura 2.5: Curva da Potência em função da velocidade do vento.

A zona III é a região de limitação de potência, que é utilizada para limitar a potência de saída no valor nominal da turbina eólica, mantendo a integridade física da turbina. Nessa região a potência disponível no eixo do gerador é constante e compreende, normalmente, a faixa de variação da velocidade do vento entre 12 m/s e 25 m/s. Essa limitação de potência pode ser executada através do controle por estol aerodinâmico (do inglês *stall*), passivo e ativo, controle pela mudança do eixo da turbina em relação à direção do vento e controle do ângulo de passo das pás (controle do *pitch*). Dentre esses, o controle de passo apresenta melhores resultados, tanto na eficiência, quanto na redução dos estresses mecânicos (ABREU; SHAHIDEHPOUR, 2006). Caso a velocidade do vento ultrapasse o valor de 25 m/s, região IV, interrompe-se a operação da turbina, a fim de evitar danos ao sistema.

Com a elevação da capacidade de potência das turbinas eólicas, a regulação da frequência e tensão gerada por essas tornou-se mais importante, necessitando da introdução de eletrônica de potência no sistema como uma interface inteligente entre a turbina e a rede (KAZMIERKOWSKI et al., 2002), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012). A eletrônica de potência tem mudado o conceito básico de geração eólica, antes visto apenas como fonte de energia, para fontes de potência ativa para a rede elétrica. Essa tecnologia vem sendo discutida há algumas décadas, contudo somente há alguns anos ela passou a ser realmente atrativa, devido ao custo por kW de uma nova usina eólica ser equivalente ou menor que o custo de usinas que dependem do carvão (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (MILLIGAN et al., 2009).

2.2 Geradores utilizados em Sistemas de Geração Eólica

Em SGE, tanto os geradores de indução quanto os geradores síncronos podem ser utilizados. Os geradores de indução podem ser utilizados tanto para as tecnologias com velocidade fixa quanto para as de velocidade variável, enquanto que os geradores síncronos são normalmente usados em sistemas de velocidade variável, utilizando como interface com a rede elétrica sistemas de eletrônica de potência (BLAABJERG; CHEN, 2006), (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), (POLINDER et al., 2013).

2.2.1 Geradores de Indução

Existem três tipos principais de sistemas de conversão de energia eólica que usam geradores de indução: com gerador com rotor gaiola de esquilo (SCIG), que usam gerador com rotor bobinado com controle do deslizamento através da resistência rotórica (WRIG, do inglês *Wounded Rotor Induction Generator*), e os que empregam geradores de indução duplamente alimentados (do inglês *Doubly Fed Induction Generator* - DFIG) (BLAABJERG; CHEN, 2006).

SCIG (*Squirrel-Cage Induction Generator*)

O gerador com rotor gaiola de esquilo (SCIG) pode ser diretamente acoplado à rede elétrica e operar com velocidade fixa (Figura 2.2) - já discutido anteriormente, no início deste capítulo-, ou fazer uso da eletrônica de potência para operá-lo em sistemas de velocidade variável. Para operação com velocidade variável, utiliza-se, usualmente, conversores *back-to-back* completos, como mostrado na Figura 2.6, com o intuito de realizar total controle da potência ativa e reativa (LISERRE et al., 2011), (BLAABJERG; CHEN, 2006).

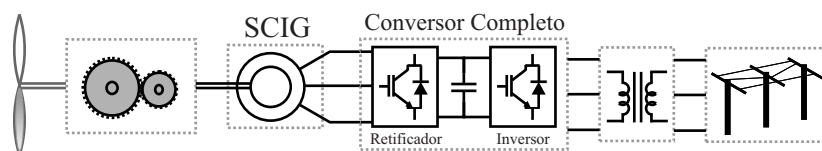


Figura 2.6: Topologia de sistemas de geração eólica usando SCIG e conversores completos.

WRIG (*Wounded Rotor Induction Generator*)

O gerador de indução com rotor bobinado (WRIG) com controle de deslizamento através da resistência do rotor, é, normalmente, diretamente conectado ao sistema CA

(rede elétrica), mas o controle de deslizamento possibilita o ajuste da velocidade para algumas faixas, viabilizando a operação em velocidades variáveis. Para a operação da máquina em velocidades variáveis, o estator do gerador é conectado diretamente à rede elétrica, e o rotor conectado a algum sistema de eletrônica de potência (Figura 2.7). Uma das vantagens desse esquema é que apenas uma parte da potência produzida é injetada no conversor de potência, possibilitando que a potência do conversor possa ser menor que a potência da turbina. Esta tecnologia é conhecida como controle por deslizamento dinâmico, e apresenta, tipicamente, uma faixa de velocidade de 2 a 5%. O conversor de potência para o controle das resistências do rotor deve ser projetado para baixas tensões e elevadas correntes. Algumas das desvantagens dessa topologia é que necessita de altas velocidades síncronas para gerar eletricidade e compensadores de reativos, assim como o SCIG, e de *soft-starter* (BLAABJERG; CHEN, 2006), (SUN; CHEN; BLAABJERG, 2003), (PENA; CLARE; ASHER, 1996).

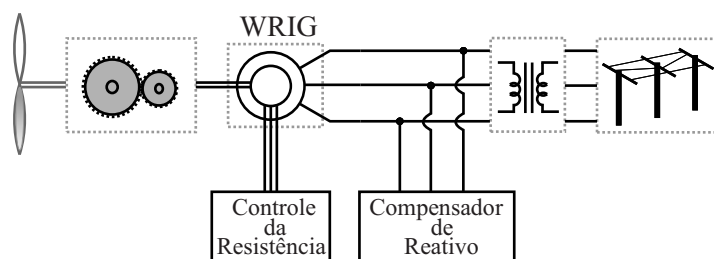


Figura 2.7: Topologia de sistemas de geração eólica usando geradores de indução com rotor bobinado e conversores parciais.

DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*)

O gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) apresenta tanto o estator quanto o rotor conectados à rede elétrica: o estator da máquina é conectado diretamente à rede elétrica, enquanto que o rotor é conectado por conversores de potência, através de anéis coletores (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), como mostra a Figura 2.8. O gerador pode entregar energia para a rede elétrica tanto acima quanto abaixo da velocidade síncrona. O escorregamento é variado com o fluxo de potência através do circuito do conversor de potência. Uma das vantagens é que apenas uma parcela da potência é entregue através do conversor, possibilitando o uso de conversores de baixa potência, ou melhor, potência abaixo da potência nominal da turbina. Em geral, o valor da potência do conversor é cerca de 30% do valor da potência da turbina eólica, possibilitando uma variação da velocidade do rotor de $\pm 30\%$ da velocidade nominal. Controlando a potência ativa do conversor, é possível variar a velocidade rotacional do gerador, e assim a velocidade

do rotor da turbina (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). O DFIG possibilita o controle da potência ativa e reativa do sistema, além de não necessitar de *soft-starter* nem de compensadores de reativos. O DFIG normalmente utiliza conversores *back-to-back* para interligação à rede (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009).

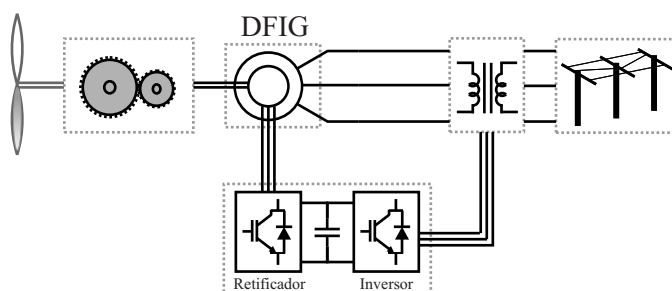


Figura 2.8: Topologia de sistemas de geração eólica usando DFIG e conversores parciais.

2.2.2 Geradores Síncronos

Geradores Síncronos, sejam eles com excitação externa ou com ímãs permanentes, estão se tornando a tecnologia preferida para a faixa de potência mais utilizada do mercado (1,5 - 3 MW) (LISERRE et al., 2011), (HANSEN, 2004), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (BLAABJERG; CHEN, 2006), (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). Essa tecnologia necessita de conversores de potência completos, com o intuito de isolar o gerador da rede, pois os geradores não podem ser conectados diretamente à rede elétrica devido aos requisitos de amortecimento exigidos para a conexão (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), além de não possibilitar o controle, uma vez que a velocidade do gerador na conexão com a rede seria a síncrona. A Figura 2.9 apresenta a topologia com gerador síncrono com excitação externa e caixa de engrenagens, necessitando de um pequeno conversor de potência para a excitação do campo.

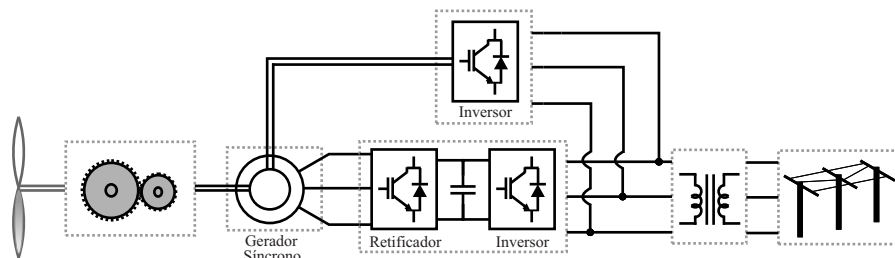


Figura 2.9: Topologia de sistemas de geração eólica usando gerador síncrono com excitação externa.

A Figura 2.10 apresenta a topologia de um SGE com gerador síncrono de múltiplos pólos, dispensando o uso da caixa de engrenagens, contudo necessitando ainda de um conversor para a excitação externa do campo.

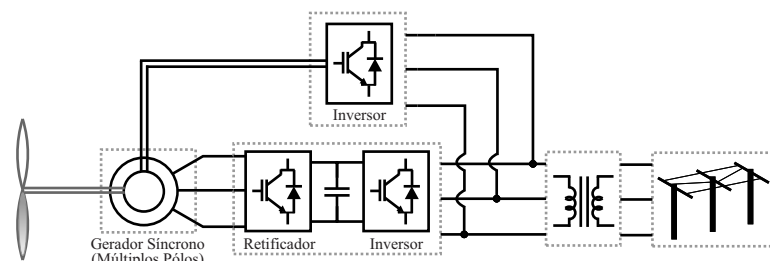


Figura 2.10: Topologia de sistemas de geração eólica usando gerador síncrono com múltiplos pólos com excitação externa.

PMSG

Atualmente, o gerador síncrono de múltiplos pólos com ímãs permanentes (do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator* - PMSG), está se tornando cada vez mais barato, e portanto, atrativo. O PMSG conectado à rede elétrica através de conversores *back-to-back* completos (Figura 2.11) é o mais promissor do mercado, apontado como a tecnologia a ser mais adotada dos próximos anos, devido à redução de perdas e ao peso, se comparado ao gerador síncrono com excitação externa, além de apresentar alta densidade de potência e excelente controlabilidade (DENG; CHEN, 2009), (BLAABJERG; CHEN, 2006).

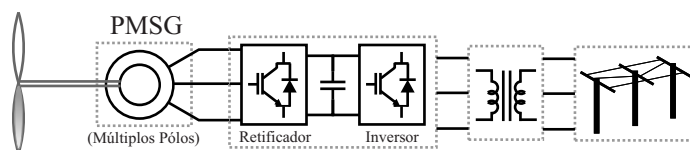


Figura 2.11: Topologia de sistemas de geração eólica usando PMSG.

2.3 Conversores de Potência utilizados em Sistemas de Geração Eólica

O uso de conversores de potência vem crescendo desde o ano de 1980, com a aplicação de *soft-starter* baseado em tiristores, apenas para a partida do gerador, sendo depois chaveado para a conexão direta à rede elétrica. Em 1990, os conceitos de eletrônica de

potência foram principalmente utilizados para o controle de resistências rotóricas, utilizando o conceito de diodos em ponte e chaves de potência. E então, o conversor de potência *back-to-back* apareceu, embora inicialmente pouco expressivo, sendo usado com potência reduzida na aplicação com DFIG, mas agora é utilizado em potência total e com resultados bastante satisfatórios (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). A Figura 2.12 mostra o crescimento da capacidade dos dispositivos de potência (círculo azul) associado à evolução dos sistemas de geração eólica (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (BLAABJERG; MA, 2013).

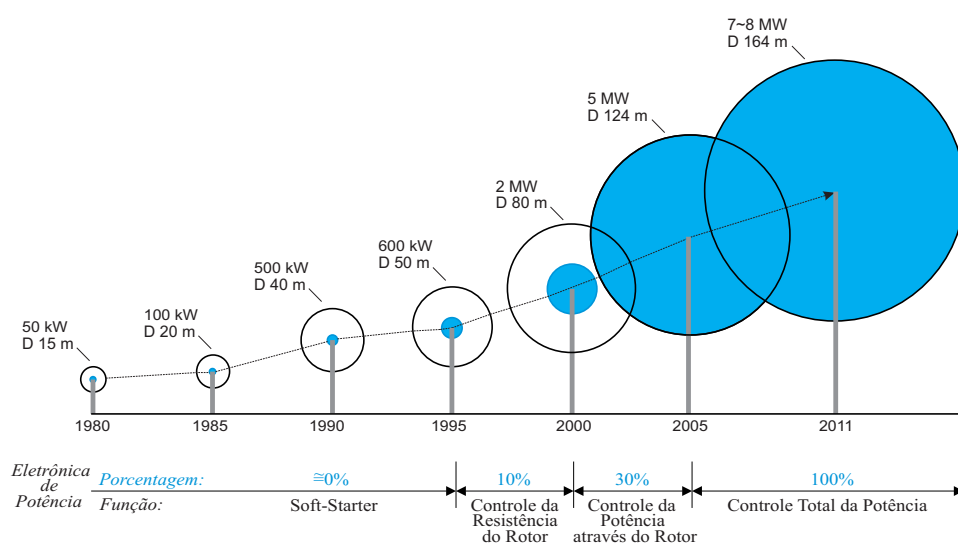


Figura 2.12: Evolução dos sistemas eólicos e a tendência principal dos conversores de potência (o círculo azul indica o nível de potência dos conversores) nos últimos 30 anos.

A utilização de conversores de potência completos significa controle total na variação de velocidade da turbina, com o gerador conectado à rede elétrica através do conversor (Figura 2.13). O conversor de potência realiza a compensação de potência reativa e amortece a conexão com a rede elétrica para toda a faixa de velocidade. A Figura 2.14 apresenta as demandas impostas aos conversores de potência para serem utilizados em sistemas eólicos (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (BLAABJERG; MA, 2013).

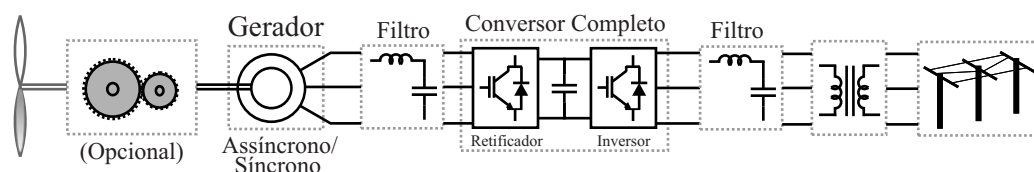


Figura 2.13: Turbina eólica a velocidade variável com conversor de potência completo.

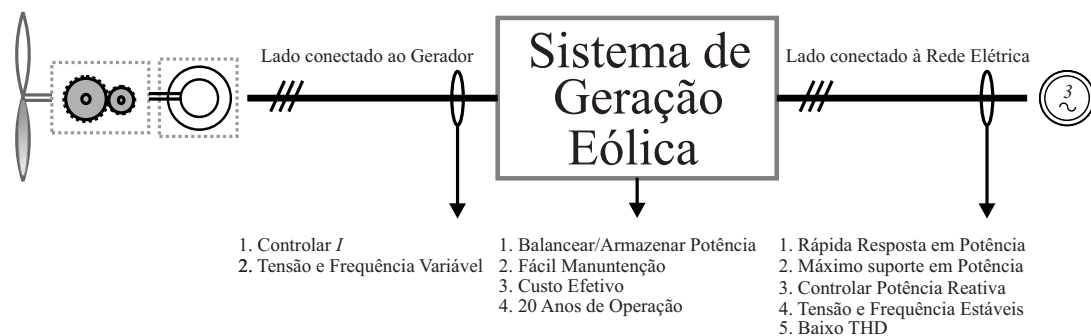


Figura 2.14: Sistema de geração eólica e as demandas impostas aos conversores de potência.

Atualmente, existe uma tendência no uso de PMSG no conceito de turbinas eólicas com conversores de potência completos (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (BLAABJERG; MA, 2013). Essa tecnologia apresenta um fluxo de potência ativa unidirecional no sentido do PMSG para a rede elétrica, através do conversor, não necessitando de potência reativa para o gerador, uma vez que o mesmo apresenta fluxo magnético constante. Uma possível solução (topologia), barata e eficiente, para implementação desse sistema apresenta apenas um simples retificador a diodo aplicado do lado do conversor conectado ao gerador. Contudo, essa solução pode introduzir no sistema baixas frequências que podem causar ressonância no eixo da máquina (FAULSTICH; STINKE; WITTEW, 2005). Outra solução seria utilizando retificadores semi-controlados (OLIVEIRA et al., 2010).

A fim de obter operação em velocidade variável e tensão estável no barramento CC, um outra solução seria a inserção de um conversor *boost* CC-CC no barramento CC (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), como mostrado na Figura 2.15. Nessa topologia se faz necessária a utilização de um inversor de tensão no lado do conversor conectado à rede, uma vez que a conexão entre os lados do conversor é CC, desempenhada por um armazenador de cargas capacitivo (capacitor). Para o caso de sistemas com elevados níveis de potência, da ordem de MW, o conversor *boost* precisa ser readequado, podendo utilizar o conceito de conversão *interleaved* ou conversores multiníveis (WU et al., 2011), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012).

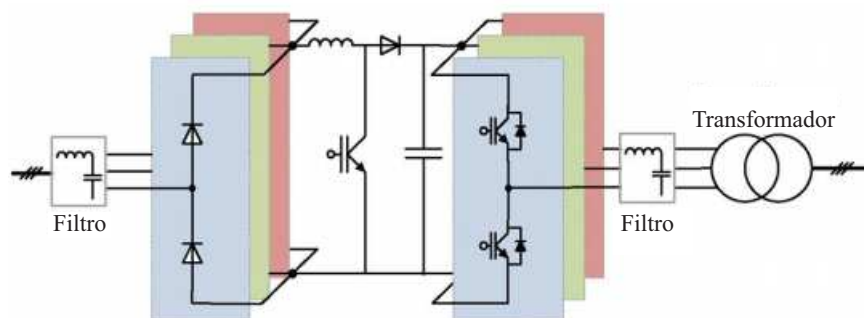


Figura 2.15: Topologia de conversor de potência completo associado à turbina eólica com PMSG.

Uma outra solução seria a utilização de conversores de corrente (CSC, do inglês *Current Source Converters*), proposta por Dai, Xu e Wu (2009), na qual é proposta uma topologia com dois CSCs conectados usando o conceito *back-to-back*, como apresentado na Figura 2.16. Uma das vantagens dessa solução seria a exploração da indutância presente nos longos cabos usados em parques eólicos, caso uma distribuição CC seja adotada, ou nos casos em que o conversor do lado do gerador (*Machine Side Converter - MSC*) esteja instalado na nacele (compartimento instalado no alto da torre e que abriga todo o gerador, podendo conter também caixa multiplicadora, freios, embreagem, mancais, controle eletrônico, sistema hidráulico, entre outros) e o conversor do lado da rede (*grid side converter - GSC*) instalado na parte inferior da torre (TENCA et al., 2008).

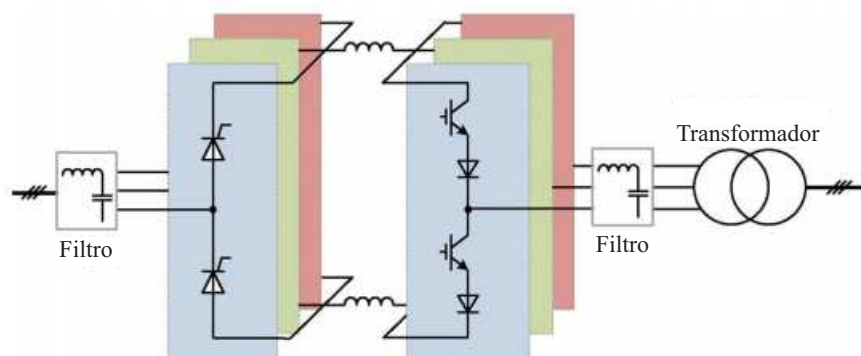


Figura 2.16: Topologia de conversor de potência completo (conversor de corrente) associado à turbina eólica com PMSG.

No cenário atual, a topologia mais frequentemente usada em sistemas eólicos é baseada no conceito de conversores de tensão (VSC, do inglês *Voltage Source Converter*) com modulação PWM (*Pulse Width Modulation*, do português Modulação por Largura

de Pulso), apresentando dois níveis de tensão na saída (2L-PWM-VSC, *Two Level - Pulse Width Modulation - Voltage Source Converter*). A utilização dessa tecnologia já está bem consagrada, e o conhecimento acerca desta é bem extensivo (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), (BLAABJERG; CHEN, 2006). Usualmente, o conversor apresenta a configuração *back-to-back*, apresentando dois 2L-PWM-VSC, e é conectado à rede através de um transformador, como apresentado na Figura 2.17. Essa topologia, 2L-BTB (Conversor *back-to-back* dois níveis) apresenta uma vantagem quanto à estrutura, que é relativamente simples, com poucos componentes, contribuindo para um desempenho comprovadamente robusto e confiável (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012).

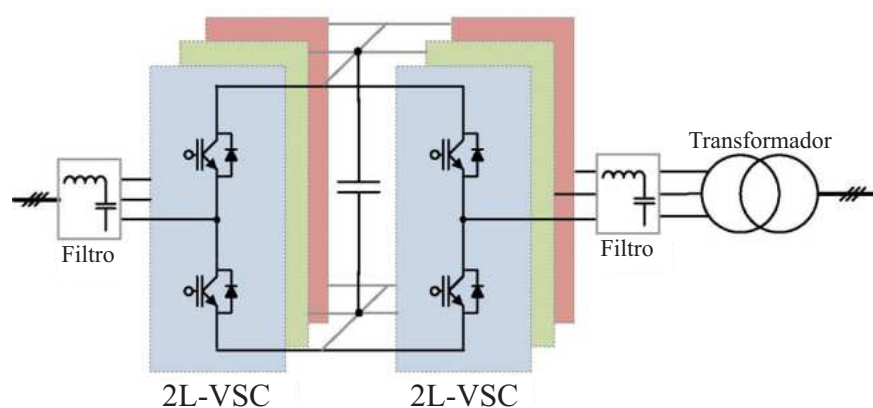


Figura 2.17: Topologia *back-to-back* para conversor de tensão dois níveis associado à turbina eólica com PMSG.

Contudo, devido ao crescimento de potência e elevação dos níveis de tensão dos SGE, a utilização do conversor 2L-BTB apresenta diversos problemas, como grandes perdas por chaveamento e baixa eficiência para a faixa de MW (MegaWatts) e altos níveis de tensão. Nesse contexto, existem diversas tecnologias e frentes de pesquisa que buscam dispositivos semicondutores de potência capazes de conduzir elevadas correntes e paralelamente suportar grandes valores de tensão quando bloqueados, e que continuem tendo custo-benefício e eficiência aceitáveis. Uma solução utilizada atualmente é a associação dos dispositivos de comutação em série ou paralelo, a fim de obter potência necessária e tensão das turbinas eólicas. Entretanto, esse conceito aumenta a complexidade dos circuitos e reduz a confiabilidade dos conversores de potência (KOURO et al., 2010).

