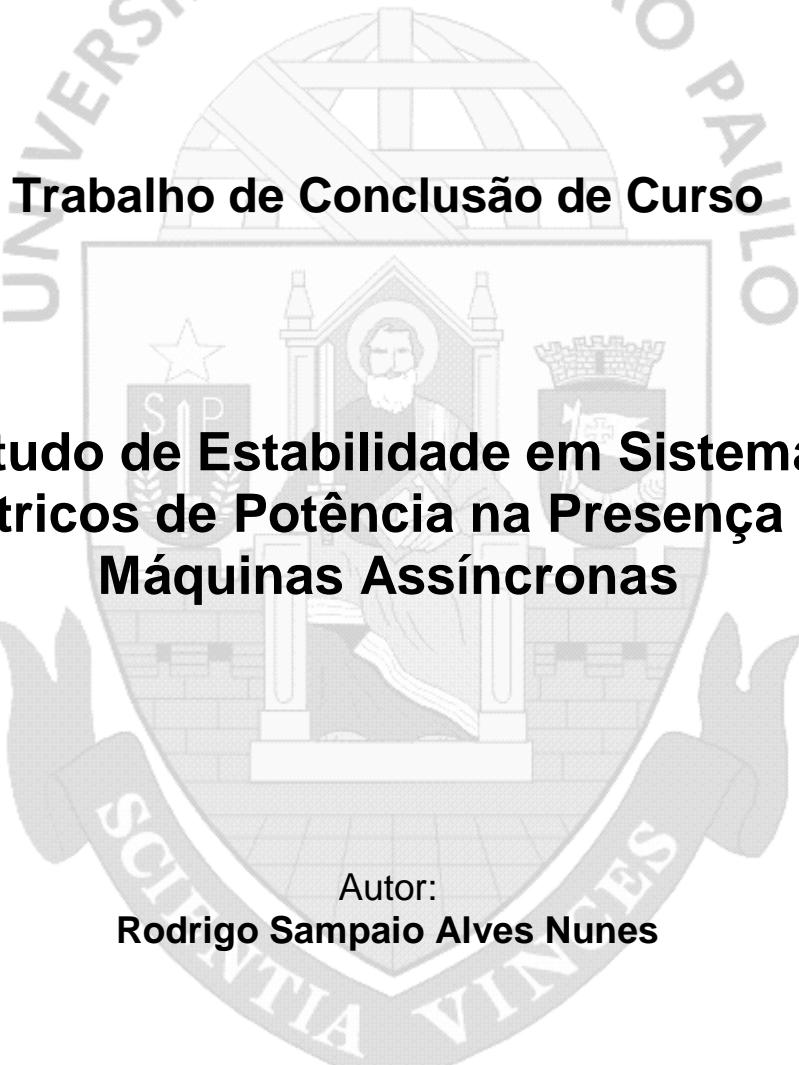


**Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica**



São Carlos, Dezembro de 2011

RODRIGO SAMPAIO ALVES NUNES

**ESTUDO DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA NA PRESENÇA
DE MÁQUINAS ASSÍNCRONAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. Luís Fernando Costa Alberto

São Carlos

2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

N972e

Nunes, Rodrigo Sampaio Alves.

Estudo de estabilidade em sistemas elétricos de potência na presença de máquinas assíncronas. / Rodrigo Sampaio Alves Nunes ; orientador Luís Fernando Costa Alberto -- São Carlos, 2011.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011.

1. Máquina de indução. 2. Geração eólica. 3. Gerador de indução duplamente alimentado. 4. Modelagem dinâmica. 5. Estabilidade de tensão. 6. Estabilidade de velocidade. I. Título.

DEDICATÓRIA

À meu pai,
(em memória),
que foi um exemplo
de vida, me inspirou
e estará sempre em
minhas lembranças

AGRADECIMENTOS

A Deus que sempre está ao meu lado e por tudo o que me proporcionou na vida.

Aos professores da Escola de Engenharia de São Carlos, os quais contribuíram para meu crescimento científico e intelectual, em especial ao Prof. Dr. Luís Fernando, pela atenção, dedicação durante o processo de orientação.

À minha família, principalmente minha mãe, Maria Cristina e meu irmão Rafael, pelo amor que têm por mim e mesmo longe sempre me motivaram e são meus exemplos.

À minha madrinha, Maristela, pelo carinho com que me acolheu neste último ano, sempre me oferecendo carinho e muito conforto.

Aos amigos de república Lauro Ito, Guilherme Vancine, Luiz Felipe Queiróz, Gabriel Fedrizze, Caio Cezar e Guilherme Fuzato, com os quais convivi diariamente grande parte desses últimos anos, sempre se mostrando companheiros leais.

Aos meus amigos de graduação, em especial ao Julio Massignan, Natália Passone e Yuri Belentani que sempre me fizeram companhia, principalmente nos momentos de lazer, e pelos quais tenho profundo respeito e admiração.

