



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MARLOS DIÓGENES LUCAS**

**Contribuições para o Estudo de Aerogeradores em Operação Coordenada  
com STATCOM**

**FORTALEZA**

**2015**

MARLOS DIÓGENES LUCAS

Contribuições para o Estudo de Aerogeradores em Operação Coordenada com STATCOM

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica. Linha de Pesquisa: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima

FORTALEZA

2015

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

---

L966c Lucas, Marlos Diógenes.  
Contribuições para o estudo de aerogeradores em operação coordenada com STATCOM / Marlos Diógenes Lucas. – 2015.  
102 f. : il. color., enc. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2015.  
Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.  
Orientação: Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima.

1. Engenharia elétrica. 2. Sistemas elétricos - Estabilidade. 3. Redes elétricas - Tensão. I. Título.


MARLOS DIÓGENES LUCAS


CONTRIBUIÇÕES PARA O ESTUDO DE AEROGERADORES EM  
OPERAÇÃO COORDENADA COM STATCOM


Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistema de Energia Elétrica.

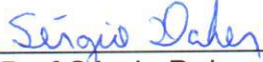
Aprovada em: 30/06/2015

BANCA EXAMINADORA

  
Prof. Francisco Kléber de Araújo Lima, Dr. (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)

  
Prof. Lucas Frizera Encarnação, Dr.  
Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)

  
Prof. Paulo Peixoto Praça, Dr.  
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)

  
Prof Sérgio Daher, Dr-Ing.  
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)

*Aos meus pais, Luciano e Maria Zilma,  
A minha irmã, Amanda,  
A minha amada, Juliana Melo,  
A todos os meus familiares e amigos.*

*Se queres ir rápido, vá sozinho.  
Se queres ir longe, vá em grupo.  
(Provérbio africano)*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Universidade Federal do Ceará, particularmente ao Departamento de Engenharia Elétrica, pela oportunidade que me concederam para desenvolver este projeto e cursar o mestrado em Engenharia Elétrica.

Ao professor Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima, pela confiança em mim depositada, pela transmissão de novos conhecimentos e pela incontestável competência com a qual orientou todo o desenvolvimento desta dissertação.

A todos os professores (pra mim, verdadeiros heróis da nação) do Departamento de Engenharia Elétrica, pelo ensinamento e ajuda repassados que de forma valiosa contribuíram no desenvolvimento deste trabalho, pelos momentos de descontração e amizade.

Aos meus pais Luciano dos Santos Lucas e Maria Zilma Pinheiro Diógenes, a minha querida irmã Amanda Diógenes Lucas, a minha amada Juliana Melo de Pinho pelos inúmeros momentos de ajuda, apoio, e compreensão em ausências e não comparecimento a momentos importantes, a minha sogra Sandra Melo de Pinho por me aturar e ceder todo apoio quase que diariamente em sua residência, aos meus tios Ismênia Pinheiro Diógenes e Eutamar Mendes pelo suporte quando precisei e ao meu afilhado Henrique Diógenes pelos momentos de descontração e diversão.

Ao meu amigo Ernande pela ajuda com seu conteúdo matemático e teórico, para elaboração de artigos e esse trabalho.

A CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo suporte financeiro.

Aos amigos que fizeram parte desta história: Antonio Barbosa (toim), Venicio Soares, Samuel Jó, Edna (lôra), Hermínio, Janaína Almada, Ronny Cacau, Ailton Júnior (vozão), Juliano Pacheco (juju), Bruno Almeida, Francisco Júnior (xico), Wellington Assunção (ULN), Matheus Félix, Esio Eloi, Fernando Américo, Lucas (lucão), Saulo Cunha, Davi Joca, Dalton Honório, Erasmo, Pedro Henrique e Pedro (pedim) pelos inúmeros momentos de descontração e troca de conhecimento.

Aos amigos de Laboratório (LAPIS): Alexandre Carneiro (bros), Daniele Leitte (dani), Paulo (cascavel), Renato Guerreiro (renas), Marcos Antônio (marcão), Leonarda Cajuaz, Dickson e Celso. Eternos amigos de guerra, pelos vários momentos de descontração e trabalhos em grupo ou não.

A todos os que contribuíram direta ou indiretamente para a realização desse trabalho e aos que eu não tenha aqui citado, pois seria impossível colocar o nome de todas as pessoas que fizeram parte desta conquista.



## RESUMO

O constante aumento da demanda energética de um país é sempre alvo de preocupação para os operadores de sistemas. Isto implica diretamente no aumento do grau de exigência dos novos procedimentos de rede. Dentre outros tipos de exigência, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), solicita, por exemplo que a tensão contratada seja controlada pelo solicitante em níveis entre 0,95 e 1,05 *p.u.* (230kV). Quando existem no sistema, centrais eólicas de geração baseados em máquina de indução duplamente alimentada, esta preocupação é ainda maior. Isto porque este tipo de máquina, possui seu estator conectado diretamente à rede, tendo, por sua vez, maior sensibilidade a oscilações de tensão. Sabendo disto, nos últimos anos a eletrônica de potência tem estado cada vez mais presente no setor elétrico, a exemplo do *Static Synchronous Compensator*, o STATCOM, que através do gerenciamento da potência reativa, pode melhorar e muito a ponto de até anular efeitos causados por oscilação de tensão. Visando uma aplicação semelhante a esta, este trabalho investiga a operação conjunta entre o STATCOM e centrais eólicas no que diz respeito ao suporte à tensão do sistema no qual esta incorporação é conectada. Decidiu-se basear o estudo num cenário existente no nordeste brasileiro pois desta forma, é possível ter noção dos reais efeitos que um STATCOM pode trazer, positivamente, ao sistema. Este trabalho apresenta uma técnica para dimensionamento do STATCOM bem como discussões gerais sobre possíveis desvantagens desta aplicação. Além disso, é utilizado dois softwares para elaboração dos resultados: MatLab, que através de scripts calcula todos pontos de interesse para a análise; e ANAREDE, para verificação e comparação dos resultados obtidos através do primeiro software. E ainda, este estudo mostra que o *script* desenvolvido é capaz de designar resultados que se aproximam bastante das respostas do ANAREDE, que são conferidos através do comportamento do erro das respostas de ambos os programas. Por fim, com objetivo de mostrar o funcionamento dos modos de operação do STATCOM conectado ao sistema, são explicitados resultados retirados pelo *software* PSCAD para um cenário diferente do estudado.

**Palavras-chave:** Dispositivos FACTS. DFIG.

STATCOM. Estabilidade de Sistemas Elétricos. Suporte à tensão da rede.

## ABSTRACT

The constant increase in energy demand of a country is always the target of concern for system operators. This implies directly in increasing degree of requirement of the new grid procedures. Among other types of requirement, the ONS (National Electricity System Operator), requests, for example that the tension is controlled by contractor requestor is always controlled between 0.95 and 1.05 *p.u.*. When there are in the system, wind generation plants based on doubly fed induction machine, this concern is even greater. This is because this type of machine, has its stator connected directly to the network, and in turn more sensitive to voltage fluctuations. Knowing this, in recent years the power electronics is being increasingly present in the electricity sector to mitigate these failures, the example of *Static Synchronous Compensator*, the STATCOM, that through the management of reactive power, can improve and the point until oscillation effects of annular tension. Targeting an application similar to this, this work brings an idea of STATCOM operating in conjunction with wind farms on serviceability of the desired bar voltage. It was decided to base the study on existing scenario in northeastern Brazil because this way, you can get a sense of the real effects of a STATCOM can bring, positively, to the system. This paper presents a technique for STATCOM sizing as well as general discussions about possible disadvantages of this application. In addition, is used two softwares for preparation of results: MatLab, which through scripts calculates all points of interest for analysis; and ANAREDE, for verification and comparison of the results obtained through the first software .

**Keywords:** wind energy. DFIG. STATCOM. Stability of Power Systems. Voltage support.

**LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

AC	Alternating Current;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
ANSI	American National Standards Institute;
CAI	Critério das Áreas Iguais;
CC	Corrente Contínua;
CLM	Conversor do Lado da Máquina;
CLR	Conversor do Lado da Rede;
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator;
EET	Estabilidade Estática de Tensão;
EMBI	Equivalente Máquina Barra Infinita;
EWEA	European Wind Energy Association;
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System;
FOC	Field Oriented Control;
FP	Fator de Potência;
GTO	Gate Turn-Off Thyristor;
GWEC	Global Wind Energy Council;
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos;
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor;
LT	Linha de Transmissão;
MPPT	Maximum Power Point Tracking;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
PCC	Point of Common Coupling;
PLL	Phase Locked-Loop;
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
PWM	Pulse-Width Modulation;

PWM-ST	Pulse-Width Modulation Sine Triangle;
QEE	Qualidade de Energia Elétrica;
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator;
SED	Subestação de Distribuição;
SEP	Sistema Elétrico de Potência;
SINDAT	Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do Sistema Interligado Nacional;
SSSC	Static Synchronous Series Compensator;
STATCOM	Static Synchronous Compensator;
SVC	Static Var Compensator;
THD	Total Harmonic Distortion;
UPFC	Unified Power Flow Controller;
VOC	Voltage Oriented Control;
VSC	Voltage Source Converter;

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\vec{v}_e^e$	Tensão do estator nas coordenadas do estator;
$\vec{v}_r^r$	Tensão do rotor nas coordenadas do rotor;
$\vec{i}_e^e$	Vetor corrente do estator na coordenada do estator;
$\vec{i}_r^r$	Vetor corrente do rotor na coordenada do rotor;
$R_e$	Resistência do estator;
$R_r$	Resistência do rotor;
$\vec{\omega}_s^e$	Vetor fluxo magnético estatórico nas coordenadas do estator;
$\vec{\omega}_r^r$	Vetor fluxo magnético rotórico nas coordenadas do rotor;
$\theta_{slip}$	Ângulo de escorregamento;
$\omega_s$	Frequência angular do fluxo magnético do estator;
$\omega_{slip}$	Frequência angular do ângulo de escorregamento;
$\vec{i}_e$	Vetor da corrente do estator;
$\vec{i}_r$	Vetor da corrente do rotor;
$\vec{v}_e$	Vetor da tensão do estator;
$\vec{v}_r$	Vetor da tensão do rotor;
$\vec{\Psi}_e$	Fluxo do estator;
$\vec{\Psi}_r$	Fluxo do rotor;
$v_{ed}$	Tensão do estator no eixo direto;
$v_{eq}$	Tensão do estator no eixo de quadratura;
$v_{rd}$	Tensão do rotor no eixo direto;
$v_{rq}$	Tensão do rotor no eixo de quadratura;
$i_{ed}$	Corrente do estator no eixo direto;
$i_{eq}$	Corrente do estator no eixo de quadratura;
$i_{rd}$	Corrente do rotor no eixo direto;
$i_{rq}$	Corrente do rotor no eixo de quadratura;
$\Psi_{ed}$	Fluxo do estator no eixo direto;
$\Psi_{eq}$	Fluxo do estator no eixo de quadratura;
$\Psi_{rd}$	Fluxo do rotor no eixo direto;
$\Psi_{rq}$	Fluxo do rotor no eixo de quadratura;
$L_s$	Indutância própria do estator

$L_r$	Indutância própria do rotor;
$L_m$	Indutância de magnetização;
$T_e$	Conjugado eletromagnético;
$T_m$	Torque mecânico;
$p$	Número de pares de polos;
$J$	Momento de inércia;
$\omega_r$	Velocidade angular do rotor;
$\theta_r$	Posição angular do rotor;
$B$	Atrito;
$p_e$	Potência ativa do estator;
$q_e$	Potência reativa do estator;
$p_r$	Potência ativa do rotor;
$q_r$	Potência reativa do rotor;
$\omega_e$	Frequência angular da rede elétrica;
$\omega_{esc}$	Frequência angular do escorregamento da máquina;
$V_{CC}$	Tensão no barramento $CC$ ;
$I_{CLR}$	Corrente contínua no barramento $CC$ do conversor do lado do rede;
$m$	Índice de modulação;
$I_{CLM}$	Corrente do conversor do lado da máquina;
$\theta_e^*$	Ângulo de rastreamento;

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Configuração típica de aerogeradores baseados em SCIG. ....	20
Figura 1.2	<i>Configurações típicas de aerogeradores de conversor pleno: (a) SCIG. (b) Gerador Síncrono com Caixa de Engrenagens e Excitação de Campo Controlada. (c) Gerador Síncrono Multi-polos com Excitação de Campo Controlada. (d) PMSG.</i> .....	22
Figura 1.3	<i>Configurações típicas de aerogeradores de conversor parcial: (a) Gerador de Indução de Rotor Bobinado (WRIG) com operação com resistor variável. (b) WRIG com operação com resistor fixo.</i> .....	23
Figura 1.4	Topologia clássica do DFIG. ....	23
Figura 1.5	Cenário de simulação do trabalho. ....	27
Figura 2.1	Eixos dos referenciais do estator, rotor e síncrono $dq$ . ....	32
Figura 2.2	Representação dos eixos $dq$ em circuitos equivalentes para o rotor e estator da máquina. ....	35
Figura 2.3	Fluxos de energia na topologia estudada. ....	37
Figura 2.4	Referencial síncrono orientado pelo fluxo magnético do estator. ....	39
Figura 2.5	Diagrama de blocos do controle aplicado ao CLM - FOC. ....	41
Figura 2.6	Vetor tensão da rede. ....	43

Figura 2.7	Conversor do lado da rede. ....	43
Figura 2.8	Diagrama de blocos do controle aplicado ao CLR - VOC. ....	46
Figura 3.1	STATCOM no sistema de potência. ....	48
Figura 3.2	Diagramas fasoriais de tensões e corrente das possíveis condições de operação do STATCOM. ....	50
Figura 3.3	Região operação do STATCOM. ....	50
Figura 3.4	Curva $V \times I$ do STATCOM(preto) comparada com a do SVC(vermelho). ...	51
Figura 3.5	Topologia do STATCOM. ....	52
Figura 3.6	Controle do STATCOM. ....	54
Figura 3.7	Arranjo do STATCOM estudado no trabalho. ....	55
Figura 4.1	Modelo reduzido de um sistema de duas máquinas. ....	59
Figura 4.2	Modelo reduzido do sistema máquina-barra infinita (EMBI). ....	61
Figura 4.3	Modelo EMBI clássico para análise do CAI. ....	63
Figura 4.4	Curvas de $P_m$ e $P_e$ no plano $P \times \delta$ . ....	65
Figura 4.5	Curvas de $P_m$ e $P_e$ no plano $P \times \delta$ sem a barra $\beta$ . ....	66
Figura 4.6	Modelo Geração-Carga reduzido de um sistema de potência. ....	68



Figura 4.7	Curvas P-V com diferentes FP. ....	72
Figura 4.8	Modelo reduzido de um SEP com STATCOM. ....	73
Figura 4.9	Característica $P - \delta$ de um sistema com STATCOM. ....	74
Figura 4.10	Melhoria trazida à curva P-V do sistema. ....	75
Figura 5.1	Sistema estudado com ANAREDE com inserção do STATCOM. ....	78
Figura 5.2	Sistema estudado com PsCAD com inserção do STATCOM. ....	79
Figura 5.3	Gráfico dos limites níveis de tensão. ....	80
Figura 5.4	Característica P-V do sistema original plotado pelo ANAREDE. ....	82
Figura 5.5	Gráfico dos limites níveis de tensão. ....	83
Figura 5.6	Comparação entre curvas P-V do sistema original e reduzido. ....	84
Figura 5.7	Comparação entre curvas P-V plotadas pelo ANAREDE e MatLab do sistema reduzido sem operação do STATCOM. ....	85
Figura 5.8	Ábaco da relação entre tensão desejada na barra Massape 2 e potência nominal do STATCOM. ....	86
Figura 5.9	Plotagem ANAREDE e MatLab para curva P-V do sistema reduzido com valor de potência nominal fornecida pelo ábaco. ....	87
Figura 5.10	Comportamento do desvio interpolado entre plotagens para os dois <i>softwares</i> utilizados. ....	88

Figura 5.11 Sistema equivalente do cenário no PsCAD. ....	90
Figura 5.12 Tensão na barra regulada em <i>p.u.</i> ....	92
Figura 5.13 Formas de onda da tensão da barra regulada e do STATCOM. ....	93
Figura 5.14 Corrente do STATCOM. ....	94
Figura 5.15 Tensão no elo-CC do STATCOM. ....	94
Figura 5.16 Potência reativa do sistema. ....	95

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	Ranking TOP 15 dos Países com Maior Potência Acumulada Instalada em 2014 .....	18
Tabela 2.1	Fluxos de potência para diferentes modos de operação do DFIG. ....	38
Tabela 5.1	Parâmetros de cálculo e impedância dos transformadores. ....	80
Tabela 5.2	Parâmetros das linhas e impedância da rede. ....	81
Tabela 5.3	Parâmetros gerais dos parques eólicos. ....	81
Tabela 5.4	Parâmetros das linhas e impedância da rede para o sistema reduzido. ....	84
Tabela 5.5	Parâmetros do DFIG. ....	91
Tabela 5.6	Parâmetros do STATCOM. ....	91
Tabela 5.7	Parâmetros do sistema equivalente. ....	91

## SUMÁRIO

<b>Lista de Figuras</b> .....	xii
<b>Lista de Tabelas</b> .....	xiii
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	17
<b>1.1 Tipos de Aerogeradores</b> .....	19
<b>1.1.1 Aerogeradores de Velocidade Fixa</b> .....	19
<b>1.1.2 Aerogeradores de Velocidade Variável</b> .....	21
<b>1.2 Dispositivos FACTS</b> .....	24
<b>1.2.1 Limites de tensão</b> .....	25
<b>1.2.2 Limites térmicos</b> .....	25
<b>1.2.3 Limites de estabilidade</b> .....	25
<b>1.2.4 Alguns dispositivos FACTS</b> .....	26
<b>1.3 Dispositivos FACTS e o Suporte à Tensão da Rede</b> .....	26
<b>1.4 Qualidade de energia elétrica</b> .....	28
<b>1.5 Proposta e objetivos do trabalho</b> .....	28
<b>1.6 Organização dos próximos capítulos</b> .....	28
<b>2 AEROGERADORES BASEADOS EM DFIG: TOPOLOGIA CLÁSSICA</b> ...	30
<b>2.1 Modelo de 5ª Ordem</b> .....	30
<b>2.2 Princípio de Operação</b> .....	36
<b>2.3 Conversor do Lado da Máquina</b> .....	39
<b>2.4 Conversor do Lado da Rede</b> .....	42
<b>2.5 Conclusão</b> .....	46
<b>3 Static Synchronous Compensator - O STATCOM</b> .....	48
<b>3.1 Princípio de funcionamento</b> .....	48
<b>3.2 Modelo linear do STATCOM</b> .....	52

3.3	Sistema de controle .....	53
3.4	Topologia estudada .....	55
3.5	Conclusão .....	56
4	<b>ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....</b>	<b>57</b>
4.1	Introdução .....	57
4.2	Estabilidade Angular em Sistemas Elétricos de Potência .....	58
4.2.1	<i>Fundamentação Matemática .....</i>	<i>59</i>
4.2.2	<i>Critério das Áreas Iguais (CAI) .....</i>	<i>63</i>
4.2.2.1	<i>Interpretação Física e Matemática .....</i>	<i>64</i>
4.3	Estabilidade Estática de Tensão - EET .....	66
4.3.1	A Curva P-V .....	67
4.3.1.1	<i>Formulação Matemática .....</i>	<i>67</i>
4.3.1.2	<i>A análise de estabilidade com a curva P-V .....</i>	<i>71</i>
4.4	Estabilidade para Sistemas com STATCOM .....	73
4.4.1	<i>Estabilidade transitória .....</i>	<i>73</i>
4.4.2	<i>Estabilidade estática .....</i>	<i>74</i>
4.5	Conclusão .....	75
5	<b>CENÁRIOS DE ESTUDO: A OPERAÇÃO COORDENADA.....</b>	<b>77</b>
5.1	Introdução .....	77
5.2	Descrição dos Cenários .....	79
5.2.1	<i>Cenário 1: MatLab x ANAREDE.....</i>	<i>79</i>
5.2.1.1	<i>Característica sem operação do STATCOM .....</i>	<i>82</i>
5.2.1.2	<i>Dimensionamento do STATCOM .....</i>	<i>85</i>
5.2.1.3	<i>Possíveis critérios de parada para a potência máxima do STATCOM.....</i>	<i>88</i>
5.2.2	<i>Cenário 2: Avaliação operacional via PsCAD .....</i>	<i>90</i>
5.2.2.1	<i>Resultados de simulação .....</i>	<i>92</i>
5.3	Conclusão .....	95
6	<b>CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>97</b>

<b>6.1</b>	<b>Conclusão Geral.....</b>	<b>97</b>
<b>6.2</b>	<b>Sugestões Futuras .....</b>	<b>98</b>
	<b>Referências .....</b>	<b>100</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A preocupação com a degradação do meio ambiente devido a própria atividade humana e a crescente demanda por energia elétrica fazem com que haja o aumento do interesse em diversificar a matriz energética de maneira a impulsionar investimentos em fontes renováveis de energia para termos alternativas energéticas como: eólica, solar, biomassa e PCHs.

Por ter, na maioria das vezes, maior viabilidade econômica, a conversão eólicoelétrica, vem se destacando cada vez mais entre as demais fontes alternativas. Prova disso é o exponencial crescimento da capacidade acumulada instalada deste tipo de geração em nível global, que em 2013, chegou a 369.553 MW, segundo dados do Conselho Global de Energia Eólica ou, do inglês, *Global Wind Energy Council* (GWEC).

Como desvantagem, existem vários estudos que apontam relevância no impacto ambiental deste tipo de fonte renovável. Impactos como ruído sonoro, interferência na paisagem local e possível impacto na fauna da região, são pontos que fazem os investimentos neste tipo de empreendimento serem repensados. Entretanto, sabendo que todo tipo de fonte de geração possui seus impactos ambientais, é possível perceber que degradação ao meio ambiente ocasionado pelas fazendas eólicas passam a ser toleráveis.

Em nível de continente, a Ásia, Europa e América do Norte representam as maiores participações em potência eólica instalada, a saber: 142.119 MW, 133.969 MW e 77.953 MW, respectivamente. A participação dos demais continentes, porém não menos importante, respondem, juntas, por 15.512 MW. O Brasil é responsável por 5.939 MW e o 10º país mais importante neste setor. Para se ter uma maior noção, a Tabela 1.1 mostra o atual *ranking* dos países com maior potência instalada, além da taxa de crescimento na área de cada país (GWE, 2015).

Um reflexo imediato deste crescimento é o aumento da penetração da geração de energia a partir de fontes eólicas, isto é, a contribuição efetiva dessa fonte na matriz energética do país. Como mostrado anualmente em dados estatísticos da Associação Européia de Energia Eólica ou, do inglês, *The European Wind Energy Association - EWEA*, neste quesito, destacam-se principalmente países, como: Dinamarca, Portugal, Espanha, Irlanda e Alemanha (WIP, 2015). Em âmbito nacional, apesar de estudos apontarem para números superiores a 5,7 GW de potência gerada dos ventos, a penetração desta fonte na matriz energética nacional não ultrapassa os 5% (BIG, 2015). Isto porque 62% da nossa matriz energética é composta por usinas hidrelétricas. No entanto, é importante ressaltar que o ritmo de expansão da matriz eólica de geração vem aumentando ao passar dos anos (vide GWE (2015)). No último ano o Brasil foi o 4º país que mais cresceu neste tipo de geração de energia. Isto implica no aumento contínuo da

Tabela 1.1: Ranking TOP 15 dos Países com Maior Potência Acumulada Instalada em 2014

Posição	País	Potência acumulada instalada no fim de 2013 [MW]	Potência instalada em 2014 [MW]	Potência acumulada instalada no fim de 2014 [MW]
1º	China	91.412	23.351	114.763
2º	EUA	61.110	4.854	65.879
3º	Alemanha	34.250	5.279	39.165
4º	Espanha	22.959	28	22.987
5º	Índia	20.150	2.315	22.465
6º	Reino Unido	10.711	1.736	12.440
7º	Canadá	7.823	1.871	9.694
8º	França	8.243	1.042	9.285
9º	Itália	8.558	108	8.663
10º	Brasil	3.466	2.472	5.939
11º	Suécia	4.382	1.050	5.425
12º	Portugal	4.730	184	4.914
13º	Dinamarca	4.807	67	4.845
14º	Polónia	3.390	444	3.834
15º	Turquia	2.958	804	3.763
	<b>Resto do Mundo</b>	32.605	4.659	36.672
	<b>Total</b>	318.596	51.477	369.553

FONTE: Adaptada de (GWE, 2015)

penetração da energia eólica na matriz.

Apesar da participação deste tipo de geração ser um fator bem desejado para qualquer matriz energética, esta traz consigo alguns fatores indesejáveis. Para uma extração de energia de forma adequada e eficiente num regime de intermitência, como o do vento, é necessário a utilização de conversores, baseados em eletrônica de potência, para prover uma operação em frequência e tensão constantes, porém com uma velocidade do vento variável. O que resulta, sem os devidos cuidados, na elevação da distorção harmônica total ou, do inglês, *Total Harmonic Distortion - THD*, extremamente indesejadas nos sistemas elétricos de potência.

Além disso, com o aumento do número de plantas eólicas no sistema e conseqüente ampliação da rede, com o passar dos anos, é inevitável que a instabilidade do sistema e o número de falhas também se elevem. Sendo cada vez mais necessário que as próprias plantas eólicas interfiram de modo a ajudar, quando necessário, na estabilização da rede com a injeção ou absorção de reativos. Fazendo com que haja a garantia da qualidade do serviço e do produto.

Existem atualmente várias soluções para os problemas citados anteriormente. Para a correção do THD, adota-se, na maioria das vezes por conta a alta eficácia operacional, a filtragem das tensões e correntes harmônicas através de filtros passivos, ativos ou híbridos. Basicamente estes filtros têm a função de promover um caminho de baixa impedância para determinadas frequências harmônicas, responsáveis por diminuir a qualidade de energia do sistema.

Uma das técnicas bastante conhecida e aplicada para a regulação da tensão da rede elétrica é a compensação reativa. Dependendo do caso, a rede pode está demandando, o que



caracteriza uma situação indutiva, ou gerando (característica capacitiva) reativos. Em alguns parques ou plantas eólicas, devido a própria tecnologia e características das máquinas, pode ser complicado para o aerogerador ajudar a rede no reestabelecimento de sua característica operacional, pois, dependendo da severidade da variação, a máquina pode não ter potência suficiente para a manutenção da tensão do sistema. Portanto, tendo em vista a problemática desta situação, pensou-se em aplicar como um suporte para a compensação reativa da própria máquina, a operação conjunta com dispositivos para sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada ou, do inglês, *Flexible AC Transmission Systems - FACTS*.

Desta forma, para o total entendimento da proposta do trabalho, serão esclarecidas, nas próximas seções, algumas das tecnologias existentes de aerogeradores bem como os dispositivos FACTS mais atuantes no mercado.

## 1.1 Tipos de Aerogeradores

Na história da conversão da energia eólica em energia elétrica, a tecnologia vem crescendo cada vez mais a fim de se obter maior aproveitamento ou eficiência na conversão. Tecnologia esta que, historicamente, que deu origem a duas filosofias de aerogeradores: de velocidade fixa e de velocidade variável.

### 1.1.1 Aerogeradores de Velocidade Fixa

Vastamente utilizada entre as décadas de 80 e 90, a topologia de aerogeradores de velocidade fixa faz uso de um gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, do inglês, *Squirrel Cage Induction Generator (SCIG)*, diretamente conectado à rede através de um transformador de acoplamento.

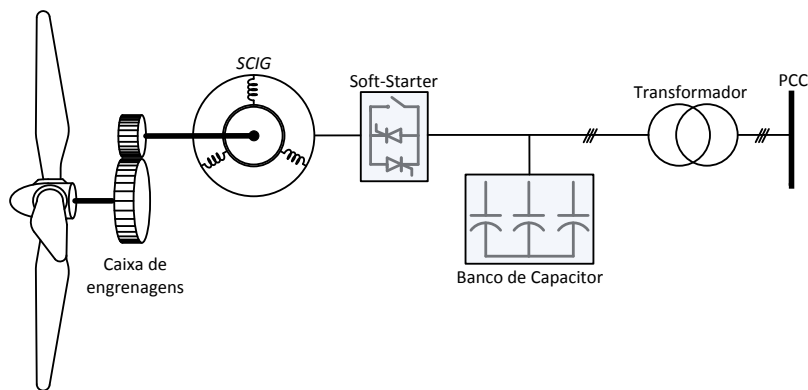
Por ser conectado diretamente ao sistema, a frequência da rede e o número de polos da máquina determina a velocidade do gerador, que por sua vez, define a velocidade do rotor (variação de 1 a 2%), o que dispensa qualquer dispositivo para sincronização do gerador à rede. Isso traz algumas vantagens como uma construção robusta e simplificada, além de mais acessível financeiramente (BLAABJERG; CHEN, 2006).