Um outro problema apresentado pelo conversor 2L-BTB, é que esse introduz no sistema (para o gerador e transformador) altos estresses provenientes da variação de tensão, mesmo apresentando, somente dois níveis de tensão. Uma alternativa que ameniza esse problema é a utilização de filtros na saída para limitar o gradiente de tensão e reduzir o

THD (distorção harmônica total, ou do inglês *Total Harmonic Distortion*) (RODRIGUEZ et al., 2007).

Então, diante deste cenário, onde a capacidade de geração de potência das turbinas eólicas continua aumentando, torna-se cada vez mais difícil a utilização do conversor *back-to-back* (2L-BTB), implementado com os dispositivos de comutação disponíveis no mercado, como solução para conseguir um desempenho aceitável (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012). Uma das alternativas seria o paralelismo de conversores, como ilustrado na Figura 2.18. Essa topologia permite operações com elevados valores de corrente, exibindo assim alta capacidade de potência na saída, porém para baixos níveis de tensão, além de eliminar o problema da circulação da corrente de sequência 0 (JIAN-LIN et al., 2008). Outra vantagem seria a redundância proporcionada pelo paralelismo, caso um dos módulos falhe, o sistema ainda poderá fornecer parte da potência (LISERRE et al., 2011).

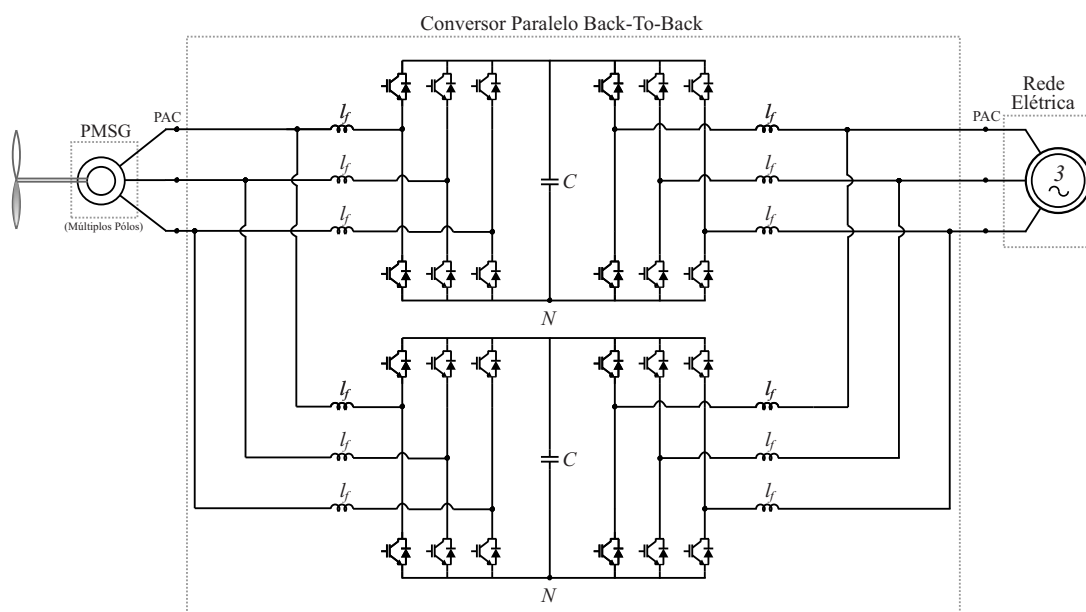


Figura 2.18: Topologia de conversor paralelo 2L-BTB associado à turbina eólica com PMSG.

Uma outra alternativa para esse problema seria a utilização de conversores multiníveis, os quais exibem mais níveis de tensão na saída, maiores amplitudes de tensão e maiores capacidades de potência de saída. Essas topologias estão se tornando cada vez mais interessantes e populares nas aplicações com turbinas eólicas (MA; BLAABJERG; XU, 2011a), (MA; BLAABJERG, 2011), (CARRASCO et al., 2006), (BLAABJERG; MA, 2013). A fim de obter a relação custo-benefício, conversores multiníveis são principalmente aplicados em sistemas eólicos na faixa de 3 MW a 7 MW, com turbinas eólicas operadas

em velocidade variável e conversores de potência completos (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (BLAABJERG; MA, 2013).

Nesse contexto, uma das topologias mais comercializadas de conversores multinível é a topologia com diodo grampeado ao neutro com três níveis (3L-NPC) (BLAABJERG; MA, 2013). Similarmente ao 2L-BTB, essa topologia, usualmente, apresenta a configuração *back-to-back* em conjunto com turbinas eólicas (Figura 2.19), sendo convencionalmente conhecida como conversor 3L-NPC BTB (*Three Level Neutral-Point Diode Clamped Back-To-Back Topology*). Essa estrutura apresenta um nível a mais de tensão e menores estresses causados pelas variação de tensão se comparado ao 2L-BTB, assim o tamanho do filtro utilizado na saída é menor. Uma desvantagem apresentada por esse modelo é o surgimento de uma tensão flutuante no ponto médio do barramento CC. Contudo, esse problema pode ser minimizado através do controle redundante do chaveamento (TEICHMANN; BERNET, 2005). No entanto, foi descoberto que a distribuição das perdas entre os dispositivos de comutação exterior e interior é desigual em um braço de comutação, podendo levar o conversor de potência a um baixo rendimento de potência (MA; BLAABJERG, 2011), (TEICHMANN; BERNET, 2005), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012).

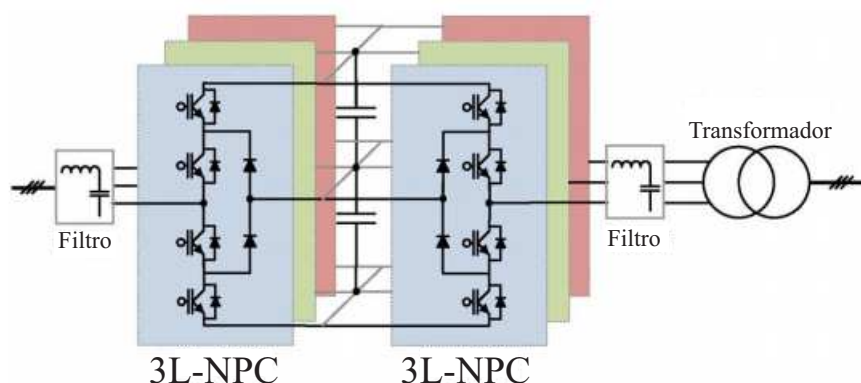


Figura 2.19: Topologia do conversor três níveis com neutro grampeado na configuração *back-to-back* (3L-NPC BTB) para turbinas eólicas.

Outra solução é o conversor de três níveis em ponte completa na configuração *back-to-back* (3L-HB BTB, do inglês *Three-Level H-Bridge Back-to-Back Topology*), como ilustrado na Figura 2.20 (MA; BLAABJERG, 2011), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012). Esse conversor apresenta desempenho semelhante ao conversor 3L-NPC BTB, com a vantagem de não apresentar distribuição desigual de perdas e diodos grampeados, além do uso mais eficiente e igualitário das chaves de comutação (transistores), bem como a possibilidade de capacidade de potência maior (MA; BLAABJERG; XU, 2011b), (SENTURK et al., 2009), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012). Uma outra vantagem é a redução do capacitor do

link CC, se comparado ao 3L-NPC BTB, uma vez que é necessária apenas metade da tensão do barramento CC, não havendo ponto central no barramento e menor quantidade de capacitores (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012). Essa topologia necessita de isolamento entre cada fase, forçando ao gerador e transformador do sistema apresentarem os seus enrolamentos abertos. Essa configuração permite a operação relativamente isolada de cada fase, obtendo uma potencial capacidade de tolerância a falhas, mesmo que uma ou duas fases do sistema, seja do gerador ou do lado gerador do conversor, estejam fora de operação. Contudo, essa estrutura requer o dobro do comprimento de cabos e peso, para conectar o conversor ao gerador e ao transformador, resultando em aumento dos custos, das perdas, e indutâncias nos cabos. Um outro problema é a necessidade de utilização de componentes ou métodos de controle que bloqueiem a corrente de sequência 0, já que essa configuração introduz um caminho para a essa corrente de sequência (MA; BLAABJERG, 2011), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012).

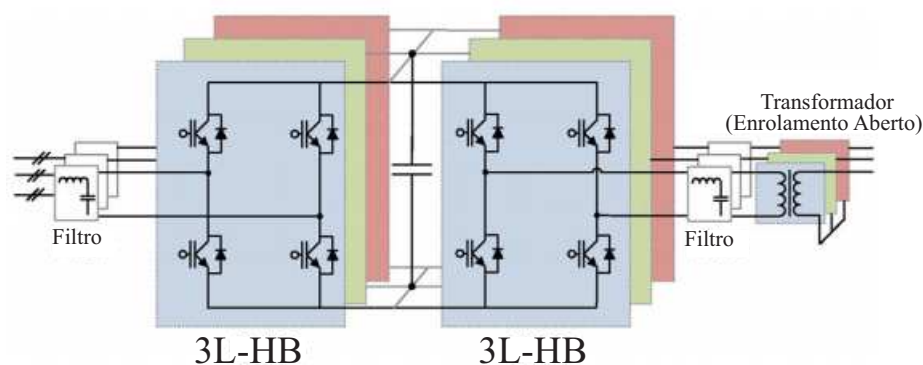


Figura 2.20: Topologia do conversor três níveis em ponte completa na configuração *back-to-back* (3L-HB BTB) para turbinas eólicas.

O conversor multinível apresentado na Figura 2.21, conversor 5L-HB BTB, compartilha de duas tecnologias: a do conversor 3L-NPC BTB e do conversor 3L-HB BTB. Essa topologia apresenta dois conversores em ponte completa, os quais apresentam braços de conversores com neutro grampeado. Dispõe de cinco níveis de tensão na saída, e dupla amplitude da tensão, se comparado ao conversor 3L-HB BTB, com a mesma categoria de tensão dos dispositivos de comutação. Essas características propiciam a utilização de filtros menores na saída e chaves de comutação com categorias de corrente menores, bem como os cabos utilizados. Essa estrutura exhibe os mesmos requisitos do conversor 3L-HB BTB, gerador e transformador com enrolamentos abertos (KOURO et al., 2010), (HOSODA; PEAK, 2010). As desvantagens dessa estrutura são distribuição desigual das perdas, grandes capacitores para o barramento CC, além de uma maior quantidade de

chaves, se comparado ao 3L-HB BTB (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012).

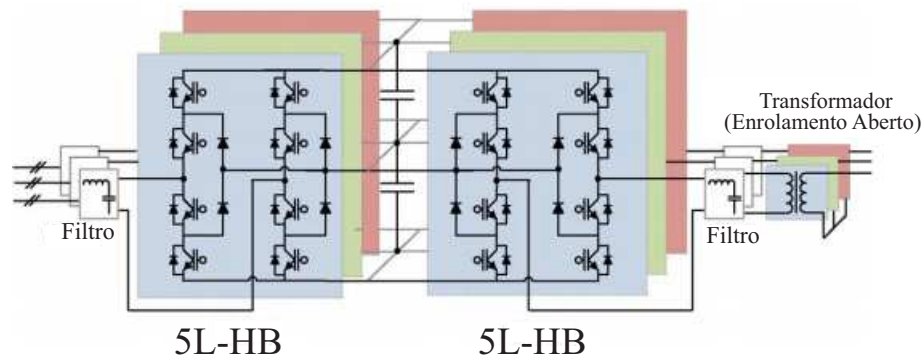


Figura 2.21: Topologia do conversor cinco níveis em ponte completa na configuração *back-to-back* (5L-HB BTB) para turbinas eólicas.

Outra topologia multinível usada em SGE associa dois tipos de conversores: utiliza um conversor 3L-NPC no lado conectado ao gerador e um conversor 5L-HB no lado conectado a rede elétrica (3L-NPC + 5L-HB). Essa topologia "composta", ilustrada na Figura 2.22, é uma solução para a assimetria existente entre os requerimentos da qualidade da saída do conversor do lado do gerador e do conversor do lado da rede elétrica: este apresenta requisitos mais rigorosos em relação àquele. O lado do gerador apresenta desempenho semelhante ao do conversor 3L-NPC BTB, enquanto o lado da rede apresenta desempenho similar ao 5L-HB BTB. Os níveis e a amplitude da tensão no lado da rede elétrica são maiores que os exibidos do lado do gerador. Nessa topologia, o gerador não apresenta os enrolamentos abertos, reduzindo o comprimento do cabo do lado do gerador, em contra partida perde a potencial capacidade de tolerância à falhas. Em comparação ao 5L-HB BTB possui uma menor quantidade de chaves, contudo ainda apresenta a distribuição das perdas desigual (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012).

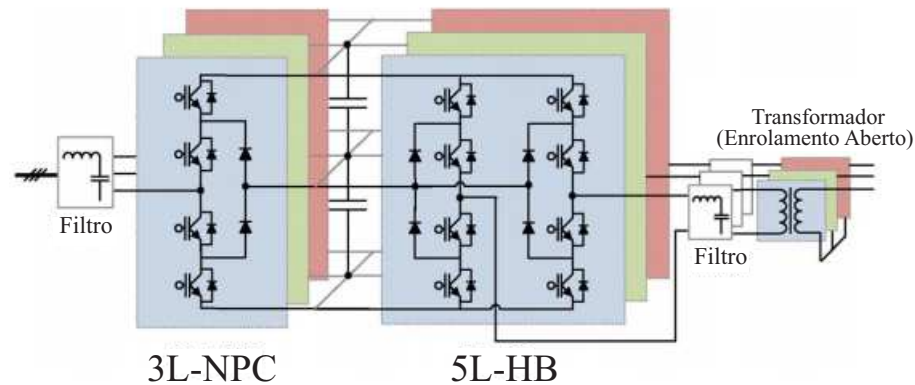


Figura 2.22: Topologia do conversor três níveis com neutro grampeado e cinco níveis em ponte completa (3L-NPC + 5L-HB) para turbinas eólicas.

Abaixo, na Tabela 2.1, é apresentado um resumo (comparativo) com as principais características dos conversores de potência mais utilizados em sistemas de geração eólica.

Tabela 2.1: Resumo (comparativo) das principais características dos conversores mais usuais aplicados à sistemas de geração eólica.

	2L-BTB	2L-PBTB	3L-NPC	3L-HB	5L-HB	3L-NPC+5L-HB
Nº IGBTs	12	24	24	24	48	36
Nº Diodos	12	24	36	24	72	54
Max. Tensão de saída	V _{cc}	V _{cc}	0,5V _{cc}	V _{cc}	V _{cc}	0,5V _{cc} + V _{cc}
Conexão de saída	Padrão	Padrão	Padrão	Enrolamentos abertos	Enrolamentos abertos	Enrolamentos abertos
Tolerância à faltas	Não	Não	Não	Sim	Sim	Não
Vantagens	Tecnologia consagrada	Operação com elevados valores de corrente; Elimina efeito da corrente de sequência zero; redundância do paralelismo	Tecnologia consagrada	Capacitor do link CC menor; Distribuição igual das perdas	Maior quantidade de níveis de tensão; Níveis de tensão mais elevados	Melhor desempenho no lado de conexão à rede do que no lado de conexão ao gerador
Desvantagens	Baixa eficiência para a faixa de MW e altos níveis de tensão; Introduz altos estresses	Operação em baixos níveis de tensão	Distribuição desigual das perdas; Ponto central do barramento CC	Corrente de sequência zero; mais cabos	Corrente de sequência zero; mais cabos e dispositivos	Distribuição desigual das perdas; Ponto central do barramento CC

2.4 Controle de Máxima Potência

Os sistemas eólicos com turbinas em velocidade variável permitem a operação em torno da velocidade ótima de rotação como uma função da velocidade do vento, com base na Figura 2.5. Normalmente, uma turbina a velocidade variável é projetada para operar seguindo o $C_{p,max}$ (coeficiente de potência máximo) para capturar a potência máxima até

atingir a potência nominal, através da variação de velocidade do rotor para manter o sistema no TSR ótimo, λ_{otimo} . Os conversores de potência podem controlar a velocidade de rotação da turbina para alcançar a máxima potência possível, utilizando algoritmos para o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*)(BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012). Existem alguns métodos clássicos para realização do MPPT aplicados à turbinas eólicas (ZOU; ELBULUK; SOZER, 2013), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (HUA; GENG, 2006), (WANG; CHANG, 2004):

1. **Controle do TSR:** este controlador regula a velocidade da turbina a fim de mantê-la no TSR ótimo. Esse sistema necessita de um dispositivo de medição da velocidade do vento, um anemômetro, contribuindo para o aumento da complexidade do sistema e da elevação dos custos, além de não garantir, em muitos casos, a medição exata da velocidade dos ventos. A Figura 2.23 mostra a estrutura de controle para esse tipo de controlador MPPT.
2. **Controle por realimentação do sinal de potência (PSF, do inglês *Power Signal Feedback*):** este controle necessita do conhecimento da curva de potência máxima da turbina eólica, a qual pode ser obtida através de simulações e testes práticos. A velocidade da turbina é usada para selecionar a curva de potência armazenada, que especifica a potência destinada para ser controlada pelo sistema. Em alguns casos, essa curva de potência pode ser substituída por um estimador ou um observador da velocidade do vento como uma função da potência e da velocidade da turbina. A Figura 2.24 mostra a estrutura de controle para esse tipo de controlador MPPT.
3. **Controle por observação e perturbação (HCS, do inglês *Hill Climbing Searching*):** este controle é semelhante ao usado em sistemas fotovoltaicos. Quando a velocidade da turbina aumenta, a potência de saída também deverá aumentar, caso contrário a velocidade deverá ser reduzida (Figura 2.25). No entanto, este método pode ser ineficaz para grandes turbinas eólicas, uma vez que é difícil ajustar rapidamente a velocidade destas.

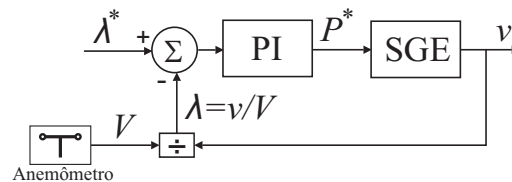


Figura 2.23: Diagrama de blocos da estrutura de controle MPPT TSR.

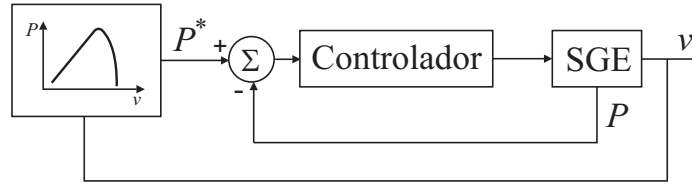


Figura 2.24: Diagrama de blocos da estrutura de controle MPPT PSF.

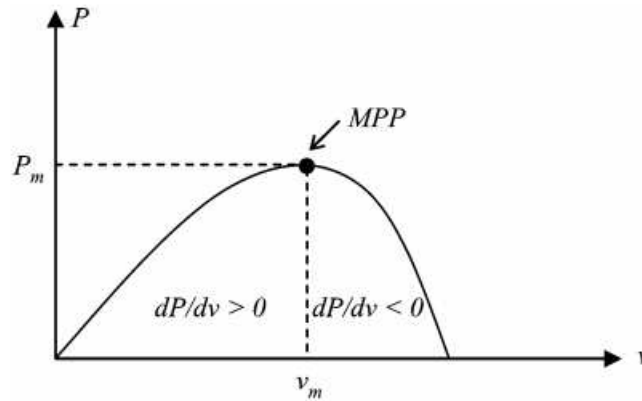


Figura 2.25: Curva da relação entre a velocidade da turbina e a potência de saída para o controle MPPT HCS.

Esses métodos apresentados anteriormente, podem, na prática, ser combinados para implementarem outros controladores MPPT (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (WANG; CHANG, 2004).

2.5 Conexão com a Rede Elétrica

Com o crescimento dos sistemas eólicos em níveis de megawatts e a integração desses com os sistemas elétricos de potência (SEPs), diversas questões apareceram quanto ao impacto sobre a qualidade de energia e problemas operacionais nos SEPs que essa integração pode ocasionar (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012). Um grande problema parte do próprio conceito de conversão da energia mecânica dos ventos em energia elétrica, já que se trata de um processo estocástico. A velocidade do vento varia bastante e consequentemente o torque aplicado na máquina elétrica pela turbina eólica também irá variar (ABRANTES, 2012). Então, diante dessas problemáticas, a Comissão de Eletrotécnica Internacional (IEC - *International Electrotechnical Commission*) desenvolveu e lançou a norma IEC-61400-21, como parte da IEC 61400, para testar e avaliar as características de conexão

entre a rede elétrica e os conversores de energia eólica (WECs, do inglês *Wind Energy Converters*) de uma forma consistente e precisa que garanta a qualidade de energia (IEC 61400-21, 2008).

O padrão IEC 61400-21 Ed.2 (2008) define os seguintes parâmetros a serem medidos e avaliados em WEC:

- Características das potências ativa e reativa;
- Ruído Flicker em operação contínua e devido ao chaveamento;
- Harmônicos e inter-harmônicos de corrente, componentes de corrente de alta frequência;
- Controle da potência reativa;
- Resposta a afundamentos de tensão;
- Proteção da rede e tempo de reconexão.

A integração do sistema eólico à rede elétrica, pode ter sua injeção de potência comprometida, caso ocorram problemas de instabilidade na tensão ou até mesmo um colapso na tensão. Esses problemas podem ser minimizados através do controle da potência reativa. Na Figura 2.26 está ilustrado um SGE conectado à rede elétrica, através de uma impedância equivalente de curto-circuito do sistema, Z_k , e o seu diagrama fasorial. A rede é representada por uma fonte ideal (barramento infinito de tensão), U_s , em série com uma impedância (circuito equivalente de Thévenin). PAC (ou PCC, do inglês *Point of Common Coupling*) é o ponto de acoplamento comum, de tensão U_g . A corrente é representada por I_g , e o ângulo de fase da impedância é Ψ_k .

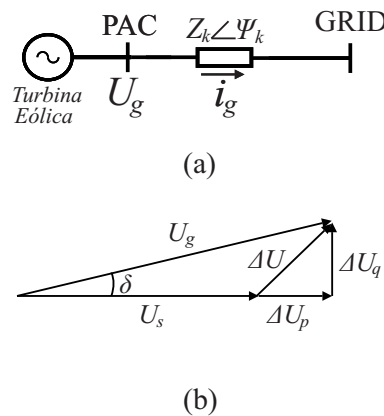


Figura 2.26: Sistema Elétrico de Potência com geração eólica conectada à rede elétrica. (a) Circuito Equivalente (b) Diagrama fasorial.

Considerando que o ângulo de fase (δ) entre U_s e U_g é pequeno, a diferença de tensão $\Delta U = U_g - U_s = \Delta U_p + j\Delta U_q$, que pode ser aproximada por:

$$\Delta U \approx \Delta U_p = \frac{P_g R_k + Q_g X_k}{U_g}. \quad (2.3)$$

Colocando a Equação 2.3 em função dos ângulos da impedância de curto-circuito e do fator de potência da turbina, Ψ_k e Φ_t , respectivamente, definidos por:

$$\tan \Psi_k = \frac{X_k}{R_k}, \quad (2.4)$$

$$\tan \Phi_t = \frac{Q_g}{P_g}, \quad (2.5)$$

tem-se:

$$\Delta U_p = \frac{P_g R_k (1 + \tan \Psi_k \tan \Phi_t)}{U_g} = \frac{P_g R_k \cos(\Phi_t - \Psi_k)}{U_g \cos \Phi_t \cos \Psi_k}. \quad (2.6)$$

Observa-se na Equação 2.6 que quando a diferença entre os ângulos Ψ_k e Φ_t se aproxima de 90° , a tensão de flutuação é minimizada. Então, com base na Equação 2.6, verifica-se que a potência reativa pode ser regulada de acordo com a geração de potência ativa para minimizar as variações de tensão e o ruído flicker (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009).