Aos colegas de trabalho, Bruno Almeida, Leonardo Hernandes, Rubens Prado, Marcel Rocha e Felipe Abe, com os quais convive nesse último ano, sempre me auxiliando, me passando confiança e por terem se tornado meus amigos.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1.	Organização do trabalho.....	2
2.	ESTUDO DE ESTABILIDADE	3
3.	MODELO DINÂMICO DO GERADOR DE INDUÇÃO.....	9
3.1.	Modelo Dinâmico 5 ^a Ordem	9
3.1.1.	Torque Resultante	14
3.1.2.	Potências	15
3.2.	Representação fasorial	16
3.3.	Modelo por Unidade.....	18
3.4.	Modelo em 3 ^a ordem	21
4.	MODELAGEM DA MÁQUINA DE INDUÇÃO EM REGIME PERMANENTE	23
4.1.	Modelo do gerador de indução em regime permanente	23
4.2.	Equivalentes de Thevenin	24
4.3.	Torques e potências.....	26
5.	MODELAGEM DO SISTEMA	33
5.1.	Gerador	33
5.1.1.	Gerador gaiola de esquilo	33
5.1.2.	Gerador duplamente alimentado	36
5.2.	Modelo Aerodinâmico	38
5.3.	Transformador.....	40
5.4.	Conversor PWM	41
5.5.	Filtro Indutivo	43
5.6.	Capacitor	43
6.	RESPOSTA DINÂMICA A DISTÚRBIOS NO SISTEMA.....	45
6.1.	Gerador gaiola de esquilo	45
6.2.	Gerador bobinado	49
7.	TÉCNICAS DE AUMENTO DE ESTABILIDADE	57
7.1.	Torque mecânico	57
7.1.1.	Controle de velocidade	59
7.1.2.	Influência da constante de inércia da máquina.....	61
7.2.	Influência do torque elétrico.....	65
7.2.1.	Parâmetros da máquina.....	67
7.2.2.	Crow Bar	70

7.2.3. Braking Resistor	75
7.3. Compensadores Reativos.....	76
7.4. Rejeição de carga.....	80
8. Estudo de caso	87
8.1. Perda dos geradores principais	90
8.2. Curto-circuito	94
8.2.1. Gerador bobinado.....	97
9. Conclusões	101
10. Bibliografia.....	105
APÊNDICE I – REPRESENTAÇÃO DAS GRANDEZAS ENTRE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE TRANSFORMADORES E MÁQUINAS ROTATIVAS	107
APÊNDICE II – TRANSFORMAÇÃO DE COORDENADAS.....	109

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 - Classificação da estabilidade de sistemas de potência [1]	4
Figura 2-2 - Representação física do gerador	6
Figura 2-3 – Relação entre tensão e duração da falta [5]	8
Figura 4-1- Circuito equivalente gerador de indução	23
Figura 4-2 - Circuito equivalente simplificado gerador de indução	24
Figura 4-3 - Equivalente de Thevenin visto pelo estator.....	24
Figura 4-4 - Equivalente de Thevenin visto pelo rotor	25
Figura 4-5- Curva torque x velocidade gerador em gaiola	31
Figura 5-1 - Diagrama de conexão com a rede do gerador com rotor gaiola de esquilo [14]....	34
Figura 5-2 - Sistema teste do gerador com rotor gaiola de esquilo.....	34
Figura 5-3 – Diagrama de conexão com a rede do gerador com rotor bobinado [14]	37
Figura 5-4 - Sistema teste do gerador com rotor bobinado.....	37
Figura 5-5 - Coeficiente de potência da turbina em função da relação de velocidade λ e do ângulo β [9].....	39
Figura 5-6 - Conversor PWM	41
Figura 5-7 - Formas de onda entrada e saída do conversor PWM sem modulação [17]	42
Figura 6-1 – Curva Torque x velocidade - Limite de estabilidade.....	46
Figura 6-2 – Velocidade e tensão terminal – Curtos-circuitos de durações 100 e 200 ms	47
Figura 6-3 - Partes reais e imaginárias da corrente do estator da máquina com rotor gaiola de esquilo para os curtos-circuitos de duração 100 e 200 ms	49
Figura 6-4 - Curvas torque x velocidade considerando reostato de partida	50
Figura 6-5 - Curva torque x velocidade para diversos valores da parte real da tensão no terminal do rotor.....	51
Figura 6-6 - Curva torque x velocidade para diversos valores da parte imaginária da tensão no terminal do rotor.....	52
Figura 6-7 - Tensões nos terminais do estator e rotor do gerador bobinado	53
Figura 6-8 – Valores instantâneos das correntes e tensões do rotor, fases A, B e C.....	54
Figura 6-9 - Velocidade e escorregamento do gerador de indução duplamente alimentado	55
Figura 6-10 - Correntes terminais, estator e rotor, do gerador com rotor bobinado	56
Figura 7-1 – Influência do torque mecânico na estabilidade	58
Figura 7-2 – Velocidade crítica aferida conforme resposta dinâmica do modelo	59
Figura 7-3 – Dinâmica da velocidade do rotor conforme o valor da constante de inércia	62
Figura 7-4 – Tensão no estator da máquina conforme o valor da constante de inércia	63