Todavia, aerogeradores deste tipo conferem algumas sérias desvantagens. O fato de operar somente em velocidade fixa, exige que o sistema tenha uma operação contínua e estável e apesar de ter uma configuração mais acessível, sua composição mecânica exige mais resistência para a absorção de estresses mecânicos. Outros pontos positivos e negativos deste tipo de máquina são discutidos em Blaabjerg e Chen (2006).

Pode-se afirmar que em sua operação sempre haverá o consumo de reativos da rede

para magnetização da máquina e do transformador de acoplamento. Desta forma, para o atendimento dos procedimentos de rede, em quase todos os casos há a aplicação de banco de capacitores para a compensação reativa necessária à partida bem como a própria característica indutiva da máquina. São usados *soft-starters* para a partida das máquinas a fim de reduzir a corrente de *in-rush*. Na Figura 1.1 é representada a configuração de um aerogerador baseado em SCIG (ACKERMANN, 2012).

Figura 1.1: Configuração típica de aerogeradores baseados em SCIG.



Fonte: Próprio autor

Porém, é importante ressaltar que apesar da ausência de controle de potência, o que contribui para a maior limitação deste tipo de aerogerador, existem aplicações de três métodos de controle aerodinâmicos para limitação do estresse mecânico, a saber:

- *Estol Passivo*

Inicialmente aplicado em aerogeradores dinamarqueses, este método era facilmente escolhido devido ao baixo custo, alta simplicidade e robustez. Consiste basicamente em uma angulação fixa das pás, fazendo com que, a partir da velocidade nominal de vento, exista uma turbulência considerável na superfície da pá que limita naturalmente a potência gerada e a velocidade de operação. Para garantir que a limitação da potência e velocidade seja de forma mais suave, as pás são projetadas com uma leve torção ao longo de seu comprimento (ACKERMANN, 2012).

- *Estol Ativo*

Como visto anteriormente, o estol pode ser induzido por altas velocidades de vento, mas também pelo o aumento do ângulo de ataque da pá. Aerogeradores com este tipo de controle aerodinâmico são dotados de pás ajustáveis através de um controle de passo. Quando o vento excede à velocidade nominal, as pás são controladas para aumentarem a

turbulência e causar a redução da potência capturada. A potência capturada, no entanto, pode ser mantida (WU et al., 2011).

- *Controle de Passo*

Similar ao estol ativo, o controle de passo, mundialmente conhecido como controle *pitch*, possui as pás ajustáveis através de motores localizados no ponto de encaixe à nacelle, conhecido como *hub*. Quando o vento atinge uma velocidade que excede os parâmetros nominais da máquina, este controle reduz o ângulo de ataque (fazendo com que haja uma renúncia de vento).

Quando o vento está abaixo da velocidade nominal, a angulação é mantida no valor em que o ataque seja máximo. Quando o vento está acima da velocidade nominal, o ângulo de ataque é reduzido para que haja uma diferença de pressão na frente e na traseira da pá que confere uma diminuição na força de sustentação (WU et al., 2011)

Apesar de vastamente utilizada em topologias de velocidade variável, esta estratégia pode ser aplicada para aerogeradores de velocidade fixa para a uma maior controlabilidade dinâmica da turbina, isto é, partida e parada emergencial de forma controlada. Em contrapartida, em altas velocidades, uma pequena variação na velocidade do vento causará grandes oscilações na potência da máquina. O controle de passo não é rápido o suficiente para mitigar ou evitar essas oscilações. O uso do controle de passo para aerogeradores de velocidade constante é bastante incomum (ACKERMANN, 2012).

### 1.1.2 *Aerogeradores de Velocidade Variável*

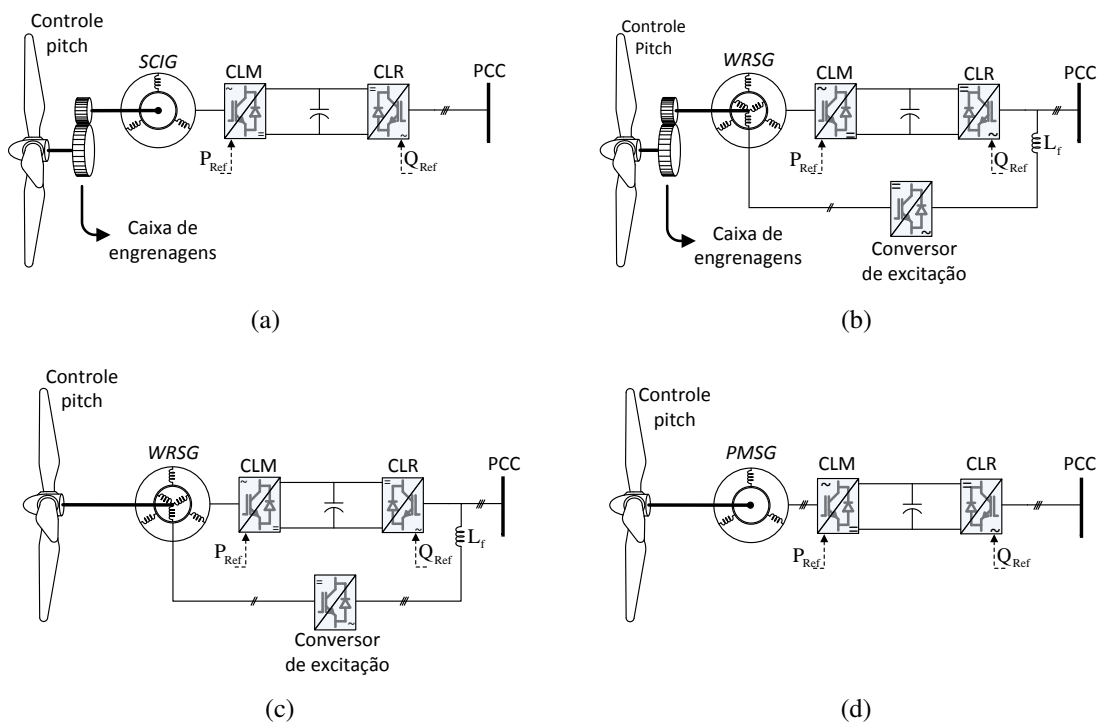
Aerogeradores deste tipo podem alcançar a máxima eficiência na conversão de energia sob uma faixa de variação de velocidade do vento. Isso é possível graças ao controle de rastreamento do ponto de máxima potência (ponto ótimo), do inglês, *Maximum Power Point Tracking (MPPT)* que é responsável, através da análise da velocidade específica, conhecido por *tip speed ratio*, por ajustar a velocidade rotacional de acordo com diferentes velocidades do vento (WU et al., 2011).

Porém, para a operação adequada de aerogeradores de velocidade variável, incluindo todos seus controles, é imprescindível a aplicação da eletrônica de potência através do uso de conversores fonte de tensão, do inglês, *Voltage Source Converter (VSC)*. Existem basicamente duas classes de aerogeradores neste tipo de estrutura: Aerogeradores de conversor pleno, comumente conhecido como *full rated converter* e de conversor parcial, do inglês, *partially rated converter*.

- *Aerogeradores de Conversor Pleno*

De acordo com Blaabjerg e Chen (2006), as topologias que contêm, por exemplo, SCIG ou geradores síncronos de ímã permanente, do inglês, *Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG)*, devem ter seus conversores conectados entre a rede e a máquina, fazendo com que toda a energia convertida seja gerenciada pelos mesmos. Por este fato, são comumente chamados de aerogeradores de conversor pleno. A Figura 1.2 mostra os quatro possíveis sistemas para esta classe de aerogeradores.

Figura 1.2: Configurações típicas de aerogeradores de conversor pleno: (a) SCIG. (b) Gerador Síncrono com Caixa de Engrenagens e Excitação de Campo Controlada. (c) Gerador Síncrono Multi-polos com Excitação de Campo Controlada. (d) PMSG.



Fonte: Próprio autor

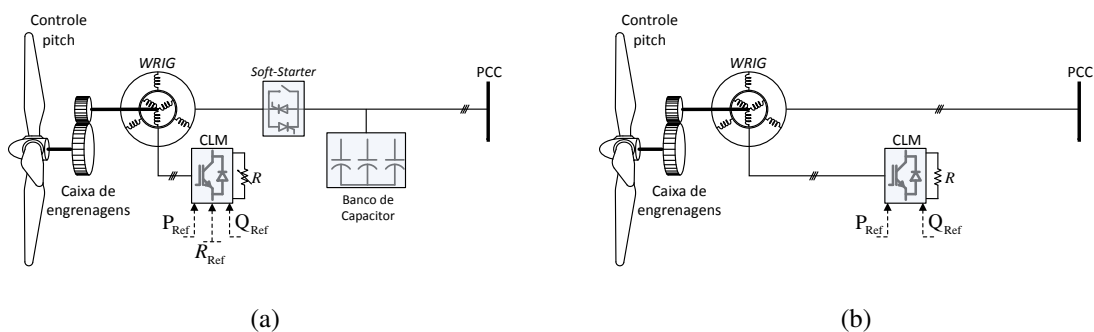
Todos os sistemas vistos acima possuem, basicamente, quase as mesmas características de controle devido ao desacoplamento entre o gerador e a rede pelo elo de corrente contínua ou elo CC, do inglês, *DC Link*, ser o mesmo. Para o total controle da potência ativa e reativa da máquina é adotado usualmente dois *VSCs* dispostos em topologia *back-to-back*, uma configuração comum para conversores. É importante ter em mente que, como mostra a Figura 1.2, cada topologia possui sua técnica de controle.

- *Aerogeradores de Conversor Parcial*

Para topologias com geradores de rotor bobinado, como o gerador de indução duplamente alimentado, do inglês, *Doubly Fed Induction Generator (DFIG)*, apenas o rotor é conectado através de conversores. Esse sistema traz a vantagem de ser bidirecional.

Dependendo do regime de operação da máquina (subsíncrona ou supersíncrona) estes conversores permitem que o rotor também tenha uma parcela da geração, além de permitir um aumento na velocidade máxima de rotação. A parcela da potência processada pelos conversores, bem como o aumento da velocidade máxima operacional são, aproximadamente, 30% dos valores nominais do aerogerador (BLAABJERG; CHEN, 2006). As topologias de aerogeradores de conversores parciais são mostradas na Figura 1.3.

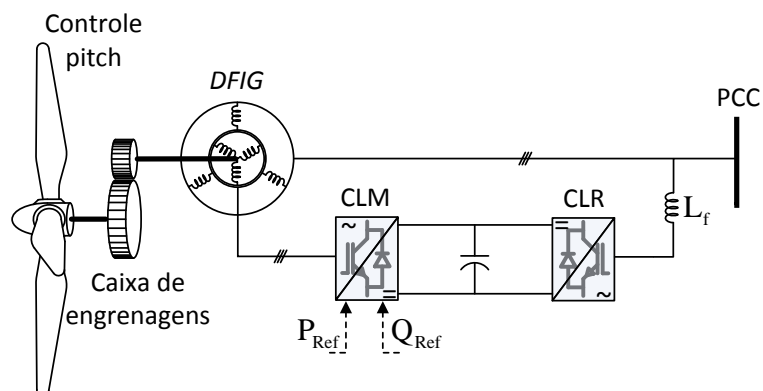
Figura 1.3: Configurações típicas de aerogeradores de conversor parcial: (a) Gerador de Indução de Rotor Bobinado (WRIG) com operação com resistor variável. (b) WRIG com operação com resistor fixo.



Fonte: Próprio autor

Entretanto, podem existir muitas outras topologias que diferem das configurações mostradas acima. Um exemplo disso é a topologia clássica do DFIG, escolhida para o desenvolvimento deste trabalho, ilustrada na Figura 1.4.

Figura 1.4: Topologia clássica do DFIG.



Fonte: Próprio autor

Aerogeradores (DFIG) equipados com conversores *back-to-back*, CA-CC-CA, representam um percentual que chega a 50% de todas as unidades instaladas *onshore*, a nível mundial

(BLAABJERG; CHEN, 2006). Acredita-se que o sucesso desta topologia está, principalmente, no fato desta oferecer soluções factíveis para a qualidade de energia, assim como por garantir o controle das potências ativa e reativa de forma independente. Apesar das máquinas baseadas em DFIG terem maior complexidade, por exemplo, estas conseguem apresentar grandes vantagens frente a outras topologias, tais como:

- Controle independente da potência ativa e reativa do estator;
- Faixa de variação de  $\pm 30\%$  da velocidade nominal do aerogerador;
- Extração otimizada da potência aerodinâmica através do controle de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que consiste na constante busca do ponto ótimo de rendimento;
- Permite otimizações no controle para redução de estresses elétricos e mecânicos;
- Custo relativamente reduzido devido ao uso de conversores de potência reduzida, e por isso, menores perdas e filtros reduzidos;

## 1.2 Dispositivos FACTS

Segundo Song e Johns (1999), o Sistema Elétrico de Potência (SEP) possui basicamente três grandes desafios: distância de transmissão, estabilidade do sistema e o controle do fluxo de potência. Para contorná-los da melhor maneira possível, na história do SEP sempre se optou pela ampliação da rede com construções de novas linhas de transmissão (LTs) e/ou novas subestações de distribuição (SED) para maior flexibilidade do sistema. Entretanto, sabe-se que esta solução torna-se cada vez mais impraticável devido ao custo e tempo de implementação, que chegam a durar meses ou anos. Com o passar dos anos e a evolução da eletrônica de potência, os dispositivos FACTS foram concebidos para conferir ao sistema uma nova proposta de evolução e crescimento, atuando principalmente em:

1. Aumento da capacidade e estabilidade da transmissão de energia nos sistemas elétricos de potência;
2. Controlar diretamente o fluxo de potência em rotas específicas de transmissão.

Como visto, a aplicação dos FACTS visava primeiramente, aumentar a capacidade de transmissão de potência no sistema através de um melhor aproveitamento dos condutores, seja na transmissão ou na distribuição. O problema é que, diferente do sistema de transmissão, na distribuição o maior obstáculo são os limites térmicos e de tensão, enquanto que na transmissão a grande preocupação são os limites de estabilidade. Não é possível aumentar os limites térmicos e de tensão com equipamentos FACTS, mas evitar que os mesmos sejam violados (RODRIGUES, 2010).

Por isso, para uma aplicação adequada dos FACTS, deve-se conhecer os limites operacionais de um sistema que, de forma resumida por Rodrigues (2010), são:

- Limites de tensão;
- Limites térmicos de linhas e outros equipamentos;
- Limites de estabilidade estática.

### ***1.2.1 Limites de tensão***

Por se tratar de uma grandeza manipulável, deve-se assegurar que os efeitos físicos naturais nos sistemas de transmissão, como sobretensões dinâmicas e transientes fiquem dentro do novo limite estipulado ( $\pm 5\%$   $\pm 10\%$  são comuns). De forma tradicional, as tensões nominais de operação podem ser alteradas a partir de combinações de ajustes na potência reativa de geradores, compensadores em derivação fixos ou controláveis mecanicamente e transformadores de tensão, também controláveis mecanicamente. Dispositivos baseados em componentes eletrônicos irão permitir um controle mais rápido das tensões no caso da ocorrência de transitórios (WATANABE et al., 1998).

### ***1.2.2 Limites térmicos***

As propriedades térmicas de qualquer equipamento no SEP é um dos fatores mais preocupantes. Muitas LTs operam com a temperatura bem abaixo do máximo permitido por medida de segurança no caso de contingências. Os dispositivos FACTS atuam de forma que a operação do sistema, usualmente em resposta a perturbações críticas, utilize sua capacidade térmica de uma forma mais eficiente (WATANABE et al., 1998).

### ***1.2.3 Limites de estabilidade***

Os maiores problemas de estabilidade em um sistema de transmissão, como especificado em Hingorani e Gyugyi (2000), são a ressonância subsíncrona, estabilidade transitória, dinâmica e de regime permanente, além dos colapsos de tensão e frequência. Será mostrado posteriormente como os equipamentos FACTS atuam na estabilidade dinâmica (angular) e de regime permanente (estática de tensão) do sistema. Isto porque um dos principais enfoques deste trabalho é mostrar o dimensionamento de um STATCOM através de curvas específicas de estabilidade.

### 1.2.4 Alguns dispositivos FACTS

Dispositivos FACTS, são classificados pelo modo de conexão à rede, a saber: Série, Derivação ou *Shunt* e Misto (*shunt* e série). Alguns dos vários dispositivos existentes no mercado são mostrados a seguir:

- *Static Synchronous Series Compensator - SSSC*

Consegue ser um dos mais importantes e eficientes de todos os dispositivos FACTS série. O Compensador série avançado é baseado em VSC porém com um acoplamento ao sistema através de um transformador em série. Este dispositivo consegue injetar uma tensão senoidal de amplitude variável em fase com a corrente de linha. Uma pequena parcela da tensão injetada no sistema em fase com a corrente do sistema fornece energia para o chaveamento adequado do VSC. A principal contribuição da aplicação do SSSC é o amortecimento das oscilações de potência do sistema (KUMAR; VIJAYSIMHA; SARAVANAN, 2013).

- *Static Synchronous Compensator - STATCOM*

O objetivo da aplicação de um STATCOM, ou Compensador estático avançado, é regular a potência reativa de forma controlada. Baseado em VSC com um capacitor conectado em seu elo-CC, trata-se de um dispositivo *shunt*, ou derivação. Este dispositivo é capaz de produzir tensões em fase com as tensões do sistema em seus terminais. Esta característica de operação permite que a corrente que flua do compensador à rede seja manipulável, ou seja, adiantada ou atrasada da tensão do sistema. Assim, consegue-se fornecer características indutivas ou capacitivas ao sistema (WATANABE et al., 1998). O STATCOM será o dispositivo FACTS utilizado neste trabalho. O funcionamento do controle do STATCOM será especificado posteriormente

- *Unified Power Flow Controller - UPFC*

Consiste na união de um FACTS série com um *shunt*. Pode ser formado na operação conjunta de um STATCOM e um SSSC. A principal vantagem deste dispositivo é que as 2 fontes podem operar separadamente como dois compensadores distintos de potência reativa. O UPFC pode ser controlado de maneira que este possa gerar uma tensão de compensação, com qualquer amplitude e fase, sendo sua região de operação, um círculo (WATANABE et al., 1998).

## 1.3 Dispositivos FACTS e o Suporte à Tensão da Rede

O aumento da capacidade de parques eólicos é sempre uma boa notícia para o sistema. O problema é que, devido grande parte das máquinas que constituem os parques serem baseados

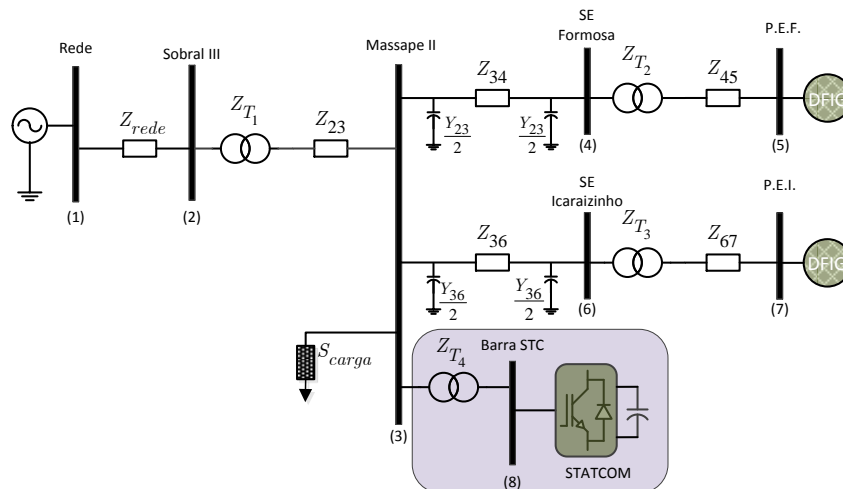


em máquinas de indução, existirá uma drenagem de reativos da rede, cada vez maior (SALEHI; AFSHARNIA; KAHROBAEE, 2006). Este problema pode ser mitigado com uma mudança operacional do valor de referência da potência reativa no controle das máquinas, para que haja o suporte à regulação de tensão ao sistema. Entretanto, apesar deste constante crescimento de suporte à rede, as unidades geradoras podem não ser suficientes para o gerenciamento de reativos do sistema, podendo causar muitas complicações à rede, como queda de tensão e instabilidade da tensão no sistema, especialmente em grandes variações de carga.

Como citado antes, os equipamentos FACTS podem ser associados ao sistema para que haja uma otimização operacional na transmissão de energia elétrica. O STATCOM por exemplo, pode ser utilizado para contribuir com este gerenciamento de reativos do sistema. Isto garantiria que a tensão de um determinado ponto do sistema seja regulada, respeitando os limites exigidos por normas.

Posteriormente será tratado neste trabalho o estudo de caso de um STATCOM operando conjuntamente com o sistema específico de conversão eólico-elétrica visto na Figura 1.4. O sistema estudado é mostrado na Figura 1.5.

Figura 1.5: Cenário de simulação do trabalho.



Fonte: Próprio autor

Além das vantagens da aplicação de dispositivos FACTS discutidas anteriormente, é possível melhorar também, a qualidade de energia elétrica (QEE) no que diz respeito a mitigação de efeitos harmônicos. Isto porque pode-se alterar a estratégia de controle dos dispositivos mais avançados para ter a filtragem de harmônicos de tensão como objetivo principal, por exemplo.

## 1.4 Qualidade de energia elétrica

A QEE é bastante usada para expressar a qualidade das grandezas de tensão e corrente do sistema (CHATTOPADHYAY; MITRA; SENGUPTA, 2011). De forma bem resumida, define-se QEE, um termo que mensura o quão as tensões e correntes estão em seu comportamento desejado. Em outras palavras, deseja-se que as grandezas tenham forma de onda senoidal com frequência e valor eficaz constantes. A degradação da QEE é causada principalmente por distúrbios como surtos de tensão, *notches*, sobretensão, subtensão, sistemas desequilibrados de tensão e distorções harmônicas. Para melhor entendimento de problemas que afetam a qualidade da energia, são mostrados em Chattopadhyay, Mitra e Sengupta (2011) vários tipos de distúrbios bem como suas classificações de acordo com normas internacionais.

## 1.5 Proposta e objetivos do trabalho

O trabalho propõe a investigação dos efeitos do STATCOM operando conjuntamente com um sistema de aerogeração baseado em DFIG em topologia clássica para conceder suporte à tensão da rede.

Os principais objetivos do trabalho são:

- Apresentar um critério de dimensionamento de um STATCOM para suporte à tensão a um sistema em níveis exigidos por procedimentos de rede;
- Analisar o comportamento do sistema proposto de modo a destacar os benefícios resultantes desta incorporação;
- Demonstrar a eficácia operacional através de simulação computacional do modelo especificado anteriormente;
- Validação dos resultados obtidos através do software ANAREDE;

## 1.6 Organização dos próximos capítulos

Este trabalho está organizado em seis capítulos, que são resumidamente apresentados como se segue:

No **segundo capítulo** e **terceiro capítulo** será abordado todo o funcionamento de um aerogerador equipado com DFIG sob topologia clássica além do STATCOM, respectivamente. Isto inclui detalhar sobre seus princípios de funcionamento, modelagem matemática, controle e curvas de operação para o embasamento teórico necessário.

No **quarto capítulo** será dedicado especialmente para abordar o embasamento teórico sobre estabilidade de sistemas de potência. As estabilidades transitória angular e estática de tensão serão explanadas para dar contraste aos benefícios da inserção de um STATCOM ao sistema.

No **quinto capítulo** será mostrado um critério para dimensionamento do STATCOM para sistemas elétricos de potência. O dimensionamento tomará um sistema real como cenário. Entretanto, devido a complicações na disponibilidade dos parâmetros reais, serão adotados dados de fabricantes de equipamentos comumente usados neste nível de energia.

No **sexto capítulo** será exclusivo à sintetização do que será visto por todo o trabalho, discussão de vários tópicos levantados pelo **quinto capítulo** além de trazer as conclusões finais.

## 2 AEROGERADORES BASEADOS EM DFIG: TOPOLOGIA CLÁSSICA

À medida que a potência instalada para conversão eólio-elétrica se expande no sistema, desafios como aumentar, ainda mais, a suportabilidade das máquinas à falta ou afundamentos de tensão, tornam-se cada vez mais necessários. Isto pode ser explicado devido o aumento da probabilidade de eventos como curto-circuitos ocorrerem pelo fato do sistema estar cada vez mais "malhado". Além disso, é de alto interesse dos operadores de sistemas elétricos, tornar o sistema cada vez mais robusto e estável de modo que unidades geradoras permaneçam conectadas. Esta exigência é explicada pelo alto número de aerogeradores serem desconectados se diante de um afundamento de tensão /citeKleber. Esta necessidade reflete diretamente no mercado de geração eólica, já que é de responsabilidade dos investidores, ter conhecimento de todas as análises e estudos possíveis sobre o DFIG e seu comportamento num aerogerador fornecidos pelos fabricantes.

Os modelos matemáticos permitem a investigação dos comportamentos dinâmicos do gerador para qualquer situação genérica. Porém, a complexidade matemática não contribui para uma análise simplificada de um sistema sob condições transitórias, por exemplo. Isto se agrava especialmente em situações de grandes complexos eólicos de geração, pois estes estudos simulam operação simultâneas de todas as máquinas existentes no complexo.

A importância dos modelos matemáticos reduzidos é justificada na medida em que torna possível a substituição de sistemas completos e de alta complexidade por modelos matemáticos reduzidos com características e comportamentos dominantes do sistema original (LIMA, 2009).

Como o detalhamento matemático é comumente feito através das coordenadas de Park ( $dq$ ), este capítulo tem o objetivo de mostrar todo o desenvolvimento do modelo de 5ª ordem do DFIG, princípio de operação, além do controle por trás dos conversores do lado da rede (VOC) e do lado da máquina (FOC).

### 2.1 Modelo de 5ª Ordem

Como explicitado em Lima (2009), para a análise e modelagem matemática ser bem sucedida, é importante ter em mente algumas considerações iniciais como:

- O rotor é alimentado por um conversor controlado em corrente;
- A máquina é simétrica e está livre de saturação;

- O DFIG possui disposição senoidal e ligação **Y** em seus enrolamentos;
- Os termos sobrescritos *e* e *r* serão relacionados a grandezas do estator e rotor, respectivamente;
- Para grandezas no referencial síncrono (referencial de eixos ortogonais *dq* girantes com velocidade síncrona), não serão utilizados sobrescritos;
- A modelagem faz uso da estratégia de controle orientado pelo campo do estator da máquina.

Sejam as equações da tensão do estator definidas por:

$$\vec{v}_{ea}^e = R_e \vec{i}_{ea}^e + \frac{d\vec{\Psi}_{ea}^e}{dt}, \quad (2.1)$$

$$\vec{v}_{eb}^e = R_e \vec{i}_{eb}^e + \frac{d\vec{\Psi}_{eb}^e}{dt}, \quad (2.2)$$

$$\vec{v}_{ec}^e = R_e \vec{i}_{ec}^e + \frac{d\vec{\Psi}_{ec}^e}{dt}. \quad (2.3)$$

Onde:

- $\vec{v}_{ea}^e, \vec{v}_{eb}^e, \vec{v}_{ec}^e$ : tensões do estator no referencial do estator nas fases a, b e c, respectivamente;
- $\vec{i}_{ea}^e, \vec{i}_{eb}^e, \vec{i}_{ec}^e$ : correntes do estator no referencial do estator nas fases a, b e c, respectivamente;
- $\vec{\Psi}_{ea}^e, \vec{\Psi}_{eb}^e, \vec{\Psi}_{ec}^e$ : fluxos magnéticos do estator no referencial do estator para as fases a, b e c, respectivamente;
- $R_e$ : resistência do estator.