Assim, a utilização de turbinas a velocidade variável e conversores de potência podem ser controlados de maneira que esses problemas podem ser minimizados, uma vez que os conversores possibilitam o controle da potência ativa e reativa. Normalmente, a potência reativa na saída da turbina é controlada de maneira que essa seja zero para forçar um fator de potência unitário. Também é possível controlar a potência reativa de modo que essa anule as variações da potência ativa de saída, ou melhor, controlando o ângulo do fator de potência, Φ_t , de maneira que ele se aproxime do valor $\Psi_k + 90^\circ$ (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (BLAABJERG; CHEN, 2006).

Mesmo utilizando o controle das potências ativa e reativa, não se pode garantir a integridade do sistema. Então, alguns métodos de compensação dinâmica são frequentemente utilizados, seja dentro do parque eólico ou fora desse, com o intuito de atenuar o efeito desses problemas (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). Diversas são as soluções para controlar a tensão transitória e em regime permanente do sistema.

A utilização de capacitores mecanicamente chaveados (MSC, do inglês *Mechanically Switched Capacitors*), é uma solução utilizada para o fornecimento de potência reativa. Esse sistema consiste em um banco de capacitores em paralelo, chaveado mecanicamente (Figura 2.27). O tamanho de cada capacitor pode ser limitado a fim de evitar grandes

transientes de tensão. Porém, essa solução pode apresentar problemas ao sistema eólico, como picos de tensão aplicados às turbinas, causados pelo excessivo chaveamento do banco de capacitores, além de aumentar a manutenção requerida pelo sistema (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009).

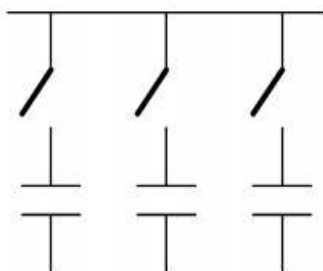


Figura 2.27: Configuração de um sistema com capacitores em paralelo mecanicamente chaveados, MSC.

Uma outra solução é o uso do conceito de SVC (*Static Var Compensator*), que são sistemas que combinam capacitores e reatores fixos, TSC (*Thyristor Switched Capacitors*) e TCR (*Thyristor Controlled Reactors*), conectados em paralelo com a rede elétrica, e utilizando tiristores como dispositivos de chaveamento. São conectados, normalmente, ao PAC para fornecer fator de potência ou nível de tensão desejados, podendo ajustar a potência reativa, atuando na resolução dos problemas da tensão de regime permanente.

O dispositivo TCR (Figura 2.28a) consiste em um indutor em série com uma chave estática (tiristores em anti-paralelo), que controla a potência alterando o fluxo de corrente através do indutor por meio do chaveamento. Contudo esse dispositivo gera harmônicos de corrente. O dispositivo TSC (Figura 2.28b) consiste em um banco de capacitores chaveado, sendo cada capacitor do banco em série com uma chave estática (tiristores em anti-paralelo). Esse dispositivo não produz harmônicos de corrente, mas em contrapartida, devido ao chaveamento dos capacitores, pode gerar tensões transientes. A combinação entre esses dois dispositivos pode proporcionar bom desempenho na compensação de reativos, e os harmônicos de corrente podem ser eliminados através dos capacitores (dispostos como filtros). Essa combinação ainda pode ser utilizada em conjunto com outro sistema de compensação, como o MSC, obtendo um controle dinâmico da potência reativa (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), (SEDIGHIZADEH; REZAZADEH; PARAYANDEH, 2010).

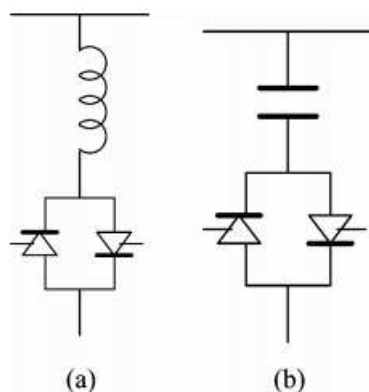


Figura 2.28: Elementos básicos de um SVC (a) TCR (b) TSC.

Outra solução bastante utilizada para a compensação de reativos é o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), que consiste em um VSC em série com um indutor (Figura 2.29), que pode injetar ou absorver potência reativa. Em comparação aos outros sistemas apresentados, ele consegue injetar potência reativa mais rapidamente. Todavia, o tempo de resposta é limitado à frequência de chaveamento e ao tamanho do indutor (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009), (SEDIGHIZADEH; REZAZADEH; PARAYANDEH, 2010), (MOHOD; AWARE, 2010).

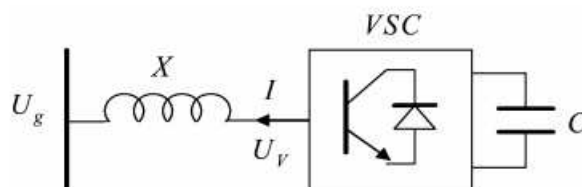


Figura 2.29: Configuração básica do STATCOM.

Outro dispositivo usado em parques eólicos, é o PSS (*Power System Stabilizer*) ou ESP (Estabilizador de Sistema de Potência), que ainda é uma das soluções mais econômicas que podem fornecer amortecimento adicional ao sistema, atuando no sistema de excitação dos geradores. O PSS geralmente é usado em conjunto com o AVR (*Automatic Voltage Regulator*, em português regulador de tensão automático). O AVR proporciona regulação da tensão terminal do gerador para um valor constante, porém o AVR causa oscilações de frequência no sistema, mas que podem ser amortecidas utilizando o PSS, melhorando assim a estabilidade do sistema. Sua ação consiste na injeção de um sinal estabilizante suplementar à malha de controle do regulador automático de tensão, podendo fornecer amortecimento às oscilações do rotor da máquina geradora (HONG-HAI et al., 2013).

Com relação à compensação de harmônicos, uma solução usual e de baixo custo é a adição de filtros passivos, tipicamente LCL, na saída de cada conversor de potência. Entretanto, essa solução possui a desvantagem de interagir adversamente com o sistema de potência, podendo causar o fenômeno da ressonância paralela em redes de baixa potência, além de não serem eficientes. Então, esse amortecimento passivo, embora seja uma solução simples e barata, poderá gerar altas perdas, e assim reduzir a eficiência do sistema, e comprometer a atenuação dos harmônicos (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (LISERRE; BLAABJERG; HANSEN, 2005). Nesses casos, uma solução efetiva seria a adição de filtros ativos na saída do parque eólico ou estruturas passivas de amortecimento mais complexas (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (ROCKHILL et al., 2011). Com relação aos filtros ativos, estes apresentam um custo maior, se comparado aos passivos, contudo é possível minimizar o impacto no custo adicionando apenas um filtro ativo em todo o parque eólico ao invés de um filtro para cada aerogerador, ou então utilizar o próprio conversor do lado da rede como filtro ativo, sendo esta uma função adicional que não prejudica as demais funções e não apresenta custos adicionais. O filtro ativo ainda apresenta a vantagem de poder absorver ou suprir potência reativa para o sistema, contribuindo, assim, efetivamente para o controle de qualidade de energia, podendo auxiliar no desempenho do sistema frente a afundamento de tensão (ROCKHILL et al., 2011).

2.6 Conclusão

Neste capítulo foi feita uma revisão bibliográfica sobre o estado da arte para os sistemas de geração eólica, enfatizando a topologia acerca dos conversores de potência, foco deste trabalho. A utilização de turbinas eólicas a velocidade variável possui diversas vantagens em relação à operação com velocidade fixa, principalmente quanto ao maior aproveitamento da velocidade dos ventos. Turbinas operadas a velocidade variável necessitam de conversores de potência, sejam eles parciais ou completos. Os geradores utilizados podem ser tanto assíncronos quanto síncronos, contudo, o PMSG é uma das soluções mais adotadas atualmente. O PMSG possui maior eficiência e rendimento de energia, maior confiabilidade e relação potência-peso, em comparação com máquinas eletricamente excitadas, além de não precisar de anéis coletores, caixa de engrenagens (caso PMSG de múltiplos pólos), entre outras vantagens. Todavia, turbinas com PMSG necessitam de conversores de potência completos, devido às exigências impostas pelas normas para a conexão do gerador com a rede elétrica (requisitos de amortecimento).

Os conversores de potência em sistemas eólicos, com turbinas operadas em velocidade variável, possibilitam o controle da potência ativa e reativa do sistema. Tanto a topologia

de conversores completos quanto parciais é bastante empregada no mercado atual. No entanto, existe uma tendência maior na utilização de conversores completos, devido ao fato do aumento dos níveis de potência da geração eólica, que requerem controles mais efetivos das potências ativa e reativa, e esse tipo de topologia apresenta total controle em toda potência gerada pela turbina. Todavia, não se descarta o uso de conversores de potência parcial. A topologia *back-to-back*, a qual será utilizada neste trabalho, é a mais adotada, atualmente, na concepção de conversores de potência, sendo o conversor 2L-BTB um dos mais utilizados no mercado, pois apresenta uma estrutura simples, robusta e confiável. Porém, essa topologia apresenta perdas de potência devido ao chaveamento, que aumentam com os níveis de potência da turbina, tornando-se difícil alcançar desempenhos aceitáveis em sistemas de geração de potência em grande escala (da ordem de MW).

Uma solução é a associação de conversores 2L-BTB em série ou paralelo. A configuração paralela possibilita ao conversor suportar maiores gradientes de corrente, podendo ser utilizada em sistemas com potências mais elevadas. Contudo, são aplicáveis apenas para sistemas com baixos níveis de tensão (da ordem de centenas de Volts). Uma alternativa para conversores com elevada potência e que suportem altos níveis de tensão é a topologia multinível, e o mais comercializado é o conversor 3L-NPC BTB, o qual, se comparado ao conversor 2L-BTB, apresenta um nível a mais de tensão, e menores estresses causados pela variação de tensão, porém apresenta uma tensão flutuante no ponto central de sua arquitetura, mas que pode ser controlada.

Através dos conversores de potência é possível controlar a velocidade de rotação da turbina, possibilitando à mesma o aproveitamento da máxima potência oriunda dos ventos, fornecendo então potência máxima à rede. Para obtenção da máxima potência são utilizados algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), que aumentam a eficiência do sistema de geração. Contudo, ao conectar os sistemas eólicos à rede elétrica, diversos problemas podem aparecer, como instabilidade na tensão, podendo levar a um colapso. Isso poderá comprometer todo o sistema eólico e comprometer a injeção de potência à rede. Então, alguns dispositivos são empregados para melhorar a qualidade da energia entregue à rede, atuando na redução de harmônicos, compensação de reativos, regulação de tensão. São empregados filtros passivos, ativos, dispositivos AVR em conjunto com PSS, MSC, SVC e STATCOM (um dos mais utilizados).

Capítulo 3

Conversor *Back-To-Back*

Neste capítulo é apresentada a topologia do conversor *back-to-back*, expondo as suas características e modelagem matemática, bem como uma proposta de estratégia de controle para o mesmo.

3.1 Estrutura do Conversor *Back-To-Back*

A topologia *back-to-back* apresenta dois conversores de tensão (VSC, do inglês *Voltage Source Converter*) conectados através de um barramento CC. Essa configuração possibilita ao conversor a operação nos quatro quadrantes, aumentando a capacidade de desempenho do mesmo junto ao sistema de potência (CARLSSON, 1998), (RASHID, 2006), (BARBI, 2006). Para o caso de sistemas eólicos com turbina a velocidade variável e gerador síncrono a ímã permanente, os conversores de potência devem ser completos, ou seja, devem ter potência igual à do gerador, devido a toda a potência do gerador circular pelo conversor, uma vez que o conversor é o elo de ligação entre a geração e a rede (BLAABJERG; CHEN, 2006), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009).

A Figura 3.1 apresenta a topologia do conversor *back-to-back*, que consiste em um retificador, do lado da geração, e um inversor, do lado da rede, conectados através de um barramento CC. O barramento CC possibilita controles distintos para ambos os lados do conversor, lado do gerador e lado da rede, permitindo compensação da assimetria entre eles, além de permitir a interconexão de sistemas CA de frequências distintas ou semelhantes. Isso deve-se ao fato de o barramento desacoplar o lado do gerador do lado da rede elétrica. Contudo, o barramento CC poderá trazer aumento de custos, devido ao tamanho, além de reduzir o tempo de vida do sistema, mas que pode ser minimizado com um rápido controle do fluxo de potência (CARLSSON, 1998), (RADUCU, 2008). Na prática, o projeto do barramento CC leva em consideração a tensão de *ripple*, a vida útil e o rápido

controle da tensão do barramento. O conversor apresenta filtros de conexão, entre o lado da rede e lado da geração: esses filtros podem ser do tipo L (com indutores apenas), do tipo LC ou LCL (com indutores e capacitores). Nesse trabalho serão adotados filtros do tipo L para ambos os lados. De fato, o que ocorre é uma questão de compromisso entre essas variáveis (QUEVAL; OHSAKI, 2012).

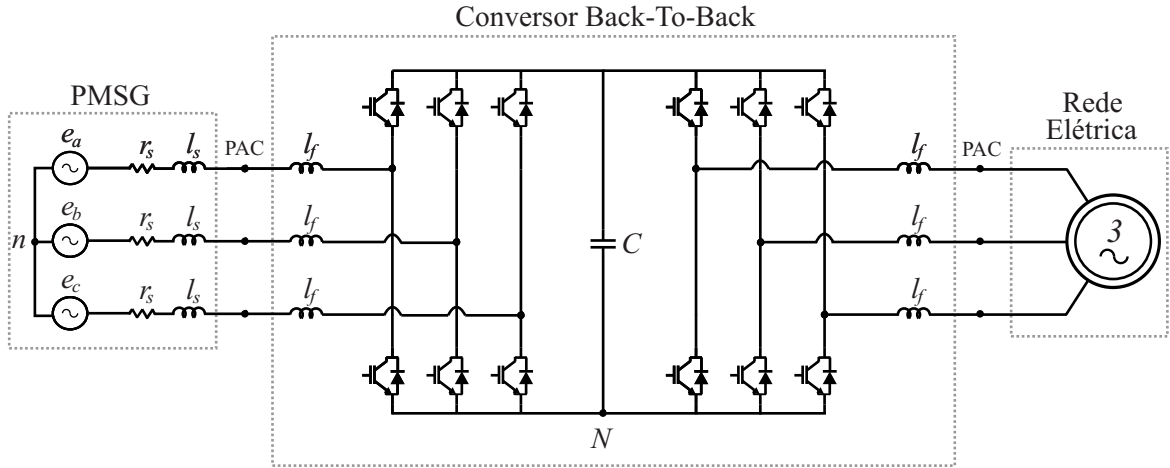


Figura 3.1: Conversor *Back-To-Back*.

3.2 Modelagem do Conversor

O conversor *back-to-back* consiste de dois conversores de tensão PWM interconectados através de um acoplamento capacitivo. O conversor conectado ao lado do gerador funciona como um retificador, já o conversor conectado à rede elétrica, ou ao transformador conectado à rede, opera como um inversor. Cada conversor possui um indutor de acoplamento, de modo que o sistema se comporta como uma fonte de corrente ao operar no modo de corrente controlada via PWM (AZEVEDO, 2011), (SOUSA, 2011), (BARRETO, 2014), (ROCHA, 2014).

Os dispositivos semicondutores utilizados no modelo são IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*, do português Transistor Bipolar de Gate Isolado). Cada conversor funciona de maneira independente, ou melhor, possui controladores distintos, mas que compartilham algumas informações, já que têm como ponto de referência o *link* CC. Assim, cada lado do conversor pode ser modelado separadamente, uma vez que eles estão desacoplados devido ao barramento CC. O conversor, na prática, apresenta fluxo de potência bidirecional, contudo deve-se garantir que o conversor apresente fluxo unidirecional, ou seja, que o fluxo de potência siga o sentido do gerador para a rede e que esse fluxo não

inverte de sentido, pois caso contrário o gerador irá consumir potência da rede, ao invés de fornecer.

O modelo matemático do retificador é semelhante ao do inversor, de fato, um conversor é o espelho do outro, se comportando como um par dual. A Figura 3.2 apresenta o lado do conversor conectado ao gerador, ou seja, um retificador conectado a uma fonte de geração trifásica, com tensões senoidais equilibradas, defasadas de 120° entre si, um barramento CC e uma carga R , que representa o efeito da corrente na rede elétrica (AZEVEDO, 2011), (SOUSA, 2011), (BARRETO, 2014), (ROCHA, 2014).

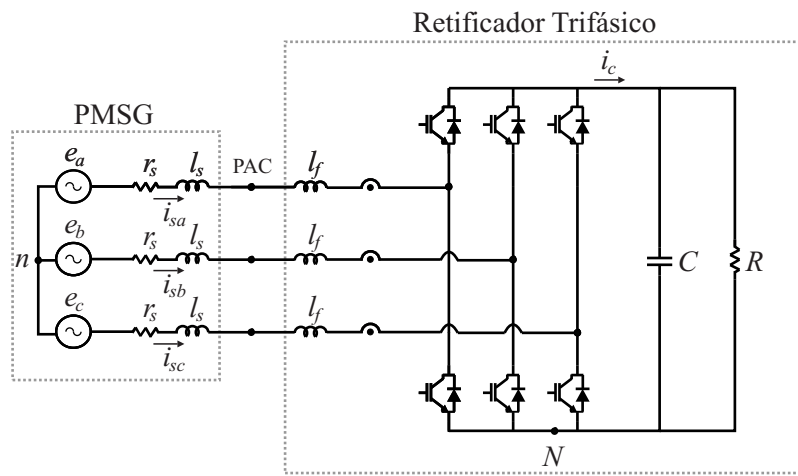


Figura 3.2: Retificador Trifásico Conectado a um PMSG.

O comportamento do retificador é semelhante ao comportamento de um conversor *boost* CC-CC, devido ao fato de elevar a tensão de entrada para um valor acima do valor da tensão da rede. A Figura 3.3 apresenta uma das malhas do sistema, com base na qual pode-se obter a função da transferência do mesmo (AZEVEDO, 2011), (SOUSA, 2011), (BARRETO, 2014), (ROCHA, 2014).

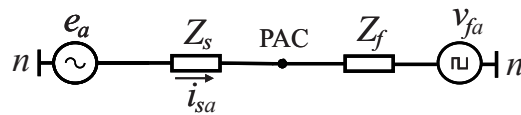


Figura 3.3: Malha do sistema com retificador e gerador.

$$e_a - i_{sa}Z_s - i_{sa}Z_f - v_{fa} = 0, \quad (3.1)$$

sendo:

$$Z_s = r_s + sl_s, \quad (3.2)$$

$$Z_f = sl_f. \quad (3.3)$$

Assim, tem-se que:

$$\begin{aligned} e_a - v_{fa} &= i_{sa}Z_s + i_{sa}Z_f, \\ e_a - v_{fa} &= i_{sa}(Z_s + Z_f), \\ e_a - v_{fa} &= i_{sa}(r_s + sl_s + sl_f). \end{aligned} \quad (3.4)$$

Isolando-se os termos, tem-se:

$$\frac{i_{sa}}{e_a - v_{fa}} = \frac{1}{r_s + sl_s + sl_f}. \quad (3.5)$$

Fazendo-se $(e_a - v_{fa}) = v'_{fa}$, tem-se o modelo do conversor de potência:

$$\frac{i_s}{v'_f} = \frac{1}{r_s + sl_s + sl_f} = \frac{1}{r_s + s(l_s + l_f)} = \frac{1/(l_s + l_f)}{s + r_s/(l_s + l_f)} = \frac{b}{s + a}, \quad (3.6)$$

sendo $a = r_s/(l_s + l_f)$ e $b = 1/(l_s + l_f)$.

3.3 Estratégia de Controle

O conversor *back-to-back* é o elo de ligação entre a geração eólica e a rede elétrica para o caso de geradores síncronos a ímã permanente, necessitando de capacidade de potência semelhante à potência do gerador da turbina eólica (BLAABJERG; CHEN, 2006), (BLAABJERG; LISERRE; MA, 2012), (CHEN; GUERRERO; BLAABJERG, 2009). O conversor é projetado de maneira a controlar a tensão no barramento CC, de forma que a mesma seja superior ao valor da tensão da rede, controlando assim o fluxo de potência injetado na rede, além de atuar nas questões relativas à qualidade de energia (ROCHA, 2014), (BARRETO, 2014).

O conversor possui duas estruturas de controle, uma para o retificador e outra para o inversor. Essas duas estruturas possuem funções de transferências semelhantes, contudo, apresentam funções distintas. O controle do conversor do lado da rede é responsável pelo controle do barramento CC, garantindo que toda potência ativa gerada flua para a rede elétrica, além de possibilitar controle da potência reativa, seja ela injetada ou absorvida. Já o controle do conversor do lado do gerador atua de forma que controle a velocidade do gerador, de maneira que o mesmo opere no ponto de máxima potência (MPPT), possibilitando fornecimento da máxima potência ativa gerada, além do controle das correntes i_d

e i_q do gerador, de maneira a evitar a saturação do mesmo.

Neste trabalho, apenas o controle do conversor conectado à rede elétrica será implementado, pois o foco desse, pelo instante, é apenas a conexão do sistema eólico à rede elétrica, sem a preocupação com o ponto de máxima potência. Então, o sistema de cogeração eólica irá operar sob uma velocidade constante, de maneira a fornecer potência ativa para a rede, e o controle de fluxo de potência será imposto pelo conversor do lado da rede. O estudo acerca do MPPT e do controle do conversor do lado do gerador será efetuado em trabalhos futuros.

A estratégia de controle utilizada neste trabalho é baseada no controle indireto das correntes da rede elétrica, no qual as correntes da rede I_{s1} , I_{s2} e I_{s3} são reguladas indiretamente, com base no vetor de corrente que é definido pelo referencial vetor tensão da rede elétrica, sem a necessidade da medição das correntes na carga. O princípio do controlador tem como base manter as correntes na rede elétrica puramente senoidais e em fase com as tensões da rede, de forma a realizar a compensação de harmônicos, do fator de potência e de possíveis desbalanceamentos de correntes (AZEVEDO, 2011), (RIBEIRO; AZEVEDO; SOUSA, 2012), (RIBEIRO et al., 2014).

Basicamente, o controle do inversor apresenta duas malhas de controle em cascata: uma malha de corrente (malha mais interna) e uma malha de tensão (malha externa). A primeira é responsável pela regulação da corrente injetada na rede elétrica, já a segunda é responsável pela regulação da tensão do barramento CC. De uma forma geral, os controladores são utilizados para controlar o fluxo de potência à rede elétrica, e em casos mais específicos, o controle de qualidade da energia no ponto de acoplamento comum (PAC).

De acordo com a teoria das potências instantâneas PQ e DQ (SOARES; VERDELHO; MARQUES, 2000), (AKAGI; KANAZAWA; NABAE, 1984), a parcela de potência ativa instantânea do sistema está diretamente ligada à corrente do eixo direto (i_{sd}^e) e que a parcela da componente de potência instantânea reativa está diretamente ligada à corrente do eixo em quadratura (i_{sq}^e). Dessa forma, para um sistema de cogeração, a potência ativa que será injetada na rede pode ser regulada controlando-se a corrente i_{sd}^e .

A Figura 3.4 apresenta a estratégia de controle adotada para o conversor do lado da rede elétrica (RIBEIRO; AZEVEDO; SOUSA, 2012), (RIBEIRO et al., 2014). O controle do barramento CC é efetuado por um controlador Proporcional Integral (PI) com *anti-windup* (integração condicional - com saturador). Este controlador gera a corrente de referência i_c^* no referencial do vetor tensão, que corresponde à potência ativa do sistema de geração, com base no sistema de coordenadas $dq0$. A malha mais interna, a malha de corrente, apresenta um controlador DSC (*Double Sequence Controller*). Este tipo de controlador se baseia no princípio do modelo interno: rastreamento assintótico robusto e rejeição de

distúrbios. As correntes de fase de referência da rede são obtidas através da transformada de Clarke ($123 \rightarrow \alpha\beta$). O ângulo do vetor tensão no ponto de acoplamento é obtido utilizando um PLL (*Phase Locked Loop*) (RIBEIRO; AZEVEDO; SOUSA, 2012), (RIBEIRO et al., 2014).