Figura 7-5 – Determinação do tempo critico conforme a variação da inércia da máquina.....	64
Figura 7-6 - Torque Elétrico x tensões terminais – Casos da Tabela 7-1.....	66
Figura 7-7 - Torque Elétrico x tensões terminais – Casos da Tabela 7-2.....	66
Figura 7-8 - Torque x velocidade variando resistência rotor ($R=2R_r$)	68
Figura 7-9 - Velocidade considerando a variação da resistência.....	69
Figura 7-10 - Torque elétrico x velocidade em função da resistência rotor - gerador bobinado	70
Figura 7-11 – Dinâmica das tensões e correntes para o caso 1: Resistência de crowbar = $5R_r$..	72
Figura 7-12 - Dinâmica das tensões e correntes para o caso 2: Resistência de crowbar = $10R_r$.	73
Figura 7-13 - Dinâmica das tensões e correntes para o caso 3: Resistência de crowbar = $20R_r$.	73
Figura 7-14 - Dinâmica das tensões e correntes para o caso 4: resistência de crowbar = $50R_r$.	74
Figura 7-15 - Diagrama braking resistor.....	75
Figura 7-16 - Velocidade e tensão gerador com rotor gaiola de esquilo - <i>Braking Resistors</i>	76
Figura 7-17 – Sistema teste com compensador estático de reativos	78
Figura 7-18 - Potências ativa e reativa considerando o compensador estático de reativos.....	79
Figura 7-19 - Velocidade e tensão no terminal do estator considerando o compensador estático de reativos	79
Figura 7-20 – Sistema teste com consideração de cargas. Não realizada rejeição de cargas.	82
Figura 7-21 - Sistema teste com consideração de cargas. Rejeição parcial de cargas.....	82
Figura 7-22 - Sistema teste com consideração de cargas. Rejeição total de cargas.....	83
Figura 7-23 - Velocidade e tensão terminal para os casos de rejeição de cargas	84
Figura 8-1 – Diagrama elétrico do sistema utilizado no estudo de caso.....	89
Figura 8-2 - Sistema elétrico modelado para estudo de caso e fluxo de carga	89
Figura 8-3 – Tensão terminal e velocidade quando da perda da geração principal	91
Figura 8-4 – Potências e tensões do sistema quando da rejeição de carga	92
Figura 8-5 – Dinâmica da tensão e da velocidade quando da rejeição de carga.....	93
Figura 8-6 – Sistema utilizado no estudo de caso após ocorrência de um curto-círcuito resultando em colapso de tensão	94
Figura 8-7 – Dinâmica da tensão e velocidade quando da ocorrência de um curto-círcito.....	95
Figura 8-8 – Dinâmica da tensão e velocidade considerando o ajuste de torque mecânico	96
Figura 8-9 – Sistema elétrico utilizado para estudo de caso na presença de gerador bobinado	97
Figura 8-10 – Dinâmica da tensão e velocidade para gerador bobinado quando da ocorrência de um curto-círcito.....	99
Figura 8-11 – Tensões e correntes nos terminais do gerador duplamente alimentado.....	100
Figura I-1 - Transformador ideal	107
Figura II-1- Sistemas de coordenadas	109

LISTA DE TABELAS

Tabela 4-1 - Parâmetros da máquina assíncrona	31
Tabela 5-1- Parâmetros do alimentador utilizados nas simulações	35
Tabela 5-2- Parâmetros da máquina de indução utilizados nas simulações.....	35
Tabela 7-1 – Casos de variação da tensão do estator do gerador com rotor gaiola de esquilo .	65
Tabela 7-2 - Casos de variação da tensão do estator e do rotor do gerador bobinado	65
Tabela 8-1 – Parâmetros dos geradores síncronos.....	88
Tabela 8-2 - Parâmetros dos transformadores de 2 enrolamentos	88
Tabela 8-3 - Parâmetros dos transformadores de 3 enrolamentos	88
Tabela 8-4 - Parâmetros das linhas de interligação	88
Tabela 8-5 - Demanda nominal das cargas	88
Tabela 8-6 – Demanda das cargas após ajustes (rejeição de carga).....	92

RESUMO

NUNES, R. S. A. - **Estudo de Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência na presença de máquinas assíncronas.** 2011. 111p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

Devido aos impactos causados pela geração de energia elétrica baseada em combustíveis fósseis e a preocupação quanto à escassez dos mesmos, é crescente a participação das energias renováveis na matriz energética mundial. As máquinas assíncronas, cuja robustez e baixo custo consolidaram-nas como principais tipos de motores de corrente alternada, passaram a ser mais exploradas para a geração de eletricidade, visto a possibilidade de sua utilização para a geração eólica. Constituídas de uma parte fixa (estator) e outra parte móvel (rotor), as máquinas de indução podem ser do tipo rotor gaiola de esquilo ou rotor bobinado. Conforme a topologia da máquina, a geração eólica pode basear-se em velocidade fixa ou variável. Independente da tecnologia de geração, para o estudo de estabilidade do sistema elétrico de potência é necessário obter primeiramente o modelo dinâmico do gerador. Assim, neste trabalho serão apresentados os modelos em regime permanente e dinâmicos para os dois tipos de geradores de indução existentes. As diferenças entre eles serão analisadas com base nas respostas dinâmicas aferidas para os sistemas testes quando da ocorrência de grandes perturbações. Será demonstrado que é possível obter um aumento da margem de estabilidade dos sistemas elétricos, se considerado a influência dos parâmetros elétricos e mecânicos da máquina, bem como a influência da capacidade de fornecimento de potência reativa do sistema elétrico em estudo.