Com a representação das Equações (2.1), (2.2) e (2.3) nas coordenadas do estator através do conceito de vetor espacial girante (sistema de eixos estacionários), tem-se que:

$$\vec{v}_e^e = R_e \vec{i}_e^e + \frac{d\vec{\Psi}_e^e}{dt}. \quad (2.4)$$

Para maior compreensão, a Figura 2.1 permite a visualização dos sistemas de referência através de coordenadas *dq* do estator e rotor da máquina.

Devido à estratégia de controle orientado pelo campo deixar em fase os sistemas de referência *dq* e síncrono (em que o fluxo magnético do estator está posicionado), é necessário readequar a Equação (2.4) para o referencial síncrono com o fator multiplicativo de deslocamento  $e^{-j\mu}$ . Daí, obtemos que:

$$(\vec{v}_e^e)e^{-j\mu} = R_e \vec{i}_e^e e^{-j\mu} + \left(\frac{d\vec{\Psi}_e^e}{dt}\right)e^{-j\mu}. \quad (2.5)$$



Fazendo a decomposição para os eixos  $d$  e  $q$  obtém-se, respectivamente:

$$v_{ed} = R_e i_{ed} + \frac{d\Psi_{ed}}{dt} - \omega_s \Psi_{eq}. \quad (2.9)$$

$$v_{eq} = R_e i_{eq} + \frac{d\Psi_{eq}}{dt} + \omega_s \Psi_{ed}. \quad (2.10)$$

Em que:

- $v_{ed}$  e  $v_{eq}$ : componentes de eixo direto e em quadratura da tensão do estator no referencial síncrono;
- $i_{ed}$  e  $i_{eq}$ : componentes de eixo direto e em quadratura da corrente do estator no referencial síncrono;
- $\Psi_{ed}$  e  $\Psi_{eq}$ : componentes de eixo direto e em quadratura do fluxo do estator no referencial síncrono.

Para o fluxo magnético do estator nos os eixos  $dq$ , tem-se:

$$\Psi_{ed} = L_e i_{ed} + L_m i_{rd}. \quad (2.11)$$

$$\Psi_{eq} = L_e i_{eq} + L_m i_{rq}. \quad (2.12)$$

Em que  $L_e$  e  $L_m$  representam as indutâncias do estator e de magnetização, respectivamente.

De forma análoga, analisando o rotor, temos:

$$\vec{v}_{ra}^r = R_r \vec{i}_{ra}^r + \frac{d\vec{\Psi}_{ra}^r}{dt}, \quad (2.13)$$

$$\vec{v}_{rb}^r = R_r \vec{i}_{rb}^r + \frac{d\vec{\Psi}_{rb}^r}{dt}, \quad (2.14)$$

$$\vec{v}_{rc}^r = R_r \vec{i}_{rc}^r + \frac{d\vec{\Psi}_{rc}^r}{dt}. \quad (2.15)$$

Em que:

- $\vec{v}_{ra}^r, \vec{v}_{rb}^r, \vec{v}_{rc}^r$ : tensões rotóricas no referencial do rotor das fases a, b e c, respectivamente;
- $\vec{i}_{ra}^r, \vec{i}_{rb}^r, \vec{i}_{rc}^r$ : correntes rotóricas no referencial do rotor das fases a, b e c, respectivamente;
- $\vec{\Psi}_{ra}^r, \vec{\Psi}_{rb}^r, \vec{\Psi}_{rc}^r$ : Fluxos magnéticos rotóricos no referencial do rotor das fases a, b e c, respectivamente;

- $R_r$ : resistência do rotor.

Que são representadas através de um vetor espacial girante, nas coordenadas do rotor:

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt}. \quad (2.16)$$

Como mostrado na Figura 2.1, temos que a posição do sistema de coordenadas do rotor é definido por  $\varepsilon$ . Desta forma, é possível verificar que, para a realocação do sistema de referência do rotor para o síncrono, o fator multiplicativo de deslocamento deve conter a diferença destes ângulos, isto é,  $e^{-j(\mu-\varepsilon)}$ . Sendo  $(\mu - \varepsilon)$  o ângulo de escorregamento  $\theta_{esc}$ , temos que:

$$(\vec{v}_r^r) e^{-j\theta_{esc}} = R_r \vec{i}_r^r e^{-j\theta_{esc}} + \left( \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt} \right) e^{-j\theta_{esc}}. \quad (2.17)$$

Sendo que:

$$\frac{d(\vec{\Psi}_r^r e^{-j\theta_{esc}})}{dt} = \left( \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt} \right) e^{-j\theta_{esc}} - j \frac{d\theta_{esc}}{dt} \vec{\Psi}_r^r e^{-j\theta_{esc}}. \quad (2.18)$$

É importante perceber que a defasagem  $\theta_{esc}$  nos resulta a velocidade de escorregamento  $\omega_{esc}$ , pois:

$$\frac{d(\mu - \varepsilon)}{dt} = \omega_s - \omega_r = \omega_{esc}. \quad (2.19)$$

Logo:

$$\left( \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt} \right) e^{-j\theta_{esc}} = \frac{d\vec{\Psi}_r^r}{dt} + j\omega_{esc} \vec{\Psi}_r^r. \quad (2.20)$$

Substituindo (2.20) em (2.17):

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\Psi}_r}{dt} + j\omega_{esc} \vec{\Psi}_r. \quad (2.21)$$

Separando em componentes dos eixos  $d$  e  $q$ :

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\Psi_{rd}}{dt} - \omega_{esc} \Psi_{rq}, \quad (2.22)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\Psi_{rq}}{dt} + \omega_{esc} \Psi_{rd}. \quad (2.23)$$

Para o fluxo magnético no rotor, as equações (2.24) e (2.25) para os eixos  $d$  e  $q$  são dadas por:

$$\Psi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{rd}, \quad (2.24)$$



$$\Psi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{rq}. \quad (2.25)$$

Em que  $L_r$  representa a indutância própria do rotor.

Conforme mostrado em Lima (2009), o torque eletromagnético e a dinâmica mecânica do DFIG são dados por (2.26) e (2.27), respectivamente:

$$T_e = \frac{3}{2} pp (\Psi_{eq} i_{sd} - \Psi_{ed} i_{eq}), \quad (2.26)$$

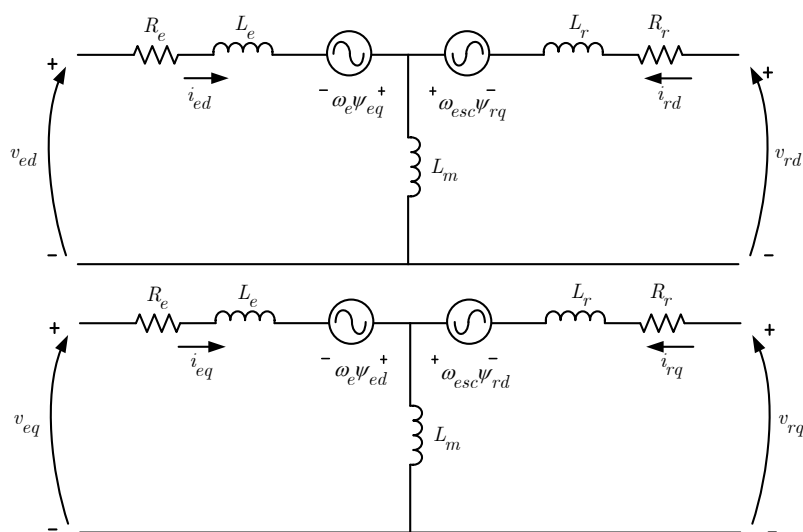
$$J \frac{d\omega_r}{dt} = (T_m - T_e - B\omega_r). \quad (2.27)$$

Onde:

- $T_e$  e  $T_m$ : torque eletromagnético e mecânico, respectivamente;
- $pp$ : número de pares de polos;
- $J$ : momento de inércia do eixo principal que acopla a turbina ao DFIG;
- $B$  e  $\omega_r$ : atrito e velocidade do rotor, respectivamente.

Com as análises para o estator e rotor da máquina é possível escrever os circuitos equivalentes como mostrado na Figura 2.2, que relaciona estator e rotor para os eixos  $dq$  no referencial síncrono.

Figura 2.2: Representação dos eixos  $dq$  em circuitos equivalentes para o rotor e estator da máquina.



Fonte: Próprio autor

Uma vez que o eixo direto  $d$  encontra-se alinhado com o fluxo do estator  $\Psi_e$ , a componente em quadratura do fluxo é nula. Assim, simplificando as equações (2.26) e (2.12), tem-se respectivamente:

$$T_e = -\frac{3}{2}pp(\Psi_{ed}i_{eq}). \quad (2.28)$$

Em que:

$$i_{eq} = -\frac{L_m}{L_e}i_{rq}. \quad (2.29)$$

Reformulando as equações (2.28) e (2.29), obtém-se:

$$T_e = \frac{3L_m}{2L_e}pp(\Psi_{ed}i_{rq}). \quad (2.30)$$

É possível concluir que como mostrado em (2.30) com a aplicação da técnica FOC de controle, o conversor do lado da máquina (CLM) é capaz de controlar o torque eletromagnético da máquina pela corrente em quadratura do rotor.

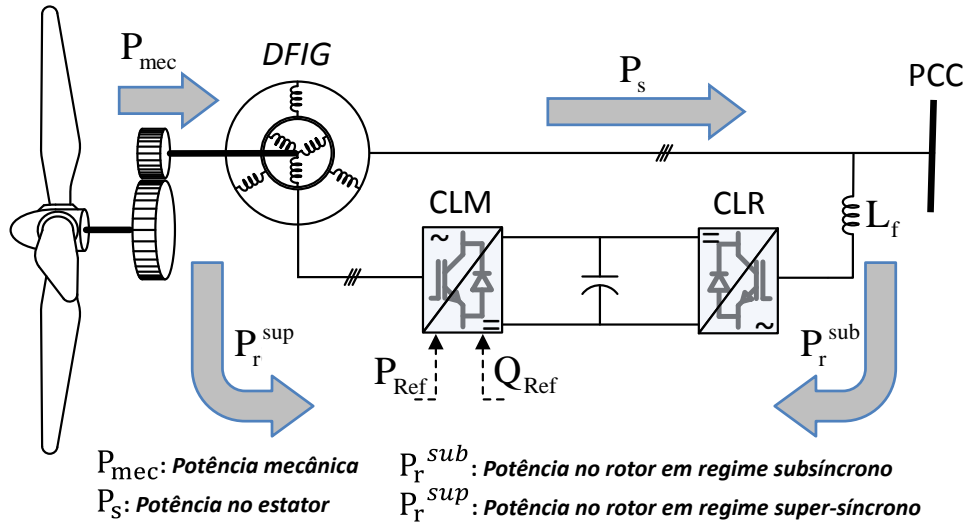
## 2.2 Princípio de Operação

Como já mencionado no capítulo 1, o DFIG possui a alimentação do estator conectado diretamente à rede. No rotor, a interligação é dada através de um conversor *back-to-back*, composto pelo conversor do lado da máquina (CLM) e o conversor do lado da rede (CLR). Desta forma, diferente do SCIG, por exemplo, o DFIG possui sua excitação do rotor e estator de forma independente.

Através do controle aplicado ao conversor, é possível sempre extrair a potência ativa máxima para cada velocidade de vento e, ao mesmo tempo, regular, de maneira desacoplada, a potência reativa do estator. Esta é a função do controle orientado pelo campo, do inglês, *field oriented control (FOC)*, usualmente aplicado ao CLM. Ao CLR é aplicado o controle orientado pela tensão da rede, do inglês, *voltage oriented control (VOC)*. Através deste, a regulação da tensão do elo CC e o controle da potência reativa do rotor, são garantidos.

Conforme escrito por Boldea (2005), este tipo de máquina (WRIG) possui dois modos de operação. A Figura 2.3 sintetiza tais características operacionais desta máquina, bem como o fluxo de potência na topologia estudada em cada situação.

Figura 2.3: Fluxos de energia na topologia estudada.



Fonte: Próprio autor

Entretanto, entre as potências mecânica, do estator e do rotor do DFIG, estando as perdas desconsideradas, existem as relações dadas por:

$$P_s = P_m + P_r \quad \therefore s > 0 \qquad P_s = P_m - P_r \quad \therefore s < 0 \qquad (2.31)$$

Dada a relação entre a potência do estator e rotor injetada na rede como:

$$P_r = sP_s \qquad (2.32)$$

Obtêm-se:

$$P_m = P_s - sP_s = P_s(1 - s), s > 0 \qquad P_m = P_s + sP_s = P_s(1 + s), s < 0 \qquad (2.33)$$

Onde:

- $s$ : escorregamento;
- $P_r$ : potência ativa transferida entre o rotor e a rede;
- $P_s$ : potência ativa transferida entre o estator e rotor;
- $P_m$ : potência mecânica transferida entre o eixo da turbina e rotor.

Sendo que:

$$s = \frac{\omega_{cmg} - \omega_r}{\omega_{cmg}}. \quad (2.34)$$

Em que:

- $\omega_{cmg}$ : frequência angular do campo magnético girante;
- $\omega_r$ : frequência angular do rotor.

De acordo com Saleh e Eskander (2010), considerando que a potência mecânica seja positiva na transferência de energia do rotor para o eixo da turbina e/ou para uma carga mecânica ( $0 < s < 1$ ), o DFIG comportar-se-á como um motor. Nesta operação,  $P_s > 0$ , pois há transferência de energia do estator (eletromagnética) para o rotor (mecânica). Para uma operação como gerador, é necessário que as potências mecânica e do estator sejam negativas, ou seja, a energia fluiria, respectivamente, do eixo da turbina para o rotor, e do rotor para o estator. Assim, pela equação (2.32),  $P_r$  também seria negativo se  $0 < s < 1$  (regime subsíncrono). De forma análoga, caso  $s < 0$  a potência do rotor será positiva, assim, a potência fluirá do rotor para a rede através dos conversores (regime super-síncrono). É importante notar que, como mostrado na Figura 2.3, a diferença de sentido do fluxo de potência no rotor, depende do regime de operação da máquina.

A Tabela 2.1 concentra os sentidos do fluxo de potência para cada característica da máquina.

Tabela 2.1: Fluxos de potência para diferentes modos de operação do DFIG.

<b>Modo</b>	<b>Motor</b>		<b>Gerador</b>	
<b>Regime</b>	<b>Subsíncrono</b>	<b>Supersíncrono</b>	<b>Subsíncrono</b>	<b>Supersíncrono</b>
Escorregamento $s$	$0 < s < 1$	$s < 0$	$0 < s < 1$	$s < 0$
Potência do estator $P_s$	+	+	-	-
Potência do mecânica $P_m$	+	+	-	-
Potência do rotor $P_r$	+	-	-	+

FONTE: Adaptada de Saleh e Eskander (2010)

Por outro lado, como um fator limitante, mas não menos interessante para as fabricantes, os conversores para este tipo de topologia de aerogerador, são dimensionados para processarem, no máximo, 30% da potência nominal da máquina (LIMA, 2009). Isto significa dizer que a potência processada pelos conversores estará sempre dentro do limite de  $\pm 30\%$ , para o regime super-síncrono e subsíncrono, respectivamente.

Assim sendo, da relação vista na Equação (2.31) temos que:

$$P_{max} = P_s(1 + |s_{max}|). \quad (2.35)$$

Para máquinas WRIG, a potência ativa está diretamente relacionada com velocidade do vento (BOLDEA, 2005). Então, para uma variação máxima de 30% no escorregamento, esta variação também deve ser obedecida na velocidade, portanto:

$$\omega_{max} = \omega_{cmg}(1 + |s_{max}|). \quad (2.36)$$

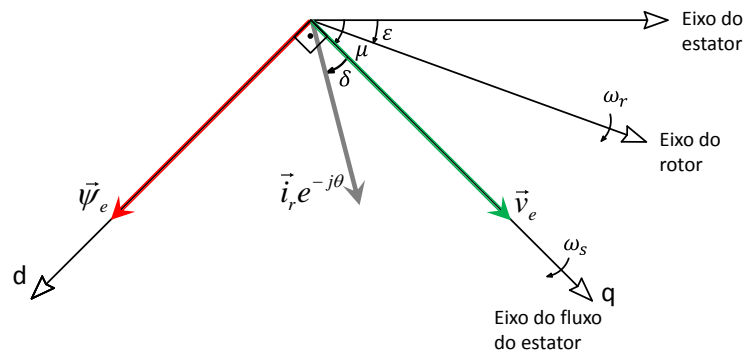
### 2.3 Conversor do Lado da Máquina

Neste tópico serão desenvolvidos a modelagem matemática do controle aplicado a este conversor bem como os respectivos diagramas de blocos.

Como mencionado nos tópicos anteriores, o CLM é responsável por controlar de forma independente, as potências ativa e reativa do estator através do rotor fazendo o uso do controle vetorial orientado pelo campo. Entretanto, para este controle independente das potências, é necessário a sincronização entre o fluxo do estator e o eixo direto do sistema de referência  $dq$ . O principal interesse nesta sincronização, é ter acesso às variáveis de controle como valores contínuos para a regulação por controladores PI.

Uma vez que a sincronia for estabelecida, como mostra a Figura 2.4, o torque eletromagnético passa a ser controlado pela componente em quadratura da corrente do rotor, vide equação (2.30).

Figura 2.4: Referencial síncrono orientado pelo fluxo magnético do estator.



Fonte: Adaptada de Lima (2009).

Uma vez que a potência ativa e reativa do estator são dadas, respectivamente, por:

$$p_e = v_{ed}i_{ed} + v_{eq}i_{eq}, \quad (2.37)$$

$$q_e = v_{ed}i_{eq} - v_{eq}i_{ed}. \quad (2.38)$$

É possível observar na Figura 2.4 que o vetor da tensão do estator encontra-se alinhado com o eixo em quadratura do sistema de referência  $dq$ ,  $v_{ed} = 0$ , logo:

$$p_e = v_{eq}i_{eq}, \quad (2.39)$$

$$q_e = -v_{eq}i_{ed}. \quad (2.40)$$

Escrevendo a corrente do estator em função da corrente do rotor, obtemos através de (2.11) e (2.29) que:

$$i_e = \left[ \underbrace{\left( \frac{1}{L_e} \Psi_{ed} - \frac{L_m}{L_e} i_{rd} \right)}_{i_{ed}} + j \underbrace{\left( -\frac{L_m}{L_e} i_{rq} \right)}_{i_{eq}} \right]. \quad (2.41)$$

Deixando (2.37) e (2.38) em função da corrente do rotor, através de (2.41), as potências ativa e reativa no estator resultam, respectivamente em:

$$p_e = -\frac{L_m}{L_e} v_{eq} i_{rq}, \quad (2.42)$$

$$q_e = -\frac{v_{eq}}{L_e} \Psi_{ed} + \frac{L_m}{L_e} v_{eq} i_{rd}. \quad (2.43)$$

Para aerogeradores de grande porte, pode-se considerar que a resistência do estator possui valores muito baixos. Isso significa dizer que a queda de tensão bem como a dinâmica do fluxo do estator podem ser desconsideradas. Portanto, podemos assumir, sobre essas condições, que o módulo do fluxo estatórico, em regime permanente, pode ser obtido por:

$$\Psi_{ed} = \frac{v_{eq}}{\omega_e}. \quad (2.44)$$

Que substituindo na Equação (2.43):

$$q_e = -\frac{v_{eq}^2}{\omega_e L_e} + \frac{L_m}{L_e} v_{eq} i_{rd}. \quad (2.45)$$

Simplificando, chegamos em:

$$q_e = -\frac{L_m}{L_s} \left( \frac{v_{eq}^2}{\omega_e L_m} - v_{eq} i_{rd} \right). \quad (2.46)$$

Onde a primeira parcela da Equação (2.45) representa a potência reativa de magnetização, que sob regime estacionário, pode ser considerada constante (LIMA, 2009).



## 2.4 Conversor do Lado da Rede

Conforme descrito por Lima (2009), o conversor do lado da rede (CLR) é responsável pelo controle da tensão no elo CC além de controlar a potência reativa deste ramo.

Sabendo disso, este tópico objetiva explicitar toda a análise matemática que prove que o CLR, através do controle orientado pela tensão da rede (VOC), consiga por meio de controladores PI, regular a tensão no elo CC e a potência reativa. Assim, uma vez que o controle do CLR faz uso do vetor tensão da rede (ou do estator), as equações que compõem o vetor tensão são dadas, para cada fase, por:

$$v_{ea} = \sqrt{2}V \sin(\omega_e t), \quad (2.47)$$

$$v_{eb} = \sqrt{2}V \sin\left(\omega_e t - \frac{2\pi}{3}\right), \quad (2.48)$$

$$v_{ec} = \sqrt{2}V \sin\left(\omega_e t - \frac{4\pi}{3}\right). \quad (2.49)$$

Em que  $V$  é o valor eficaz do módulo da tensão para as três fases; e  $\omega_e$  é a frequência angular da rede.

O vetor espacial girante da tensão é expresso, segundo Kovács (1984), como:

$$\vec{v}_e = \frac{2}{3} (v_{ea} + v_{eb} e^{-j\frac{2\pi}{3}} + v_{ec} e^{-j\frac{4\pi}{3}}). \quad (2.50)$$

Percebendo que este vetor possui velocidade síncrona, a estratégia de controle aplicado ao CLR, procura coincidir o eixo direto  $d$  do sistema de referência  $dq$  no vetor espacial girante da tensão, como mostra a Figura 2.6.

Para o alinhamento dos referenciais síncrono e  $dq$ , é de suma importância o ângulo do vetor da tensão  $\theta_{rede}$ , obtido através do sistema de sincronização ou rastreamento (PLL - *Phase Locked Loop*). Como consequência desta sincronização a componente em quadratura da tensão é anulada, resultando em:

$$v_{ed} = |\vec{v}_e|. \quad (2.51)$$

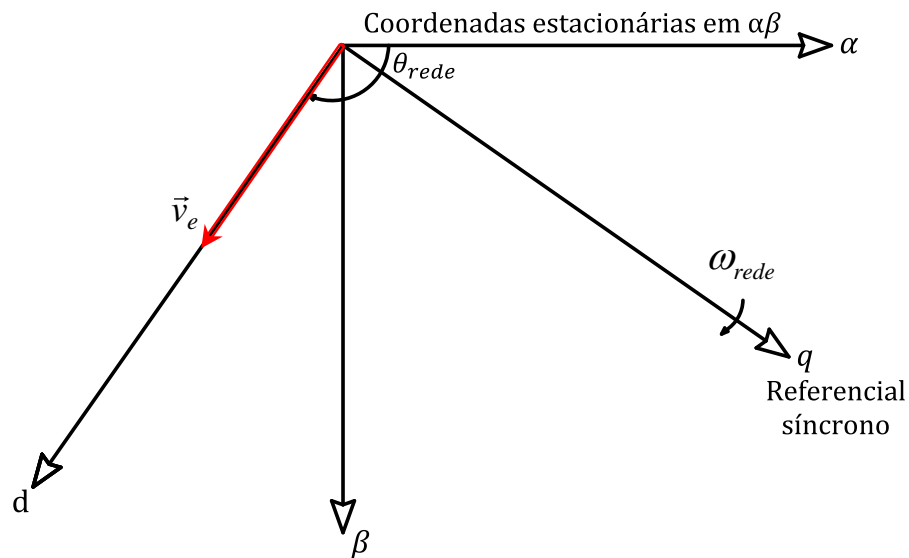
Sabendo que o CLR é um inversor trifásico conectado à rede elétrica, podemos representar seu circuito, como mostrado Figura 2.7.

Que analisando a tensão no ponto de conexão comum, do inglês, *Point of Common Coupling* (PCC), é possível chegar, para as três fases, à equação:

$$[\vec{V}_{PCC}]^{abc} = R[i(\vec{t})]^{abc} + L \left[ \frac{d(i(\vec{t}))}{dt} \right]^{abc} + [\vec{v}_{inv}]^{abc}. \quad (2.52)$$

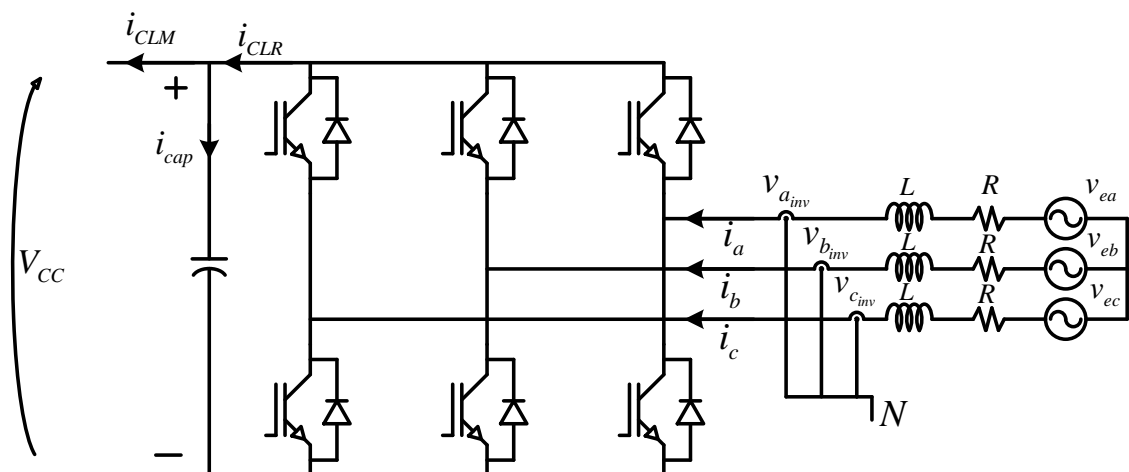


Figura 2.6: Vetor tensão da rede.



Fonte: Adaptada de Lima (2009).

Figura 2.7: Conversor do lado da rede.



Fonte: Próprio autor.

Que em coordenadas estacionárias, pode ser representada por:

$$\vec{V}_{PCC}^{est} = R\vec{i}(t)^{est} + L\frac{d(\vec{i}(t))^{est}}{dt} + \vec{v}_{inv}^{est} \quad (2.53)$$

Em que:

- $\vec{V}_{PCC}^{est}$ : vetor tensão no pcc em coordenadas estacionárias composto pelas tensões das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ ;
- $R$  e  $L$ : resistência e indutância equivalente do ponto de conexão comum, respectivamente;
- $\vec{i}(t)^{est}$ : vetor corrente de linha em coordenadas estacionárias composto pelas corrente das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ ;
- $\vec{v}_{inv}^{est}$ : vetor tensão nos terminais do lado CA do CLR composto pelas tensões das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ ;

No entanto, é necessário representar (2.53) no sistema de referência síncrono  $dq$ . Para isso, deve-se posicionar eixo direto ao vetor da tensão no PCC com a multiplicação entre (2.53) e o fator de deslocamento  $e^{-j\theta_{rede}}$ , é obtido então:

$$\vec{V}_{PCC} = Ri(\vec{t}) + L\frac{d(\vec{i}(t))}{dt} + j\omega_e Li(\vec{t}) + \vec{v}_{inv}. \quad (2.54)$$

Como dito, o ângulo  $\theta_{rede}$  é fornecido por um sistema de sincronização. Dependendo do interesse de cada aplicação, o PLL pode ser capaz de detectar as posições das componentes de sequência positiva e negativa da tensão da rede, caso haja a variação no vetor das tensões do PCC ou do estator, por exemplo. No caso deste trabalho, toda a modelagem é feita desconsiderando qualquer variação ou distúrbio nos vetores de tensão.

Deixando-a em coordenadas  $dq$ , a equação (2.54) origina para o eixo  $d$  e  $q$ , respectivamente:

$$V_{dPCC} = Ri_d + L\frac{d(i_d)}{dt} - \omega_e Li_q + v_{d_{inv}}, \quad (2.55)$$

$$V_{qPCC} = Ri_q + L\frac{d(i_q)}{dt} + \omega_e Li_d + v_{q_{inv}}. \quad (2.56)$$

Mas, sabe-se através de (2.51) que o módulo do vetor tensão possui, após o posicionamento, somente a componente direta, tornando nula a componente em quadratura. Reescrevendo (2.55) e (2.56), tem-se:

$$V_{dPCC} = Ri_d + L\frac{d(i_d)}{dt} - \omega_e Li_q + v_{d_{inv}}, \quad (2.57)$$

$$0 = Ri_q + L\frac{d(i_q)}{dt} + \omega_e Li_d + v_{q_{inv}}. \quad (2.58)$$

É possível perceber que ambos os eixos, estão acoplados através dos termos  $\omega_e Li_q$ , para o eixo direto, e  $\omega_e Li_d$ , para o eixo em quadratura. Este acoplamento compromete o funcionamento do controle. A partir deste questionamento, faz-se necessário uma intervenção para o cancelamento destas parcelas de dependência. Assim, reescrevendo (2.55) e (2.56), é possível

desacoplar os eixos  $d$  e  $q$  de tal forma que os valores de referência a serem sintetizados pelo conversor, forneça referências desacopladas.