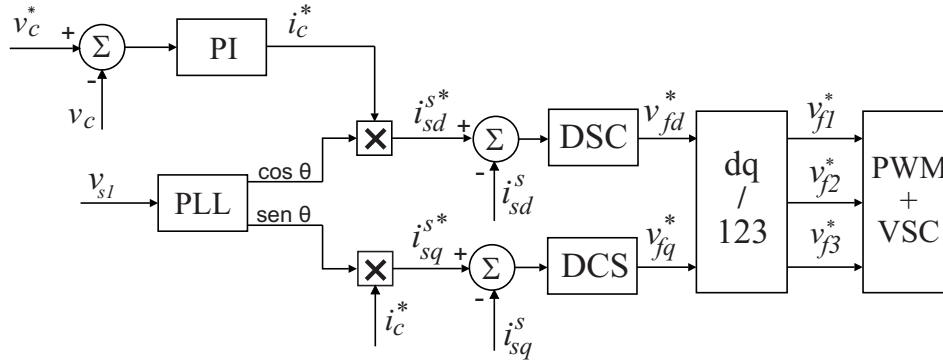


Figura 3.4: Diagrama de blocos da estratégia de controle para conversor *back-to-back*: lado conectado à rede elétrica.

3.3.1 Controle de Corrente

O controle de corrente em um conversor é a malha de controle mais interna, o que obriga um bom desempenho, uma vez que todas as outras malhas ou referências dependem do seu desempenho. A corrente é controlada indiretamente pela tensão PWM nas fases do conversor. A diferença de tensão entre a rede elétrica e o VSC determina o valor da derivada de corrente no indutor de acoplamento $\frac{di(t)}{dt}$ e é a partir dessa derivada que é realizado o controle de corrente.

O controlador de corrente utilizado nesse sistema é um controlador de dupla sequência (DSC). Este controlador, se baseia no princípio do modelo interno, apresentando um controlador para a componente de sequência positiva e outro para a componente de sequência negativa, que atuam simultaneamente e suas saídas são somadas (JACOBINA et al., 2000), (JACOBINA et al., 2001) e (MOHAMED, 2011). Esta topologia não convencional evita a transformação ortogonal, garante erro nulo em regime permanente, para grandezas senoidais, e compensa eventuais distúrbios no sistema (JACOBINA et al., 2000), (JACOBINA et al., 2001) e (MOHAMED, 2011).

No sistema empregado, o controle das correntes injetadas na rede é feita de forma indireta, ou seja, o controle de corrente é executado com base nas correntes da rede elétrica. O controlador indireto se baseia em manter as correntes na rede puramente senoidais e em fase com as tensões (da rede), mesmo que essas sejam distorcidas. A utilização desta

filosofia de controle com estrutura de controle de dupla sequência proporciona a compensação de distúrbios no PAC, o qual, em condições normais, pode apresentar tensões desbalanceadas e harmônicos de baixa e alta frequência (MOHAMED, 2011).

O modelo do controlador DSC em espaço de estados, está apresentado a seguir (JACOBINA et al., 2000), (JACOBINA et al., 2001):

$$\frac{dx_{dqi}^s}{dt} = 2k_{ii}\epsilon_{idq}^s + x_{dqi}^s, \quad (3.7)$$

$$\frac{dx_{dqi}^{s'}}{dt} = -\omega_s^2 x_{dqi}^s, \quad (3.8)$$

$$v_{fdq}^{s*} = x_{dqi}^s + 2k_{pi}\epsilon_{idq}^s, \quad (3.9)$$

sendo que k_{pi} e k_{ii} são os ganhos do controlador e ω_s é a frequência fundamental do sistema de potência.

Na Eq. 3.12 está apresentada a função de transferência do controlador DSC no referencial estacionário (JACOBINA et al., 2000), (JACOBINA et al., 2001).

$$G_i(s) = 2k_{pi} + \frac{2k_{ii}s}{s^2 + \omega_s^2}. \quad (3.10)$$

A primeira parcela da Eq. 3.10 corresponde a parte proporcional do controlador e a segunda parcela corresponde a parte integral (ressonante), apresentando ganho infinito para $\pm \omega_s$, ou seja, frequência fundamental de sequência positiva e negativa (JACOBINA et al., 2000), (JACOBINA et al., 2001). Reescrevendo a Equação acima, pode-se observar que equivale a dois controladores PI, um no referencial síncrono de sequência positiva e outro no referencial síncrono de sequência negativa:

$$G_i(s) = \frac{2k_{pi}(s^2 + \omega_s^2) + 2k_{ii}s}{s^2 + \omega_s^2} = \frac{2k_{pi}s^2 + 2k_{ii}s + 2k_{pi}\omega_s^2}{s^2 + \omega_s^2}. \quad (3.11)$$

Assim, tem-se que a função de transferência apresenta três graus de liberdade, sendo que obedece o princípio do modelo interno, apresentado um par de polos complexos, no denominador, e dois zeros, no numerador (JACOBINA et al., 2000), (JACOBINA et al., 2001):

$$G_i(s) = \frac{P_2s^2 + P_1s + P_0}{s^2 + \omega_s^2}, \quad (3.12)$$

sendo $P_2 = 2k_{pi}$, $P_1 = 2k_{ii}$ e $P_0 = 2k_{pi}\omega_s^2$ os ganhos do controlador. As variáveis k_{pi} e k_{ii} são os ganhos do controlador DSC e ω_s é a frequência fundamental do sistema de potência.

Projeto do Controlador de Corrente

A função de transferência em malha aberta do sistema pode ser dada por (JACOBINA et al., 2000), (JACOBINA et al., 2001):

$$G_{ma}(s) = \frac{k_{pi}(s + k_{ii}/k_{pi})}{s} \frac{b}{s + a} \quad (3.13)$$

Os parâmetros do controlador de corrente (Eq. 3.12) podem ser encontrados a partir da função de transferência do conversor, Eq. 3.6, utilizando o método polinomial (ou cancelamento de polos e zeros), de maneira que os ganhos fiquem em função dos parâmetros da função de transferência do conversor, a_s e b_s . Sendo assim, tem-se que:

$$a_s = \frac{k_{ii}}{k_{pi}} \quad (3.14)$$

Considerando-se que a banda passante do controlador de corrente pode ser dada por $\omega_c = b_s k_{pi}$, é possível determinar os ganhos do controlador em função dos parâmetros do sistema (a_s e b_s), tal que:

$$k_{pi} = \frac{\omega_c}{b_s} \quad (3.15)$$

$$k_{ii} = \frac{a_s \omega_c}{b_s} \quad (3.16)$$

Diversos métodos podem ser empregados para o projeto do controlador de corrente, e para o caso em questão, as aproximações com base na alocação de polos apresentaram um bom desempenho.

3.3.2 Controle de Tensão do Barramento CC

A tensão do barramento CC pode ser controlada regulando-se a corrente i_{sd}^e (corrente no referencial síncrono), baseando-se no balanço de potência ativa do sistema, uma vez que a potência entregue ao capacitor está relacionada com a potência entregue à rede, a qual, em referencial orientado pelo vetor tensão da rede, é igual à $v_{sd}^e \cdot i_{sd}^e$ (RIBEIRO; AZEVEDO; SOUSA, 2012), (AZEVEDO, 2011), (ROCHA, 2014), (SOUSA, 2011), (BARRETO, 2014). A tensão no banco de capacitores é determinada pela diferença entre a corrente oriunda do aerogerador (ou melhor, lado do conversor conectado ao gerador - retificador) e a corrente de entrada do inversor (lado do conversor conectado à rede elétrica). A corrente que flui pelos capacitores do banco deve apresentar média nula, logo, a diferença entre estas correntes deverá ser igual a zero. Assim, a tensão do barramento CC apresentará valor médio constante (AZEVEDO, 2011), (ROCHA, 2014), (SOUSA, 2011), (BARRETO,

2014).

A corrente i_{sd}^e , por sua vez, é a corrente de referência da malha de corrente, e determina as amplitudes das correntes do lado CA do inversor, as quais serão injetadas na rede elétrica (AZEVEDO, 2011), (ROCHA, 2014), (SOUSA, 2011), (BARRETO, 2014). Logo, como o comportamento do sistema é baseado no balanço de potência, o bom desempenho da malha de tensão é primordial para o correto funcionamento do sistema. Então, para que se possa impor fluxo de potência, o valor da tensão do barramento CC deverá ser de no mínimo duas vezes maior que a tensão de pico da rede elétrica, somadas as quedas de tensões na impedância de acoplamento (BARRETO, 2014). Contudo, essa corrente de referência, é regulada com base no referencial síncrono, fazendo-se necessária a sua conversão para o referencial estacionário, uma vez que as correntes injetadas na rede são alternadas. Para tal, é usado como referência o vetor tensão do PAC (V_{s1}), determinado utilizando-se um PLL.

Modelagem do Barramento CC

A função de transferência do barramento CC é dada por (RIBEIRO; AZEVEDO; SOUSA, 2012), (BARRETO, 2014):

$$\frac{V_c^e(s)}{I_{sd}^e(s)} = \frac{1}{sC} \quad (3.17)$$

sendo C o capacitor do barramento CC.

Com o intuito de reduzir as flutuações presentes na medição de tensão do barramento CC, utiliza-se um filtro passa baixa de primeira ordem, cuja função de transferência é dada pela Equação 3.18 (RIBEIRO; AZEVEDO; SOUSA, 2012), (BARRETO, 2014):

$$G_v(s) = \frac{1}{1 + s\tau_v} \quad (3.18)$$

na qual τ_v é a constante de tempo do filtro passa baixa.

Então, o modelo dinâmico resultante para o barramento CC do sistema é (RIBEIRO; AZEVEDO; SOUSA, 2012), (BARRETO, 2014):

$$\frac{V_c^e(s)}{I_{sd}^e(s)} = \frac{1}{sC(1 + s\tau_v)} \quad (3.19)$$

Projeto do Controlador do Barramento CC

O projeto do controlador do barramento CC é determinado utilizando o método *Symmetrical Optimum Tuning Optimization* (SOTO) (ÅSTRÖM; HÄGGLUND, 1995). O mé-

todo SOTO é baseado na ideia de projetar um controlador cuja resposta em frequência do ponto de operação da planta, em malha aberta, seja o mais próximo de 0 dB para as baixas frequências.

Assim, utilizando um controlador proporcional integrativo, cuja função de transferência é mostrada na equação 3.20:

$$G_{pi}(s) = \frac{K(1 + s\tau_i)}{s\tau_i}, \quad (3.20)$$

tem-se a função de transferência resultante, em malha aberta, mostrada na Equação 3.21, para o caso do barramento CC ser regulado pelo controlador PI.

$$G_{or}(s) = \frac{K(1 + s\tau_i)}{C\tau_i s^2(1 + s\tau_v)} \quad (3.21)$$

Então, a função de transferência para o método de ajuste *SOTO* para um controlador com dois graus de liberdade é (ÅSTRÖM; HÄGGLUND, 1995):

$$G_{so}(s) = \frac{w_o^2(2s + w_o)}{s^2(s + 2w_o)}, \quad (3.22)$$

em que w_o é a resposta em frequência de $G_{so}(s)$. Observa-se que o diagrama de Bode desta função de transferência é simétrico em torno da frequência $w = w_o$. Portanto, para que a função de transferência $G_{or}(s)$, Equação 3.21, seja idêntica à do *symmetrical Optimum* $G_{so}(s)$ (Equação 3.22), é necessário que:

$$w_o = \frac{1}{2\tau_v} \quad (3.23)$$

Com o ganho do controlador dado por:

$$K = \frac{C}{2\tau_v} \quad (3.24)$$

Consequentemente:

$$\tau_i = 4\tau_v \quad (3.25)$$

3.3.3 Phase Locked Loop - PLL

O PLL (*Phase locked loop*) é utilizado para identificar o ângulo do vetor tensão no PAC, possibilitando o controle do fluxo de potência ativa proveniente da cogeração eólica. Existem duas técnicas tradicionais para a obtenção do ângulo de fase das tensões:

a primeira extrai o ângulo de fase através do cruzamento da tensão por zero; a segunda técnica, amplamente empregada, detecta o ângulo através de uma malha de controle utilizando um controlador PI. Esse rastreamento pode ser baseado na geração de sinais em quadratura, utilizando a transformada de Clarke e Park.

3.4 Plataforma de Simulação

O sistema analisado neste trabalho está apresentado na Figura 3.5. Os parâmetros utilizados na simulação estão apresentados na Tabela 3.1. A rede elétrica apresenta uma tensão de fase de $110 V_{rms}$ com frequência de 60 Hz, já a cogeração eólica apresenta tensão de barramento de $200 V_p$ e frequência de 50 Hz. Contudo não existe nenhum problema, pois o sistema da geração é isolado da rede elétrica através do barramento CC, que apresenta uma tensão de 400 V. Através do controle do barramento CC é gerada a corrente de referência para a malha de corrente do inversor, de maneira a controlar, de forma indireta, as correntes da rede elétrica.

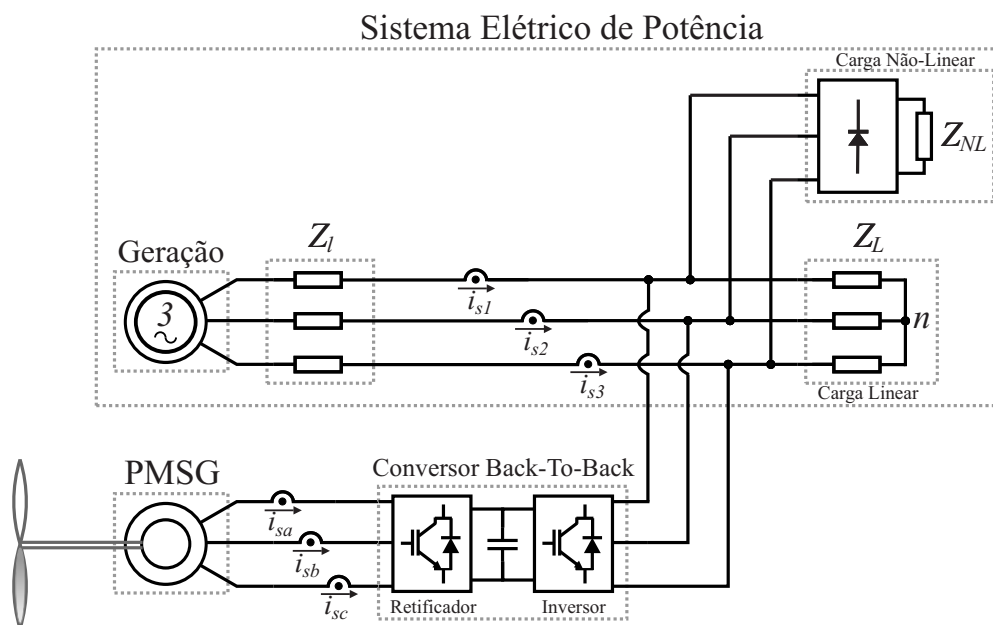


Figura 3.5: Sistema Elétrico de Potência com cogeração eólica interligada via conversor back-to-back.

Tabela 3.1: Parâmetros usados na simulação.

Parâmetros do Sistema Elétrico	
Tensão de fase (rms)	127 V, 60 Hz
Resistência da linha	$r_l = 0.01 \Omega$
Indutância da linha	$l_l = 0.05 \text{ mH}$
Carga linear	$r_l = 60 \Omega$ e $l_l = 30 \text{ mH}$
Carga não-linear	$r_{nl} = 20 \Omega$ e $l_{nl} = 60 \text{ mH}$
Parâmetros do Gerador (PMSG)	
Potência elétrica	$P_g = 10 \text{ kW}$
Indutância de eixo direto	$L_d = 12,5 \text{ mH}$
Indutância do quadratura	$L_q = 12,5 \text{ mH}$
Resistência do rotor	$R_s = 1,36 \Omega$
Fluxo magnético constante	$l_m = 0,108 \text{ Wb}$
Número de Pares de Polos	$P = 6$
Momento de Inercia	$J = 0,0000084 \text{ kgm}^2$
Tensão terminal	$V_t = 200 \text{ V}_p$
Frequência	50 Hz
Parâmetros do Conversor	
Indutância de acoplamento (inversor)	$l_{fi} = 2 \text{ mH}$
Resistência de acoplamento (inversor)	$r_{fr} = 0,17 \Omega$
Tensão no Barramento CC	$V_{BCC} = 400 \text{ V}$
Banco de capacitores	$C = 2200 \mu\text{F}$

3.4.1 Controlador de Corrente

A malha de controle de corrente possui como referência a corrente i_c^* da malha de tensão, com base na qual as correntes da rede elétrica irão ser controladas (controle indireto). Isso implica a necessidade de um bom desempenho do controlador de corrente, ou seja, este deve ser suficientemente rápido para poder seguir a referência gerada pela malha de tensão, evitando, assim, correntes de saída com elevado conteúdo harmônico (distorção harmônica). O controlador também é responsável pelo ajuste das corrente da rede elétrica de forma a ficar em fase com as tensões do PAC, com o intuito de obter fator de potência unitário ou o mais mais próximo da unidade. Para esse projeto foi considerada uma banda passante ω_c que garanta a compensação até o 18^o harmônico. Os parâmetros utilizados no controlador de dupla sequência são apresentados na Tabela 3.2, sendo que a função de transferência da malha de corrente (Eq. 3.6), com base nos parâmetros do sistema (Tabela 3.1) é:

$$\frac{i_s}{v_f} = \frac{b}{s+a} = \frac{45,45}{s+280,5} \quad (3.26)$$

Tabela 3.2: Parâmetros do Controlador Dupla Sequência.

Parâmetros do Controlador Dupla Sequência	
Banda passante do controlador	$\omega_c = 2\pi 1080$
Ganho da Eq. 3.15	$k_{pi} = 149,30$
Ganho da Eq. 3.16	$k_{ii} = 4,18 \times 10^4$

Inicialmente, o sistema foi simulado sem a adição da geração eólica, para levantar o comportamento do sistema, tensões e correntes, e as demandas de potência por parte das cargas, linear e não-linear. A Figura 3.6 mostra as tensões no PAC, apresentando uma distorção total (THD) por volta de 0,98%. Na Figura 3.7 as correntes da rede (I_{s1} , I_{s2} e I_{s3}), das quais I_{s1} apresenta um THD = 21,80%, devido principalmente à carga não linear.

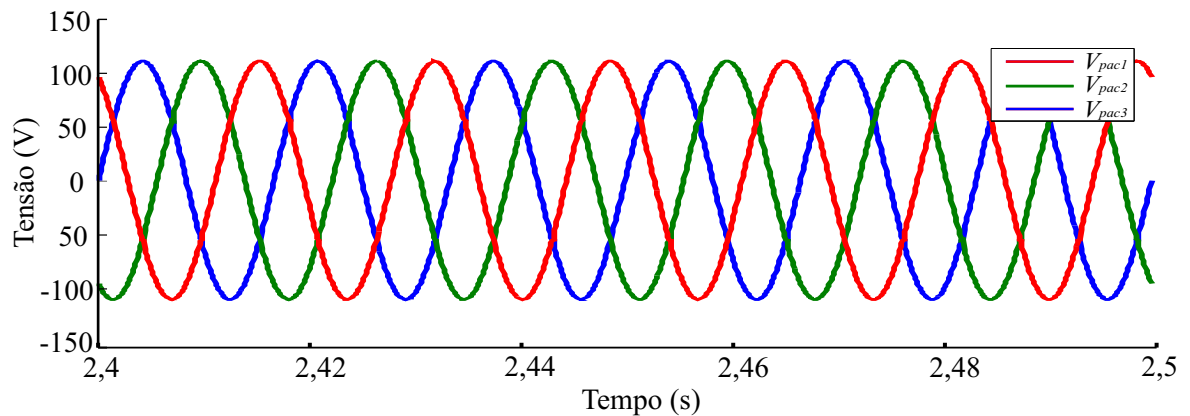


Figura 3.6: Tensões no PAC antes da conexão da cogeração eólica.

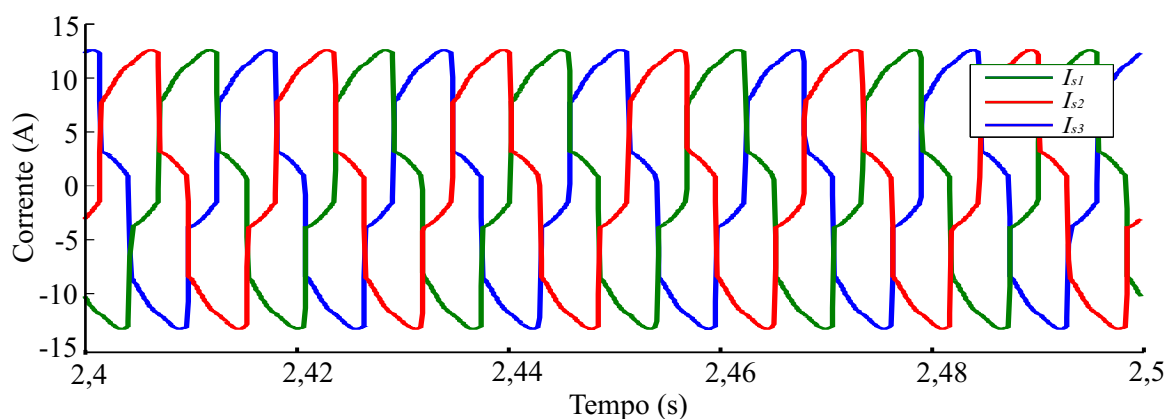


Figura 3.7: Correntes na rede elétrica antes da conexão da cogeração eólica: I_{s1} , I_{s2} e I_{s3} .

As Figuras 3.8 e 3.9, apresentam a corrente de eixo direto da rede elétrica no referencial síncrono, i_{sd}^e , e seu comportamento em regime permanente (detalhe ampliado), respectivamente. As Figuras 3.10 e 3.11 apresentam a corrente de eixo em quadratura da rede elétrica no referencial síncrono, i_{sq}^e , e seu comportamento em regime permanente (detalhe ampliado), respectivamente. A corrente i_{sd}^e apresenta, em regime permanente, um *ripple* de corrente de aproximadamente 0,41 A, já a corrente i_{sq}^e apresenta um *ripple* de 2,44 A.

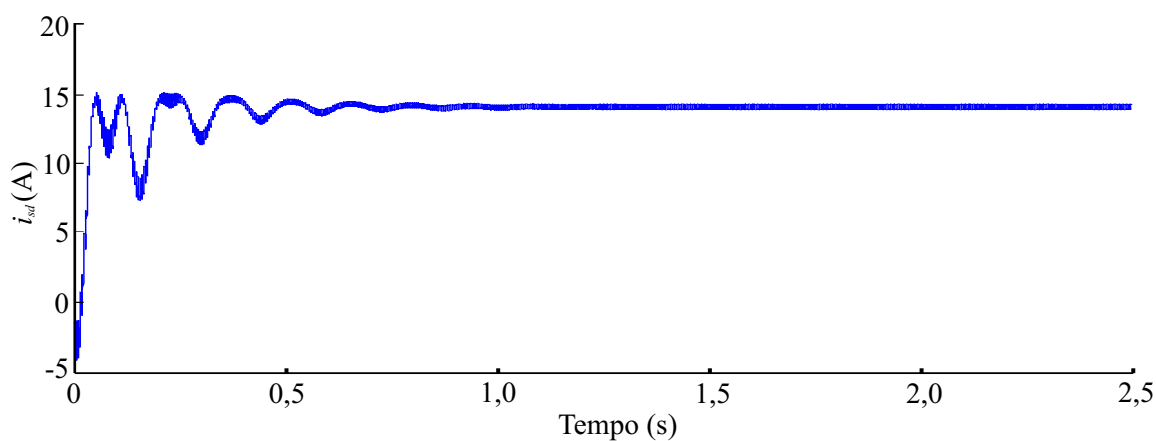


Figura 3.8: Corrente de eixo direto no referencial síncrono, i_{sd}^e .