Palavras-chaves: máquina de indução, geração eólica, gerador de indução duplamente alimentado, modelagem dinâmica, estabilidade de tensão, estabilidade de velocidade,

ABSTRACT

NUNES, R. S. A. – **Study of Stability in Electrical Power Systems in the presence of asynchronous machines.** 2011. 111p. Course Final Paper – School of Engineering of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2011

Due to the impacts caused by the generation of electricity based on fossil fuels and concerns about the lack thereof, the looking for renewable sources is increasing in global energy production. The asynchronous machines, whose robustness and low cost has consolidated them main types of AC motors, have become more exploited for electricity generation, given the possibility of its use for wind power generation. Consist of a fixed part (stator) and one moving part (rotor), the induction machines can be of squirrel cage rotor or wound rotor. According to the topology of the machine, the wind power generation can be based on fixed or variable speed. Regardless of generation technology, for the study of stability of electric power system, is first necessary to obtain the dynamic model of the generator. Thus, this work will present the continuous and dynamic models for the two types of induction generators. The differences between these will be analyzed based on the measured dynamic responses for the test systems, with the occurrence of large disturbances. It will be shown that it is possible to obtain an increased stability margin of power systems, if considered the influence of electrical and mechanical parameters of the machine, as well as the ability to supply reactive power of the electric system under study.

Keywords: induction machine, wind power generation, doubly fed induction generator, dynamic modeling, voltage stability, speed stability,

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial está passando por um processo de reestruturação, motivada pela preocupação tanto da escassez dos combustíveis não renováveis quanto ao alto teor de poluentes emitidos nos processos de conversão dos mesmos. Assim como as demais fontes renováveis, a geração eólica tem estimulado inúmeras pesquisas visando aumentar a eficiência e a qualidade da energia elétrica produzida.

A crescente participação da geração eólica aumentou a utilização dos geradores assíncronos nos sistemas elétricos de potência, de modo que estudos sobre sua dinâmica tornaram-se fundamentais para análise de estabilidade destes sistemas. Por operarem tanto em velocidades constantes quanto variáveis, este tipo de máquina elétrica demonstrou ser uma solução eficaz para contornar o comportamento inconstante dos ventos, se utilizado em conjunto com conversores eletrônicos.

Diferentemente dos geradores síncronos, utilizados para geração termo e hidrelétrica, nos quais a estabilidade angular é a principal preocupação, ou seja, o sincronismo entre os ângulos de seus rotores deve ser garantido, para as máquinas assíncronas o estudo de estabilidade de tensão é a principal preocupação dos engenheiros. Fatores importantes nos estudos de estabilidade de tensão são variações no carregamento do sistema e na distribuição do fluxo de potência reativa. Assim, estas máquinas, que geralmente apresentam baixo fator de potência, consumindo grande quantidade de potência reativa, devido a sua grande participação entre as cargas de um sistema, tornam-se componentes significativos nas análises de estabilidade.

Neste trabalho serão considerados os geradores de indução tanto gaiola de esquilo, quanto os duplamente alimentados, interligados à rede através de conversores eletrônicos conectados ao rotor. Ambas as tecnologias de geradores veem se popularizando com os parques eólicos, os quais estão atingindo potências cada vez mais elevadas e tornando-se cada vez mais relevantes aos estudos de estabilidade.

Estudos de estabilidade de sistemas com máquinas assíncronas serão realizados via simulações computacionais. Os mecanismos de instabilização serão estudados e de posse dos resultados, análises quanto ao tempo crítico de abertura dos dispositivos de proteção serão realizadas.

1.1. Organização do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

Capítulo 2: neste capítulo, será abordado o conceito de estabilidade em sistemas elétricos de potência, com uma breve descrição das principais variáveis de interesse, intervalos de tempo de análise, entre outros conceitos envolvidos nestes estudos. Será dada ênfase maior para estabilidade de tensão, foco deste trabalho.

Capítulo 3: neste capítulo, o modelo dinâmico da máquina assíncrona será apresentado. Este modelo é constituído por equações diferenciais relativas aos fluxos magnéticos e correntes do rotor e estator. Inicialmente será deduzido o modelo em quinta ordem para a máquina referenciada no sistema de coordenadas dq , para em seguida simplificá-lo a um modelo de terceira ordem, nos mesmos eixos de coordenadas, em grandezas por unidade.

Capítulo 4: neste capítulo, o modelo de geradores e motores assíncronos será apresentado com base nos circuitos equivalentes para regime permanente. O desenvolvimento do modelo será feito para a máquina com rotor bobinado, já que a máquina com rotor em gaiola é um caso particular da máquina com rotor bobinado. Também será apresentada nesta seção, a relação entre torque e velocidade, a qual será fundamental para as investigações dos capítulos posteriores.

Capítulo 5: este capítulo descreverá os sistemas elétricos utilizados para estudos de estabilidade neste trabalho, incluindo os dois tipos de máquinas de indução. A modelagem dos demais componentes do sistema, tais como linhas de transmissão e transformadores, também será apresentada. Estes sistemas servirão como base para demonstrar algumas técnicas de estabilização abordadas no capítulo seguinte.

Capítulo 6: neste capítulo serão apresentados os testes realizados com os dois tipos de geradores de indução frente a perturbações no sistema elétrico de potência apresentado no capítulo 5.

Capítulo 7: neste capítulo serão estudadas soluções para se obter um aumento da margem de estabilidade, baseando-se nos modelos desenvolvidos anteriormente.

Capítulo 8: um breve estudo de caso será apresentado nesta seção, adotando uma das soluções propostas no capítulo 7, a fim de validar os conceitos apresentados ao longo deste trabalho.