Equacionando, temos:

$$v_{d_{inv}}^* = V_{d_{PCC}} - Ri_d - L \frac{d(i_d)}{dt} + \omega_e Li_q, \quad (2.59)$$

$$v_{q_{inv}}^* = -Ri_q - L \frac{d(i_q)}{dt} - \omega_e Li_d. \quad (2.60)$$

Analisando o lado de corrente contínua, sabe-se que a potência ativa nos dois lados do conversor (CC e CA), são iguais. Relacionando-os, tem-se que:

$$P_{CLM} = P_{CLR} = \frac{3}{2} v_{ed} i_d = V_{CC} I_{cap}. \quad (2.61)$$

Em que  $V_{cap}$  e  $I_{cap}$  são, respectivamente, a tensão e a corrente no capacitor do elo CC.

Sabe-se que:

$$I_{cap} = C \frac{d(V_{CC})}{dt}. \quad (2.62)$$

Reescrevendo (2.61), temos:

$$C \frac{d(V_{CC})}{dt} = \frac{3}{2} \frac{V_{ed}}{V_{CC}} i_d. \quad (2.63)$$

Mas:

$$\frac{V_{ed}}{V_{CC}} = \frac{m_1}{2\sqrt{2}}. \quad (2.64)$$

Onde  $m_1$  é o índice de modulação de magnitude de tensão.

Substituindo (2.64) em (2.63), podemos obter:

$$C \frac{d(V_{CC})}{dt} = \frac{3}{4\sqrt{2}} m_1 i_d. \quad (2.65)$$

Lembrando que:

$$C \frac{d(V_{CC})}{dt} = I_{CLR} - I_{CLM}. \quad (2.66)$$

Logo, pode-se notar através de (2.65), que a corrente direta  $i_d$  consegue controlar a tensão no elo CC. Isto porque, dependendo da dinâmica do sistema (variação de potência), a corrente do CLM aumenta ou diminui, cabendo ao CLR, compensar através da corrente direta,



diferentes regimes de operação, desde subsíncrono a super-síncrono. Prova disso é a possibilidade de controlar a operação da máquina em regime síncrono para possível minimização de perdas por efeito *Joule*.

No próximo capítulo será feita a abordagem teórica sobre o STATCOM de forma semelhante feita neste capítulo, ou seja, princípio de funcionamento, modelagem matemática e controle são alguns tópicos que serão tratados.

### 3 STATIC SYNCHRONOUS COMPENSATOR - O STATCOM

O STATCOM é um dispositivo FACTS que através do gerenciamento da potência reativa contribui com a otimização de sistemas de transmissão de energia elétrica. Entretanto, apesar de sua operação clássica, o dispositivo se mostra bastante eficiente em prover suporte na regulação da tensão do barramento ao qual foi conectado.

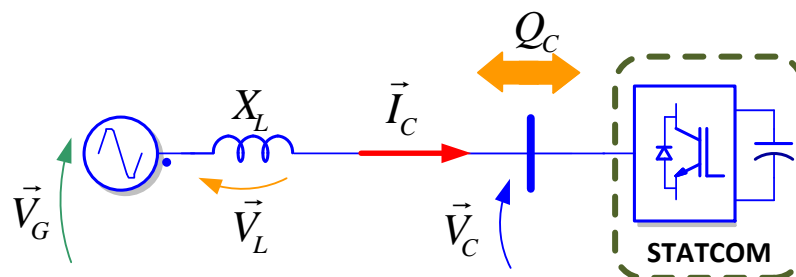
O STATCOM é um dispositivo inversor que geralmente faz uso do *gate turn-off do tiristor (GTO)* e a energia cc armazenada em um capacitor para gerar uma tensão síncrona trifásica nos seus terminais de saída. Portanto, o STATCOM pode ser considerado como uma evolução dos dispositivos FACTS do tipo *shunt*. O STATCOM é, classificado comumente como um dispositivo FACTS de segunda geração (GYUGYI, 1994). Entretanto, no mercado atual, verifica-se o abandono das chaves do tipo GTO em favor dos *insulated-gate bipolar transistor*, (ou *IGBT*), como debatido em Cavaliere (2008).

Para uma abordagem completa, será mostrado nesse tópico, além do princípio de funcionamento, sistema de controle, e por fim, sua modelagem matemática.

#### 3.1 Princípio de funcionamento

Considerando inicialmente um sistema de transmissão equivalente em que a fonte e o STATCOM encontram-se nos extremos da linha, como mostra a Figura 3.1.

Figura 3.1: STATCOM no sistema de potência.



Fonte: Adaptada de Lima (2009).

A potência do sistema é representada por:

$$S = \underbrace{\left( \frac{V_g V_c}{X_L} \text{sen}(\delta) \right)}_{P_c} + j \underbrace{\left( \frac{(V_g V_c \cos(\delta) - V_g^2)}{X_L} \right)}_{Q_c}. \quad (3.1)$$

Em que:

- $V_g$ : módulo da tensão no terminal da fonte;
- $V_c$ : módulo da tensão no terminal do STATCOM;
- $V_L$ : tensão sobre a indutância da linha;
- $\delta$ : ângulo entre as tensões  $V_g$  e  $V_c$ .

Da equação (3.1) que define o fluxo de potência no sistema da Figura 3.1, além das tensões  $V_g$  e  $V_c$ , a potência ativa e reativa estão em função de  $\text{sen}(\delta)$  e  $\text{cos}(\delta)$ , respectivamente. Analisando cada grandeza (tensão e ângulo) distintamente, é possível notar que numa aplicação no SEP, a potência ativa no STATCOM seria próxima de zero (somente para compensação de perdas), já que a fase do sistema  $\delta$  é caracterizada por baixo valor angular ( $\text{sen}(\delta) \approx 0$ ). Segundo Gyugyi (1994), este ângulo é propositalmente próximo de zero para manter o capacitor constantemente carregado (este é o principal benefício na compensação das perdas). Neste trabalho, o fluxo de potência ativa do STATCOM foi considerado positivo (fonte-conversor) em todos os casos. Para o cálculo da potência reativa, podemos observar que o ângulo de fase não será predominante, pois com  $\theta$  próximo de zero ( $\text{cos}(\delta) \approx 1$ ), a potência imaginária a ser processada pelo conversor, dependerá somente da variação dos módulos das tensões do sistema.

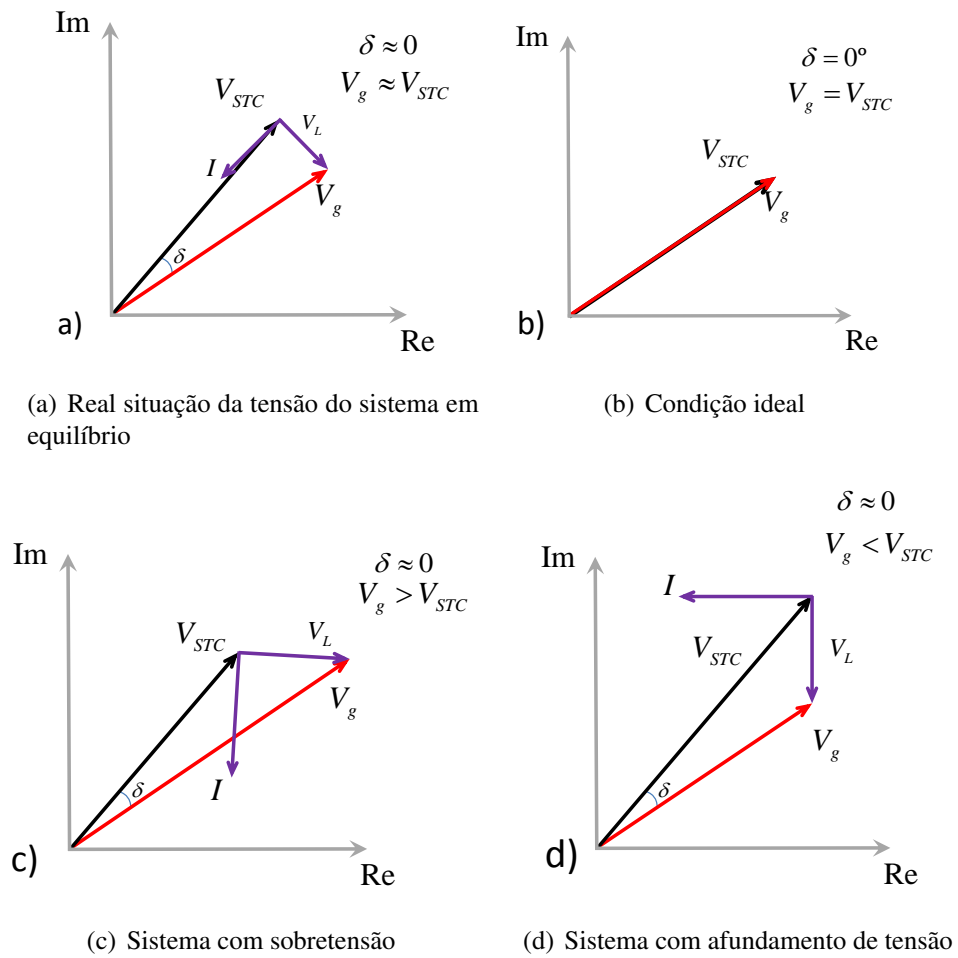
Pelo fato de ocorrerem diferentes condições de operação no STATCOM, os digramas fasoriais da Figura 3.2 sintetizam, para cada situação, como o STATCOM trabalha para equilibrar as características operacionais do sistema.

Observando a Figura 3.2, é possível resumir graficamente todos os pontos possíveis de operação do STATCOM através de uma região circular com centro definido em  $V_g$ . Isto nos resulta o que traz a Figura 3.3

O STATCOM pode ser visto como uma fonte de tensão alternada conectada em série a uma reatância de acoplamento. A tensão fornecida pelo STATCOM é superior ao SVC devido a sua capacidade de fornecer a corrente capacitiva total, mesmo quando a tensão do sistema apresenta-se próxima de zero. Além disso, o STATCOM apresenta um ganho transitório em ambas regiões indutiva e capacitiva (GYUGYI, 1994). Isto pode ser explicado melhor com a curva  $V \times I$  do STATCOM, que é mostrada na Figura 3.4.

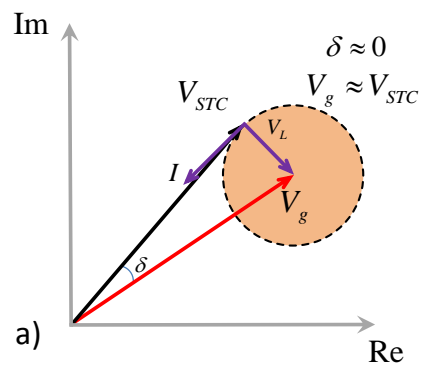
Como mostrado no gráfico anterior, o STATCOM pode fornecer compensação reativa

Figura 3.2: Diagramas fasoriais de tensões e corrente das possíveis condições de operação do STATCOM.



Fonte: Próprio autor.

Figura 3.3: Região operação do STATCOM.

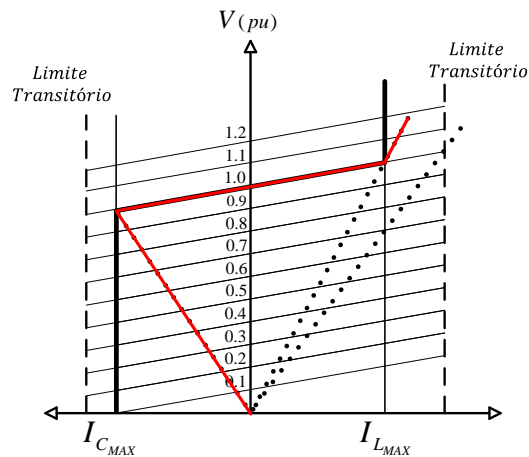


Fonte: Próprio autor.

indutiva ou capacitiva em sua máxima capacidade independentemente da tensão CA do sis-



Figura 3.4: Curva  $V \times I$  do STATCOM (preto) comparada com a do SVC (vermelho).



Fonte: Próprio autor.

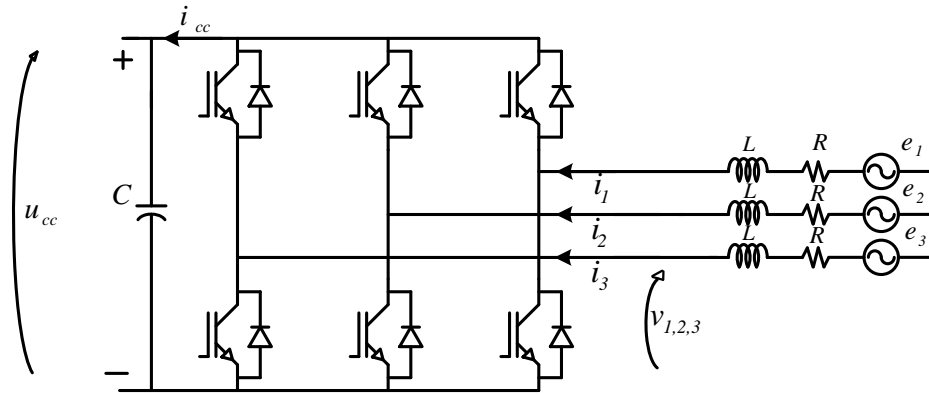
tema. Em outras palavras, para uma situação capacitiva o STATCOM pode prover uma corrente máxima, mesmo sob condições de tensão nula no sistema. Sob operação indutiva (tensão do sistema acima de 1 p.u.) o STATCOM também é capaz de fornecer a corrente máxima indutiva.

É importante observar também, que o STATCOM possui uma margem transitória de operação. O que permite maior flexibilidade no tempo de compensação, podendo inclusive, amortecer pequenos distúrbios. Sob contraste de um *static var compensator* (SVC), que tem sua compensação dimensionada pela potência dos capacitores e reatores, o STATCOM possui uma boa vantagem devido a estar apenas limitado por características das chaves semicondutoras, cuja tecnologia avança a passos largos.

### 3.2 Modelo linear do STATCOM

A Figura 3.5 mostra a topologia do STATCOM explorada neste trabalho.

Figura 3.5: Topologia do STATCOM.



Fonte: Próprio autor.

Ao aplicar o mesmo método de equacionamento feito na modelagem do CLR da topologia do aerogerador estudado no capítulo 2, para o circuito da Figura 3.5 é possível chegar, através de (3.2) e (3.3), às representações das variáveis instantâneas trifásicas ( $e_{1,2,3}$ ,  $v_{1,2,3}$  e  $i_{1,2,3}$ ) no referencial síncrono  $dq$ .

$$L \frac{di_d}{dt} = -Ri_d + \omega_{rede} i_q + (e_d - v_d), \quad (3.2)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = -Ri_q - \omega_{rede} i_d + (e_q - v_q). \quad (3.3)$$

No formato de equação de estados ( $\dot{x} = Ax + Bu$ ), temos:

$$\underbrace{\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}}_{\dot{x}} = \underbrace{\begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & \omega_{rede} \\ -\omega_{rede} & -\frac{R}{L} \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}} \underbrace{\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}}_x + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix}}_{\mathbf{B}} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta e_d \\ \Delta e_q \end{bmatrix}}_u,$$

onde  $\Delta e_d = e_d - v_d$  e  $\Delta e_q = e_q - v_q$ .

Como na modelagem do CLR, o STATCOM também precisa de um sistema de rastreamento para fornecer, ao controle, o ângulo da componente fundamental de sequência positiva da tensão da rede. Isto se faz necessário para sintetizar os valores no sistema de referência síncrono, a fim de empregar o controle clássico no controle das variáveis, cujos valores são níveis CC.

Usando as definições de potências ativa e reativa instantâneas trazida pela teoria pq (WATANABE et al., 1998) para um sistema com a sincronização do vetor tensão ao eixo direto (vide modelagem do CLR), têm-se:

$$p = v_d i_d + v_q i_q = v_d i_d, \quad (3.4)$$

e

$$q = -v_d i_q + v_q i_d = -v_d i_q. \quad (3.5)$$

É possível perceber que  $p$  e  $q$  são proporcionais a  $i_d$  e  $i_q$ , respectivamente. Assim, o controle da potência fica reduzido somente a estas correntes. Considerando que  $v_d$  e  $v_q$  estejam em valores constantes, o controle das variáveis de entrada ( $\Delta e_d$  e  $\Delta e_q$ ) ajusta os valores das tensões de entrada do conversor,  $e_d$  e  $e_q$ , de acordo com a condição necessária (GARCIA-GONZALEZ; GARCIA-CERRADA, 1999).

Para o lado CC do conversor, caso as perdas sejam desprezadas, a energia armazenada no capacitor, segundo Garcia-Gonzalez e Garcia-Cerrada (1999) é definida pela expressão:

$$\frac{d(u_{cc}^2)}{dt} = -\frac{2}{C} \underbrace{(e_d i_d + e_q i_q)}_{p_c}, \quad (3.6)$$

onde  $p_c$  é a potência injetada ao sistema CA pelo conversor.

Entretanto, como debatido em Riquelme (2007), a robustez do controle baseado na transformada de Park possui uma grande desvantagem. Isto se deve ao fato de este sistema de coordenadas está fortemente dependente de grandezas da rede (tensão, por exemplo), que estão sujeitas a contingências. Problemas como oscilações de tensão ou faltas podem levar o conversor à instabilidade e reduzir drasticamente o seu tempo de operação.

### 3.3 Sistema de controle

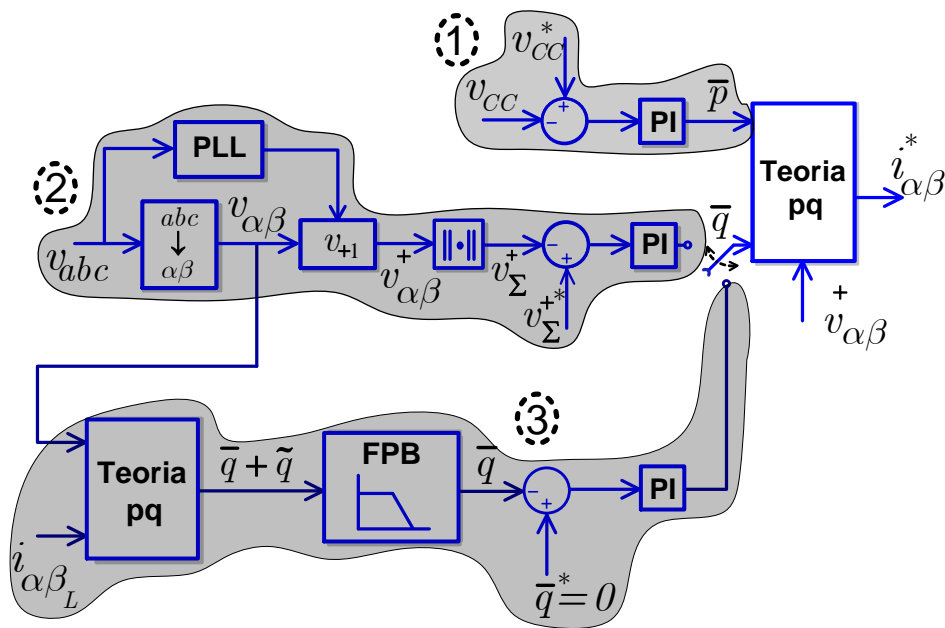
O controle de um STATCOM se baseia na ideia de injetar (característica capacitiva) ou drenar (característica indutiva) uma corrente reativa sintetizada pelo conversor a fim de que o mesmo regule a tensão no ponto de conexão ou controle o fator de potência (RIQUELME, 2007). Assim sendo, este tópico apresenta uma breve discussão sobre o funcionamento do sistema de controle do STATCOM.

Como dito no tópico anterior, um dos grandes problemas em basear o controle do dispositivo FACTS em questão no sistema de coordenada síncrono é a forte dependência da sincronização a rede. Este problema se agrava ainda mais devido aos termos de acoplamento

entre eixos, que devem ser compensados no controle para que não haja interferência de um eixo no outro. Além disso, é discutido em Fukuda e Imamura (2005) que este tipo de controle (baseados em  $dq$ ) acaba sendo mais complexo devido o grande nível de processamento computacional, já que são necessárias transformadas diretas e inversas de tensão e corrente.

Neste trabalho será adotado o controle em coordenadas estacionárias  $\alpha\beta$  deduzidas pela transformada de *Clarke*. O diagrama de blocos do controle do STATCOM é apresentado na Figura 3.6.

Figura 3.6: Controle do STATCOM.



Fonte: Próprio autor.

É possível verificar no diagrama acima, que o STATCOM possui dois ramos de controle definidos pela variável  $\bar{q}$ . Devido a existência de uma única variável ( $\bar{q}$ ) só é possível o STATCOM operar exclusivamente com um dos dois ramos (2 ou 3). Estes modos de operação são definidos pela variável  $\bar{q}$ . No controle da regulação da tensão do sistema (ramo 2), a variável da potência reativa é calculada de acordo com o erro gerado entre o valor agregado da tensão do sistema e o valor de referência (1 p.u.). Como o STATCOM é encarregado de controlar a potência reativa, e ainda, em frequência nominal da rede, para o detector de sequência positiva fornecer as tensões das três fases para o cálculo do valor agregado, é necessário que haja um PLL para fornecer o ângulo de fase.

Para o modo de controle do fator de potência (ramo 3), o valor da potência reativa a ser compensada é dada pela componente média da potência calculada através da teoria *pq*. O trabalho adotou a operação deste modo somente para compensação de reativos originados pelas

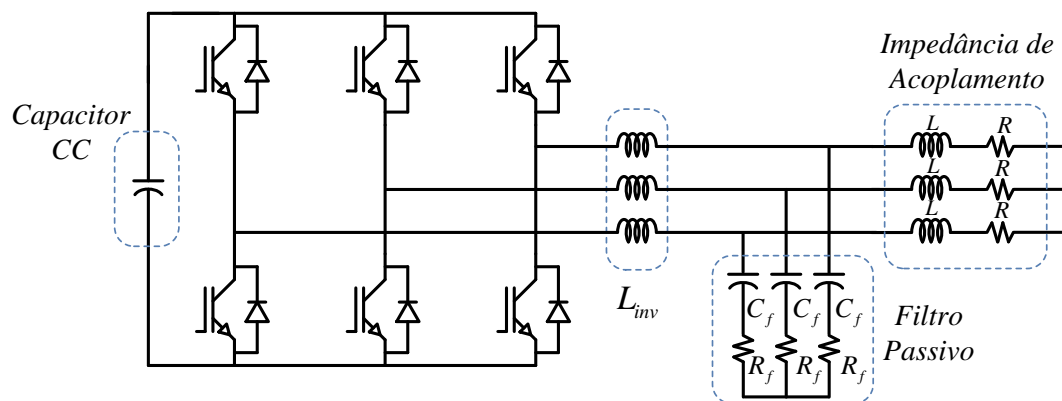
cargas conectadas no sistema.

Entretanto, para a operação adequada dos modos, o STATCOM deve possuir a regulação da tensão no barramento CC. Este controle (ramo 1) é baseado no erro entre os valores medido e de referência ( $v_{CC}$  e  $v_{CC}^*$ ), que após um controlador PI tem-se o valor da potência ativa a ser absorvida da rede.

### 3.4 Topologia estudada

O STATCOM é composto por conversores, capacitores, transformadores e seu controlador. No entanto, existem diferentes arranjos de conversores, de chaves semicondutoras, e de variados tipos de controles (CAVALIERE, 2008). A Figura 3.7 especifica a topologia do STATCOM (PWM-ST) por modulação por largura de pulso, ou *Pulse Width Modulation (PWM)* do tipo seno-triângulo (ST) utilizada no trabalho e o arranjo do conversor.

Figura 3.7: Arranjo do STATCOM estudado no trabalho.



Fonte: Próprio autor.

O filtro passivo foi adotado para conter distorções harmônicas na corrente e na tensão. Como mostrado por Cavaliere (2008), alguns fabricantes tratam este item como opcional. O valor intrínseco da resistência de cada banco de capacitor foi incluído ao valor projetado. A resistência do filtro ilustrada na Figura 3.7 representa a resistividade intrínseca presente nos capacitores do filtro. Apesar dos baixos valores de resistência intrínseca ao capacitor, esta é fundamental para o rendimento da filtragem. A indutância do transformador de acoplamento foi considerada no projeto do filtro, compondo desta forma, um filtro passivo de terceira ordem para máxima eficácia da redução da THD%.

### 3.5 Conclusão

Foi visto neste capítulo toda a abordagem teórica sobre o STATCOM. Isto inclui desde o princípio de operação até o sistema de controle do dispositivo em questão.

Foi verificado que através do controle orientado pela tensão da rede, o STATCOM é capaz de gerenciar a potência reativa para fornecer ao sistema, características como tensão regulada em 1 p.u. ou controle do FP. Isto pôde ser explicado devido a existência de uma única variável de controle ( $\bar{q}$ ).

A operação do STATCOM mostrou-se ser bastante benéfica com seu mínimo grau de exigência, que mesmo sob tensão nula, é capaz de fornecer reativos para recuperação da rede. Além disso, estes compensadores podem melhorar a estabilidade transitória e estática destes sistemas.

O próximo capítulo será dedicado ao embasamento teórico de estabilidade transitória angular e estática de tensão de sistemas elétricos de potência. Além disso, as melhorias trazidas por um STATCOM a estes.

## 4 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

### 4.1 Introdução

Este capítulo tem por finalidade apresentar um embasamento teórico sobre a estabilidade de sistemas de potência. Serão apresentados conceitos gerais sobre o assunto, com ênfase em estabilidade estática de tensão e estabilidade angular. Nas próximas seções serão apresentadas algumas das técnicas existentes para a verificação da estabilidade do sistema.

Uma vez que as restrições econômicas e ambientais para sistemas de geração e transmissão, principalmente, são consideráveis, é compreensível que exista maior aproveitamento da capacidade destes sistemas. Esta ação faz com que haja diminuição nas margens de segurança operacionais e o aumento da complexidade de supervisão e controle desses sistemas. Contudo, sabe-se que para um suprimento energético possível e adequado, o SEP deve sempre prever o crescimento da demanda energética. Caso isso não ocorra, dependendo do comportamento do aumento da demanda energética, é possível que haja um colapso no SEP.

Como colapsos em Sistemas Elétricos de Potência (SEP) muitas vezes estão diretamente relacionados à estabilidade, pode-se afirmar que um SEP tem a sua estabilidade degradada à medida que há o acréscimo da potência transmitida. O aumento de carga sem a devida supervisão e planejamento, pode, rapidamente, tirar o sistema de um regime estável para um regime instável. Isso acontece devido à violação do limite de estabilidade, ou seja, o ponto de operação com máximo carregamento sem que haja uma queda de tensão severa e instantânea.

No entanto, o estudo de estabilidade pode abordar as duas etapas do sistema. Para a estabilidade transitória, a análise trata das consequências de uma severa perturbação no SEP. Já para a estabilidade em regime permanente o estudo descreve a resposta para pequenas perturbações. Segundo o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* ou IEEE (1982), diz-se que um SEP é estável no ponto de vista transitório, quando existe condições do mesmo reassumir um ponto de operação aceitável após uma perturbação. Para o regime permanente, um SEP é estável quando este atinge um regime de operação idêntico ou muito próximo à condição de operação antes da perturbação.

Logo, para uma operação adequada, é necessário que exista uma margem de segurança prevenindo a ocorrência de distúrbios. Isso assegura que não haja, principalmente, problemas no sincronismo entre máquinas síncronas e sistema. Segundo Santos (2003), o limite de estabilidade de regime permanente é regido por diversos fatores como a excitação das máquinas síncronas, interligações do sistema, o fluxo de potência ativa e reativa e as características

de compensadores conectados no SEP. Para Santos (2003) as duas condições básicas para que haja uma transmissão adequada de energia são a manutenção da tensão do sistema em níveis aceitáveis, além das máquinas síncronas do sistema terem capacidade suficiente para manterem-se em sincronismo entre si. Isso permite que o sistema possua capacidade própria para restabelecer-se após qualquer distúrbio.