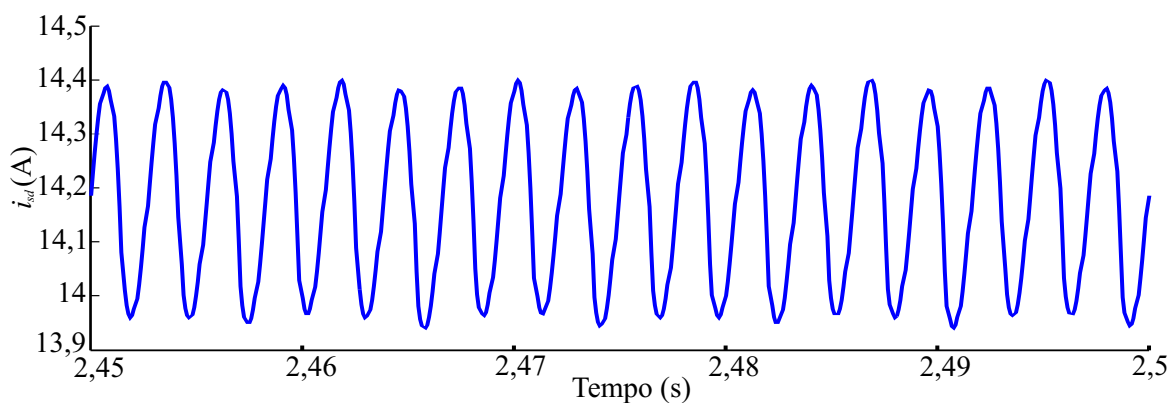


Figura 3.9: Corrente de eixo direto no referencial síncrono, i_{sd}^e .

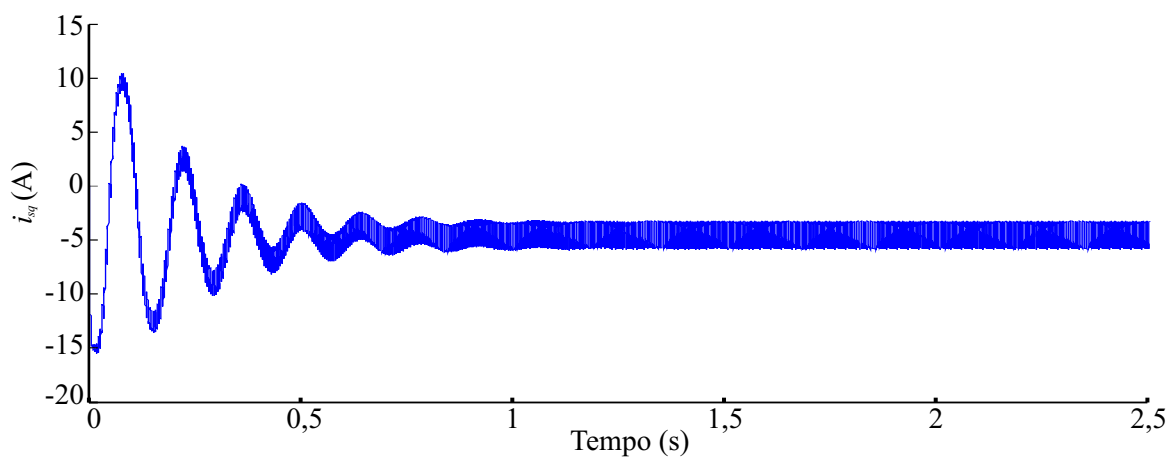


Figura 3.10: Corrente do eixo em quadratura no referencial síncrono, i_{sq}^e .

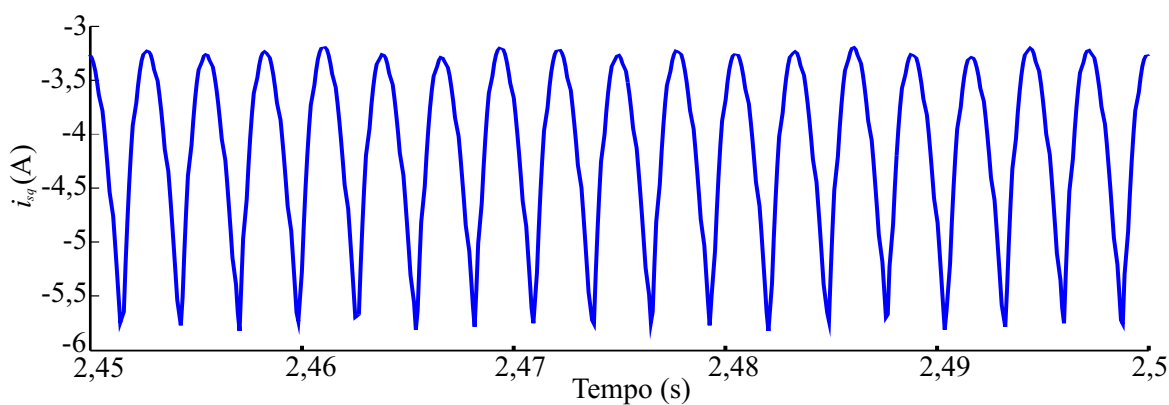


Figura 3.11: Corrente do eixo em quadratura no referencial síncrono, i_{sq}^e .

A carga conectada à rede elétrica (linear + não-linear) possui uma demanda de potência ativa da ordem de 1820 W. Então, uma vez conectada a cogeração eólica, este sistema

será controlado de forma a injetar potência ativa na rede, reduzindo a potência fornecida por essa à carga, uma vez que uma parcela da potência fornecida à carga será oriunda da fonte renovável. As Figuras 3.12 e 3.13 mostram o comportamento das tensões e correntes na rede após a conexão com a fonte eólica. Observa-se que houve uma compensação dos harmônicos, reduzindo o THD das correntes, sendo que o THD de I_{s1} reduziu para 4,08%. Observa-se também, na Figura 3.13, redução das amplitudes das correntes da rede, o que demonstra que o sistema de cogeração injetou potência na rede, de maneira a reduzir a parcela de potência proveniente dessa, fornecida à carga.

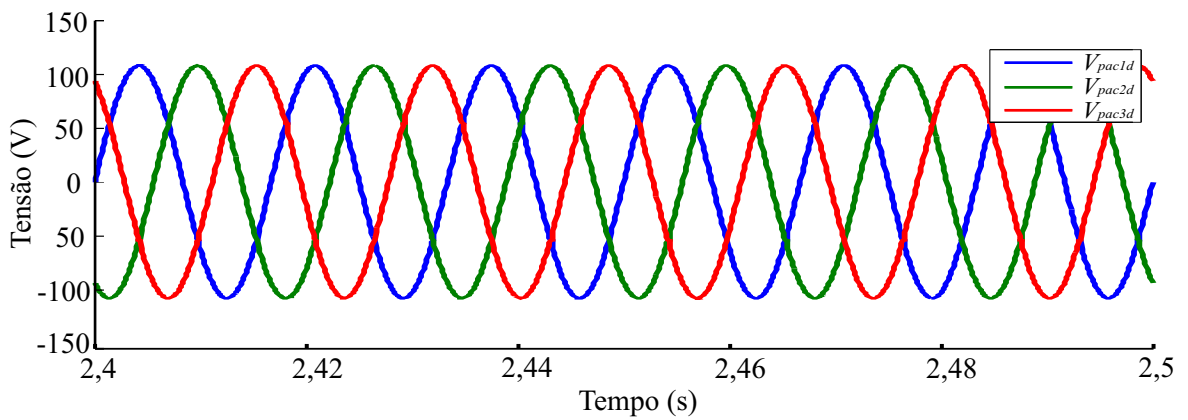


Figura 3.12: Tensões no PAC depois da conexão da cogeração eólica.

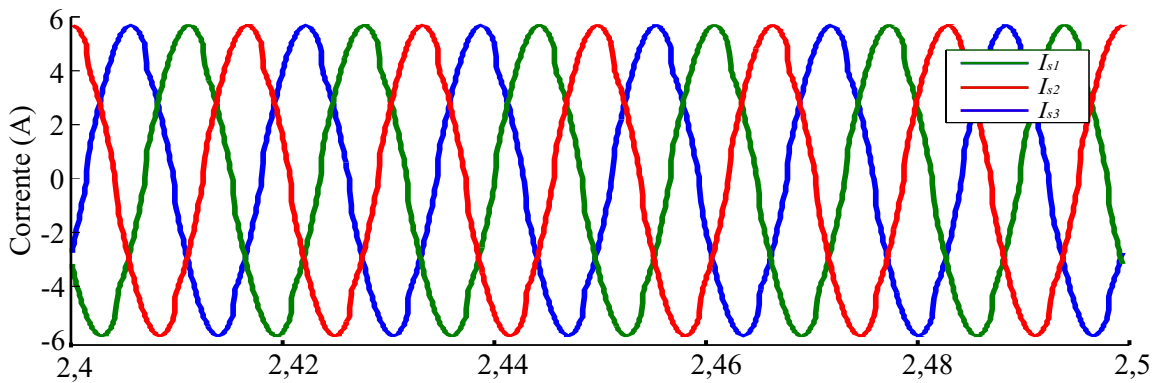


Figura 3.13: Correntes na rede elétrica depois da conexão da cogeração eólica: I_{s1} , I_{s2} e I_{s3} .

Os novos valores das correntes i_{sd}^e e i_{sq}^e estão apresentados nas Figuras 3.14 e 3.15, respectivamente. Então, com base na teoria das potências instantâneas PQ e DQ (SOARES; VERDELHO; MARQUES, 2000), (AKAGI; KANAZAWA; NABAE, 1984), pode-se observar que a parcela de potência ativa instantânea fornecida pela rede à carga foi reduzida, uma vez

que corrente do eixo direto i_{sd}^e reduziu, apresentando em regime permanente um *ripple* de corrente de 0,1 A. A quantidade de potência ativa injetada pela geração foi da ordem de 776 W, reduzindo a parcela proveniente da rede para 1044 W. Observa-se também que a corrente do eixo em quadratura i_{sq}^e , que está diretamente ligada à componente de potência instantânea reativa fornecida pela rede à carga também reduziu (SOARES; VERDELHO; MARQUES, 2000), (AKAGI; KANAZAWA; NABAE, 1984), apresentando um valor de *ripple* de corrente de 0,93 A.

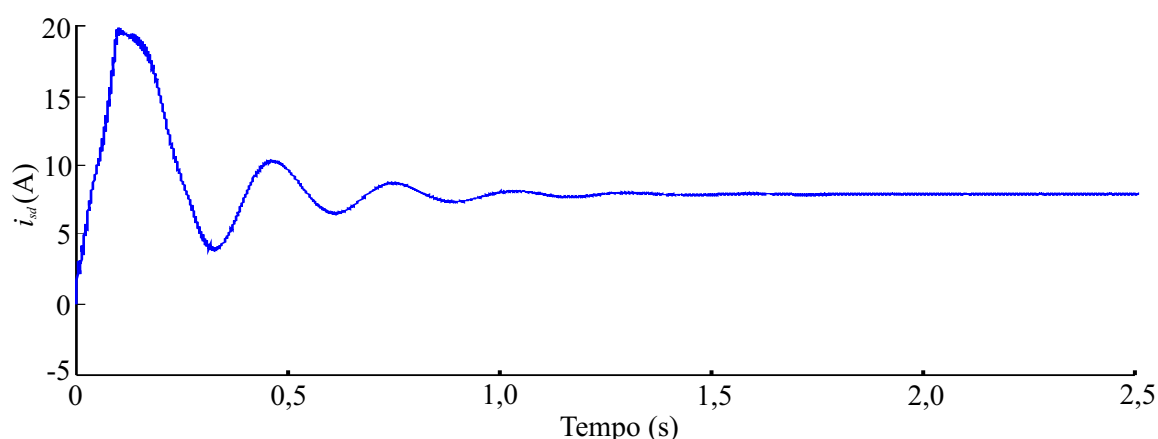


Figura 3.14: Corrente de eixo direto no referencial síncrono, i_{sd}^e .

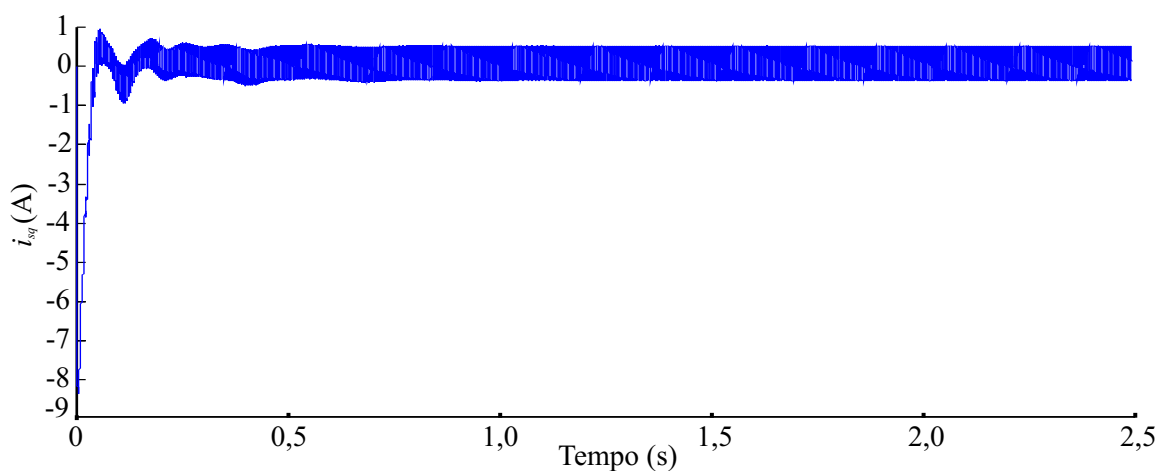


Figura 3.15: Corrente do eixo em quadratura no referencial síncrono, i_{sq}^e .

As Figuras 3.16 e 3.17 mostram as correntes i_{sd}^e e i_{sq}^e antes e depois da conexão da fonte eólica.

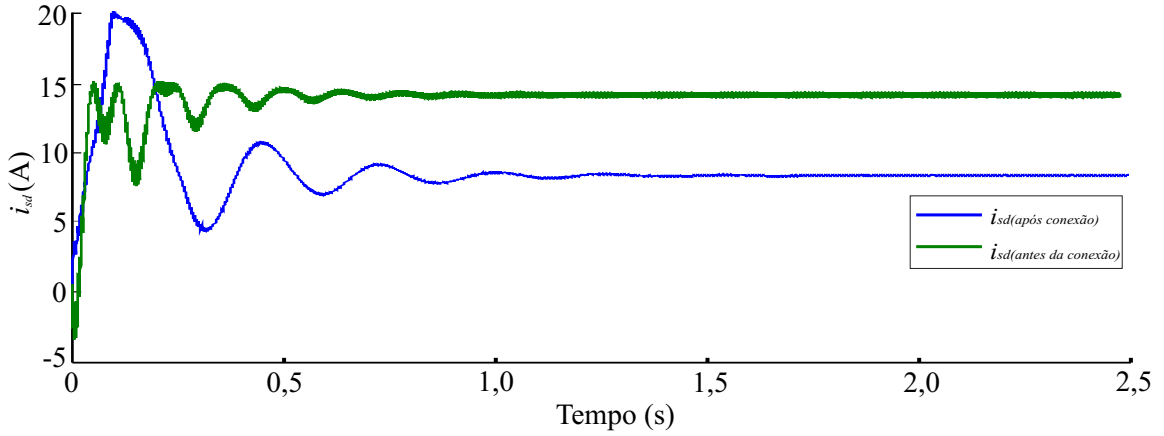


Figura 3.16: Corrente de eixo direto no referencial síncrono, i_{sd}^e , antes (verde) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.

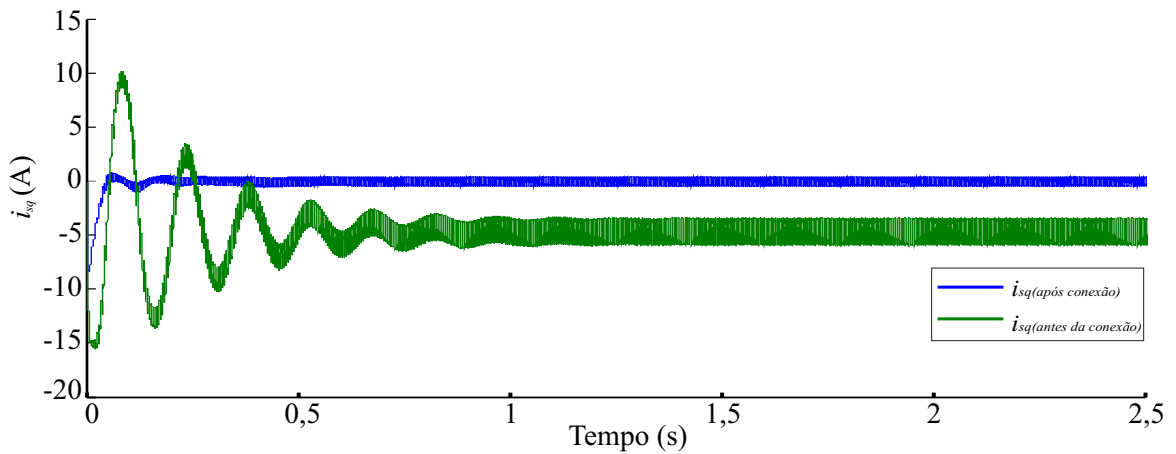


Figura 3.17: Corrente do eixo em quadratura no referencial síncrono, i_{sq}^e , antes (verde) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.

Na Figura 3.18 está mostrada a corrente da rede elétrica de eixo direto no referencial estacionário i_{sd}^s e a corrente de referência da rede elétrica de eixo direto no referencial estacionário i_{sd}^{s*} , na qual comprova-se o bom desempenho do controlador, uma vez que a corrente de controle segue a sua referência, mesmo apresentando distorções harmônicas. Da mesma forma, a Figura 3.19 mostra o comportamento da corrente de eixo em quadratura no referencial estacionário i_{sq}^s e a corrente de referência da rede elétrica de eixo em quadratura no referencial estacionário i_{sq}^{s*} , apresentando resultado satisfatório, seguimento de referência.

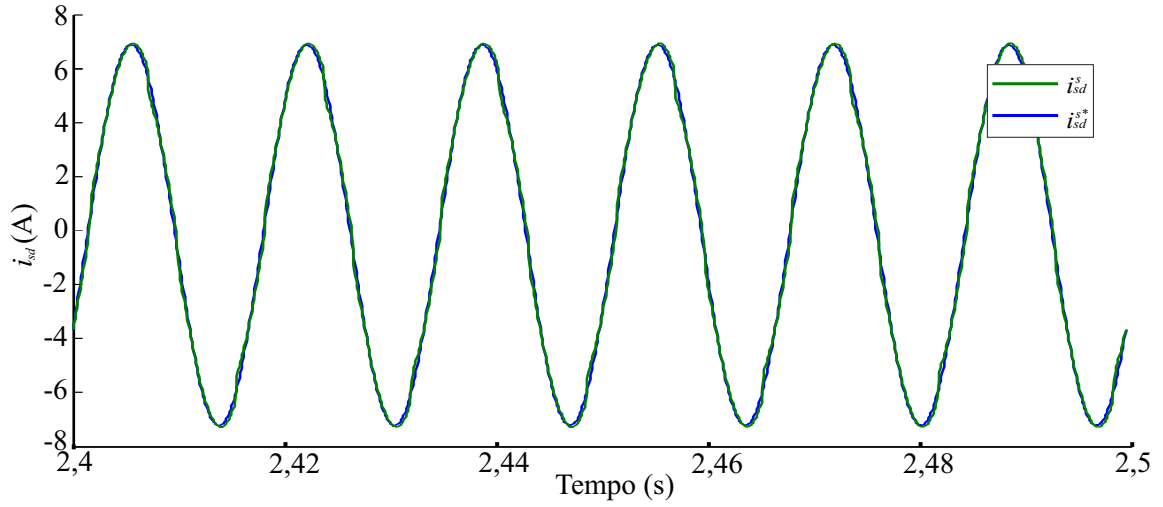


Figura 3.18: Corrente de referência de eixo direto (azul), i_{sd}^{s*} , e corrente de eixo direto (verde), i_{sd}^s , no referencial estacionário.

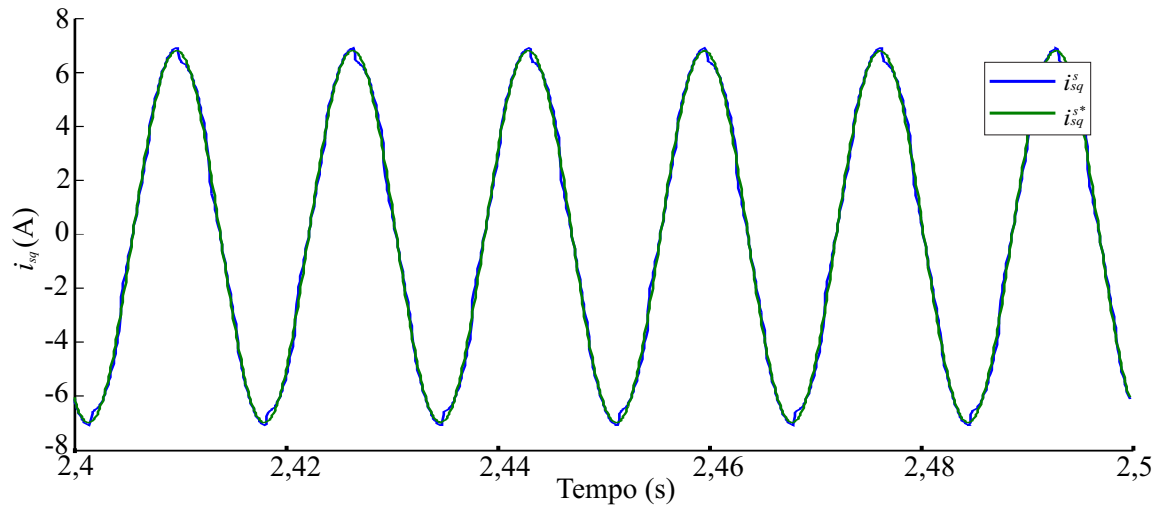


Figura 3.19: Corrente de referência de eixo em quadratura (verde), i_{sq}^{s*} , e corrente de eixo em quadratura (azul), i_{sq}^s , no referencial estacionário.

Com o intuito de comprovar o bom desempenho do controlador, o sistema foi submetido a um afundamento de tensão: a Figura 3.20 mostra a dinâmica da corrente da rede elétrica de eixo direto no referencial estacionário i_{sd}^s e a corrente de referência da rede elétrica de eixo direto no referencial estacionário i_{sd}^{s*} , e a Figura 3.21 apresenta o comportamento das correntes anteriormente citadas em regime permanente. A Figura 3.22 mostra a dinâmica da corrente da rede elétrica de eixo em quadratura no referencial estacionário i_{sq}^s e a corrente de referência da rede elétrica de eixo em quadratura no referencial estacio-

nário i_{sq}^{s*} , e a Figura 3.23 apresenta o comportamento das correntes de eixo em quadratura, citadas anteriormente, em regime permanente.