Capítulo 9: para finalizar o texto, serão apresentadas as cabíveis conclusões.

2. ESTUDO DE ESTABILIDADE

A estabilidade dos sistemas elétricos de potência é um problema que vem sendo estudado desde 1920. A gravidade deste problema pode ser observada quando há a ocorrência de blecautes devido à instabilidade de um sistema [1]. Com o crescimento das fontes de geração de energia e o aumento das interconexões do sistema, aumentou-se a preocupação com a estabilidade do mesmo de modo que diversas formas de analisar estabilidade passaram a ser utilizadas.

De maneira global, segundo [1], “Estabilidade de um sistema de potência é sua capacidade, para uma determinada condição inicial, de se acomodar em um ponto de equilíbrio estável, após ser submetido a um distúrbio ou contingência, com a maioria das variáveis dentro dos limites aceitáveis de operação e com a maioria da demanda por energia atendida”.

O estudo de estabilidade em sistemas elétricos de potência é dividido segundo as variáveis de interesse. Para cada uma dessas variáveis, definem-se conceitos que remetem a análise das mesmas. Dessa forma tem-se a estabilidade angular, de tensão e de frequência. O período de interesse dos estudos pode envolver desde poucos segundos até dezenas de minutos, dependendo dos fenômenos a serem estudados.

Quanto aos tipos de distúrbios existentes, estes se dividem em pequenos e grandes distúrbios. Os sistemas de potência estão sujeitos a diversas perturbações, desde aquelas causadas por pequenas alterações nas cargas e ou na geração, até as perturbações mais severas provenientes de curtos-circuitos ou perdas de geradores de grande potência, como será discutido em detalhes no decorrer deste trabalho.

A Figura 2-1 apresenta uma divisão em classes e subclasses, típica do estudo de estabilidade de sistemas elétricos de potência, com base nas principais variáveis de interesse.

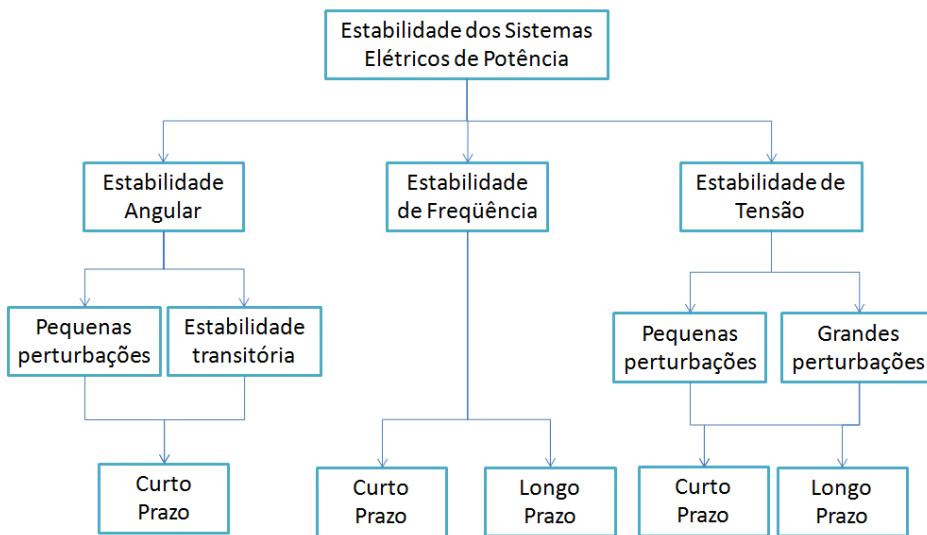


Figura 2-1 - Classificação da estabilidade de sistemas de potência [1]

A estabilidade angular refere-se à capacidade das máquinas síncronas em se manterem em sincronismo dada a ocorrência e respectiva mitigação de um distúrbio. Se um gerador temporariamente apresenta velocidade superior a outro, o ângulo de defasagem entre os rotores irá aumentar. Dependendo do limite atingido, caso o sistema não seja capaz de absorver a energia cinética correspondente à rotação do rotor, o sistema perderá a estabilidade. Nesta classe, é relevante o equilíbrio entre os torques elétricos e mecânicos. O tempo de análise é pequeno, variando geralmente entre 3 a 20 segundos.

A estabilidade de frequência diz respeito à capacidade do sistema de manter sua frequência de operação quando há desbalanços entre a geração e a carga, o qual se agrava quando há a conexão ou desconexão de grandes unidades geradoras ou consumidoras. Neste caso o tempo de estudo pode atingir até dezenas de minutos.

Por último, mas não menos importante, tem-se a estabilidade de tensão. Esta por sua vez é a habilidade do sistema em manter as tensões em todas as barras do sistema dentro de limites toleráveis de operação após a ocorrência de um distúrbio. A estabilidade de tensão também depende do balanço entre a geração e a demanda. O suporte de potência reativa é relevante neste tipo de estudo. O intervalo de tempo de interesse divide-se em curto prazo e longo prazo, assim como a estabilidade de frequência.