Se por um lado há complicação no estudo da estabilidade de um SEP devido ao seu tamanho e extensão, por outro, existem técnicas gráficas que facilitam esta análise. Exemplos disso são técnicas de elaboração de curvas que relacionam a potência ativa *versus* a tensão do sistema ou  $P-V$ , importante para verificação do carregamento do sistema; Potência ativa *versus* reativa ou  $P-Q$ , importante para verificar o carregamento do sistema sob diferentes valores de FP; e potência ativa *versus* ângulo de abertura ou  $P-\delta$ , importante para verificar o ângulo crítico de operação. Muitas vezes, estes tipos de análise fazem uso da redução do sistema para o modelo máquina-barra infinita. Para sistemas que não podem ser reduzidos, a solução é obtida apenas no domínio do tempo.

## 4.2 Estabilidade Angular em Sistemas Elétricos de Potência

A estabilidade angular em sistemas elétricos resume-se basicamente no estudo que trata sobre os fenômenos de oscilações eletromecânicas que ocorrem nas máquinas quando estas são sujeitas a perturbações transitórias (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). Em outras palavras, isso significa que esta análise é geralmente enfatizada em regime transitório.

Grandes oscilações provocadas por curto-circuito, retiradas de grandes blocos de geração ou de carga, desligamentos de linhas, por exemplo, muitas vezes são as principais causas de perdas de sincronismo entre máquinas e sistema. Surge então a necessidade de saber se um sistema, após uma forte perturbação, encontrará um novo ponto de operação e permanecerá estável. Ou seja, deve-se investigar se a manutenção do sincronismo entre máquinas e sistema é mantida. Segundo Mariotto (2008), a solução de equações não lineares que descreve o comportamento oscilatório é normalmente feita através de técnicas digitais envolvendo integração numérica e análise de curvas. Estas soluções são normalmente feitas por empresas do setor elétrico.

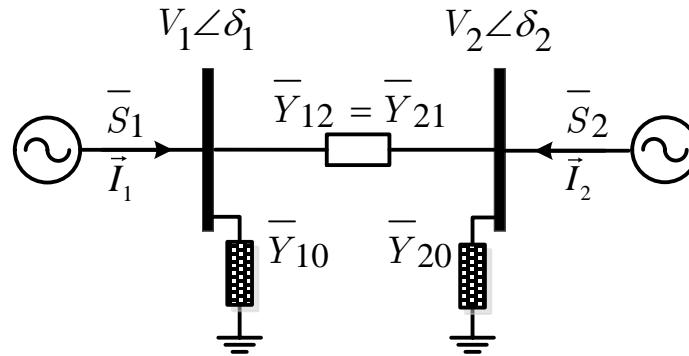
Para um melhor entendimento da estabilidade angular será demonstrado no próximo tópico, o critério das áreas iguais no modelo Equivalente Máquina-Barra Infinita (EMBI). Inevitavelmente esta representação simplificada de um SEP, obriga que haja simplificações em sua dedução matemática.



### 4.2.1 Fundamentação Matemática

Considere inicialmente um sistema composto por duas máquinas interligadas por uma linha, como mostra a Figura 4.1. Em que:

Figura 4.1: Modelo reduzido de um sistema de duas máquinas.



Fonte: Próprio autor.

- $V_1, V_2$ : amplitudes das tensões nos terminais 1 e 2, respectivamente;
- $\bar{S}_1, \bar{S}_2$ : potências complexas injetadas pelos terminais 1 e 2, respectivamente;
- $\delta_1, \delta_2$ : argumento das tensões  $V_1$  e  $V_2$ , respectivamente;
- $\bar{Y}_{12}, \bar{Y}_{10}, \bar{Y}_{20}$ : admitâncias da linha;
- $\vec{I}_1, \vec{I}_2$ : fasores das correntes das máquinas 1 e 2, respectivamente.

As correntes  $\vec{I}_1$  e  $\vec{I}_2$  podem ser encontradas entre a relação das admitâncias e as tensões em ambos os terminais como mostrado a seguir:

$$\vec{I}_1 = \bar{y}_{12}(\vec{V}_1 - \vec{V}_2) + \bar{Y}_{11}\vec{V}_1, \quad (4.1)$$

$$\vec{I}_2 = \bar{y}_{21}(\vec{V}_2 - \vec{V}_1) + \bar{Y}_{22}\vec{V}_2. \quad (4.2)$$

Matricialmente obtém-se o que é mostrado em (4.3).

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_1 \\ \vec{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vec{V}_2 \end{bmatrix}. \quad (4.3)$$

Em que  $\bar{Y}$  representa a admitância equivalente. Logo, para definição de cada valor de admitância, temos:

$$\bar{Y}_{11} = Y_{11} \angle \theta_{11}, \quad (4.4)$$

$$\bar{Y}_{12} = Y_{12} \angle \theta_{12}, \quad (4.5)$$

$$\bar{Y}_{21} = Y_{21} \angle \theta_{21}, \quad (4.6)$$

$$\bar{Y}_{22} = Y_{22} \angle \theta_{22}. \quad (4.7)$$

As potências aparentes de ambos terminais podem ser descritos nas seguintes equações:

$$\bar{S}_1 = \vec{V}_1 \vec{I}_1^* = P_1 + jQ_1, \quad (4.8)$$

$$\bar{S}_2 = \vec{V}_2 \vec{I}_2^* = P_2 + jQ_2. \quad (4.9)$$

Substituindo (4.1) em (4.8) e (4.2) em (4.9) obtém-se:

$$\bar{S}_1 = \vec{V}_1 [\bar{V}_1 \bar{Y}_{11} + \bar{V}_2 \bar{Y}_{12}]^* = V_1 \angle \delta_1 [V_1 \angle \delta_1 \cdot Y_{11} \angle \theta_{11} + V_2 \angle \delta_2 \cdot Y_{12} \angle \theta_{12}]^*, \quad (4.10)$$

$$\bar{S}_2 = \vec{V}_2 [\bar{V}_1 \bar{Y}_{21} + \bar{V}_2 \bar{Y}_{22}]^* = V_2 \angle \delta_2 [V_1 \angle \delta_1 \cdot Y_{21} \angle \theta_{21} + V_2 \angle \delta_2 \cdot Y_{22} \angle \theta_{22}]^*. \quad (4.11)$$

As Equações (4.10) e (4.11) correspondem, respectivamente à potência aparente dos terminais 1 e 2, respectivamente.

Para o estudo de estabilidade angular, segundo Mariotto (2008), deve ser considerado somente a potência ativa devido a sua forte interação com o ângulo do rotor da máquina. Portanto, os valores de potência ativa para cada terminal após o desenvolvimento das equações acima é possível obter o que define as Equações (4.12) e (4.13).

$$P_1 = V_1^2 \cdot Y_{11} \cos \theta_{11} + V_1 \cdot V_2 \cdot Y_{12} \cos[\theta_{12} - (\delta_1 - \delta_2)], \quad (4.12)$$

$$P_2 = V_2^2 \cdot Y_{22} \cos \theta_{22} + V_1 \cdot V_2 \cdot Y_{21} \cos[\theta_{21} - (\delta_2 - \delta_1)]. \quad (4.13)$$

Como a primeira parcela da Equação (4.12) está levando em consideração todas as admitâncias conectadas à barra 1, esta corresponde à potência consumida no próprio terminal 1. Para a segunda parcela, devido a admitância equivalente ser somente a entre os 2 terminais, esta corresponde à potência ativa injetada do terminal 1 ao terminal 2. Uma análise semelhante se aplica à Equação (4.13).

Com o intuito de simplificar o desenvolvimento matemático, consideramos:  $\theta_{11} \approx \frac{\pi}{2}$  e  $\theta_{12} \approx -\frac{\pi}{2}$  (MARIOTTO, 2008). Isto ocorre devido as impedâncias para a transmissão em um SEP serem predominantemente reativas. Reformulando (4.12) e (4.13) encontra-se:

$$P_1 = V_1 \cdot V_2 \cdot Y_{12} \sin(\delta_1 - \delta_2), \quad (4.14)$$

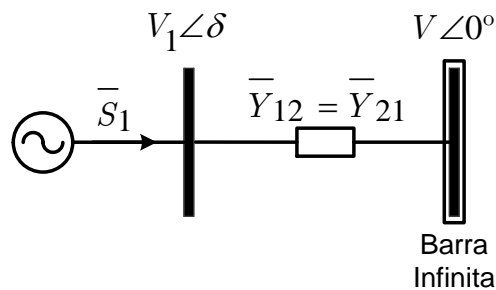
$$P_2 = V_1 \cdot V_2 \cdot Y_{21} \sin(\delta_2 - \delta_1). \quad (4.15)$$

É possível perceber pela comparação entre (4.14) e (4.15) que o sentido de injeção está apenas definido pelo comportamento angular das duas máquinas. Observa-se também, que pelo fato de não existir consumo da potência ativa, o fluxo de potência de uma máquina será obrigatoriamente o simétrico do fluxo da outra. Em outras palavras, se uma máquina se comportar como gerador a outra obrigatoriamente comportar-se-á como motor. Logo:

$$P_1 = -P_2. \quad (4.16)$$

Considerando que a segunda máquina trata-se de um terminal com frequência e tensão constantes sob quaisquer circunstâncias, pode-se correspondê-la a uma barra infinita. Logo, o novo, mas não diferente, sistema proposto resume-se no que mostra a Figura 4.2.

Figura 4.2: Modelo reduzido do sistema máquina-barra infinita (EMBI).



Considerando a barra  $V_2$  como barra de referência (muitas vezes considerada como barra infinita), a tensão  $\bar{V}_2$  pode ser definida como  $V$  e ângulo  $\delta_2 = 0^\circ$ . Com isso, reescrevendo (4.14):

$$P_1 = P_e = V_1 \cdot V \cdot Y_{12} \sin \delta = \frac{V_1 \cdot V}{X} \sin(\delta) = P_{max} \sin(\delta). \quad (4.17)$$

Onde  $X$  representa a reatância equivalente do sistema.

Para análise da estabilidade transitória angular ser possível, é importante perceber que para uma máquina elétrica as potências elétrica ( $P_e$ ) e mecânica ( $P_m$ ) estão diretamente relacionadas. Essa relação é definida pela potência de aceleração ( $P_a$ ). Com os conjugados de amortecimento sendo desconsiderados, esta relação pode ser obtida através das Equações (4.18) e (4.19).

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega(t) - \omega_s = \tilde{\omega}, \quad (4.18)$$

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a. \quad (4.19)$$

Onde:

- $M$ : constante de inércia em  $[\frac{p.u.s^2}{rad}]$
- $\delta$ : deslocamento angular do ângulo do sistema e o Campo Magnético Girante (CMG) em [rad];
- $\omega(t)$ : velocidade angular instantânea em [rad/s]
- $\omega_s$ : velocidade angular síncrona em [rad/s]

Analisando as equações (4.18) e (4.19), pode-se notar que estas regem basicamente 2 características operacionais do sistema mostrado na Figura 4.2 . A primeira condição é sob regime permanente de funcionamento ( $P_m = P_e$ ), ou seja, toda a potência mecânica fornecida pela máquina é convertida em elétrica e entregue à rede elétrica. Como dito antes, para uma análise simplificada são desconsideradas as perdas por atrito e ventilação. A segunda característica operacional considera o caso em que a potência mecânica difere da potência elétrica. Isto ocorre principalmente quando há fortes perturbações na rede, como curto circuitos severos ou liberação indesejada de cargas, como perdas de linhas ou transformadores de subestações. O risco de instabilidade ocorre nesta segunda característica operacional. Isto acontece devido o deslocamento angular do rotor da máquina em relação ao sistema correr o risco de exceder o ângulo (ou tempo) crítico, causado pela potência de aceleração.

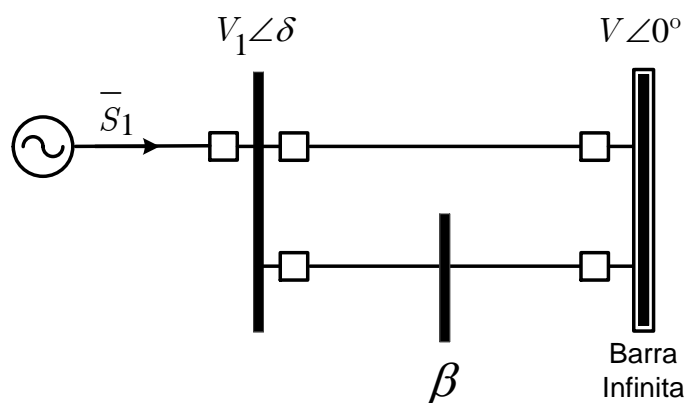
A busca pelo tempo crítico de abertura dos disjuntores deve ser realizada através de métodos numéricos considerando os períodos durante e pós-falta. Mesmo na configuração de um modelo reduzido, a procura pelo tempo crítico requer várias soluções numéricas. Isto deve-se ao fato de otimizar o tempo de abertura dos disjuntores através da estabilidade e a instabilidade. Em outras palavras, se o ângulo entre a máquina síncrona e a barra infinita (barra de referência) aumenta indefinidamente, tem-se a indicação de instabilidade, sendo necessário a diminuição do tempo de abertura. Quando o ângulo cresce, atinge um valor máximo e depois volta ao normal, tem-se a indicação de estabilidade e o tempo de abertura deve ser aumentado. Entretanto, em sistemas elétricos reais, este procedimento não é simples. Uma excelente técnica, capaz de eliminar a necessidade de se estimar vários tempos de abertura na procura do tempo crítico, é o Critério das Áreas Iguais (MARIOTTO, 2008; STEVENSON, 1982; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994) . Esta técnica será mostrada no próximo tópico.

#### 4.2.2 Critério das Áreas Iguais (CAI)

O Critério das Áreas Iguais trata-se de uma técnica de análise que permite um entendimento direto dos fenômenos físicos envolvidos nos problemas de estabilidade transitória. Como o próprio título já diz, esta técnica visa analisar a estabilidade angular por uma comparação entre áreas entre curvas, e a partir daí, julgar se trata-se de um sistema estável ou não.

Classicamente, esta análise da estabilidade ( $P \times \delta$ ) se aplica ao modelo EMBI com duas linhas em paralelo para garantir o fornecimento de energia como mostra a Figura 4.3.

Figura 4.3: Modelo EMBI clássico para análise do CAI.



Para a interpretação da Equação (4.19), devemos multiplicá-la a pelo termo  $\frac{d\delta}{dt}$ , assim obtem-se:

$$M \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a \cdot \frac{d\delta}{dt} \quad (4.20)$$

Mas sabe-se que:

$$\frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d}{dt} \left[ \left( \frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] \Rightarrow \frac{1}{2} \cdot \frac{d}{dt} \left[ \left( \frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] \quad (4.21)$$

Logo:

$$\frac{M}{2} \cdot \frac{d}{dt} \left[ \left( \frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = P_a \cdot \frac{d\delta}{dt} \quad (4.22)$$

Simplificando e integrando ambos os lados, obtem-se:

$$d \left[ \left( \frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \frac{2}{M} \cdot P_a d\delta \Rightarrow \frac{d\delta}{dt} = \sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta_{max}} P_a d\delta} = \sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta_{max}} (P_m - P_e) d\delta} \quad (4.23)$$

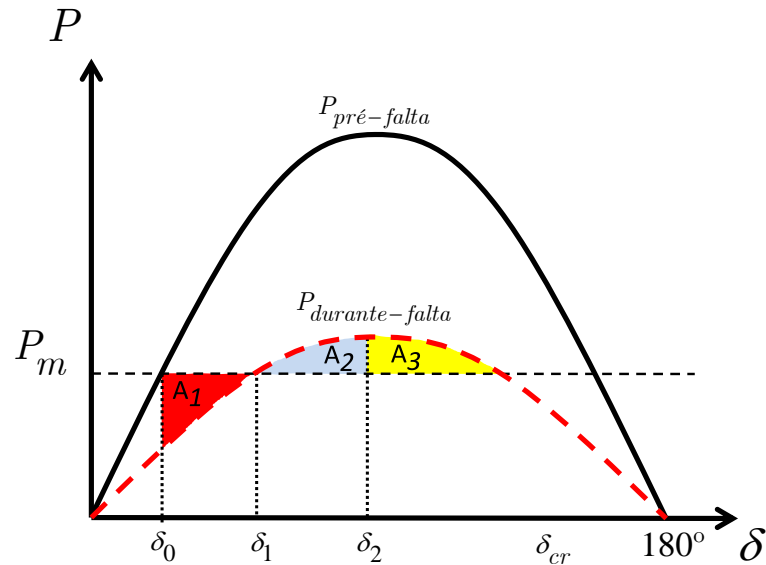
Para uma situação estável, a equação (4.23) é sempre nula. Ou seja, a parcela  $\frac{d\delta}{dt}$  deve sempre decair a zero. Isto significa que o ângulo crítico  $\delta_{max}$  deverá sempre manter-se constante ou, no máximo, sofrer uma oscilação e voltar ao seu valor normal. Por outro lado, o somatório das áreas formadas entre as curvas das potências mecânica e elétrica, para um ângulo variando do valor inicial ao valor crítico, deverá também tender a zero para um sistema com estabilidade.

Para um maior entendimento do que foi mostrado até agora, será explanado de forma gráfica a interpretação do CAI, a seguir.

#### 4.2.2.1 Interpretação Física e Matemática

Representando as potências elétrica e mecânica em regime permanente da Figura 4.3 de forma gráfica, sem a atuação da proteção, é possível obter o que mostra a Figura 4.4.

Foi considerada uma potência mecânica de valor constante e a potência elétrica representada para regime permanente (pré-falta) e durante a falta. Para um curto circuito em uma das linhas com corrente abaixo do ajuste dos disjuntores, pode-se verificar a queda da potência elétrica injetada na rede (durante a falta). Isto significa que para o sistema durante a falta, o ângulo inicial  $\delta_0$  (pré-falta) assumirá um novo valor ( $\delta_1$ ) que poderá oscilar até um valor máximo, passando, inclusive por  $\delta_2$ . Caso o limite máximo seja violado, o sistema entrará em instabilidade. A área  $A_1$  é formada pelo deslocamento angular consequente da mudança de operação. Como na primeira área,  $P_m > P_e$  pode-se afirmar que trata-se de uma região de

Figura 4.4: Curvas de  $P_m$  e  $P_e$  no plano  $Px\delta$ .

Fonte: Próprio autor.

aceleração. Dependendo do comportamento do sistema, as áreas subsequentes responsáveis pela desaceleração ou recuperação ( $A_2$  e/ou  $A_3$ ) definirão se o sistema responderá de maneira estável ou não à abertura do ângulo  $\delta$ . O critério exige minimamente que para a estabilidade, a área de aceleração seja a mesma que a área de desaceleração.

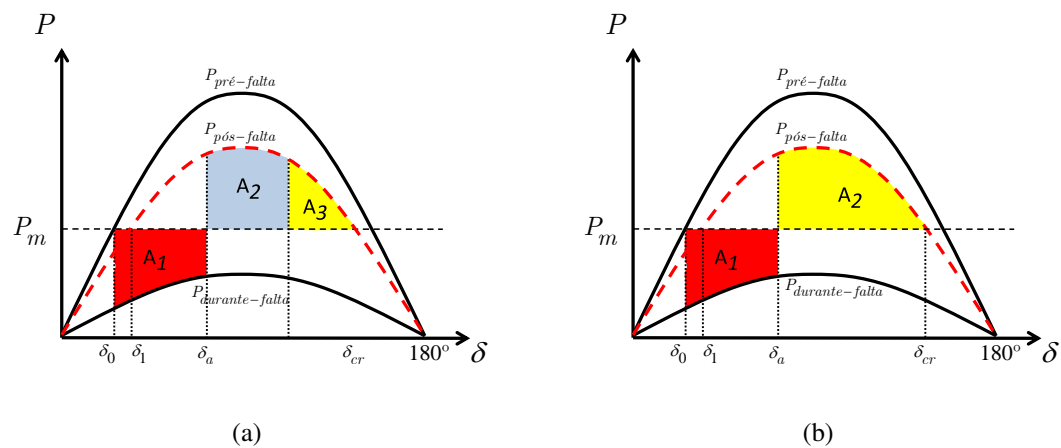
Existirá, portanto, 3 possibilidades para o comportamento do sistema estudado (MARIOTTO, 2008):

- $A_1 < (A_2 + A_3); A_3 > 0$ : resposta estável à oscilação. A área  $A_1$  tende a tirar o sistema de sincronismo. Entretanto como o valor máximo do ângulo de abertura está dentro da margem das áreas de desaceleração, o ângulo  $\delta$  final deverá ser aquele que iguale as potências mecânica e elétrica. Em outras palavras, o ângulo de abertura terá uma margem maior que  $\delta_2$  para oscilação, e retornar ao novo ponto de equilíbrio ( $\delta_1$ ).
- $A_1 = (A_2 + A_3); A_3 = 0$ : resposta criticamente estável. Como  $A_1 = A_2$  significa que não há margem de segurança. O ângulo crítico de abertura é o próprio  $\delta_2$ . Ou seja, o ângulo  $\delta$  para assumir o novo ponto de equilíbrio ( $\delta_1$ ) tem um valor máximo de oscilação  $\delta_2$  para a estabilização angular do sistema.
- $A_1 > (A_2 + A_3)$ : resposta instável à perturbação, ou seja, violação da condição básica de estabilidade angular. Quando a área de aceleração for maior que a área de recuperação,  $\delta$

aumentará indefinidamente a partir de  $\delta_0$  sem possibilidades de recuperação. Logo, neste caso, existirá a atuação da proteção.

Considerando, então a abertura da linha, as características  $P-\delta$  são mostrada pela Figura 4.5.

Figura 4.5: Curvas de  $P_m$  e  $P_e$  no plano  $P \times \delta$  sem a barra  $\beta$ .



Fonte: Modificada de Mariotto (2008).

É interessante perceber que para a Figura 4.5a o ângulo crítico não é atingido, pois  $A_3 > 0$ . Isto significa que, graças à robustez do sistema, a falta não foi severa o suficiente para provocar a instabilidade do sistema. Já a Figura 4.5b além das condições de pré-falta e durante a falta, aparecerá também a característica pós-falta. Este caso acontece com o acionamento da proteção, fazendo com que haja o suprimento energético somente por uma das linhas.

Em Mariotto (2008) também é mostrado o equacionamento necessário para o cálculo do ângulo crítico para este caso estudado.

Como dito anteriormente, o trabalho está focado em analisar a estabilidade transitória angular bem como a estabilidade estática de tensão. Esta segunda análise possibilita a investigação do impacto do carregamento de um sistema no comportamento da tensão do mesmo. Tema do próximo tópico.

### 4.3 Estabilidade Estática de Tensão - EET

A estabilidade da tensão é o termo adotado para a capacidade de um SEP manter a tensão em níveis aceitáveis em todos os barramentos do sistema para condições normais e pós-falta. Já a instabilidade é uma característica adotada por um sistema quando, devido ao aumento



da demanda da carga ou qualquer outra mudança nas condições de operação, há uma queda incontrolável da tensão do sistema completo ou parcial (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

A análise estática de estabilidade está diretamente relacionada às equações diferenciais capazes de representar o comportamento do SEP. Quando seus estados variam lentamente, pode-se resumi-las em equações puramente algébricas, permitindo analisá-las para pontos de equilíbrio (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

A preocupação em conter problemas de instabilidade tem como principal objetivo evitar um possível colapso de tensão. Colapsos de tensão são, na maioria das vezes, as causas de eventos nocivos ao sistema, como a queda acentuada da tensão em boa parte das barras do SEP, comprometendo o fornecimento de energia. Em Kundur, Balu e Lauby (1994), são citados alguns casos de severos colapsos de tensão nos Estados Unidos e na Europa.

A estabilidade de tensão é um fenômeno que está intimamente ligado com suas fontes de reativos do sistema. Isso significa dizer que caso essas fontes estejam muito longe para dar suporte a qualquer evento de contingência, como a perda de linha ou o aumento súbito de carga, por exemplo, a atuação da proteção do SEP pode provocar um desligamento em cascata. Isto acontece devido à operação dos relés de subtensão (ANSI-27) e subfrequência (ANSI-81)(MARIOTTO, 2008).

As curvas P-V e P-Q determinam a demanda máxima que o sistema pode atender, mostrando a proximidade que o sistema se encontra de um colapso de tensão. São geralmente traçadas através de fluxo de potência.

Para uma abordagem mais completa, nas próximas subseções serão tratadas, além da formulação matemática, a interpretação física destas curvas num sistema elétrico de potência.

### 4.3.1 A Curva P-V

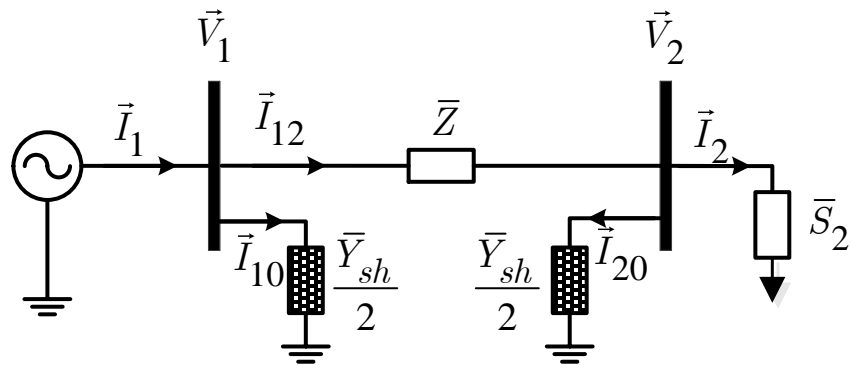
#### 4.3.1.1 Formulação Matemática

Consideremos inicialmente, um sistema representado por um sistema de geração alimentando uma carga através de uma LT com topologia “ $\pi$ ”, como ilustrado pela Figura 4.6.

Onde:

- $\vec{V}_1, \vec{I}_1, \vec{V}_2$  e  $\vec{I}_2$ : fasores de tensão e corrente no lado da geração e da carga, respectivamente;
- $\vec{I}_{12}$ : fasor da corrente transmitida da geração para carga;
- $\vec{I}_{10}$  e  $\vec{I}_{20}$ : fasor da corrente no ramo *shunt* da linha do lado da fonte e da carga, respectivamente;

Figura 4.6: Modelo Geração-Carga reduzido de um sistema de potência.



Fonte: Próprio autor.

- $\bar{Z}$ : Impedância série da linha;
- $\bar{Y}_{sh}$ : admitância *shunt* da linha;
- $\bar{S}_2$ : potência aparente no barramento da carga.

E ainda:

$$\begin{array}{lll}
 \vec{V}_1 = V_1 \angle \theta_1 & \vec{V}_2 = V_2 \angle \theta_2 & \vec{I}_1 = I_1 \angle \alpha_1 \\
 \vec{I}_2 = I_2 \angle \alpha_2 & \vec{I}_{12} = I_{12} \angle \alpha_{12} & \vec{I}_{10} = I_{10} \angle \alpha_{10} \\
 \vec{I}_{20} = I_{20} \angle \alpha_{20} & \bar{Z} = Z \angle \beta & \bar{Y} = Y \angle \theta_{sh} \\
 \bar{S}_2 = S_2 \angle \phi & & 
 \end{array}$$

Relacionando as tensões e correntes através da lei de Kirchoff das tensões, tem-se:

$$\vec{V}_1 = \bar{Z} \vec{I}_{12} + \vec{V}_2. \quad (4.24)$$

Sabe-se que:

$$\vec{I}_{12} = \vec{V}_2 \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + \vec{I}_2. \quad (4.25)$$

Substituindo e manipulando (4.25) em (4.24), obtém-se:

$$\vec{V}_1 = \left[ \bar{Z} \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + 1 \right] \vec{V}_2 + \vec{I}_2 \bar{Z}. \quad (4.26)$$

Reescrevendo, tem-se:

$$\vec{V}_1 = \bar{A}\vec{V}_2 + \bar{B}\vec{I}_2. \quad (4.27)$$

Onde:

$$\bar{A} = A\angle\alpha = \left[ \bar{Z}\frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + 1 \right],$$

$$\bar{B} = B\angle\beta = Z\angle\beta.$$

Aplicando agora a lei de Kirchoff das correntes para o sistema da Figura 4.5, tem-se:

$$\vec{I}_1 = \vec{I}_{10} + \vec{I}_{12} = \vec{I}_{10} + (\vec{I}_{20} + \vec{I}_2) \quad (4.28)$$

Deixando em função das tensões dos terminais, obtém-se:

$$\vec{I}_1 = \vec{V}_1 \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + \vec{V}_2 \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + \vec{I}_2. \quad (4.29)$$

Substituindo (4.22) em (4.29) é possível obter

$$\vec{I}_1 = \bar{C}\vec{V}_2 + \bar{D}\vec{I}_2. \quad (4.30)$$

Onde:

$$\bar{C} = \left[ \bar{Y}_{sh} \left( 1 + \bar{Z}\frac{\bar{Y}_{sh}}{4} \right) \right].$$

$$\bar{D} = \left[ \bar{Z}\frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + 1 \right].$$

Matricialmente, as equações (4.27) e (4.30) podem ser representadas pela equação (4.31).