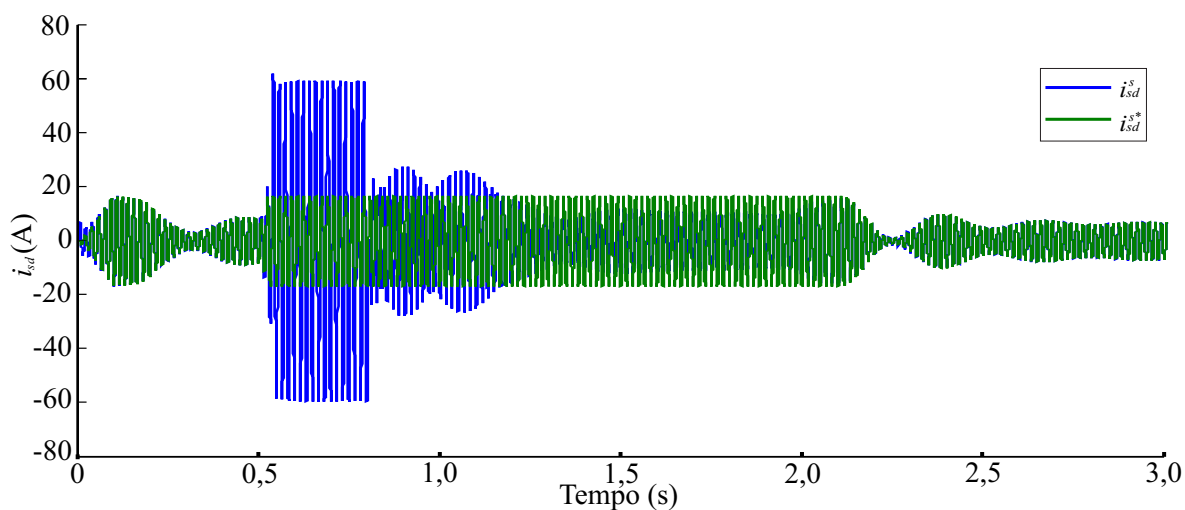


Figura 3.20: Corrente de referência de eixo direto (verde), i_{sd}^{s*} , e corrente de eixo direto (azul), i_{sd}^s , no referencial estacionário durante a ocorrência de um afundamento de tensão.

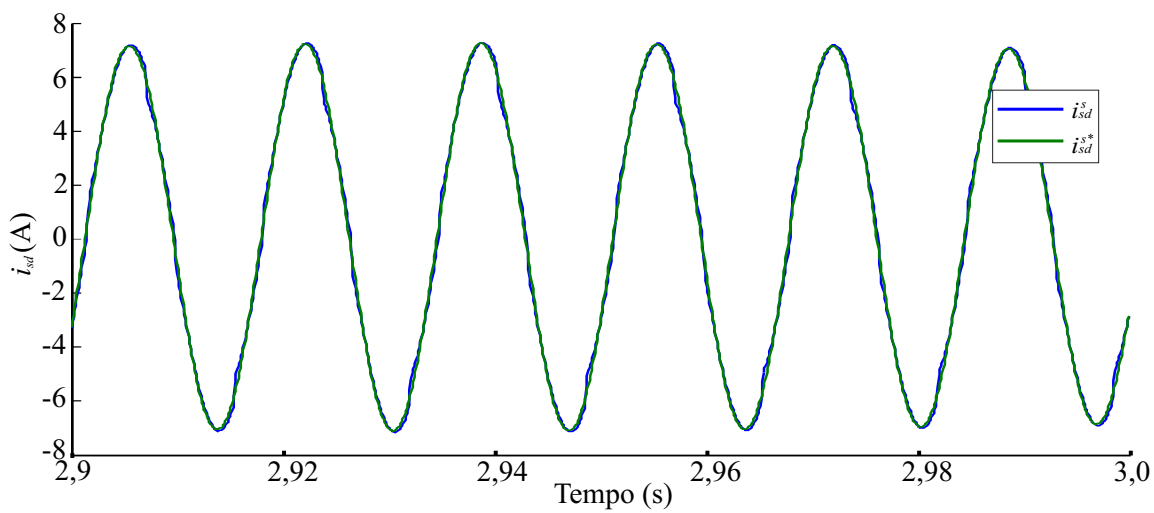


Figura 3.21: Corrente de referência de eixo direto (verde), i_{sd}^{s*} , e corrente de eixo direto (azul), i_{sd}^s , no referencial estacionário durante a ocorrência de um afundamento de tensão, em regime permanente.

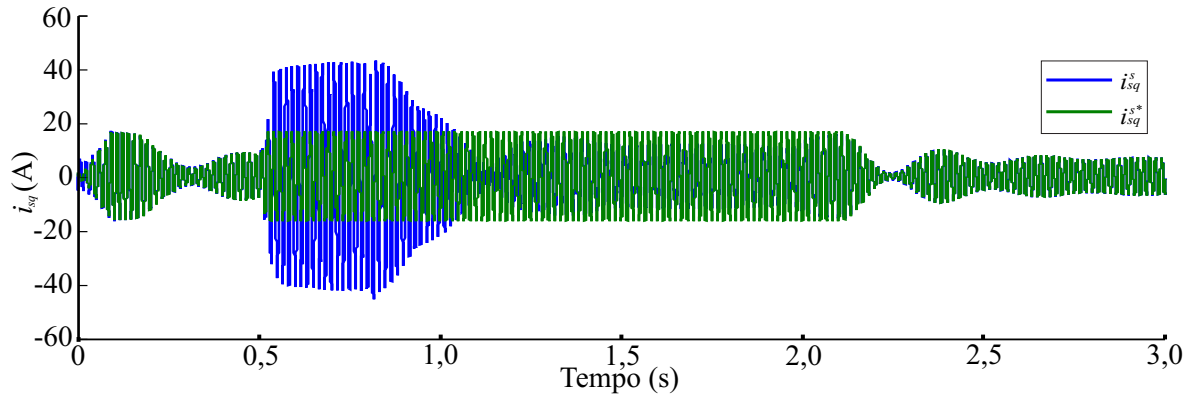


Figura 3.22: Corrente de referência de eixo em quadratura (verde), i_{sq}^{s*} , e corrente de eixo em quadratura (azul), i_{sq}^s , no referencial estacionário durante a ocorrência de um afundamento de tensão.

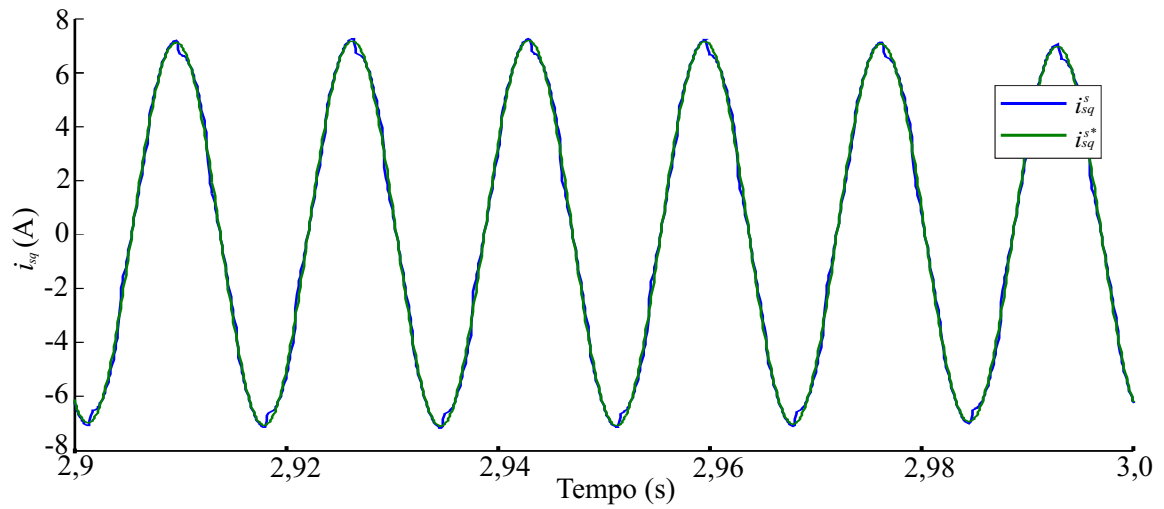


Figura 3.23: Corrente de referência de eixo em quadratura (verde), i_{sq}^{s*} , e corrente de eixo em quadratura (azul), i_{sq}^s , no referencial estacionário durante a ocorrência de um afundamento de tensão, em regime permanente.

O afundamento foi ocasionado devido ao chaveamento de um resistor de 1Ω em paralelo com a carga (linear + não linear), sendo esse chaveamento ocorrendo ao 0,5s, com duração de 0,3s, retornando, então, o sistema para o seu modo de operação normal. Então, com base nos resultados anteriormente mostrados, pode-se verificar que o controlador DSC apresenta bom desempenho quando utilizado em conjunto com a filosofia de controle indireto, resultando em compensação dos harmônicos da rede e possibilidade de controle do fator de potência, uma vez que pode-se injetar potência reativa na rede.

3.4.2 Controlador da Tensão do Barramento CC

O controle da tensão do barramento CC é efetuado regulando-se a corrente i_{sd}^e (i_c^*). Utilizando o método *SOTO* (ÅSTRÖM; HÄGGLUND, 1995), pode-se determinar os parâmetros para o controlador do barramento CC (Tabela 3.3). Com base nos parâmetros apresentados na Tabela 3.1, e considerando um filtro passa-baixa com frequência de corte de 20 Hz, tem-se que a função de transferência do barramento CC (Eq. 3.19) é:

$$\frac{V_c^e(s)}{I_{sd}^e(s)} = \frac{1}{sC(1 + s\tau_v)} = \frac{1}{2,2 \times 10^{-3}s(1 + 8 \times 10^{-3}s)} \quad (3.27)$$

Tabela 3.3: Parâmetros do Controlador da Tensão do Barramento CC.

Parâmetros do Controlador do Barramento CC	
Resposta em frequência	$\omega_0 = 62,5 \text{ rad/s}$
Ganho (Eq. 3.24)	$K = 0.13$
Constante de tempo (Eq. 3.25)	$\tau_i = 32 \text{ ms}$

A Figura 3.24 mostra a dinâmica da tensão do barramento CC: a tensão de referência do barramento CC é de 400 V, e o sistema leva em torno de 1,15 s para atingir o regime permanente, apresentando um sobressinal de 7,75%. Com base nos resultados, o controlador apresenta um bom desempenho, apresentando, em regime permanente o valor da referência imposta.

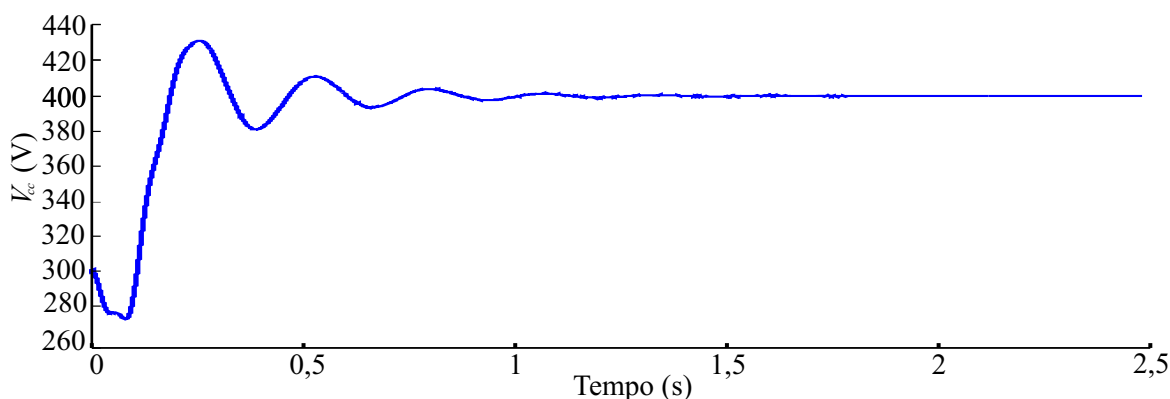


Figura 3.24: Tensão no barramento CC.

3.5 Síntese do Capítulo

Apresentou-se neste capítulo a estrutura geral do conversor *back-to-back*, bem como a estratégia de controle adotada para o sistema proposto. O conversor *back-to-back* é constituído por dois conversores fontes de tensão (VSC), um conectado ao gerador, operando como retificador, e outro conectado à rede elétrica, operando como inversor. A filosofia do controle do conversor, se resume basicamente a dois controladores: um controlador de corrente e um controlador da tensão do barramento CC. A estratégia de controle adotada foi utilizando o método *SOTO* para o projeto do controlador Proporcional-Integrativo (PI) da malha de tensão e utilizando o controlador DSC para a malha de corrente. A tensão do barramento CC é controlada regulando-se a corrente i_c^* , a qual é a corrente de referência da malha de corrente, com base na qual, o controlador DSC gera as correntes no referencial estacionário e as injeta na rede elétrica, no PAC. Então, a rápida resposta da malha de corrente, associada ao bom desempenho da malha de tensão torna possível o controle do fluxo de potência, uma vez que este é baseado no balanço de potência do sistema, fundamentado pela teoria das potências instantâneas PQ e DQ.

Capítulo 4

Resultados Experimentais

Neste capítulo serão apresentados os resultados experimentais obtidos, mostrando o comportamento da rede elétrica antes e depois de conectada a cogeração eólica. Para esta verificação prática, foi desenvolvida uma plataforma experimental de testes no Laboratório de Eletrônica de Potência e Energias Renováveis da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (LEPER/UFRN). Contudo, a plataforma apresenta algumas limitações, sendo implementado apenas o conversor do lado da rede, e o conversor do lado da geração foi substituído por um conversor *Boost* CC-CC, sendo o gerador conectado a este por meio de um retificador trifásico não controlado.

4.1 Descrição do SEP Implementado

Na Figura 4.1 é apresentado o diagrama simplificado do protótipo do SEP com cogeração eólica desenvolvido no Laboratório de Eletrônica de Potência e Energias Renováveis da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (LEPER/UFRN).

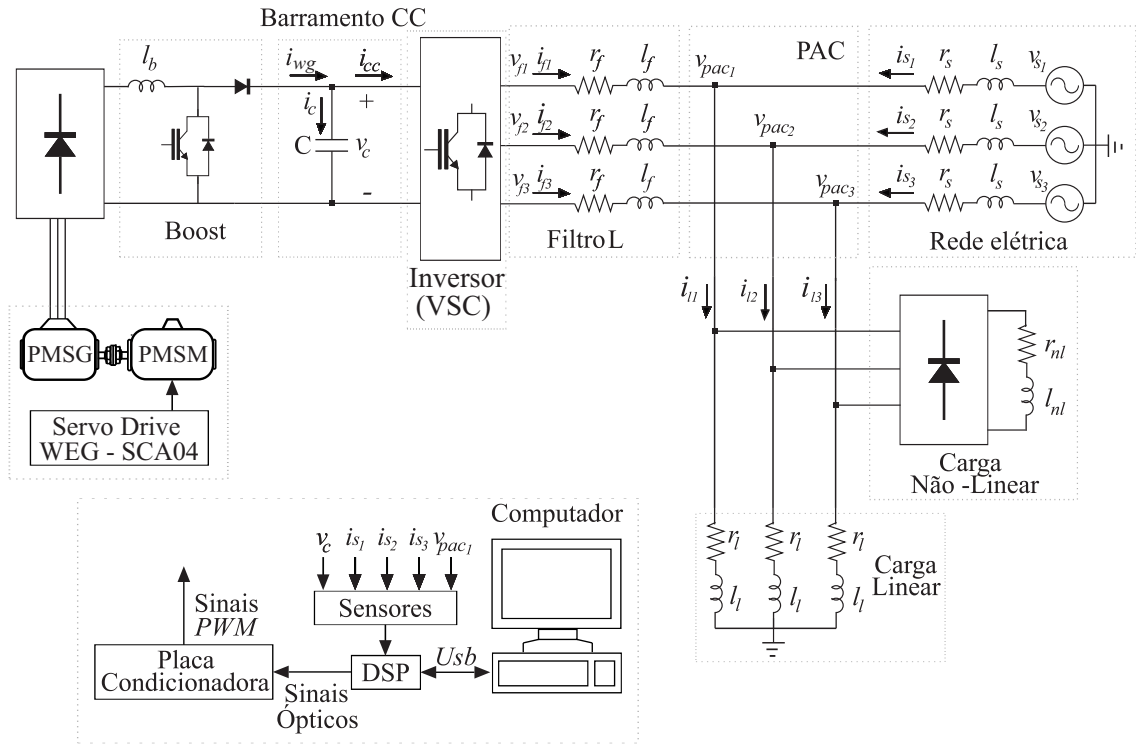


Figura 4.1: Protótipo do SEP implementado experimentalmente.

A plataforma implementada apresenta uma rede elétrica trifásica de 127 V_{rms} , com frequência de 60 Hz. A cogeração foi implementada utilizando uma estrutura de servomecanismo da WEG, composta por dois servomotores e um *servodrive* (conversor): um dos servomotores foi utilizado para tracionar o outro servomotor, ou seja, serviu como emulador da turbina eólica. Através do servodrive pode-se impor a velocidade, em *rpm*, do servomotor. Os servomotores utilizados foram os modelos SWA 71-9,3-30 e SWA 71-19-30, sendo esse usado como emulador da turbina, tracionando o primeiro. O modelo do servodrive utilizado foi o SCA 04.

Então, a tensão gerada nos terminais do gerador é retificada, de modo a adequar a tensão de operação do lado da geração, uma vez que o conversor do lado da geração foi substituído por um conversor *Boost* CC-CC devido a limitações técnicas, sendo este utilizado para elevar a tensão de saída do gerador. O sistema é conectado à rede elétrica por meio de um conversor CC-CA trifásico e uma impedância de acoplamento de 2 mH. O barramento CC apresenta um banco de capacitores de $2200 \mu\text{F}$. No ponto de conexão do conversor com a rede elétrica (PAC) há uma carga trifásica linear, formada pela associação em série de um resistor de 20Ω e um indutor de 60 mH, em paralelo com uma carga não linear, formada pela conexão em paralelo de um retificador trifásico não controlado com uma carga linear RL ($R = 30 \Omega$ e $L = 30 \text{ mH}$). A estratégia de controle foi implementada

em linguagem C, utilizando-se o DSP 320F28335 da Texas Instruments, com intervalo de amostragem de $100\ \mu\text{s}$, proporcionando um PWM modulado na frequência de 10 kHz.

As medições das grandezas de tensão e corrente são realizadas com o auxílio de sensores de efeito *Hall* (LAH 25-NP e LV20-P). O fundo de escala destes sensores é ajustado para que seja obtida a maior relação sinal X ruído. Dentro da rotina de controle, os sinais de entrada são filtrados através de um filtro digital passa-baixa ajustado em 2,5 kHz. Esses filtros são utilizados para eliminar componentes harmônicos indesejáveis provenientes do processo de chaveamento das fontes e da interferência elétrica gerada pelos conversores. O inversor de tensão possui 3 *drives* SKHI-23 da Semikron que aciona 6 chaves do tipo IGBTs SKM50GB123D da Semikron. A chave e o diodo do *Boost* são implementados utilizando um braço de um inversor monofásico que possui duas chaves do tipo IGBTs SK30 GH 123, também da Semikron.

Na Figura 4.2 é apresentada a plataforma experimental implementada, com o inversor trifásico CC-CA, o conversor *Boost* e os sensores. A Figura 4.3 mostra o quadro de cargas, com detalhes para a carga linear e não linear. Já a Figura 4.4 apresenta o servomecanismo da WEG, com as duas máquinas síncronas a ímã permanente e o servodrive SCA 04.

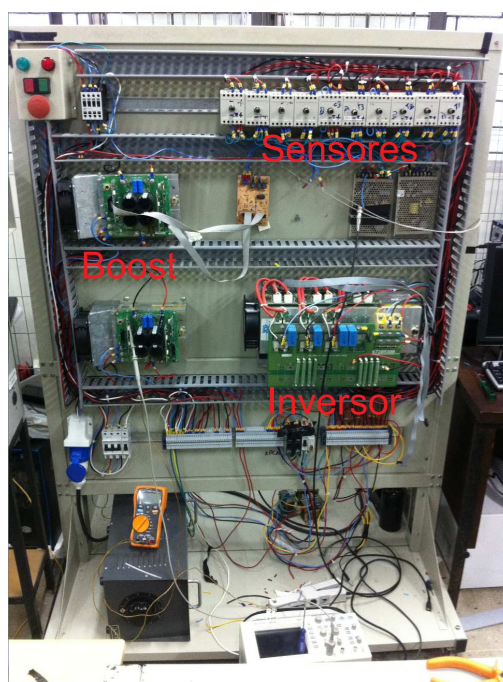


Figura 4.2: Plataforma experimental.



Figura 4.3: Quadro com cargas linear e não-linear.



Figura 4.4: Sistema de cogeração.

Para o controle do conversor *Boost* CC-CC foi gerado com o auxílio do DSP uma relação cíclica constante com o valor de 0,7, de modo a impor o fluxo de potência de

acordo com o controle do barramento CC, injetando potência na rede elétrica. Este valor foi obtido através de testes práticos, porém não representa o ponto de máxima potência.

Inicialmente o sistema foi operado sem a conexão da fonte renovável, com o intuito de obter o comportamento do mesmo em regime normal de operação, sem adição de fonte externa de potência. Em seguida, foi conectada a cogeração eólica e então verificado o comportamento do sistema para essa nova disposição. Os parâmetros utilizados nos testes estão apresentados na Tabela 4.1:

Tabela 4.1: Parâmetros usados nos ensaios.

Parâmetros do Sistema Elétrico	
Tensão de fase (rms)	127 V, 60 Hz
Carga linear	$r_{nl} = 20 \, \Omega$ e $l_{nl} = 60 \, mH$
Carga não linear	$r_{nl} = 30 \, \Omega$ e $l_{nl} = 30 \, mH$
Parâmetros do Gerador (PMSG)	
Potência nominal	$P_g = 2,05 \, kW$
Torque	$9,3 \, N \cdot m$
Corrente (rms)	$I_0 = 12 \, A$
Velocidade nominal	3000 rpm
Momento de Inércia	$J = 0,00210 \, kg \cdot m^2$
Parâmetros do Motor (PMSM - Turbina)	
Potência nominal	$P_g = 4,20 \, kW$
Torque	$19 \, N \cdot m$
Corrente (rms)	$I_0 = 23 \, A$
Velocidade nominal	3000 rpm
Momento de Inércia	$J = 0,00427 \, kg \cdot m^2$
Parâmetros do Conversor	
Indutância de acoplamento (inversor)	$l_{fi} = 2 \, mH$
Resistência de acoplamento (inversor)	$r_{fr} = 0,01 \, \Omega$
Tensão no Barramento CC	$V_{bCC} = 500 \, V$

Os controladores das malhas de tensão e corrente foram elaborados conforme os resultados obtidos em simulação, sendo usado um controlador PI para o controle da malha de tensão e um controlador DSC *Double Sequence Controller* para a malha de corrente, sendo os parâmetros para ambos o controladores em acordo com os especificados nas Tabelas 3.2 e 3.3, sendo efetuados apenas alguns ajustes finos para adequação ao sistema real.

4.2 Ensaio do Sistema sem Cogeração

Inicialmente foram feitos testes do sistema elétrico sem a cogeração eólica, com o intuito de medir as grandezas dos sistema, tensões e correntes, sem a adição de potência proveniente da fonte renovável. Com base nas tensões e correntes, foram encontradas as correntes de eixo direto e eixo em quadratura, de maneira a facilitar a análise do fluxo de potência do sistema após a conexão da cogeração eólica, uma vez que o controle é baseado no balanço de potência, fundamentado na teoria das potências instantâneas PQ e DQ (SOARES; VERDELHO; MARQUES, 2000), (AKAGI; KANAZAWA; NABAE, 1984): a parcela de potência ativa instantânea do sistema está diretamente ligada à corrente do eixo direto (i_{sd}^e) e a parcela de potência instantânea reativa está diretamente ligada à corrente do eixo em quadratura (i_{sq}^e). A potência da carga (linear + não linear) conectada ao sistema é da ordem de 3,5 kW.

A Figura 4.5 apresenta o comportamento das tensões no PAC antes de ser conectada a fonte renovável. As tensões apresentam, aproximadamente, 177 V_p, e V_{pac1} , a tensão utilizada como referência para os cálculos de controle, apresenta uma distorção harmônica total (THD - Total Harmonic Distortion) de 1,95%.