Associada a este último tipo de estudo de estabilidade, o termo colapso de tensão é usual na literatura. Este termo é utilizado quando, devido à ocorrência de uma série de eventos relacionados à estabilidade de tensão, acontecem blecautes ou os níveis de

tensão estabilizam-se em valores abaixo dos limites normais de operação. A contribuição principal para a ocorrência de instabilidade de tensão é dada pelas cargas conectadas ao sistema. Quando da ocorrência de uma perturbação no sistema elétrico, os mecanismos utilizados para controle de tensão, tais como reguladores, alteração dos *taps* dos transformadores ou variação no escorregamento dos geradores, atuam de modo a restituir os níveis de tensão nas barras do sistema. Assim, o consumo de reativos aumenta e o sistema elétrico passa a ser ainda mais exigido, podendo resultar em um afundamento de tensão. Se o sistema não conseguir atender ao consumo de potência solicitado, a instabilidade do sistema pode resultar no colapso de tensão.

Como neste trabalho o interesse é o estudo de estabilidade de tensão, é importante definir os tipos de distúrbios que podem ocorrer, bem como os tempos de interesse para as análises em cada caso.

Quanto aos tipos de distúrbios, estes se dividem em pequenas e grandes perturbações. As pequenas perturbações são caracterizadas por variações nas demandas ou na geração as quais ocorrem constantemente no sistema. Um sistema estável deve ser capaz de se ajustar a tais variações, principalmente pela ação dos dispositivos de controle.

As grandes perturbações são menos comuns, porém mais severas. Entre elas podem-se citar os curtos-circuitos de grande magnitude ou perdas de geradores de grande porte. A atuação dos dispositivos de proteção influencia na estabilidade do sistema, assim como os controladores utilizados e as características das cargas.

Para os geradores de indução, juntamente com o estudo de tensão, há a preocupação com a estabilidade da velocidade do rotor. Quando uma falta ocorre na rede, um afundamento de tensão é usualmente observado nos terminais do gerador, causando uma redução do torque eletromagnético e consequentemente a aceleração do rotor [2] e [3].

A relação entre o torque elétrico e a tensão terminal do gerador de indução é dada pela equação (2.1).

$$T_e = K(s)V^2 \quad (2.1)$$

onde K é dependente dos parâmetros da máquina, s é o escorregamento e V a tensão terminal. Como o torque depende de forma quadrática da tensão, afundamentos de tensão provocam reduções consideráveis de torque elétrico.

Pela equação da dinâmica mecânica de um gerador representada em (2.2), pode-se observar consequentemente o efeito da redução do torque elétrico na velocidade da máquina.

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_{mg} - T_e - F_{atrito}\omega \quad (2.2)$$

Na equação (2.2), J representa o momento de inércia do gerador, T_{mg} e T_e os torques mecânico e elétrico respectivamente, F_{atrito} o coeficiente de atrito viscoso, enquanto ω representa a velocidade angular mecânica do rotor da máquina, conforme visto na Figura 2-2.

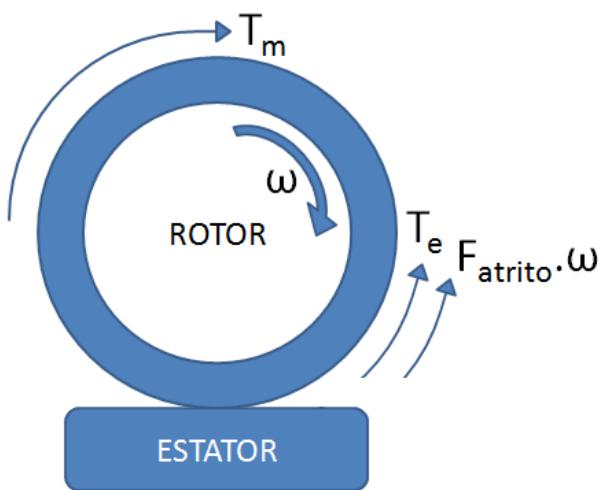


Figura 2-2 - Representação física do gerador

Pode-se notar que, com a diminuição do torque elétrico T_e , para as mesmas condições de torque mecânico e coeficiente de atrito, maior será a variação de velocidade $\frac{d\omega}{dt}$, sendo esta positiva.

Em alguns casos, mesmo após a eliminação da falta, a velocidade pode continuar crescendo e não voltar para os valores pré-falta [3]. Sendo assim, surge então o conceito de **estabilidade de velocidade**, o qual se refere à capacidade da máquina de indução (assíncrona) em permanecer conectada ao sistema de potência, com velocidade mecânica próxima à velocidade síncrona, depois de ser submetida a uma perturbação [4]. Pode-se considerar que a estabilidade de velocidade do rotor está atrelada a relação torque x velocidade para máquinas assíncronas, assim como a estabilidade angular relaciona o torque x ângulo para máquinas síncronas.

A preocupação quanto à estabilidade dos geradores assíncronos, juntamente com a crescente participação dos mesmos na produção de energia elétrica, fomentou diversas pesquisas voltadas para além da área técnica, tais como para a regulamentação dos sistemas de conexões à rede, inclusive na mudança de algumas legislações, referente à capacidade de suprimento de energia durante e perturbações no sistema elétrico.

Anteriormente, era comum desconectar os parques eólicos do sistema externo quando da detecção de situações anormais, tais como curtos circuitos e afundamentos de tensão cujo nível fosse inferior a 80%. Isto era viável visto que a participação de tais parques no montante da geração era mínima, além de que, os possíveis danos aos conversores e controladores, cujos preços são bastante elevados, não viabilizavam a continuidade da operação.