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vec{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_2 \\ \vec{I}_2 \end{bmatrix}. \quad (4.31)$$

Os quadripolos definidos por  $\bar{A}$ (adimensional),  $\bar{B}$ (ohm),  $\bar{C}$ (siemens) e  $\bar{D}$ (adimensional) possuem valores diferentes para modelos de linhas médias e longas (distância acima de 240km). Isso acontece devido aos modelos de transmissão serem diferentes. Para curtas distâncias, a linha pode ser representada por uma impedância série. Para linhas médias e longas, a linha é representada pelo modelo  $\pi$ -nominal e  $\pi$ -equivalente, respectivamente (STEVENSON, 1982)(MA-

RIOTTO, 2008).

Tratando-se agora da potência transmitida de um terminal ao outro, a potência da carga pode ser definida como mostrado a seguir:

$$\bar{S}_2 = \vec{V}_2 \vec{I}_2^* = P_2 + jQ_2. \quad (4.32)$$

A corrente no terminal da carga é dada por:

$$\vec{I}_2 = \left[ \frac{\vec{V}_1 - \vec{V}_2}{B} \right]. \quad (4.33)$$

Substituindo (4.33) em (4.32), obtém-se:

$$\bar{S}_2 = \vec{V}_2 \left[ \frac{\vec{V}_1 - \vec{V}_2}{B} \right]^* = \left[ \frac{V_1 V_2 \angle(\theta_2 - \theta_1 + \beta)}{B} \right] - \left[ \frac{AV_2^2 \angle(\beta - \alpha)}{B} \right]. \quad (4.34)$$

Utilizando a propriedade de Euler para as potências, é possível definir as parcelas ativa e reativa de forma separada, como mostram as equações (4.35) e (4.36).

$$P_2 = \left[ \frac{V_1 V_2}{B} \right] \cos(\beta - \theta) - \left[ \frac{AV_2^2}{B} \right] \cos(\gamma), \quad (4.35)$$

$$Q_2 = P_2 \operatorname{tg} \phi = \left[ \frac{V_1 V_2}{B} \right] \operatorname{sen}(\beta - \theta) - \left[ \frac{AV_2^2}{B} \right] \operatorname{sen}(\gamma). \quad (4.36)$$

Em que:

$$\theta = \theta_1 - \theta_2 \qquad \gamma = \beta - \alpha \qquad \operatorname{tg} \phi = \frac{Q_2}{P_2}$$

#### 4.3.1.2 A análise de estabilidade com a curva P-V

Para ser possível a análise através da curva P-V, faz-se necessário, primeiramente, a manipulação matemática por trás da estabilidade estática de tensão para sistemas elétricos de potência. Esta necessidade está diretamente ligada à análise da equação de Bháskara, pois através desta, é possível achar um valor crítico de tensão para determinado valor de carga. Logo, a partir de (4.35) e (4.36), se elevarmos ao quadrado e somarmos ambas as equações, obtém-se o que é mostrado na equação (4.37).

$$\left[\frac{A}{B}\right]^2 V_2^4 + \left[\left(\frac{2AP_2}{B}\right)(\cos\gamma + tg\phi sen\gamma) - \left(\frac{V_1}{B}\right)^2\right] V_2^2 + [P_2^2(1 + tg^2\phi)] = 0. \quad (4.37)$$

É importante perceber que essa manipulação além de tornar possível a análise através de Bháskara, traz também o cancelamento do termo  $(\beta - \theta)$ , facilitando ainda mais o equacionamento.

Manipulando (4.37), tem-se:

$$aV_2^4 + bV_2^2 + c = 0. \quad (4.38)$$

Em que:

$$a = \left[\frac{A}{B}\right]^2 \quad b = \left[\frac{2ABP_2(\cos\gamma + tg\phi sen\gamma) - V_1^2}{B^2}\right] \quad c = P_2^2(1 + tg^2\phi)$$

Por Bháskara, a solução da equação (4.38) é dada por:

$$(V_2^2) = \frac{-b \pm \sqrt{\Delta}}{2a} \Rightarrow V_2 = \sqrt{\frac{-b \pm \sqrt{\Delta}}{2a}} \quad (4.39)$$

Onde:

$$\Delta = b^2 - 4ac$$

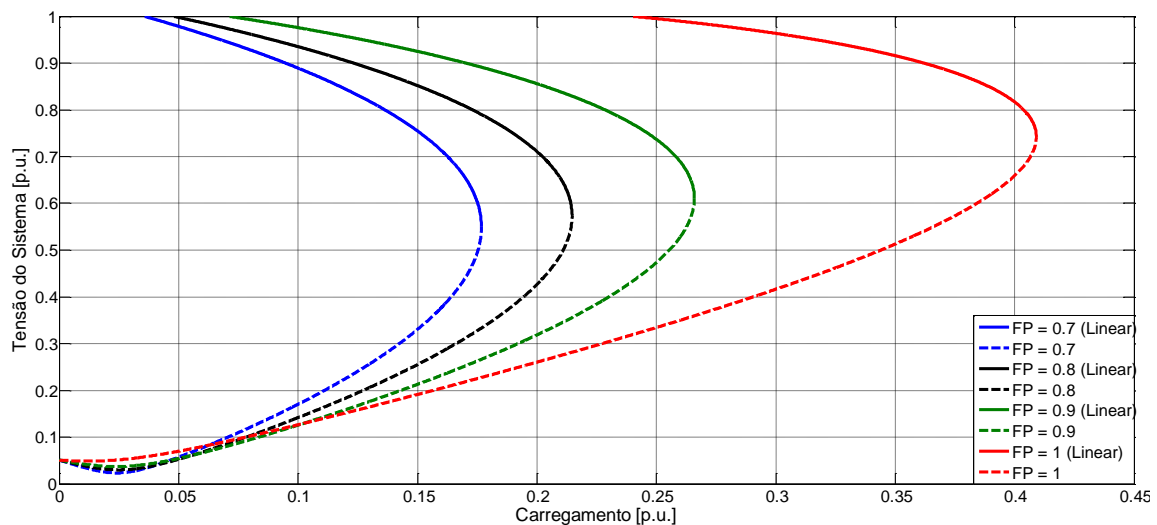
Desta forma, o valor de  $\Delta$  está cercado por três possibilidades, a saber:

- $\Delta > 0$ :  $V_2$  assumirá dois valores reais. Onde a raiz de maior valor representará a região estável e a de menor valor, a região instável da curva P-V (MARIOTTO, 2008).
- $\Delta = 0$ :  $V_2$  convergirá para uma única solução. Esta solução indica o valor crítico de operação, ou seja, o ponto de operação que apresenta um colapso de tensão.

- $\Delta < 0$ : Não existirá solução real para  $V_2$ . Ou seja, o sistema estará inapto a operar sob estas condições de carga.

O ponto crítico de operação pode ser melhorado dependendo das características do sistema. Através de métodos iterativos é possível obter, sob diferentes valores de  $\phi$ , as curvas P-V. Para ilustrar o “deslocamento” do ponto crítico à medida que se melhora o fator de potência (menos indutivo), a Figura 4.7 mostra uma compilação de curvas com diferentes valores de FP. Como especificado anteriormente, observa-se na Figura 4.7 que para carregamentos menores

Figura 4.7: Curvas P-V com diferentes FP.



Fonte: Próprio autor.

que o crítico, existem sempre dois valores que representam a operação estável (linha contínua) para o maior valor e operação instável (linha tracejada) para o menor valor. É válido ressaltar que o carregamento em questão, trata-se de suprimento de potência ativa. Entretanto é possível entendê-lo como potência aparente já que é especificado o FP.

Ainda na Figura 4.7, confere-se também que com a mudança de FP (correspondentes aos valores angulares  $\phi$  da carga), i.e. a característica reativa presente no sistema, é possível verificar a forte influência na estabilidade de um sistema. De acordo com Mariotto (2008), Taylor, Balu e Maratukulam (1994), a localização, a quantidade e as características das fontes de reativos são variáveis que interferem diretamente na estabilidade de um SEP. Pensando nisso, existem muitas bibliografias que analisam, por exemplo, a adoção de compensadores de reativos no SEP. Um exemplo delas é o trabalho de Santos (2003), que estuda a influência de um STATCOM no SEP. Pelo fato de existirem vários tipos de compensadores no mercado, é feita também uma comparação operacional entre o SVC (*Static Var Compensator*) e o STATCOM.

No entanto, para o detalhamento do comportamento da tensão do sistema com a variação do carregamento (em módulo e FP), a curva P-Q especifica a região adequada de operação. Entretanto, para elaboração do plano P-Q de um sistema, é necessário a disposição de *softwares* mais complexos capazes de calcular de forma iterativa, o valor da tensão e, ao mesmo tempo, avaliar se este valor condiz com procedimentos de rede. É possível verificar um exemplo de estudo da curva P-Q em Mariotto (2008), que além de trazer a análise P-Q completa (para cada quadrante), este estuda a aplicação para todas as barras do sistema com e sem presença de geração eólica.

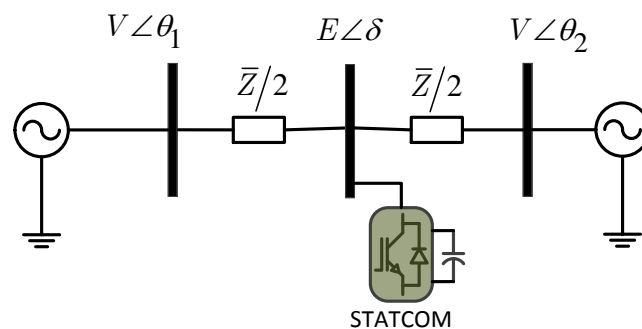
Devido ao fato deste trabalho propor um estudo de operação conjunta de um complexo de geração e um STATCOM, na próxima seção será abordada a influência de um STATCOM na estabilidade de sistemas de potência.

#### 4.4 Estabilidade para Sistemas com STATCOM

##### 4.4.1 Estabilidade transitória

A Figura 4.8 ilustra um SEP composto por duas máquinas síncronas interligadas por uma linha, onde em seu ponto central existe um STATCOM para o suporte de reativos.

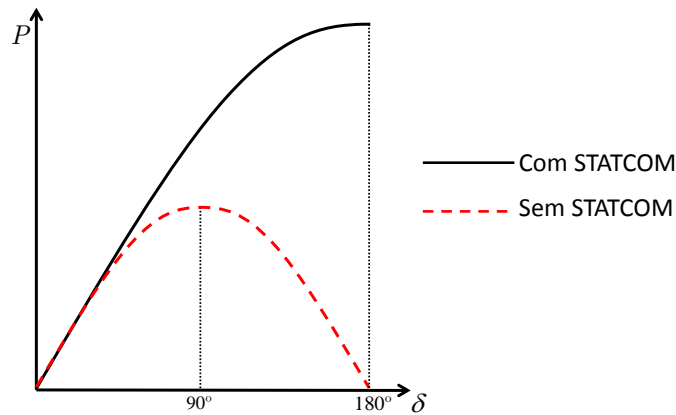
Figura 4.8: Modelo reduzido de um SEP com STATCOM.



Fonte: Próprio autor.

Com o objetivo de mostrar a melhoria na estabilidade transitória que o STATCOM pode proporcionar ao sistema, as curvas mostradas pela Figura 4.9 apresentam um acréscimo substancial no ângulo crítico do sistema.

Como o STATCOM foi inserido no ponto médio da linha, e, portanto, existe a divisão angular do ângulo existente entre as fontes, o valor do novo ângulo de fase será  $\frac{\delta}{2}$ . Isto proporciona o novo ponto máximo da curva do sistema com STATCOM em  $180^\circ$ .

Figura 4.9: Característica  $P - \delta$  de um sistema com STATCOM.

Fonte: Adaptada de Santos (2003).

Isto representa um aumento na capacidade de reestabilização do sistema devido o STATCOM ter a capacidade de fornecer a máxima corrente capacitiva de saída ( $I_{C_{max}}$ ) mesmo sob aumento do deslocamento angular e da variação da tensão no ponto de compensação (GYUGYI, 1994). O aumento da potência transmitida pelo sistema compensado pelo STATCOM é dada pela Equação (4.40).

$$P = \frac{V_t^2}{X_l} \cdot \text{sen}(\delta) + \frac{V_t \cdot I_{C_{max}}}{2} \cdot \text{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right). \quad (4.40)$$

#### 4.4.2 Estabilidade estática

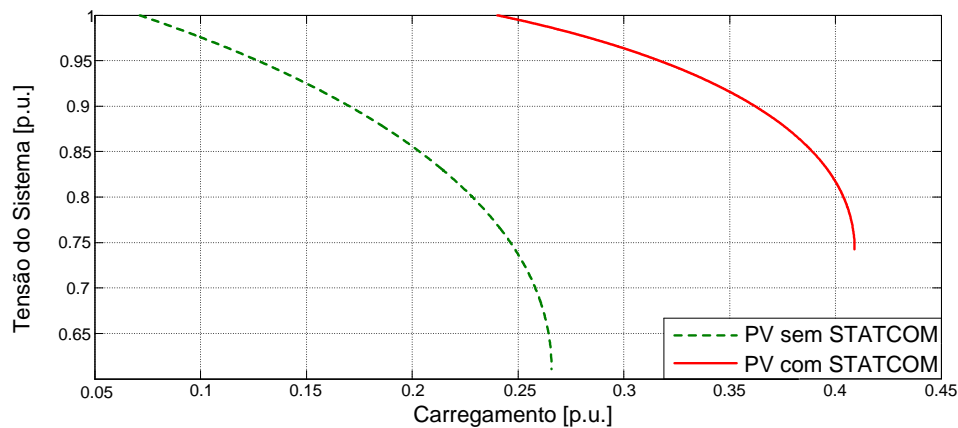
Uma otimização também acontece na estabilidade estática do sistema. Uma vez que o STATCOM está inserido no sistema, há uma melhoria na curva P-V do mesmo. Com o objetivo de comparação, a Figura 4.10 mostra a curva P-V antes e depois de aplicação do STATCOM.

Como o STATCOM foi inserido no ponto médio da linha, e, portanto, o valor do novo ângulo de fase será  $\frac{\delta}{2}$ , o ponto máximo na curva P-V do sistema com STATCOM será em  $180^\circ$ .

É possível perceber então, que a adoção de uma compensação reativa através do STATCOM, traz benefícios diretos no que diz respeito a aumento da robustez operacional do sistema. No entanto, é importante frisar que este é um dispositivo com custo elevado e todo cuidado deve ser tomado para o dimensionamento.



Figura 4.10: Melhoria trazida à curva P-V do sistema.



Fonte: Próprio autor.

#### 4.5 Conclusão

Este capítulo apresentou a teoria sobre estabilidade de sistemas elétricos de potência para dar ao leitor um embasamento teórico para a análise da real contribuição deste trabalho. Foi visto que para a operação adequada e estável de um SEP, é necessário o mesmo estar em níveis de oscilação, seja angular ou de tensão, dentro dos limites operacionais aceitáveis. Para a estabilidade estática, ou seja, para regime permanente, foi verificado que há basicamente a preocupação com o comportamento da tensão. Já para a estabilidade transitória (ou dinâmica, como ressaltam outras literaturas), a questão analisada é o ângulo de abertura. Isto deve-se ao fato de um sistema possuir uma abertura angular momentânea quando há uma falta. Dependendo da falta em questão, esta abertura pode violar os limites de estabilidade, podendo causar desligamento em cascata, uma vez que não exista um sistema de proteção adequado. Além da teoria abordada, foi visto também todo o embasamento matemático para que análises como o CAI e a avaliação da característica P-V do sistema, sejam verdadeiros facilitadores nestas questões.

Por último, tendo como o horizonte dinâmico e estático de estabilidade de sistemas elétricos, foram mostrados os benefícios mais imediatos para um sistema equipado com um STATCOM. Se por um lado a importância que o STATCOM traz ao deslocar positivamente o ponto crítico de um sistema traz maior confiabilidade e robustez, pelo menos temporariamente. Por outro, a substancial tolerância adicionada a oscilação angular, torna o sistema apto a suportar faltas mais severas.

Entretanto é de extrema importância, saber qual potência nominal de um STATCOM é necessário para, por exemplo, reposicionar em níveis adequados, a tensão de uma barra existente na rede básica. O próximo capítulo aborda a problemática estudada pelo trabalho trazendo,

além da aplicação de um STATCOM num cenário real, o dimensionamento da potência mínima e discussão de possíveis critérios de parada para o dimensionamento máximo do STATCOM para esta aplicação.

## 5 CENÁRIOS DE ESTUDO: A OPERAÇÃO COORDENADA

### 5.1 Introdução

Neste capítulo é apresentado uma metodologia para do dimensionamento da potência nominal de um STATCOM para dois cenários diferentes: inserção do STATCOM no sistema elétrico brasileiro (cenário real) e num sistema hipotético. O primeiro cenário de análise é composto por duas centrais eólicas de geração, ambas baseadas em DFIG, conectadas através de linhas de transmissão exclusivas em uma Subestação de Transmissão (SET). É considerado que as máquinas operem sendo capazes de conceder suporte à tensão da rede. Isto significa que foi reservado uma parcela da capacidade nominal da máquina para a regulação da tensão no Ponto de Conexão Comum (PCC). Este cenário está localizado no nordeste brasileiro. Para realização do estudo deste cenário, serão utilizados os *software* MatLab e ANAREDE. Para o segundo cenário, composto por uma unidade de geração eólica conectado diretamente à rede, além da validação do dimensionamento, é reservado maior interesse para verificação de formas de onda, comportamento da compensação reativa entre outras análises. Para realização do estudo do segundo cenário, serão utilizados os *software* MatLab e PsCAD

O suporte à tensão do sistema é uma obrigação que centrais de geração devem cumprir para que haja uma constante regulação na tensão do sistema. Esta característica operacional em sistemas de potência já é uma realidade em vários países europeus como a Espanha, Dinamarca, Alemanha, entre outros. Em âmbito nacional, ainda não existe qualquer exigência para esta questão. Porém, sabe-se que os operadores de sistemas tendem a aumentar os requerimentos operacionais para a estabilidade do sistema à medida que há uma complexidade operacional crescente. Muito embora exista inúmeras imposições do Operador Nacional do Sistema (ONS) para que exista um sistema estável e capaz de suprir a demanda energética nacional.

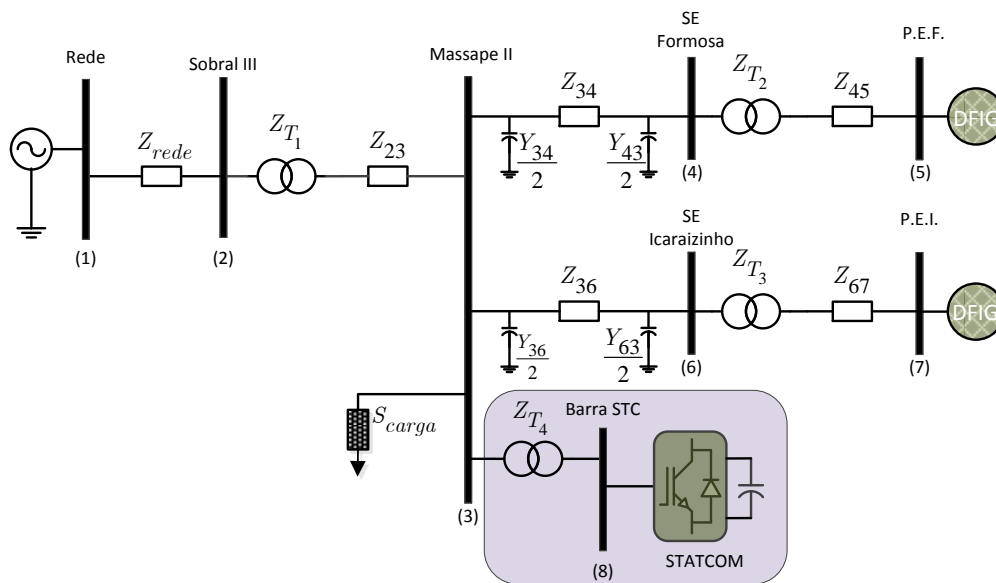
Este trabalho propõe e utiliza uma metodologia para o dimensionamento do STATCOM através da análise da Estabilidade Estática de Tensão (EET). Este critério consiste basicamente na análise da característica “P-V” do sistema. O dimensionamento do STATCOM visou o atendimento aos procedimentos de rede, regidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Toda a didática desenvolvida para a análise da EET do sistema bem como o dimensionamento do STATCOM serão especificadas nas próximas seções.

Devido à indisponibilidade de parâmetros reais do sistema (impedância de linhas e transformadores), fez-se necessário a adoção de dados extraídos diretamente de fabricantes. Em outras palavras, foram adotados parâmetros de equipamentos aplicáveis a este caso, obe-

decendo inclusive, a classe de tensão de cada divisão do sistema. Para o carregamento na SET foi escolhido, para efeito de visualização, uma carga que é capaz de levar o sistema ao colapso de tensão. Desta forma, qualquer mudança na característica P-V do sistema, será de fácil visualização.

Para maior compreensão, a Figura 5.1 mostra o sistema estudado do primeiro cenário especificando o ponto de conexão do STATCOM. Em que “P.E.F”(Parque Eólico de Formosa) e

Figura 5.1: Sistema estudado com ANAREDE com inserção do STATCOM.



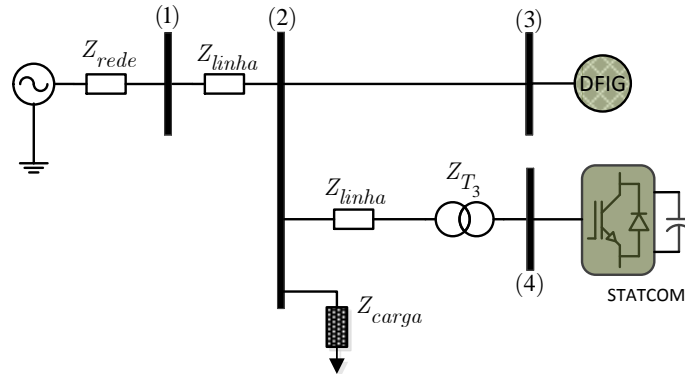
Fonte: Próprio autor.

“P.E.I.”(Parque Eólico de Icaraizinho) são as barras que representam toda energia ativa e reativa de cada parque.

É importante ressaltar que por motivos de simplificação da análise, foi considerado um decréscimo na potência gerada pelos parques devido a perdas elétricas, fatores de capacidade e até mesmo paradas por manutenção de algumas máquinas. Desta forma não é mais necessário representar os sistemas de média (34,5 kV) e baixa tensão (600 V). No decorrer deste capítulo serão levantadas discussões sobre vantagens e desvantagens no que diz respeito a aplicação de um STATCOM num SEP.

Para o segundo cenário, foi adotado o sistema mostrado na Figura 5.2.

Figura 5.2: Sistema estudado com PsCAD com inserção do STATCOM.



Fonte: Próprio autor.

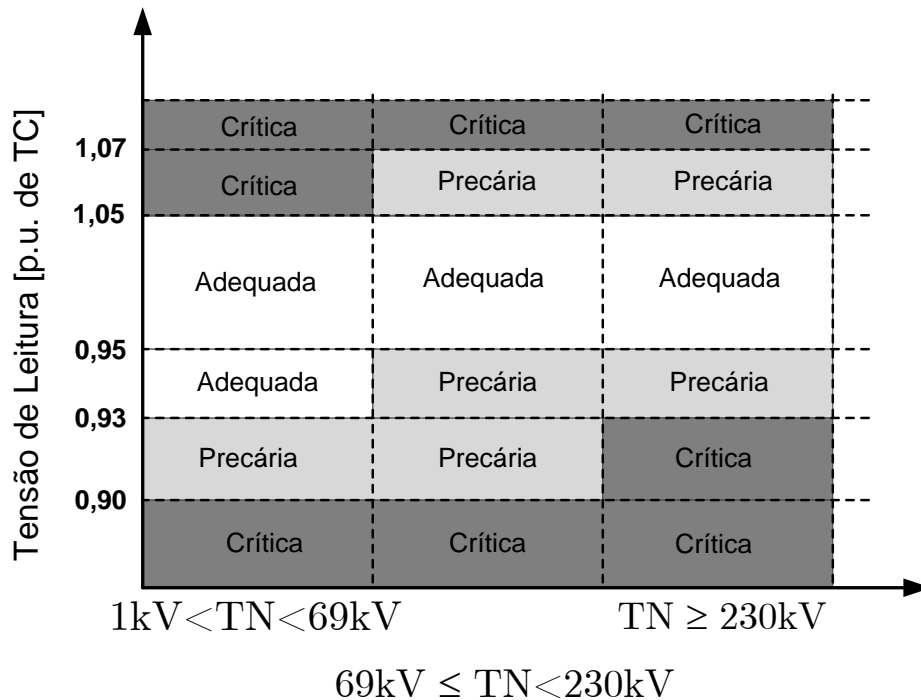
Trata-se de um cenário de geração distribuída em que à rede foram conectados a central de geração eólica o STATCOM e a carga. Para a geração e carga, foi decidido a conexão direta, e através da LT e transformador de acoplamento, o STATCOM, de forma indireta.

## 5.2 Descrição dos Cenários

### 5.2.1 Cenário 1: MatLab x ANAREDE

O sistema tem tensão nominal de operação de 230 kV. Considerando que o sistema está inserido na rede básica, este deve se adequar com as exigências do órgão vigente. O ONS impõe uma operação com uma oscilação máxima de  $\pm 5\%$  da tensão nominal (MÓDULO 2, 2010). Caso o sistema estudado estivesse em âmbito de distribuição de energia, o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) exigiria uma tensão constantemente regulada em 1 p.u. (MÓDULO 8, 2015). A Figura 5.3 mostra as tolerâncias de oscilação para todos os níveis de tensão vigentes pelo ONS.

Figura 5.3: Gráfico dos limites níveis de tensão.



Fonte: Submódulo ONS 2.8

Onde TN e TC são, respectivamente, a tensão nominal e tensão contratada.

Como dito anteriormente, apesar de não serem reais, os parâmetros considerados para o sistema são capazes de proporcionar uma boa representação. Isto porque as informações foram obtidas diretamente de fabricantes. Assim sendo, a Tabela 5.1 mostra todos os parâmetros utilizados para cálculo do sistema bem como as impedâncias dos transformadores.

Tabela 5.1: Parâmetros de cálculo e impedância dos transformadores.

Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
Tensão de base [kV]	230	$Z_{T_1}$ [p.u.]	0,0347
Potência de base [MVA]	100	$Z_{T_2}$ [p.u.]	0,1083
Impedância de base [ohm]	529	$Z_{T_3}$ [p.u.]	0,1700
Admitância de base [S]	1,8903e-03	$Z_{T_4}$ [p.u.]	0,1083

É importante ressaltar que por motivos de simplificação, a impedância do transformador de acoplamento do STATCOM foi adotada sendo a mesma do transformador na SE Formosa.

Foi verificado através do Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do Sistema Interligado Nacional (SINDAT), que as linhas que interligam a SET Massape II as SEs Formosa e Icaraizinho, possuem, respectivamente, 110 e 103 km de distância, caracterizando LTs médias.

Faz-se necessário então, a representação “pi” destas linhas incluindo valores de admitâncias e quadripolos para tais.

De forma a sintetizar todas as informações a respeito das LTs do sistema estudado, a Tabela 5.2 traz todas as impedâncias e admitâncias, bem como, os quadripolos das linhas que compõem a interligação das centrais eólicas de geração ao sistema. A impedância da rede, apesar de não ser real, também é especificada.

Tabela 5.2: Parâmetros das linhas e impedância da rede.

Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor
$Z_{34}$ [p.u.]	$7,4550e-2\angle 72,63^\circ$	$Z_{23}$ [p.u.]	$7,9297e-3\angle 72,63^\circ$
$Y_{34}$ [p.u.]	$0,2804\angle 90^\circ$	$Z_{45}$ [p.u.]	$1,8903e-3$
$Z_{36}$ [p.u.]	$6,9809e-2\angle 72,63^\circ$	$Z_{67}$ [p.u.]	$2,6465e-3$
$Y_{36}$ [p.u.]	$0,2624\angle 90^\circ$	$Z_{rede}$ [p.u.]	$4,8012e-4\angle 89,43^\circ$
$\bar{A}_{34}$ e $\bar{D}_{34}$	$0,9900\angle 0,18^\circ$	$\bar{A}_{36}$ e $\bar{D}_{36}$	$0,9912\angle 0,158^\circ$
$B_{34}$ [p.u.]	$7,4550e-2\angle 72,63^\circ$	$B_{36}$ [p.u.]	$0,0698\angle 72,637^\circ$
$C_{34}$ [p.u.]	$0,2790\angle 90,09^\circ$	$C_{36}$ [p.u.]	$0,2612\angle 90,08^\circ$

Em que A, B, C e D são os quadripolos das respectivas linhas.

Atualmente, a central eólica de geração Praia Formosa e Icaraizinho possuem potência instalada de 104,6 MVA (50 máquinas de 2,1 MW) e 54,4 MVA (26 máquinas de 2,1 MW), respectivamente. De acordo com o Módulo 3 (2010) uma das exigências para conexão a rede básica é o FP de operação estar entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo. Considerando que haja a suporte de reativos à tensão da rede, a Tabela 5.3 especifica as potências médias adotadas pelo trabalho para cada parque. Para a determinação da carga crítica foi utilizado o software

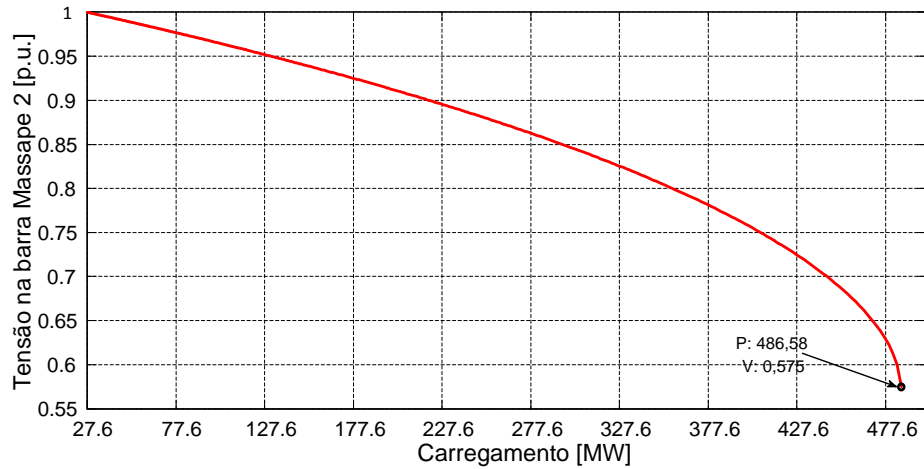
Tabela 5.3: Parâmetros gerais dos parques eólicos.

Parque Eólico	Máquinas		Potência Instalada [MVA]	FP		Potência na barra		Potência na SE	
	Quant.	Potência [MW]		Máx (cap)	Mín (ind)	Ativa [MW]	Reativa [Mvar]	Ativa [MW]	Reativa [Mvar]
Praia Formosa	50	2,1	104,6	0,95	0,95	99,37	32,66	98,62	31,44
Icaraizinho	26	2,1	54,4	0,95	0,95	51,68	17,0	51,28	16,35

Fonte: Próprio autor.

ANAREDE. Através da elaboração da curva P-V é possível a visualização do ponto crítico do sistema. É importante verificar através da Figura 5.4 que com a carga de 486,6 MW, a tensão na barra controlada alcança uma tensão de  $0,575$  p.u., um valor inadequado. Como já mencionado, o ponto crítico foi adotado para critério de avaliação da melhoria trazida pelo STATCOM. Num sistema real, este valor de tensão dificilmente existirá por conta de ajustes de proteção contra subtensão além de várias outras possíveis avarias. É válido ressaltar que a carga considerada possui FP 0,70, ou seja, há também uma demanda reativa de 496,4 Mvar (709,2 MVA).

Figura 5.4: Característica P-V do sistema original plotado pelo ANAREDE.



Fonte: Próprio autor.

### 5.2.1.1 Característica sem operação do STATCOM

Para a aplicação do equacionamento mostrado no capítulo anterior, faz-se necessário a redução do sistema com a eliminação das barras Formosa e Icaraizinho. Isto é justificado devido o desconhecimento das tensões e potências ativa e reativa nestas barras.

Para a aplicação do método de eliminação de barras é necessário manipular a matriz de admitância do sistema a fim de deixar as barras indesejadas nas últimas colunas. Assim, houve o remanejamento na enumeração das barras 4, 5, 6, 7 e 8 para 8, 4, 7, 5, e 6, respectivamente. Após a manipulação, a matriz de admitância é dada por:

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y_{rede} & -Y_{rede} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -Y_{rede} & Y_{22} & -Y_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{32} & Y_{33} & 0 & 0 & -Y_{36} & -Y_{37} & -Y_{38} \\ 0 & 0 & 0 & Y_{44} & 0 & 0 & 0 & -Y_{48} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{55} & 0 & -Y_{57} & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{63} & 0 & 0 & Y_{66} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{73} & 0 & -Y_{75} & 0 & Y_{77} & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{83} & -Y_{84} & 0 & 0 & 0 & Y_{88} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Onde:

- $Y_{ii}$ ,  $i = 2, 3, 4 \dots 8$  corresponde ao somatório de todas as admitâncias conectadas na barra “i”;
- $Y_{ij}$ , com  $i, j = 2, 3, 4 \dots 8$  para  $i \neq j$ , corresponde ao somatório de todas as admitâncias

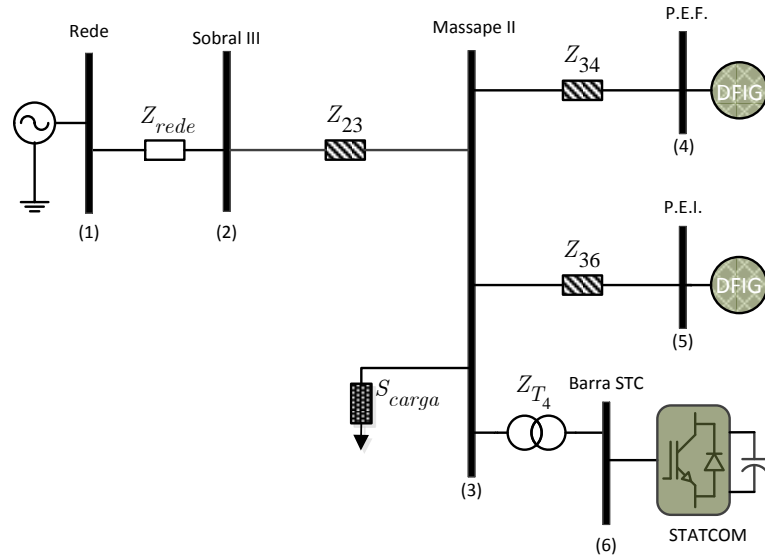


entre as barras “ $i$ ” e “ $j$ ”;

- $Y_{rede}$ , designa a admitância da rede.

Aplicando a redução do sistema é possível representá-lo como mostra a Figura 5.5:

Figura 5.5: Gráfico dos limites níveis de tensão.



Fonte: Próprio autor.

Que possui a matriz de admitância dada por:

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y_{rede} & -Y_{rede} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -Y_{rede} & Y_{22} & -Y_{23} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{32} & Y_{33} & -Y_{34} & -Y_{35} & -Y_{36} \\ 0 & 0 & -Y_{43} & Y_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{53} & 0 & Y_{55} & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{63} & 0 & 0 & Y_{66} \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

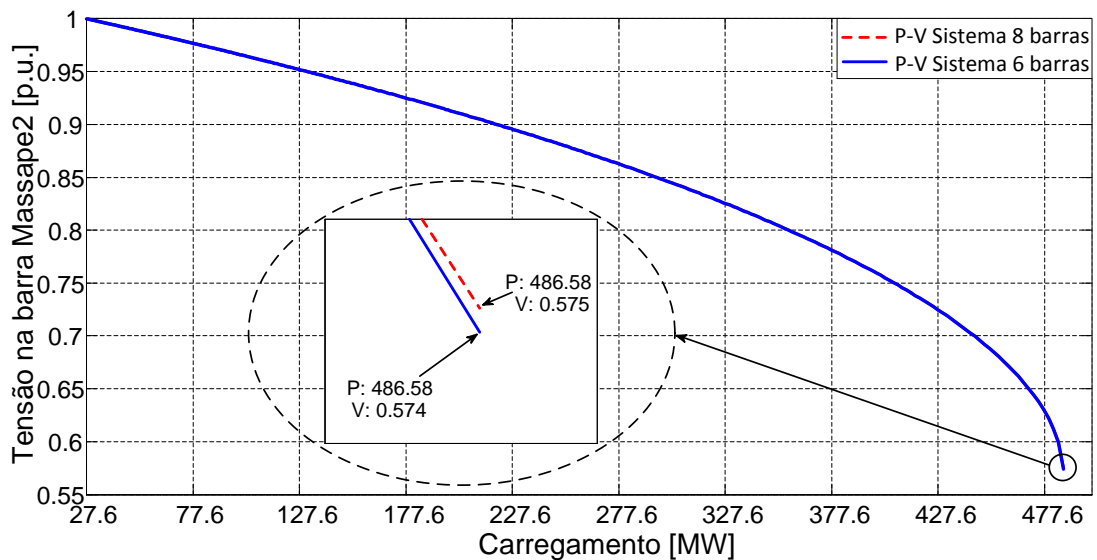
Como há mudança nos parâmetros do sistema, a Tabela 5.4 mostra os novos valores das impedâncias do sistema reduzido da Figura 5.5.

Tabela 5.4: Parâmetros das linhas e impedância da rede para o sistema reduzido.

Parâmetros	Valor
$Z_{34}$ [p.u.]	$0,1816\angle 82,22^\circ$
$Z_{35}$ [p.u.]	$0,2382\angle 84,25^\circ$
$Z_{36}$ [p.u.]	$6,9809e-2\angle 72,63^\circ$
$Z_{23}$ [p.u.]	$7,9297e-3\angle 72,63^\circ$
$Z_{rede}$ [p.u.]	$4,8012e-4\angle 89,43^\circ$

Com o objetivo de avaliar a eficácia da redução do sistema, a Figura 5.6 mostra a diferença, quase que inexistente, entre as características P-V do sistema original e reduzido sem a operação do STATCOM, ambas plotadas pelo ANAREDE.

Figura 5.6: Comparação entre curvas P-V do sistema original e reduzido.



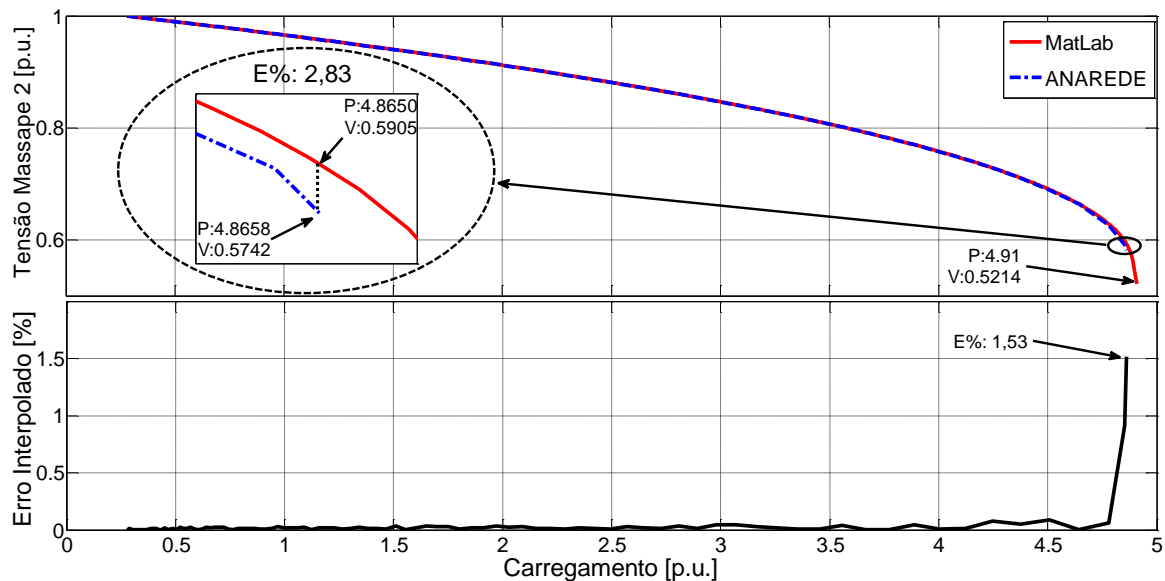
Fonte: Próprio autor.

Através do erro máximo entre as curvas da Figura 5.6 (0,17%), é possível constatar que a redução de 8 para 6 barras, mostrou-se bastante eficaz. Sendo possível então, qualquer estudo sobre sistema original, em cima da topologia reduzida.

Desta forma, aplicando toda a teoria por trás da EET, consegue-se chegar na curva P-V do sistema reduzido. Através da comparação entre a plotagem dos softwares ANAREDE e MatLab, é possível verificar que o *script* desenvolvido para emulação do sistema estudado, consegue representar de forma bastante satisfatória, a característica mostrada pelo ANAREDE. A Figura 5.7 mostra esta comparação para o sistema sem interferência do STATCOM.

É importante considerar que por motivos de parametrização do ANAREDE, a aproximação se deu bastante discrepante no que diz respeito ao último ponto de solução. Porém, tomando

Figura 5.7: Comparação entre curvas P-V plotadas pelo ANAREDE e MatLab do sistema reduzido sem operação do STATCOM.



Fonte: Próprio autor.

como análise o carregamento revelado pelo ANAREDE, ou seja, 486,6 MW, é possível verificar que a tensão apresenta um desvio que não ultrapassa os 3% sendo portanto, uma aproximação satisfatória.

### 5.2.1.2 Dimensionamento do STATCOM

Para o dimensionamento ao sistema estudado pelo presente trabalho, foi considerada uma perda de 70 kW inerente ao STATCOM. Muito embora, as perdas do STATCOM ajam de forma proporcional ao processamento de energia reativa, essa perda foi mantida constante, objetivando a simplificação dos cálculos e mantendo coerência com um modelo real de STATCOM no quesito da absorção de energia.

No sistema da Figura 5.5, com a atuação do STATCOM, a curva P-V deve assumir um comportamento de forma otimizada, uma vez que a tensão da barra massape II tende a ser regulada. Isto significa dizer que para uma carga correspondente ao ponto crítico, a tensão assumirá um valor maior do que 0,575 p.u.. De acordo com Módulo 2 (2010), a tensão em barras de sistemas que se conectam na rede básica deve ter valor mínimo de 0,95 p.u. e máximo de 1.05 p.u.. Para este trabalho, como já dito, deseja-se especificar adequadamente o STATCOM para dar suporte ao sistema para uma regulação de 0,95 p.u. sob a condição de carga crítica. É importante lembrar que, sob um colapso de tensão, o STATCOM bem como os parques atuarão injetando energia reativa para a suportabilidade de tensão na barra regulada, conforme mostrado

na Tabela 5.3.

Reescrevendo a equação (4.37) que relaciona a tensão e potências ativa e reativa da barra analisada, é possível obter o que é mostrado na equação (5.3):

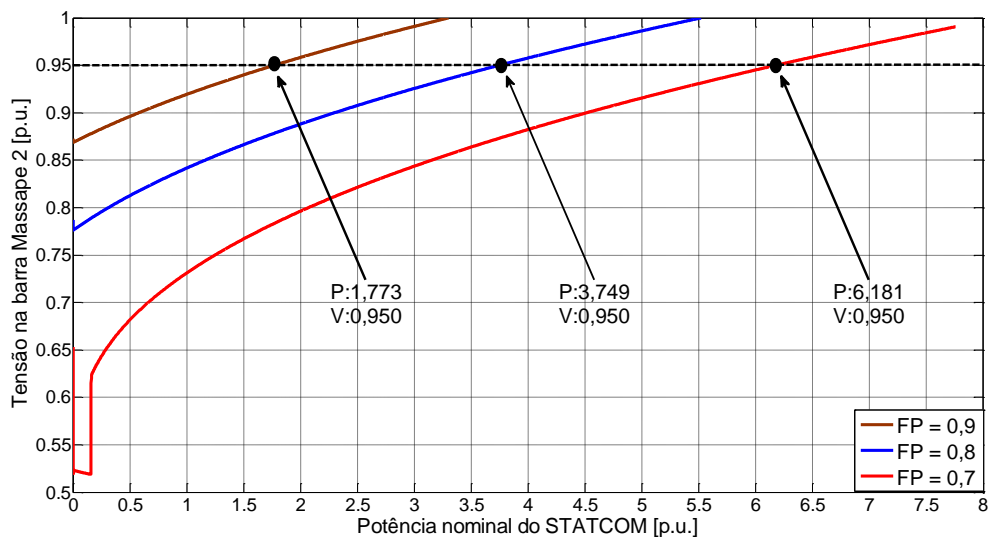
$$V_2^4 - V_2^2[V_1^2 + 2(RP_2 + XQ_2)] + [(R^2 + X^2)(P_2^2 + Q_2^2)] = 0. \quad (5.3)$$

Em que  $P_2$  e  $Q_2$  representam o somatório das potências ativa e reativa na barra regulada, respectivamente.  $R$  e  $X$  representam a resistência e reatância entre barras.

Uma vez que é conhecido, através dos somatórios das potências ativas e reativas, o FP, é possível representar a equação para que a tensão e potência reativa sejam diretamente relacionadas.

Se por um lado, é possível saber a tensão no barramento regulado com uma potência reativa injetada pelo STATCOM, por outro lado, é possível obter o valor da potência reativa necessária para a recuperação da tensão da barra em  $0,95 \text{ p.u.}$ . Assim, isolando a potência reativa da equação (5.3), é possível chegar ao valor da potência nominal do STATCOM. Tomando uma variação da tensão no ponto crítico até o valor de  $1 \text{ p.u.}$  obtém-se, de forma iterativa, o ábaco que relaciona a tensão na barra regulada (Massape 2) e a potência reativa necessária para a readequação da tensão, segundo procedimentos de rede, como mostra a Figura 5.8.

Figura 5.8: Ábaco da relação entre tensão desejada na barra Massape 2 e potência nominal do STATCOM.



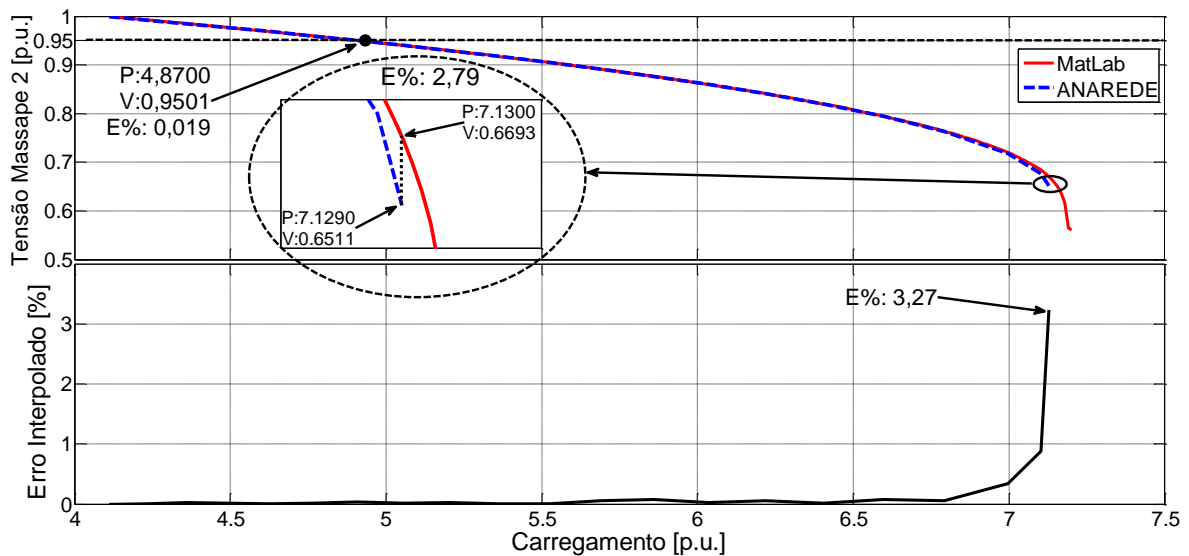
Fonte: Próprio autor.

Com a variação dos valores para o FP (0,7, 0,8 e 0,9) é possível verificar que quanto

maior o FP, menor é a dependência de uma compensação extra. Isto pode ser explicado por conta da menor quantidade de reativo existente no sistema.

Para validação dos resultados obtido pelo ábacos, a Figura 5.9 mostra a comparação das plotagens feitas pelo ANAREDE e MatLab da curva P-V sob a mesma carga de 486,6 MW, porém com a potência do STATCOM especificada pela curva de FP=0,7 da Figura 5.8.

Figura 5.9: Plotagem ANAREDE e MatLab para curva P-V do sistema reduzido com valor de potência nominal fornecida pelo ábaco.



Fonte: Próprio autor.

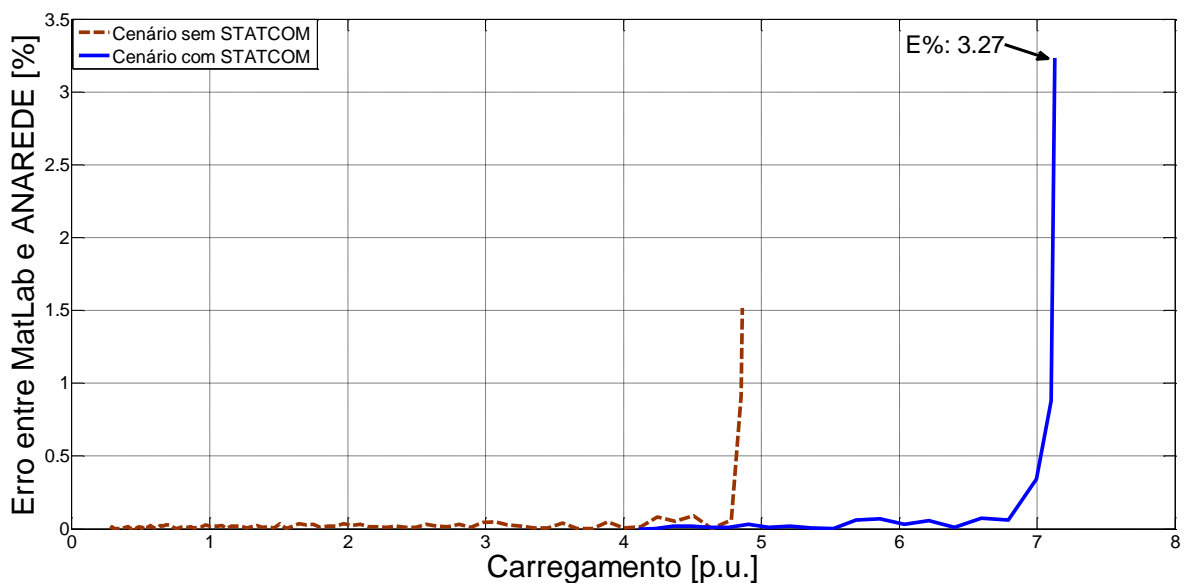
É possível perceber que para este carregamento e um STATCOM de potência nominal de 6,181 p.u. (618,1 Mvar), garante-se a regulação da tensão da barra Massape 2 para limites exigidos. Além disso, o desvio entre as curvas (ANAREDE e MatLab) pode ser desconsiderado já que há a incidência na carga crítica de 486,6 MW. Para a última iteração entre curvas, foi conferido um erro de 2,79%, indicando uma aproximação satisfatória. Entretanto, é necessário frisar que esta potência revelou-se demasiadamente elevada por conta do trabalho escolher o ponto crítico do sistema original. Além da readequação da tensão, houve ainda o aumento da capacidade do sistema, em outras palavras, o ponto crítico foi deslocado positivamente. Acredita-se que em uma aplicação real, ou seja, longe da característica crítica de tensão, as potências nominais para STATCOMs a serem implantados devem ser menores devido a exigências operacionais.

Com a comparação feita entre as curvas P-V original e final, é indubitável a melhoria trazida pelo STATCOM, ao sistema. No sistema original, uma carga de 486,6 MW com valor fixo de FP em 0,7 proporciona ao sistema um ponto crítico com tensão 0,575 p.u. ao sistema. Após a instalação do STATCOM, é possível verificar que a curva P-V, além de proporcionar

o deslocamento do ponto crítico, readequou a tensão do sistema imposta por procedimentos, tornando-o apropriado à operação.

Uma vez que as Figuras 5.7 e 5.9 conseguem ilustrar somente o erro da última iteração entre ambas as plotagens, decidiu-se, para maior compreensão, criar o gráfico capaz de mostrar o comportamento do desvio nos dois cenários. Para tanto, é válido considerar que foi realizado a interpolação dos pontos do MatLab, uma vez que o vetor gerado por ambos *software*, são de tamanhos diferentes. Assim, a Figura 5.10 apresenta as curvas de erro entre a plotagem do ANAREDE e MatLab.

Figura 5.10: Comportamento do desvio interpolado entre plotagens para os dois *softwares* utilizados.



Fonte: Próprio autor.

### 5.2.1.3 Possíveis critérios de parada para a potência máxima do STATCOM

Existem várias perspectivas sobre o dimensionamento da potência máxima do STATCOM. Contudo, todas têm como objetivo assegurar a operação adequada do sistema, obedecendo os níveis de normalidade dos valores nominais frente as normas locais vigentes. Algumas perspectivas levantadas por este trabalho são definidas, a saber:

- **Perdas:** Ao adotar um STATCOM para a operação conjunta com um DFIG para a compensação reativa, existirá uma otimização em toda a transmissão de energia no sistema. No entanto, com um STATCOM com potência nominal cada vez maior, as perdas representadas pelo transformador também aumentam. Isto faz com que as vantagens da aplicação de um STATCOM sejam atenuadas;

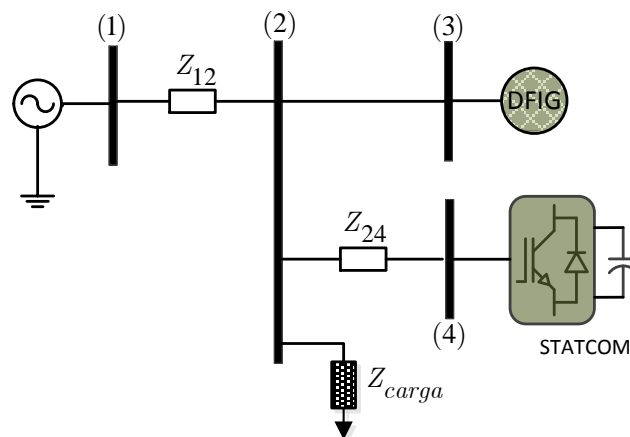
- **Níveis de tensão:** Pelo conceito, sabe-se que uma das possibilidades de existir fluxo de potência entre barras é com a diferença entre as tensões das mesmas. À medida que a potência nominal do STATCOM aumenta, isso acarreta ao barramento do mesmo, uma tensão demasiadamente elevada. Isso pode ser um problema no que diz respeito a cumprimentos de limites impostos por normas e procedimentos de transmissão;
- **Capacidade de transmissão da linha:** É importante ter em mente que para um sistema com STATCOM, a responsabilidade de suprimento de ativos, ainda fica sob responsabilidade das linhas de transmissão. Para um aumento substancial de carga, ao se adotar um STATCOM, apesar de ele prover uma melhoria operacional ao sistema no que diz respeito a transmissão, é preciso que haja a certificação da capacidade das linhas;
- **Viabilidade financeira:** Apesar do STATCOM nos dias atuais serem modulares, este é um dispositivo de eletrônica de potência, o que significa em muitos casos, alto custo. Com isso, muitos fatores, como a ampliação da potência nominal do STATCOM, contribuem para o aumento expressivo do preço da implantação. É sempre aconselhável realizar estudos de viabilidade para saber se a inserção do STATCOM no sistema é, de fato, a melhor opção.