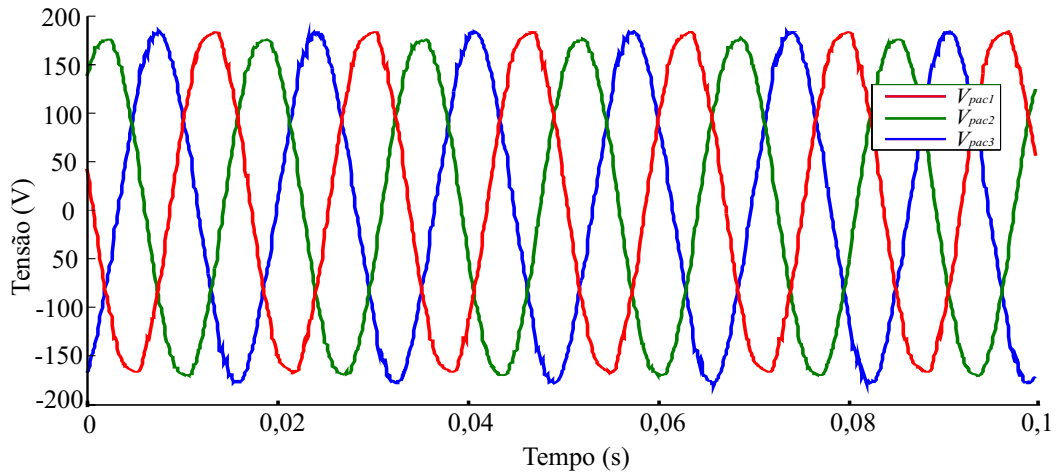


Figura 4.5: Tensão no PAC antes da conexão da cogeração eólica.

A Figura 4.6 apresenta o comportamento das correntes da rede antes de ser conectada a fonte renovável, sendo decorrentes da alimentação da carga (linear + não linear) pela rede elétrica, apresentando um valor de pico da ordem de 13,22 A. A distorção harmônica da corrente I_{s1} foi de 14,74%, proveniente da carga não linear.

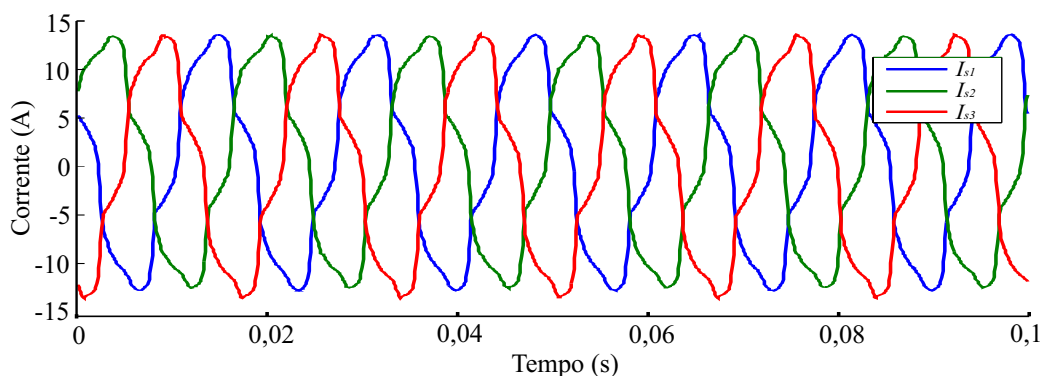


Figura 4.6: Correntes da rede antes da conexão da cogeração eólica.

Na Figura 4.7 está apresentada a corrente de eixo direto da carga linear, i_{sd} , cujo valor médio é de 15,13 A, apresentando um *ripple* de corrente da ordem de 3,8 A.

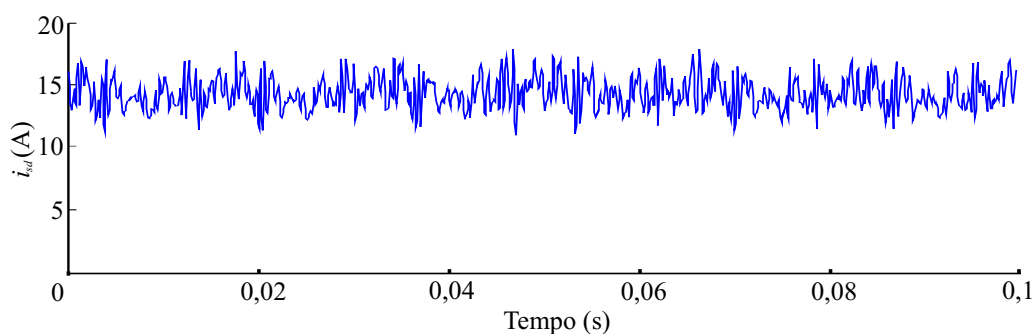


Figura 4.7: Corrente de eixo direto, i_{sd} , antes da conexão da cogeração eólica.

Na Figura 4.8 é mostrado o comportamento da corrente i_{sq} na carga, cujo valor médio é -6,85 A, apresentando um *ripple* de corrente da ordem de 7,5 A.

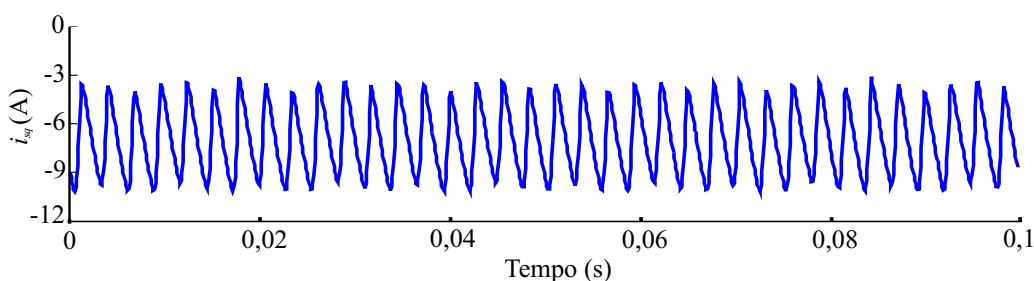


Figura 4.8: Correntes de eixo em quadratura, i_{sq} , antes da conexão da cogeração eólica.

4.3 Ensaio do Sistema com Cogeração

Então, levantadas as características de tensão e corrente do sistema, no referencial estacionário e no referencial síncrono, foi conectado o sistema de cogeração eólica, sendo representado por um PMSG e a turbina sendo emulada, também, por uma PMSM, sendo fixada uma velocidade constante de 2400 rpm, à qual o gerador está submetido. As tensões nos terminais do gerador são mostradas na Figura 4.9, as quais são retificadas através de um retificador não controlado, conectado a um conversor monofásico *Boost* CC-CC, que eleva a tensão, e cujos terminais de saída estão conectados ao barramento CC do inversor trifásico.

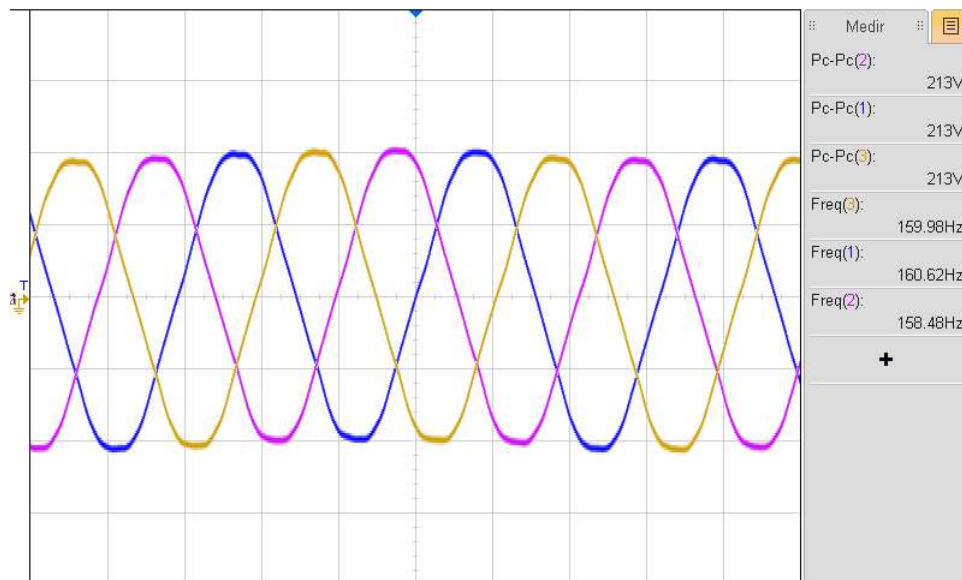


Figura 4.9: Tensões nos terminais do gerador (PMSG).

A Figura 4.10 apresenta a dinâmica da tensão no barramento CC durante a conexão do sistema com a cogeração, até atingir o regime permanente. O controle do barramento CC é efetuado de modo a controlar, de forma indireta, as correntes da rede elétrica (I_{s1} , I_{s2} e I_{s3}). A tensão de referência para o controle foi fixada em 500 V, e com base na figura, percebe-se que a tensão do barramento foi controlada de acordo com a referência imposta ao controlador, contudo apresentando um *ripple* da ordem de 1 V.

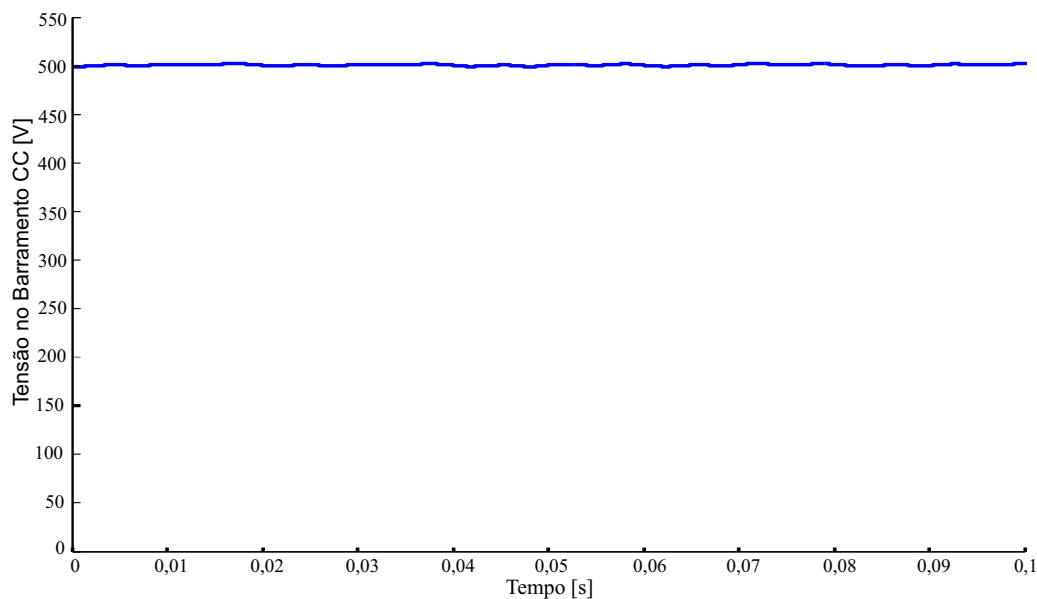


Figura 4.10: dinâmica da tensão no barramento CC.

A Figura 4.11 apresenta o comportamento, em regime permanente, das tensões no PAC depois da conexão com o sistema eólico: antes da conexão V_{pac1} apresentava THD = 1,95%, e depois da conexão esse valor passou para THD = 3,25%, sendo este aumento decorrente do processo de chaveamento do conversor de potência. Contudo, as correntes na rede (Figura 4.12), I_{s1} , I_{s2} e I_{s3} , tiveram redução no THD, como por exemplo, a corrente I_{s1} apresentava THD = 14,74% e depois da conexão, reduziu para THD = 4,24%, estando em conformidade com a norma IEEE std.1547 (IEEE..., 2003). Com relação à amplitude das tensões, embora tenha aumentado o THD, o valor eficaz permaneceu praticamente o mesmo, da ordem de 127 V. Já as amplitudes das correntes diminuíram, passando para um valor de pico da ordem de 12,05 A. Isso ocorreu devido ao controle indireto das correntes da rede exercido pelo controlador de corrente do inversor, de forma a impor um fluxo de potência oriundo da geração eólica para a carga, de maneira a reduzir a potência fornecida pela rede à carga.

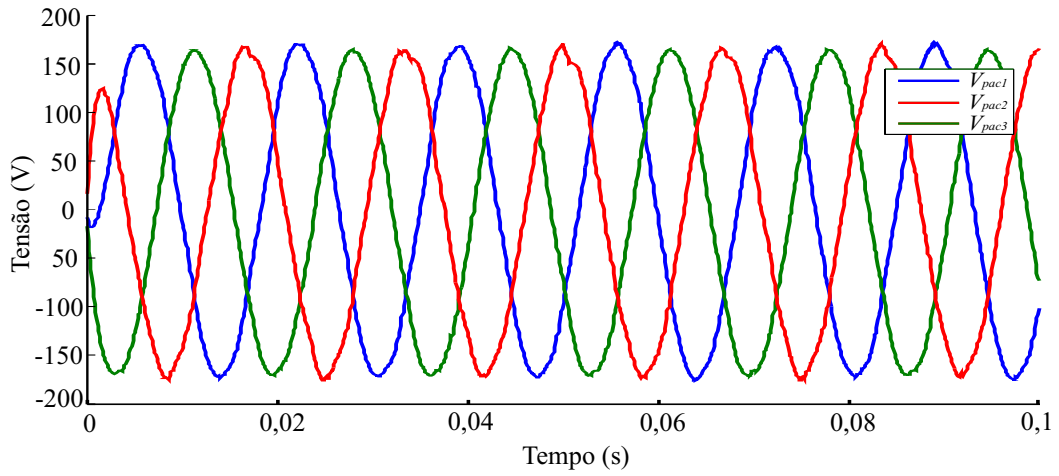


Figura 4.11: Tensão no PAC depois da conexão da cogeração eólica.

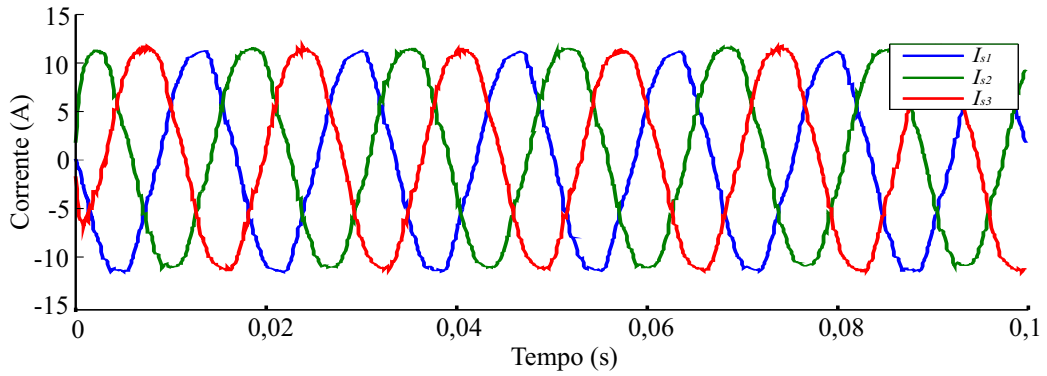


Figura 4.12: Correntes da rede depois da conexão da cogeração eólica.

Com base na teoria das potências instantâneas PQ e DQ (SOARES; VERDELHO; MARQUES, 2000), (AKAGI; KANAZAWA; NABAE, 1984), fica mais evidente a injeção de potência ativa da cogeração na rede elétrica, analisando a corrente de eixo direto (i_{sd}^e), uma vez que a parcela de potência ativa instantânea do sistema está diretamente ligada a esta. A Figura 4.13 mostra o comportamento da corrente i_{sd} na rede depois de ser conectada a fonte renovável, apresentando um *ripple* de corrente da ordem de 0,76 A, e valor médio de 14,09 A. Observa-se claramente a redução da corrente i_{sd} depois que a geração eólica é conectada à rede elétrica (Figura 4.14), evidenciando o fornecimento de potência ativa à rede elétrica por parte da cogeração. A potência ativa demandada pela carga é da ordem de 3,5 kW, sendo que a parcela fornecida pela rede foi de 3,2 kW, e o restante sendo fornecido pela cogeração, 0,3 kW.

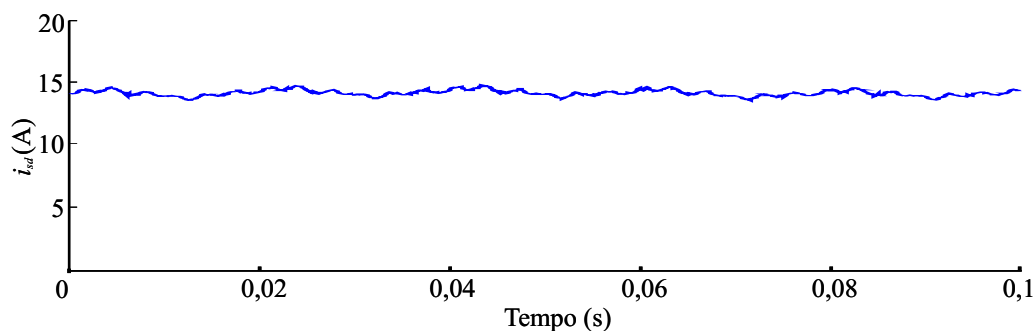


Figura 4.13: Corrente de eixo direto, i_{sd} , depois da conexão da cogeração eólica.

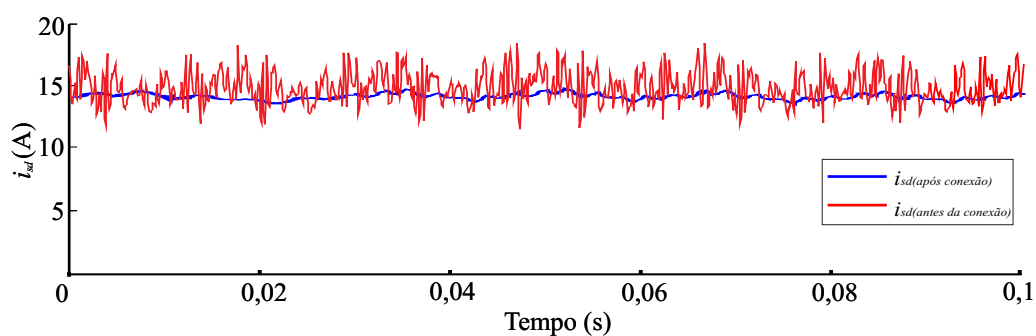


Figura 4.14: Correntes de eixo direto, i_{sd} , antes (vermelho) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.

A Figura 4.15 apresenta o comportamento da corrente i_{sq}^e na rede depois da conexão com a geração eólica, apresentando um *ripple* de corrente da ordem de 1,4 A, e valor médio 0. Observa-se, também, uma redução da corrente do eixo em quadratura, a qual, de acordo com a teoria das potências instantâneas PQ e DQ (SOARES; VERDELHO; MARQUES, 2000), (AKAGI; KANAZAWA; NABAE, 1984), está diretamente ligada à parcela da componente de potência instantânea reativa do sistema, implicando em aumento do fator de potência do sistema, uma vez que uma parcela de potência reativa do mesmo foi compensada. Com base na Figura 4.14 pode-se verificar com a redução da corrente i_{sq} com mais detalhes.

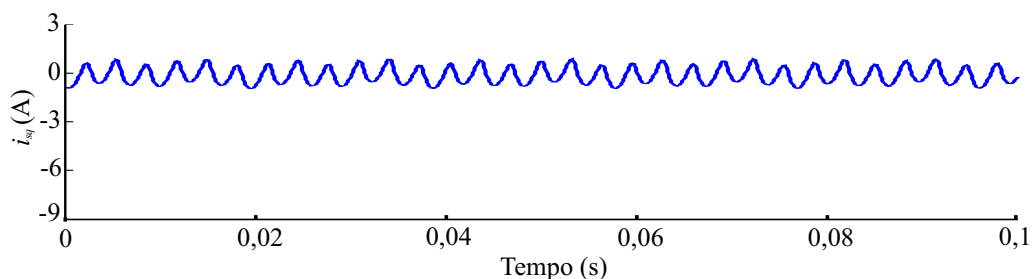


Figura 4.15: Correntes de eixo direto, i_{sd} , depois da conexão da cogeração eólica.

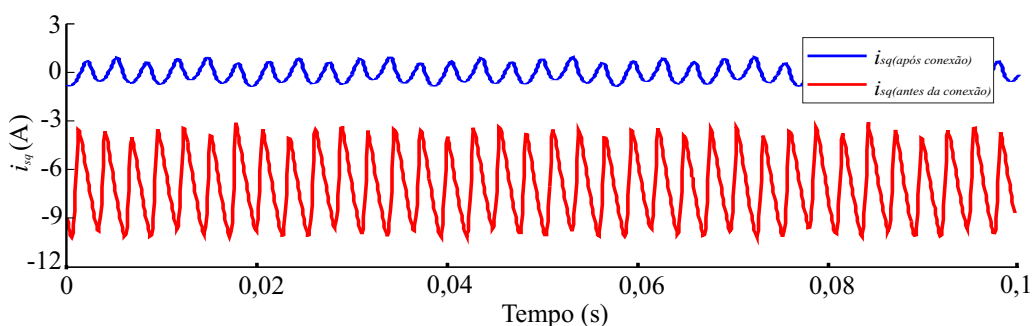


Figura 4.16: Corrente de eixo direto, i_{sq} , antes (vermelho) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.

Através da Figura 4.17 pode-se verificar com maior facilidade a compensação dos harmônicos de corrente no PAC. A figura apresenta o conteúdo harmônico da corrente I_{s1} (espectro de frequência) no PAC antes e depois da conexão do sistema eólico. Além disso, verifica-se também a redução da componente fundamental (primeiro harmônico), indicando que o sistema eólico está injetando potência ativa na rede, para a carga (linear + não linear).

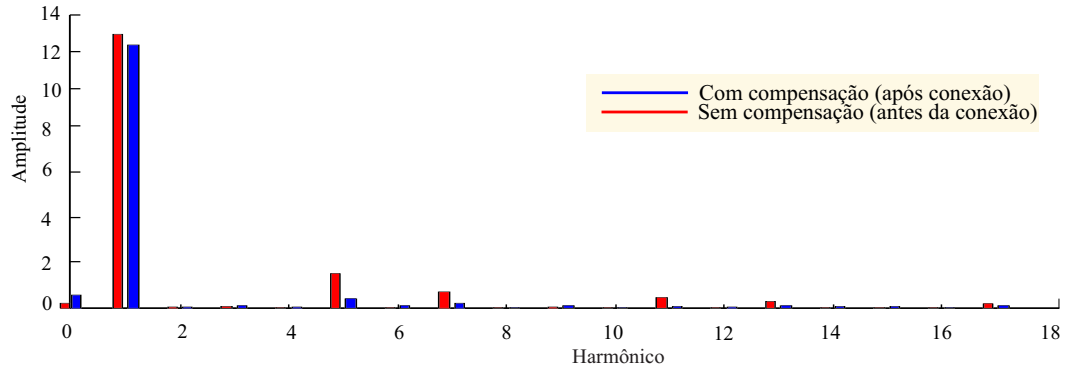


Figura 4.17: Espectro de frequência da corrente I_{s1} , antes (vermelho) e depois (azul) da conexão da cogeração eólica.

Na Figura 4.18 está mostrada a corrente da rede elétrica de eixo direto no referencial estacionário i_{sd}^s e a corrente de referência da rede elétrica de eixo direto no referencial estacionário i_{sd}^{s*} , na qual comprova-se o bom desempenho do controlador, uma vez que a corrente de controle segue a sua referência, mesmo apresentando distorções harmônicas. Da mesma forma, a Figura 4.19 mostra o comportamento da corrente de eixo em quadratura no referencial estacionário i_{sq}^s e a corrente de referência da rede elétrica de eixo em quadratura no referencial estacionário i_{sq}^{s*} , apresentando resultado satisfatório, ou melhor, seguimento de referência.