Hoje em dia, considerando a grande contribuição na produção de energia por parte dos geradores assíncronos, principalmente pela expansão da energia eólica, os parques eólicos devem ser capazes de permanecerem conectados o maior tempo possível durante as situações anormais do sistema. Caso estes sejam desconectados, devem retomar sua operação no menor intervalo de tempo possível.

Com base na legislação alemã a respeito da conexão à rede de grandes parques eólicos, na qual são definidos critérios de operação destes parques, alguns autores sugerem revisões destes conceitos a fim de melhorar a estabilidade do sistema. Na Figura 2-3 é apresentada uma sugestão de mudança da legislação com base no diagrama de tensão e tempo de duração do distúrbio [5].

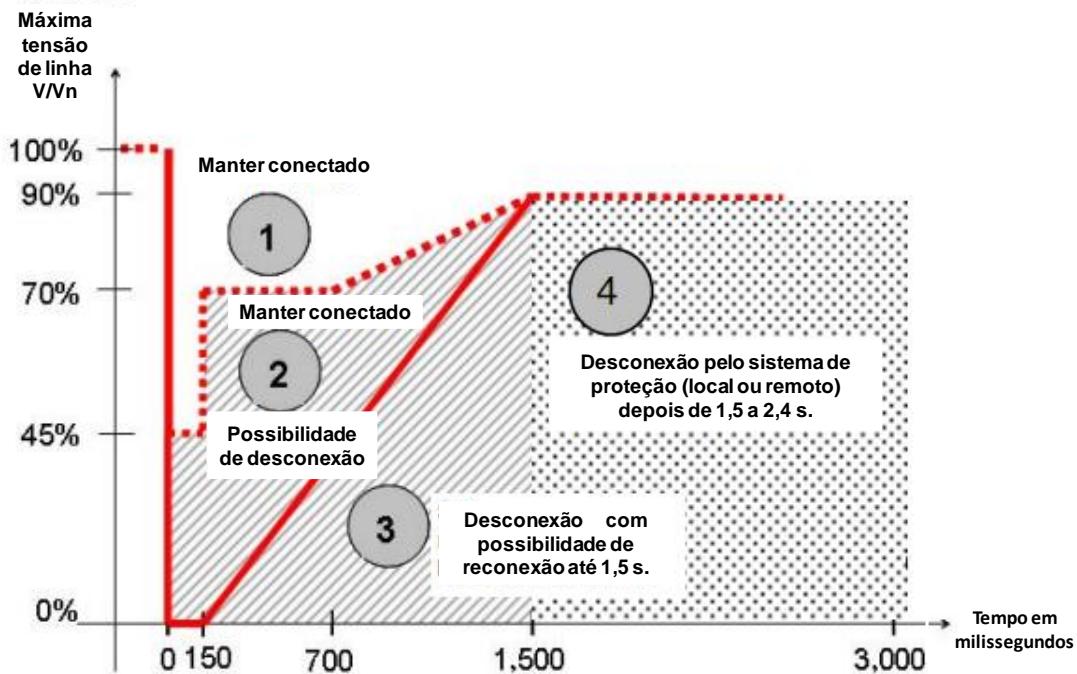


Figura 2-3 – Relação entre tensão e duração da falta [5]

De acordo com a Figura 2-3, os geradores eólicos de grande porte devem permanecer conectados enquanto a tensão terminal estiver nas áreas 1 e 2, salvo a condição de que na segunda área este pode ser desconectado por no máximo 1,5 segundos e reconectados, com um incremento de potência de até 10% da potência nominal por segundo. Já nas áreas 3 e 4, os impactos causados pelo distúrbio nas turbinas são acentuados sendo sugerido que estas devam ser desconectadas. Entretanto, na área 3, é aceitável a reconexão da máquina caso a tensão seja restabelecida antes de 1,5 segundos.

Dependendo da duração do distúrbio, a máquina pode voltar a seu ponto de operação permanecendo estável ou pode perder a estabilidade. Deste modo, para permanecer conectada à rede, fornecendo potência e evitando o colapso de tensão, técnicas para aumento de estabilidade devem ser implementadas.

Antes de iniciar o estudo de estabilidade, deve-se obter primeiro o modelo dinâmico dos geradores assíncronos, o que será feito no próximo capítulo.

3. MODELO DINÂMICO DO GERADOR DE INDUÇÃO

As máquinas de indução são compostas por duas partes, uma fixa, chamada estator, e outra girante denominada de rotor. Seu funcionamento é similar ao de um transformador, porém com o secundário em movimento. A tensão alternada é fornecida diretamente ao estator, sendo que a corrente no primário induz no secundário a corrente do rotor, daí a explicação do nome indução.

No aspecto construtivo, há dois tipos de rotor. O primeiro é composto por barras condutoras paralelas, sobre uma superfície cilíndrica, onde as extremidades são curto-circuitadas por dois aros. Este tipo de rotor recebe o nome de rotor curto-circuitado ou rotor gaiola de esquilo devido à aparência do mesmo. Já o segundo tipo é constituído por enrolamentos trifásicos, com o mesmo número de polos do enrolamento do estator. Este tipo é conhecido com rotor bobinado ou rotor de anéis, visto que o acesso aos enrolamentos é realizado através de contatos deslizantes e anéis condutores.