### 5.2.2 Cenário 2: Avaliação operacional via PsCAD

Diferente do que foi feito no cenário 1, o segundo cenário visa a análise da aplicação do STATCOM a um sistema simplificado. Isto permite que diversas avaliações sejam realizadas, como o comportamento da compensação reativa, regulação da tensão no ponto de conexão, tensão no elo CC do STATCOM e formas de onda de tensão e corrente entre rede e STATCOM. Desta forma, acredita-se contribuir positivamente na visualização operacional do STATCOM.

Como o PsCAD trata-se de um *software* bastante utilizado para estudos avançados na engenharia elétrica (no que diz respeito a avaliação do comportamento no domínio do tempo), é comum que sejam especificados dados mais técnicos para cada componente utilizado na simulação. O sistema com suas impedâncias equivalentes simulado pelo PsCAD é mostrado na Figura 5.11

Figura 5.11: Sistema equivalente do cenário no PsCAD.



Fonte: Próprio autor.

A fim de especificar os dados adotados na simulação, as tabelas 5.5, 5.6 e 5.7 resumem todos os parâmetros para o DFIG, STATCOM, carga, rede e impedâncias de cada trecho do mostrado na Figura 5.11.



Tabela 5.5: Parâmetros do DFIG.

Parâmetros	Valores Nominais
Tensão [V]	690
Potência nominal [MVA]	1,5
Potência máxima de compensação [Mvar]	0,9
Resistência do estator $R_e$ [p.u.]	0,0054
Reatância do estator $X_e$ [p.u.]	0,108
Resistência do rotor referenciada ao estator $R_r$ [p.u.]	0,006
Reatância do rotor referenciada ao estator $X_r$ [p.u.]	0,11
Reatância de magnetização $X_m$ [p.u.]	4,362
Frequência nominal [Hz]	60

Tabela 5.6: Parâmetros do STATCOM.

Parâmetros	Valores Nominais
Tensão CA [kV]	0,69
Tensão CC [kV]	1,6
Potência nominal [MVA]	2,7
Capacitância do elo CC [ $\mu F$ ]	4700
Indutância de acoplamento [ $\mu H$ ]	20
Frequência nominal [Hz]	60
Capacitância do Filtro [ $\mu F$ ]	100

Tabela 5.7: Parâmetros do sistema equivalente.

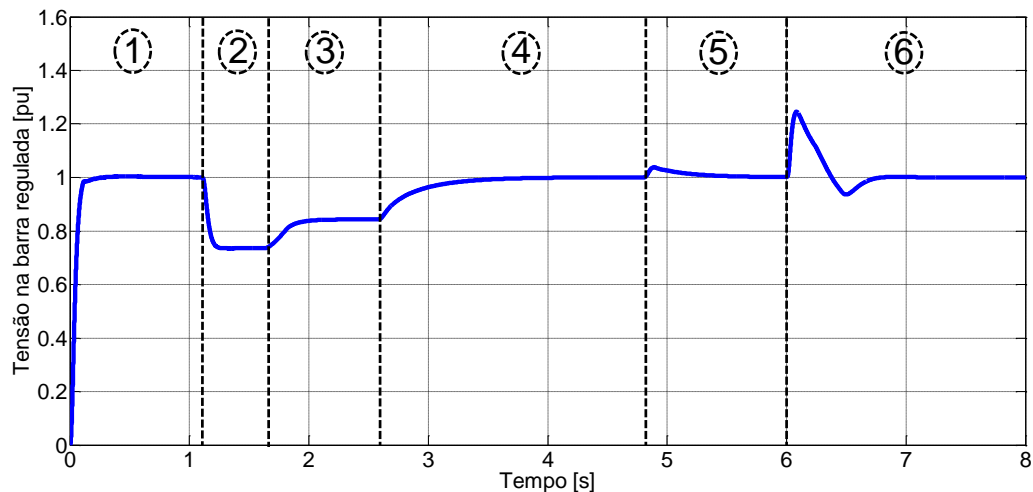
Parâmetros	Valores Nominais
Resistência do trecho 12 $R_{12}$ [m $\Omega$ ]	2,5
Indutância do trecho 12 $L_{12}$ [ $\mu H$ ]	200
Resistência da carga [m $\Omega$ ]	15
Indutância da carga [ $\mu H$ ]	150
Resistência do trecho 24 $R_{24}$ [m $\Omega$ ]	11
Indutância do trecho 24 $L_{24}$ [ $\mu H$ ]	300

### 5.2.2.1 Resultados de simulação

Como explicado anteriormente, a compensação reativa realizada pelo STATCOM é dada através da manipulação da tensão em seus terminais. Para caso de afundamento de tensão, o STATCOM aumenta a tensão para fornecer ao sistema, uma injeção de reativos, ou seja, comportando-se de forma capacitiva. Para a visualização deste efeito, a Figura 5.12 mostra o reestabelecimento da tensão do sistema para o valor de 1 *p.u.* com o acionamento do STATCOM. A simulação em questão obedece a ordem dos seguintes eventos:

- 1: Estabilização do sistema e tensão normalizada em 1 *p.u.*;
- 2: Acionamento de dois estágios de carga RL;
- 3: Acionamento da compensação reativa proporcionada pela máquina;
- 4: Acionamento da compensação reativa proporcionada pelo STATCOM;
- 5: Desligamento do primeiro estágio de carga;
- 6: Desligamento do segundo estágio de carga;

Figura 5.12: Tensão na barra regulada em *p.u.*

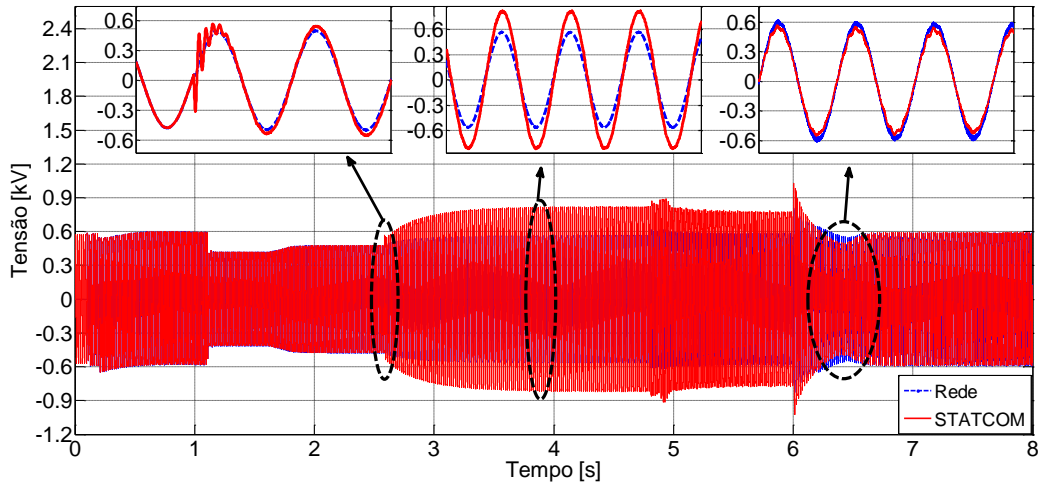


Fonte: Próprio autor.

É importante notar que no evento 3, ou seja, quando há o acionamento da compensação da máquina, o DFIG não possui capacidade suficiente para o suporte ideal à rede. Após o acionamento do STATCOM, é possível constatar o restabelecimento da tensão do sistema. Além disso, por conta da dinâmica operacional do STATCOM, é possível perceber a oscilação da tensão do sistema após os alívios de carga (evento 5 e 6).

Entretanto, para tornar possível a análise da forma de onda das tensões do sistema e STATCOM, a Figura 5.13 explicita a dinâmica no início, meio e fim destas formas de onda.

Figura 5.13: Formas de onda da tensão da barra regulada e do STATCOM.



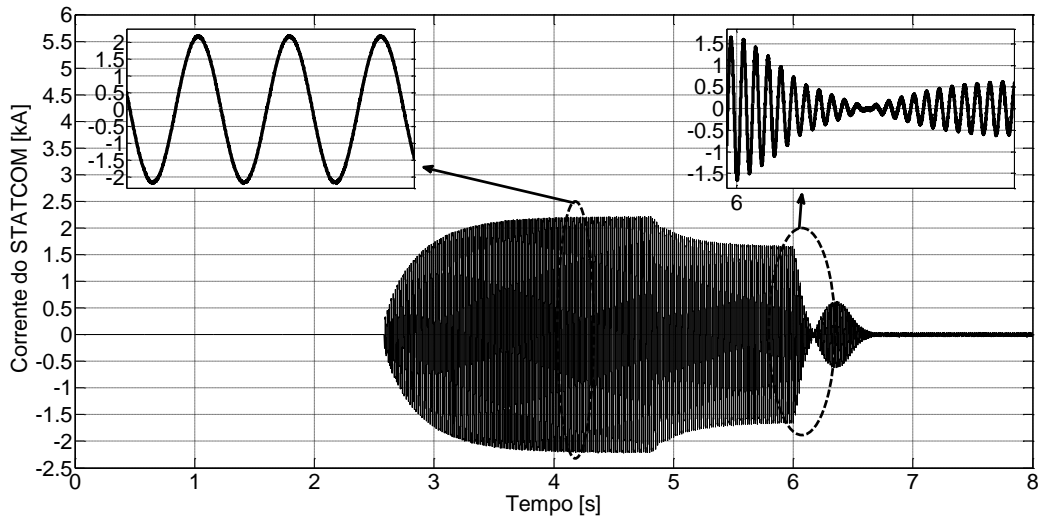
Fonte: Próprio autor.

No início da operação do STATCOM (evento 4), é válido considerar que há, através do sistema de sincronização com a rede, a dinâmica do rastreamento angular refletido na forma de onda da tensão do STATCOM. Como discutido nos capítulos anteriores, esta dinâmica é de extrema importância para concomitância destas tensões. Quando há a normalização da tensão do sistema, é esperado e conferido que a tensão nos terminais do STATCOM sejam maiores que 1 *p.u.*. É importante ressaltar que, como mostrado no evento 6, ou seja, quando há o desligamento das cargas, a operação do STATCOM deve converter a sobretensão causada pela dinâmica de alívio de carga. Para isto, é necessário que haja a mudança de fase da corrente do STATCOM, que pode ser verificado na forma de onda da Figura 5.14.

Como o STATCOM é um conversor fonte de tensão, e por sua vez, possui o elo CC, todos os fenômenos ocorridos durante a simulação, ou seja, todos os eventos citados anteriormente, devem provocar dinâmicas de oscilações na tensão do capacitor à ele conectado. Portanto, com o objetivo de avaliar o desempenho do controle aplicado ao STATCOM, a Figura 5.15 revela a tensão no elo-CC do STATCOM.

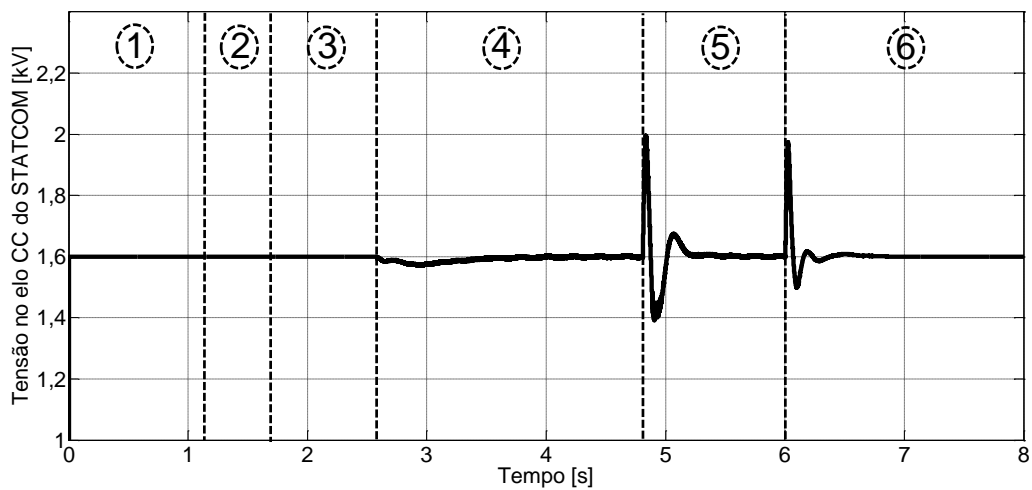
Devido a acionamento como o desligamento de cargas serem eventos que influenciam diretamente no desempenho da regulação da tensão do elo-CC, confere-se portanto oscilações na tensão do capacitor sobre estes eventos. É válido ter em mente que esta dinâmica sempre será mais severa o quão ágil for a compensação ou desligamento. Através da Figura 5.16 é possível constatar que a diferença entre o período de compensação e alívio de carga. Confere-se que devido a período de compensação do evento 4 ser maior que o período de normalização

Figura 5.14: Corrente do STATCOM.



Fonte: Próprio autor.

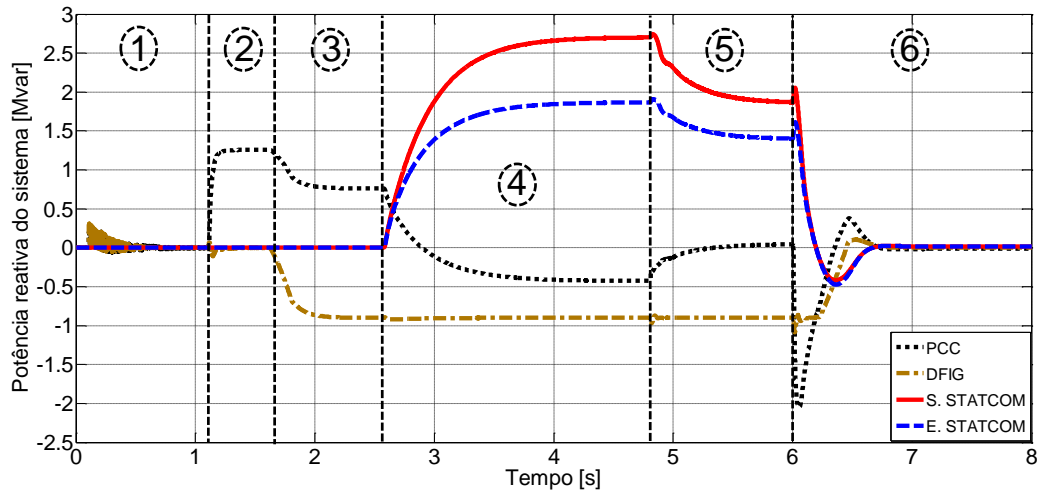
Figura 5.15: Tensão no elo-CC do STATCOM.



Fonte: Próprio autor.

ou desligamento de cargas (evento 6), a oscilação na tensão do elo-CC deve ser mais acentuada. Isto pode ser explicado também com a relação direta entre a corrente e a derivada da tensão do capacitor, indicando que para uma variação brusca de tensão, proporciona elevados picos de corrente e vice-versa. Além disso, é importante notar também que a potência de compensação da máquina, previamente limitada em 900 kvar, é respeitada, porém insuficiente para o restabelecimento da tensão do sistema. Para o STATCOM, devido a perdas de conexão ao sistema, é possível observar a diferença entre a potência de saída e a potência efetiva de compensação. Isto

Figura 5.16: Potência reativa do sistema.



Fonte: Próprio autor.

reforça a importância de considerar as perdas no sistema para o dimensionamento do dispositivo FACTS em questão.

### 5.3 Conclusão

Este capítulo foi dedicado à descrição e explanação geral dos cenários estudados. No primeiro caso, foi mostrado um caso hipotético de carga num sistema existente no litoral brasileiro composto por duas centrais eólicas de geração baseadas em DFIG com significantes capacidades instaladas, capazes de concederem suporte de tensão à rede através da compensação reativa. No segundo caso, foi analisado de forma mais minuciosa a operação da compensação reativa, num cenário hipotético com influência de centrais eólicas de geração e um STATCOM. Por se tratar de um caso hipotético, foram consideradas potências bem inferiores ao primeiro caso.

Com propósito informativo, para o primeiro cenário, foi escolhido como ponto de análise, o colapso de tensão do sistema. Isto proporciona uma fácil visualização da melhoria trazida pelo dispositivo *shunt* FACTS estudado neste trabalho. Foi verificado que para a aplicação do desenvolvimento matemático do capítulo 4, foi necessário a redução do sistema de 8 barras para um sistema de 6 barras. Desta forma, com os programas ANAREDE e MatLab foi possível verificar que o ponto crítico de operação corresponde a uma carga ativa de 486,6 MW e reativa de 496,3 Mvar sob tensão de 0,575 p.u.. Com isto, explicitou-se a eficácia do modelo reduzido na representação do modelo original. Para o segundo caso de estudo, optou-se, através do *software* PsCAD, avaliar a operacionalidade do sistema com STATCOM de 2,7 Mvar de ca-

pacidade de compensação e um aerogerador de potência nominal de 1,5 MVA com capacidade de compensação de 900 kvar.

O embasamento matemático foi manipulado para que fosse obtido, através de modo iterativo e reverso, a potência reativa necessária ao sistema injetada pelo STATCOM, sendo posteriormente mostrado um ábaco capaz de informar para qual potência nominal do STATCOM seria necessário para obter a tensão desejada na barra de Massape 2. Mostrando três valores de fator de potência diferentes, foi possível perceber que quanto maior a característica resistiva a carga possui, menor será a demanda do STATCOM (atuando no modo de regulação de tensão juntamente com os parques eólicos).

Discussões sobre alguns critérios de potência máxima do STATCOM também foram trazidas com o intuito de dar a devida importância sobre outros pontos de vistas como perdas, viabilidade financeira, capacidade de fornecimento do sistema e adequação de valores exigidos por órgãos responsáveis. Para o cenário simulado pelo PSCAD, foram avaliados comportamentos do fluxo de potência reativa, tensão no elo-CC do STATCOM, tensão no sistema, formas de onda de tensão do STATCOM e sistema, bem como corrente do STATCOM.

Muito embora a metodologia utilizada para o dimensionamento do STATCOM tenha sido aplicada a um caso particular, é importante ressaltar que esta pode ser aplicada a qualquer sistema, desde que haja a devida redução do mesmo para que a aplicação seja tanto rápida, quanto correta. Além disso, apesar do estudo ter sido aplicado em cima do ponto crítico de operação, é possível interpretar um ponto de atuação da proteção como um ponto crítico de operação. Desta forma, a metodologia proposta pelo trabalho pode ser aplicado em qualquer cenário, seja ele real ou hipotético.

## 6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

### 6.1 Conclusão Geral

Este trabalho mostrou os benefícios da aplicação de um STATCOM num sistema elétrico de potência na presença da conversão eólico-elétrica. Foi desenvolvido e utilizado um novo critério de dimensionamento do STATCOM para casos em que a tensão do sistema estejam abaixo dos valores adequados, impedindo-lhes de operar. Problemas como afundamento de tensão, oscilação severa de carga, podem violar limites estabelecidos por órgãos vigentes do setor elétrico.

Considerando que os parques eólicos possuam em sua integridade operacional, a suportabilidade de tensão, foi visto que mesmo com tal funcionalidade, a potência dedicada a regular a tensão na barra em questão, pode não ser o suficiente para a devida operação do sistema de geração. Com este questionamento, indagou-se qual potência nominal do STATCOM é necessária para a devida suportabilidade de tensão.

Decidiu-se trazer à discussão dois cenários para análise. O primeiro baseia-se em apresentar o critério de dimensionamento do STATCOM. O segundo caso concentra-se em avaliar a operação do sistema. Durante o desenvolvimento deste trabalho, alguns problemas surgiram, como é o exemplo do sistema original do primeiro caso, composto por 8 barras. Mas, este problema foi devidamente contornado através da ferramenta matemática de eliminação de barras. Assim, foi possível reduzir o sistema de ordem 8 para um sistema de ordem 6. A partir dos resultados obtidos, concluiu-se que este método é bastante eficiente, porquanto não apresentou discrepância se comparado com o sistema original. Esta comparação foi feita por meio da avaliação da característica P-V de ambos os sistemas.

Com a representação devidamente desenvolvida, aplicou-se a técnica iterativa reversa para se ter ciência da potência nominal necessária. Constatou-se que quanto maior o FP de potência, ou ainda, quanto menor for a presença de reativo indutivo (para casos de afundamento de tensão) mais robusto o sistema apresentar-se-á, no que diz respeito a estabilidade estática. Para a verificação do que foi mostrado pelo ábaco, aplicou-se em ambos os *softwares*, a potência injetada pelo STATCOM para a regulação de tensão em níveis adequados. Isto foi comprovado através das curvas geradas no ANAREDE bem como pelo MatLab. A respeito dos *softwares*, preferiu-se em todo instante, a adoção de dois *softwares* para a verificação da veracidade do critério de dimensionamento proposto pelo trabalho. Assim, foi conferido a boa aproximação de ambos os programas para o carregamento crítico antes (erro de aproximadamente três por

cento) e após a definição da potência do STATCOM (erro aproximadamente nulo). Além disso, é interessante notar que mesmo com dois softwares, a solução da última iteração se deu de forma bastante discrepante. Isto reforça a necessidade de uma configuração nos parâmetros do ANAREDE, já que no MatLab, é possível manipulá-los com bastante facilidade. Como foi adotado o ponto crítico de operação do sistema para a análise, vale ressaltar que esta metodologia pode ser aplicada para todos os cenários, desde que haja a devida redução do sistema bem como a interpretação da atuação das proteções de tensão como valores críticos de tensão.

Entretanto, um dimensionamento real, deve-se especificar um valor mínimo de potência reativa, com objetivo de atender a demanda, e máximo, para que não haja custos demasiados e ao mesmo tempo, desnecessários. Para tanto, foram discutidos possíveis critérios para parada das iterações, tais como: perdas, capacidade do sistema, viabilidade financeira, entre outros tópicos. Pois, ao mesmo jeito que numa operação real há exigências mínimas, há também, exigências máximas, a exemplo, o limite superior para tensão contratada pela rede básica que deve estar no máximo em 1,05 para valores adequados, por exemplo.

Para o segundo caso de estudo, foram analisadas tensões do sistema, fluxo de potência reativo, bem como corrente do STATCOM para revelar o comportamento mediante oscilações trazidas por conta dos eventos de simulação.

A respeito da teoria abordada tanto sobre aerogeradores baseados em DFIG quanto sobre STATCOM e estabilidade de sistemas elétricos, foi considerada de extrema importância para que o leitor pudesse ter o maior senso crítico possível a fim de proporcionar o debate do que foi mostrado e proposto pelo trabalho. A respeito dos aerogeradores, considerou-se importante a explanação do controle, pois é através dele que a suportabilidade de tensão torna-se possível. Sobre o STATCOM, é sempre válido lembrar, que além da enorme vantagem de ser possível escolher entre controle do FP ou regulação da tensão no ponto e conexão, este é capaz de operar com os mais severos níveis de tensão, inclusive nulo. A importância dada para a teoria da estabilidade de sistemas elétricos, foi focado exatamente no que diz respeito a aplicação destes benefícios trazidos por aerogeradores e dispositivos FACTS.

## 6.2 Sugestões Futuras

Como proposta para continuidade deste trabalho, alguns itens podem ser citados:

1. Desenvolvimento de um algoritmo capaz de reduzir um sistema maior, seja em tamanho ou complexidade para aplicação da técnica proposta por este trabalho;
2. Estudo da múltipla aplicação do STATCOM num sistema elétrico de potência;
3. Pesquisar novas técnicas de dimensionamento de dispositivos FACTS *shunt* ou série ao sistema;



4. Expansão do estudo para aplicação do STATCOM em sistemas com presença de centrais eólicas baseadas em gerador síncrono de ímã permanente.

## REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems*. [S.l.]: Wiley, 2012. ISBN 9781119941835.
- BIG. [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br): Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - Banco de Informações de Geração da Aneel, 2015.
- BLAABJERG, F.; CHEN, Z. *Power Electronics for Modern Wind Turbines*. [S.l.]: Morgan & Claypool Publishers, 2006. (G - Reference, Information and Interdisciplinary Subjects Series). ISBN 9781598290325.
- BOLDEA, I. *Variable Speed Generators*. [S.l.]: Taylor & Francis, 2005. (The Electric Generators Handbook). ISBN 9781420037265.
- CAVALIERE, C. A. C. *Análise e Modelagem de STATCOM Considerando Operação em Sistema Desbalanceado*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- CHATTOPADHYAY, S.; MITRA, M.; SENGUPTA, S. *Electric Power Quality*. [S.l.]: Springer, 2011. (Power Systems). ISBN 9789400706354.
- FUKUDA, S.; IMAMURA, R. Application of a sinusoidal internal model to current control of three-phase utility-interface converters. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 52, n. 2, p. 420–426, April 2005. ISSN 0278-0046.
- GARCIA-GONZALEZ, P.; GARCIA-CERRADA, A. Control system for a pwm-based statcom. In: *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 2, p. 1140–1145 vol.2.
- GWE. [www.gwec.net](http://www.gwec.net): Global Wind Energy Council (GWEC) - Global Wind Statistics 2015, 2015.
- GYUGYI, L. Dynamic compensation of ac transmission lines by solid-state synchronous voltage sources. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 9, n. 2, p. 904–911, Apr 1994. ISSN 0885-8977.
- HINGORANI, N.; GYUGYI, L. *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. [S.l.]: Wiley, 2000. ISBN 9780780334557.
- IEEE. Proposed terms and definitions for power system stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, n. 7, p. 1894–1898, July 1982.
- KOVÁCS, P. *Transient phenomena in electrical machines*. [S.l.]: Elsevier, 1984. (Studies in electrical and electronic engineering). ISBN 9780444996633.
- KUMAR, P. S.; VIJAYSIMHA, N.; SARAVANAN, C. V. Static synchronous series compensator for series compensation of extra high voltage transmission line. v. 2, p. 3180–3190, 2013. ISSN 2278 - 8875.

KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780070359581.

LIMA, F. K. de A. *Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada - Suportabilidade para Afundamento de Tensão*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

MARIOTTO, L. *Avaliação da Segurança da Operação de Sistemas Elétricos de Potência Considerando os Limites de Estabilidade Angular e de Tensão*. Tese (Tese de Doutorado) — UFSM, Fevereiro 2008.

MÓDULO 2, (Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes - Procedimentos de Rede). [S.l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2010.

MÓDULO 3, (Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão - Procedimentos de Rede). [S.l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2010.

MÓDULO 8, (Qualidade da Energia Elétrica - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)). [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2015.

RIQUELME, A. J. O. *Contribuições ao Controle do STATCOM*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Outubro 2007.

RODRIGUES, J. M. F. *Análise e Modelação de Dispositivos FACTS Aplicados nas Redes de Transporte e de Distribuição de Energia Eléctrica*. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade de Porto, Porto, 2010.

SALEH, M. A. H.; ESKANDER, M. N. Sub-synchronous range of operation for a wind driven double-fed induction generator. *Journal of Power Electronics*, v. 10, n. 1, p. 72–78, Jan 2010.

SALEHI, V.; AFSHARNIA, S.; KAHROBAEE, S. Improvement of voltage stability in wind farm connection to distribution network using facts devices. p. 4242–4247, Nov 2006. ISSN 1553-572X.

SANTOS, C. H. R. R. *Influência do STATCOM na Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, Novembro 2003.

SONG, Y.; JOHNS, A. *Flexible Ac Transmission Systems (FACTS)*. [S.l.]: Institution of Electrical Engineers, 1999. (Flexible AC Transmission Systems). ISBN 9780852967713.

STEVENSON, W. *Elements of Power System Analysis*. [S.l.]: McGraw-Hill, 1982. (McGraw-Hill Electrical and Electronic Engineering series). ISBN 9780070665842.

TAYLOR, C.; BALU, N.; MARATUKULAM, D. *Power system voltage stability*. [S.l.]: McGraw-Hill Ryerson, Limited, 1994. (The EPRI Power System Engineering Series). ISBN 9780070631847.

WATANABE, E. H. et al. Tecnologia facts - tutorial. Sociedade Brasileira de Automática, p. 39–56, 1998.

WIP. [www.ewea.org](http://www.ewea.org): European Wind Energy Association (EWEA) - Wind in Power 2015, 2015.

WU, B. et al. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. [S.l.]: Wiley, 2011. (IEEE Press Series on Power Engineering). ISBN 9781118028988.