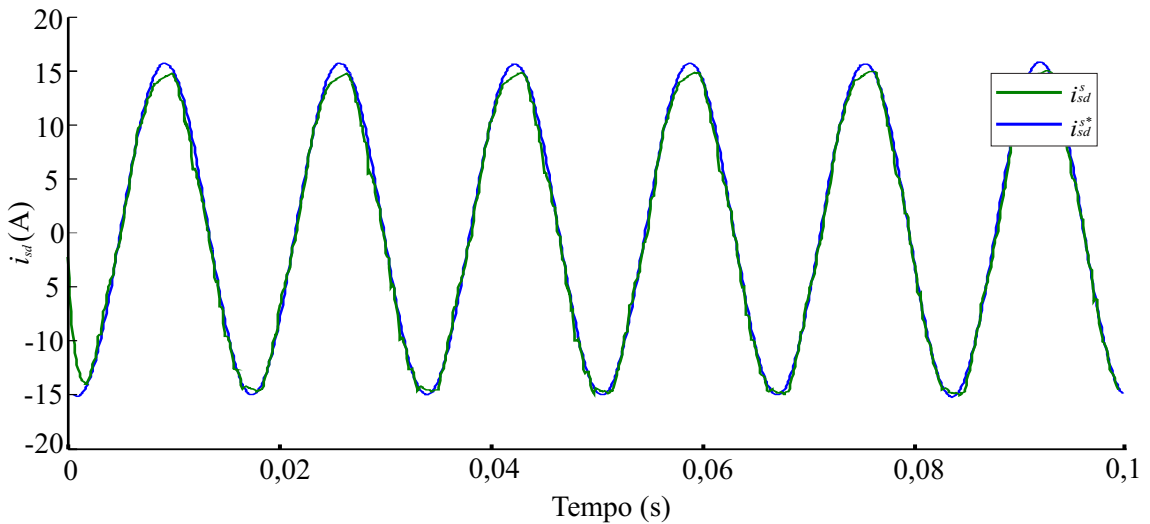


Figura 4.18: Corrente de referência de eixo direto (azul), i_{sd}^{s*} , e corrente de eixo direto (verde), i_{sd}^s , no referencial estacionário.

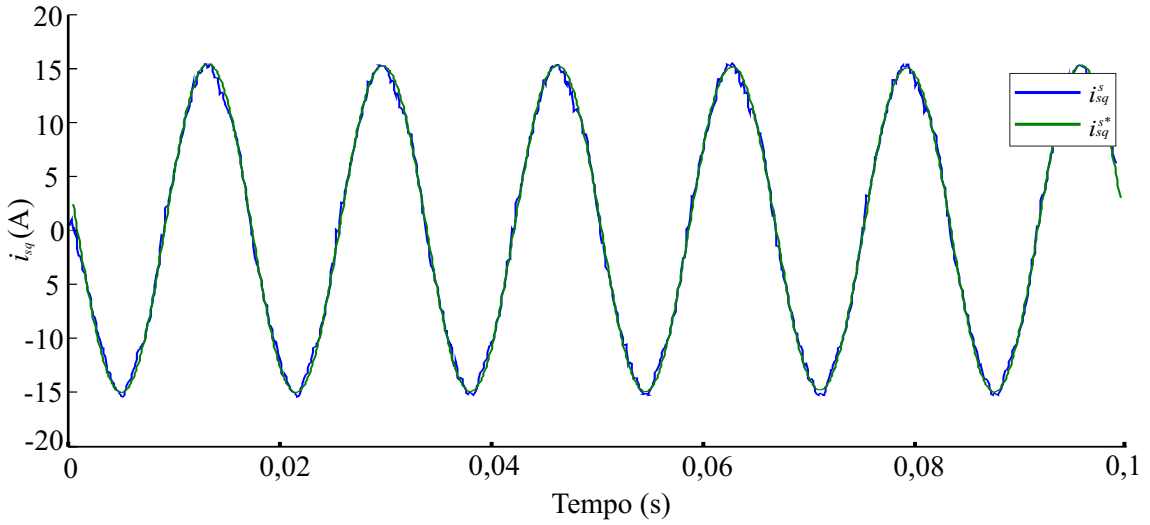


Figura 4.19: Corrente de referência de eixo em quadratura (verde), i_{sq}^{s*} , e corrente de eixo em quadratura (azul), i_{sq}^s , no referencial estacionário.

Assim, com base nos resultados apresentados anteriormente, fica evidenciado que o controle das correntes implementado pelo DSC realiza duas tarefas simultâneas: compensação de harmônicos e correção do fator de potência.

4.4 Síntese do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os resultados experimentais obtidos através de uma plataforma de testes elaborada no Laboratório de Eletrônica de Potência e Energias Renováveis da UFRN (LEPER-UFRN). O sistema analisado foi a conexão de uma geração eólica a uma rede elétrica de distribuição, sendo utilizada uma rede com tensões de fase $127 V_r ms$, e frequência 60 Hz, alimentando uma carga não-linear, sendo composta por um retificador não controlado, associado a um indutor e uma resistência. A geração eólica está conectada à rede elétrica através de conversores: inicialmente a tensão dos terminais do gerador é retificada e elevada através de um conversor *Boost* CC-CC, o qual conecta-se a um barramento CC de um inversor trifásico, o qual está conectado à rede elétrica, fechando o elo entre geração e rede elétrica.

O controle do fluxo de potência foi efetuado utilizando-se um PI para o controle da malha de tensão do barramento CC e um DSC para o controle da malha de corrente. Para o controle do conversor *Boost* foi fixada uma relação cíclica, com o intuito de elevar a tensão da geração, de maneira a conseguir impor o sentido do fluxo de potência da geração para a rede elétrica. A velocidade do gerador foi mantida fixa, não sendo efetuado

o controle do MPPT. Os ensaios praticados visam verificar e controlar o comportamento da conexão entre a cogeração e a rede elétrica, apenas. Os resultados dos controladores foram satisfatórios, uma vez que conseguiu-se injetar potência na rede utilizando a filosofia de controle indireto, apresentando tensões e correntes no ponto de acoplamento em conformidade com norma IEEE std.1547.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho foi apresentada uma plataforma de testes para conexão de um sistema de energia renovável, sistema eólico, ao sistema elétrico de potência (SEP). O intuito do protótipo é controlar o fluxo de potência injetado na rede elétrica, utilizando um conversor de potência do tipo *back-to-back*. A filosofia de controle utilizada é o método indireto, com base no qual o controlador do conversor é implementado tendo como referência as correntes e tensões da rede elétrica. Contudo, nesse trabalho foi analisada apenas a parte do conversor conectada à rede elétrica, sendo a parte conectada à geração tema de trabalhos futuros.

O protótipo apresenta um conversor trifásico CC-CA conectado à rede elétrica, sendo que a sua parte CC é conectada à cogeração através de um conversor *boost* CC – CC. Os terminais do gerador são conectados a um retificador trifásico passivo, uma vez que, a cogeração é conectada ao sistema através de um conversor *boost* CC-CC. A rede elétrica apresenta 127 V_{rms} , 60 Hz, e uma carga linear RL ($R = 20\Omega$ e $L = 60mH$) conectada em paralelo com uma carga não-linear, composta por um retificador trifásico não controlado tendo os seus terminais de saída conectado a uma carga RL ($R = 30\Omega$ e $L = 30mH$).

A escolha da topologia do conversor é baseada nos trabalhos que foram apresentados no Capítulo 2, no qual verificou-se que a tecnologia acerca do uso do conversor na topologia *back-to-back* em conjunto com PMSG está bastante disseminada no mercado atual, e apresenta resultados comprovados. As limitações para esse conversor aumentam com o aumento da capacidade de geração de potência da turbina eólica, que, para o caso de turbinas equipadas com PMSG, necessitam de conversores com potência cada vez mais elevadas, com potência de no mínimo o valor da potência da turbina.

Os ensaios do protótipo foram efetuados em laboratório, no LEPER, utilizando um gerador (PMSG) de 2,02 kW, modelo SWA 71-9,3-30, sendo tracionado por uma má-

quina também de ímã permanente, modelo SWA 71-19-30, de 4,5 kW, ambos da WEG. O controle das máquinas é feito por intermédio de um servoconversor, também da WEG, o modelo SCA 04, através do qual foi fixada uma velocidade de operação de 2400 rpm.

A tensão gerada nos terminais do gerador é retificada e conectada ao barramento CC do conversor conectado à rede, através de um conversor *boost CC-CC*, no qual foi fixada uma razão cíclica de operação no valor de 0,7, de forma a impor fluxo de corrente da geração para a carga. Este valor foi obtido através de testes práticos, com o qual pode-se impor um fluxo de corrente do sentido da cogeração para a rede. Porém, esse valor não garante o MPPT, o qual será foco de trabalhos futuros.

Esse tipo de solução, topologia *back-to-back* em conjunto com PMSG, apresenta resultados bastante satisfatórios e comprovados, como apresentado no Capítulo 2, porém, quando conectados à rede elétrica, vários são os problemas que aparecem no sistema, gerando harmônicos e reduzindo o seu desempenho. Este trabalho propõe uma estratégia de controle utilizando o controlador DSC, para o controle da malha de corrente do conversor, e um PI com *anti-windup*, para a malha de tensão, sendo este projetado utilizando o método SOTO e aquele projetado utilizando o método polinomial.

O controlador DSC associado à estrutura de controle indireto propicia uma compensação de harmônicos no ponto de acoplamento comum, apresentando resultados satisfatórios, associado ao desempenho do controlador de tensão projetado pelo método SOTO, apresentando resultados que estão em conformidade com a norma IEEE std.1547. O controle é feito com base nas tensões e correntes da rede elétrica, sendo que a malha de tensão gera uma corrente de referência, $i_c^* = i_{sd}^*$, para a malha de corrente, determinando as amplitudes das correntes do lado CA do inversor, as quais serão injetadas na rede elétrica. O controle da tensão do barramento CC é efetuado com base no controle dessa corrente de referência, i_c^* .

Assim, pode-se controlar as correntes da rede de forma indireta através do conversor de potência, uma vez que o comportamento do sistema é baseado no balanço de potência. Então, se o sistema eólico fornece potência, seja ativa ou reativa, as potências demandadas pela carga à rede reduzirão, já que parte dessa potência será fornecida pela cogeração, reduzindo as correntes da rede. Assim, essa estratégia de controle indireto associada ao conversor *back-to-back* pode ser uma boa solução para sistemas eólicos com turbinas da ordem de megawatts equipadas com máquinas síncronas a ímãs permanentes, uma vez que essa estratégia permite compensação de harmônicos e aumento do fator de potência no ponto de acoplamento, resultando em tensões e correntes com distorções harmônicas aceitáveis (de acordo com a norma ou especificações vigentes).

5.2 Trabalhos Futuros

Como continuidade deste trabalho diversos temas podem ser explorados, os quais podem contribuir bastante para o meio científico, gerando novas discussões e contribuições interessantes para a área de sistemas de geração eólica. São, então, sugeridas as seguintes propostas:

- Estudo do MPPT para sistemas eólicos;
- Caracterização dos sistemas eólicos frente a afundamentos de tensão, de acordo com a NBR IEC 61400-21;
- Topologia de conversores multinível e paralelos;
- Aprimoramento de conversores de potência *back-to-back* para operar em potências da ordem de 4 MW.

Referências Bibliográficas

ABRANTES, A. Overview of power quality aspects in wind generation. In: *North American Power Symposium (NAPS)*, 2012. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.

ABREU, L.; SHAHIDEHPOUR, M. Wind energy and power system inertia. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 6 pp.–.

AKAGI, H.; KANAZAWA, Y.; NABAE, A. Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, IA-20, n. 3, p. 625–630, May 1984. ISSN 0093-9994.

ANEEL, A. N. de E. E. Setembro de 2013. Disponível em:
<[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06—energia_eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06—energia_eolica(3).pdf)>.

ANEEL, A. N. de E. E. Julho de 2014. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>>.

AZEVEDO, C. C. de. *Controle Adaptativo Robusto para Filtros Ativos de Potência Paralelo*. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE, 2011.

BARBI, I. *Eletrônica de Potência*. 6. ed. [S.l.]: Florianópolis: Edição do Autor, 2006.

BARRETO, R. L. *Contribuições ao Método de Rastreamento de Máxima Potência Para Sistemas Fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE, 2014.

BATTISTA, H. D.; MANTZ, R.; CHRISTIANSEN, C. Dynamical sliding mode power control of wind driven induction generators. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 15, n. 4, p. 451–457, 2000. ISSN 0885-8969.

BLAABJERG, F.; CHEN, Z. *Power Electronics for Modern Wind Turbines*. 1. ed. [S.l.]: Morgan & Claypool Publishers, 2006.

BLAABJERG, F.; LISERRE, M.; MA, K. Power electronics converters for wind turbine systems. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 48, n. 2, p. 708–719, 2012. ISSN 0093-9994.

BLAABJERG, F.; MA, K. Future on power electronics for wind turbine systems. *Emerging and Selected Topics in Power Electronics, IEEE Journal of*, v. 1, n. 3, p. 139–152, 2013. ISSN 2168-6777.

BURTON, T. et al. *Wind Energy Handbook*. [S.l.]: New York: Wiley, 2001.

CARLSSON, A. *The Back-to-back converter: control and design*. Tese (Doutorado) — Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund Institute of Technology, Sweden, 1998.

CARRASCO, J. et al. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 53, n. 4, p. 1002–1016, 2006. ISSN 0278-0046.

CHEN, Z.; GUERRERO, J.; BLAABJERG, F. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 24, n. 8, p. 1859–1875, 2009. ISSN 0885-8993.

DAI, J.; XU, D.; WU, B. A novel control scheme for current-source-converter-based pmsg wind energy conversion systems. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 24, n. 4, p. 963–972, 2009. ISSN 0885-8993.

DENG, F.; CHEN, Z. Power control of permanent magnet generator based variable speed wind turbines. In: *Electrical Machines and Systems, 2009. ICEMS 2009. International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6.

FAULSTICH, A.; STINKE, J.; WITTEWER, F. Medium voltage converter for permanent magnet wind power generators up to 5 mw. In: *Power Electronics and Applications, 2005 European Conference on*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 9 pp.–P.9.

GREENPEACE; GWEC. *Revolução Energética: A caminho do desenvolvimento limpo*. [S.l.], 2013. Disponível em: <http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/image/2013/Agosto/Revolucao_Energetica.pdf>.

GWEC, G. W. E. C. *Global Wind Report: Annual Market Update 2012*. [S.l.], 2013.

HANSEN, A. D. e. a. Review of contemporary wind turbine concepts and their market penetration. *Wind Engineering*, v. 28, p. 247–263, 2004.

HEIER, S. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. [S.l.]: New York: Wiley, 1998.

HEIER, S. *Grid Integration of Wind Energy Conversion System*. [S.l.]: Wiley, 2006.

HONG-HAI, K. et al. Stability improvement of wind power integrated system using pss and svc. In: *Intelligent System Design and Engineering Applications (ISDEA), 2013 Third International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1282–1286.

HOSODA, H.; PEAK, S. Multi-level converters for large capacity motor drive. In: *Power Electronics Conference (IPEC), 2010 International*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 516–522.

HUA, G.; GENG, Y. A novel control strategy of mppt taking dynamics of wind turbine into account. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC '06. 37th IEEE*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–6. ISSN 0275-9306.

HULLE, F. V. *Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power*. [S.l.: s.n.], 2009.

IEA, I. E. A. *World Energy Outlook Special Report 2013: Redrawing the Energy Climate Map*. [S.l.], 2013.

IEC 61400-21. *Wind turbine generator system - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*. 2008.

IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *IEEE Std 1547-2003*, p. 1–28, July 2003.

JACOBINA, C. et al. Digital current control of unbalanced three-phase power electronic systems. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2000. PESC 00. 2000 IEEE 31st Annual*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 2, p. 767–772 vol.2. ISSN 0275-9306.

JACOBINA, C. et al. Modeling and control of unbalanced three-phase systems containing pwm converters. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 37, n. 6, p. 1807–1816, Nov 2001. ISSN 0093-9994.

JIAN-LIN, L. et al. Research on the application of parallel back-to-back pwm converter on direct-drive wind power system. In: *Electric Utility Deregulation and Restructuring*

and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on. [S.l.: s.n.], 2008. p. 2504–2508.

KAZMIERKOWSKI, M. P. et al. *Control in Power Electronics: Selected Problems*. [S.l.]: Academic Press, 2002.

KOURO, S. et al. Recent advances and industrial applications of multilevel converters. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 57, n. 8, p. 2553–2580, 2010. ISSN 0278-0046.

LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and control of an lcl-filter-based three-phase active rectifier. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 41, n. 5, p. 1281–1291, 2005. ISSN 0093-9994.

LISERRE, M. et al. Overview of multi-mw wind turbines and wind parks. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 58, n. 4, p. 1081–1095, 2011. ISSN 0278-0046.

MA, K.; BLAABJERG, F. Multilevel converters for 10 mw wind turbines. In: *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–10.

MA, K.; BLAABJERG, F.; XU, D. Power devices loading in multilevel converters for 10 mw wind turbines. In: *Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 340–346. ISSN Pending.

MA, K.; BLAABJERG, F.; XU, D. Power devices loading in multilevel converters for 10 mw wind turbines. In: *Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium on*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 340–346. ISSN Pending.

MILLIGAN, M. et al. Wind power myths debunked. *Power and Energy Magazine, IEEE*, v. 7, n. 6, p. 89–99, 2009. ISSN 1540-7977.

MME, M. de Minas e E. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. [S.l.: s.n.], 2001.

MOHAMED, Y.-R. Mitigation of dynamic, unbalanced, and harmonic voltage disturbances using grid-connected inverters with lcl filter. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 58, n. 9, p. 3914–3924, Sept 2011. ISSN 0278-0046.

MOHOD, S.; AWARE, M. A statcom-control scheme for grid connected wind energy system for power quality improvement. *Systems Journal, IEEE*, v. 4, n. 3, p. 346–352, 2010. ISSN 1932-8184.

- OLIVEIRA, D. et al. A three-phase high-frequency semicontrolled rectifier for pm wecs. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 25, n. 3, p. 677–685, 2010. ISSN 0885-8993.
- PENA, R.; CLARE, J.; ASHER, G. Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation. *Electric Power Applications, IEE Proceedings -*, v. 143, n. 3, p. 231–241, 1996. ISSN 1350-2352.
- POLINDER, H. et al. Trends in wind turbine generator systems. *Emerging and Selected Topics in Power Electronics, IEEE Journal of*, v. 1, n. 3, p. 174–185, 2013. ISSN 2168-6777.
- QUEVAL, L.; OHSAKI, H. Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines. In: *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2012 International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.
- RADUCU, G. A. *Control of Grid Side Inverter in a B2B Configuration for WT Applications*. Dissertação (Mestrado) — Institute of Energy Technology, Aalborg University, 2008.
- RASHID, M. H. *Power Electronics Handbook*. 2. ed. [S.l.]: Academic Press, 2006.
- RIBEIRO, R. et al. *A Robust DC-Link Voltage Control Strategy to Enhance the Performance of Shunt Active Power Filters without Harmonic Detection Schemes*. 2014. 1-1 p.
- RIBEIRO, R. de A.; AZEVEDO, C. D.; SOUSA, R. de. A robust adaptive control strategy of active power filters for power-factor correction, harmonic compensation, and balancing of nonlinear loads. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 27, n. 2, p. 718–730, Feb 2012. ISSN 0885-8993.
- RüNCOS, F. et al. Geração de energia eólica - tecnologias atuais e futuras. *Weg máquinas - GRUCAD - EEL - TET - UFSC*, 2000. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-geracao-de-energia-eolica-tecnologias-atuais-e-futuras-artigo-tecnico-portugues-br.pdf>>.
- ROCHA, T. de O. A. *Estratégia de Controle Robusto para Interconexão de Sistemas PV Trifásicos à Rede Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE, 2014.

- ROCKHILL, A. et al. Grid-filter design for a multimewatt medium-voltage voltage-source inverter. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 58, n. 4, p. 1205–1217, 2011. ISSN 0278-0046.
- RODRIGUEZ, J. et al. Multilevel voltage-source-converter topologies for industrial medium-voltage drives. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 54, n. 6, p. 2930–2945, 2007. ISSN 0278-0046.
- SEDIGHIZADEH, M.; REZAZADEH, A.; PARAYANDEH, M. Comparison of svc and statcom impacts on wind farm stability connected to power system. *International Journal of Engineering and Applied Sciences (IJEAS)*, v. 2, n. 2, p. 13–22, 2010.
- SENTURK, O. et al. Medium voltage three-level converters for the grid connection of a multi-mw wind turbine. In: *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–8.
- SOARES, V.; VERDELHO, P.; MARQUES, G. An instantaneous active and reactive current component method for active filters. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 15, n. 4, p. 660–669, Jul 2000. ISSN 0885-8993.
- SOUSA, R. M. de. *Estratégia de Controle Robusto para Filtro Ativo Paralelo sem Detecção de Harmônicos de Corrente*. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE, 2011.
- ÅSTRÖM, K. J.; HÄGGLUND, T. *PID Controllers: Theory, Design, and Tuning*. 2. ed. [S.l.]: ISA: The Instrumentation, Systems, and Automation Society, 1995.
- SUN, T.; CHEN, Z.; BLAABJERG, F. Voltage recovery of grid-connected wind turbines after a short-circuit fault. In: *Industrial Electronics Society, 2003. IECON '03. The 29th Annual Conference of the IEEE*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 3, p. 2723–2728 Vol.3.
- TEICHMANN, R.; BERNET, S. A comparison of three-level converters versus two-level converters for low-voltage drives, traction, and utility applications. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 41, n. 3, p. 855–865, 2005. ISSN 0093-9994.
- TENCA, P. et al. Current source topology for wind turbines with decreased mains current harmonics, further reducible via functional minimization. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 23, n. 3, p. 1143–1155, 2008. ISSN 0885-8993.

WANG, Q.; CHANG, L. An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 5, p. 1242–1249, 2004. ISSN 0885-8993.

WU, B. et al. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2011.

ZOU, Y.; ELBULUK, M.; SOZER, Y. Stability analysis of maximum power point tracking (mppt) method in wind power systems. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, v. 49, n. 3, p. 1129–1136, 2013. ISSN 0093-9994.

Índice Remissivo

- Conversor 5L-HB BTB, 24
- Back-To-Back, 18, 21, 23
- Cataventos, 1
- Controle de Corrente, 40
- Controle de Tensão do Barramento CC, 42
- Controle do TSR, 27
- Controle HCS, 27
- Controle Indireto, 39, 46
- Controle por Deslizamento Dinâmico, 15
- Controle PSF, 27
- Conversor 2L-BTB, 21–23
- Conversor 2L-PWM-VSC, 21
- Conversor 3L-HB BTB, 23–25
- Conversor 3L-NPC, 23, 25
- Conversor 3L-NPC + 5L-HB, 25
- Conversor 3L-NPC BTB, 23, 24
- Conversor 5L-HB, 25
- Conversor Back-To-Back, 35, 38
- Conversor Boost CC-CC, 19
- Conversor de Corrente, 20
- Conversor de Tensão, 20
- Conversores Multiníveis, 19, 22–25
- DFIG, 15
- Distorção Harmônica Total, 22
- Energia Eólica, 1
- Geração Eólica, 5
- Gerador de Indução com Rotor Gaiola, 10
- Geradores de Indução, 14
- Geradores de Indução com Rotor Gaiola, 14
- Geradores Síncronos, 14, 16
- Imã permanente, 16
- Modulação PWM, 20
- MPPT, 27
- Paralelismo de Conversores, 22
- PMSG, 17, 19, 35
- Potencial Eólico, 5
- Qualidade de Energia, 28, 33
- SCIG, 10
- Sistemas de Geração Eólica, 9
- Turbinas Eólicas, 1
- Usinas Hidrelétricas, 4
- Usinas Termoelétricas, 4
- WRIG, 14