Para realizar os estudos de estabilidade, é necessário definir um modelo de circuito elétrico equivalente para os elementos que serão analisados. Como o objetivo do estudo é interpretar os efeitos transitórios, oriundos de uma perturbação no sistema, faz-se necessário obter um modelo dinâmico para o gerador.

3.1. Modelo Dinâmico 5^a Ordem

Nesta seção, o modelo dinâmico da máquina assíncrona será desenvolvido. As equações gerais do funcionamento do gerador em termos de tensão e fluxo magnético serão desenvolvidas no sistema de coordenadas ortogonais dq .

O fluxo de potência na máquina assíncrona, operando como gerador tem sentido invertido ao do motor. Desta forma, o fluxo é positivo saindo da máquina, alimentando a rede, de modo que podem ser feitas as seguintes considerações:

- Fluxo de potência elétrica é positivo quando a máquina atua como gerador
- Torque mecânico aplicado ao eixo é positivo quando atua no mesmo sentido do campo girante.
- As correntes de estator e rotor tem sentido positivo quando saem dos terminais da máquina

O gerador de indução para aplicações práticas, principalmente na geração eólica, alimenta um sistema trifásico. Na determinação do modelo que caracteriza a máquina são feitas as seguintes considerações [6]:

- Simetria elétrica espacial entre as três fases, tanto no estator quanto no rotor
- Distribuição senoidal do fluxo magnético no entreferro
- Circuito magnético linear
- Ausência de perdas magnéticas

Assim, podem-se representar as tensões terminais da máquina no sistema de coordenadas *abc* conforme as equações abaixo:

$$v_{abcs} = -R_s i_{abcs} - \frac{d\lambda_{abcs}}{dt} \quad (3.1)$$

$$v_{abcr} = -R_r i_{abcr} - \frac{d\lambda_{abcr}}{dt} \quad (3.2)$$

As equações (3.1) e (3.2), são do tipo matriciais, sendo que as variáveis referentes à tensão, corrente e fluxo magnético são vetores representados respectivamente

por $v_{abc} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}$, $i_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$ e $\lambda_{abc} = \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}$. Já a resistência R é uma matriz diagonal dada por $R = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{bmatrix}$

As grandezas referentes ao estator são representadas com o subíndice *s*, enquanto às grandezas do rotor são indicados com o subíndice *r* e já estão referenciadas ao estator conforme a relação de transformação do circuito.

Por conveniência, para se reduzir o número de variáveis do sistema, é comum na literatura a utilização de uma mudança de coordenadas, passando os vetores do sistema trifásico *abc* para o sistema bifásico equivalente *dq*. Essa transformação possibilita simplificar a modelagem do sistema, sem que haja perda das características do mesmo.

Para realizar a mudança de base de um referencial para outro, utiliza-se uma matriz de transformação, conforme explicitado no APÊNDICE II . Na modelagem em questão, serão consideradas as transformações entre os sistemas de coordenadas conforme as relações apresentadas de.(3.3) a (3.6).

$$f_{dqs} = K_s f_{abcs} \quad (3.3)$$

$$f_{abcs} = K_s^{-1} f_{dqrs} \quad (3.4)$$

$$f_{dqrs} = K_r f_{abcr} \quad (3.5)$$

$$f_{abcr} = K_r^{-1} f_{dqrs} \quad (3.6)$$

As matrizes referentes às transformações acima, K_s, K_s^{-1}, K_r e K_r^{-1} , são definidas nas equações (3.7) a (3.10) respectivamente.

$$K_s = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ m & m & m \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$K_s^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \frac{1}{2m} \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{2m} \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{2m} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$K_r = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta_r) & \cos(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta - \theta_r) & -\sin(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ m & m & m \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$K_r^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta_r) & -\sin(\theta - \theta_r) & \frac{1}{2m} \\ \cos(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{2m} \\ \cos(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{2m} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

As transformações definidas em (3.3) e (3.5) são utilizadas para transpor os vetores, do estator e do rotor respectivamente, do sistema *abc* para o sistema *dq*. Já as relações apresentadas em (3.4) e (3.6) são utilizadas para retornar as variáveis do sistema *dq* para o sistema *abc*. A variável *m* na matriz é uma constante arbitrária necessária para que a matriz K_s seja invertível, conforme explicado no APÊNDICE II. Os ângulos θ e θ_r nas transformações de coordenadas definem o referencial em que os vetores nos eixos *dq* referentes às grandezas do estator e do rotor, respectivamente, serão vistos, em relação ao sistema *abc*. Posteriormente as grandezas do estator serão consideradas em sincronismo com o sistema *abc*.

Estabelecidas as relações de transformações, pode-se aplicá-las no equacionamento do fluxo magnético definido no sistema de coordenadas abc pela equação (3.11).

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs} \\ \lambda_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{abcs} & M \\ M^T & L_{abcr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i_{abcr} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Onde L_{abc} são as indutâncias próprias e M representa as indutâncias mútuas, sendo ambas matrizes quadradas de ordem 3. Mais detalhes sobre a obtenção das matrizes de indutância encontram-se em [7]. Sendo assim, relacionando as grandezas no sistema de coordenadas dq chega-se a seguinte expressão matricial para o fluxo magnético:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{ds} \\ \lambda_{qs} \\ \lambda_{dr} \\ \lambda_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

onde:

$$M = \frac{3}{2}L_m \quad (3.13)$$

$$L_s = L_{ss} + M \quad (3.14)$$

$$L_r = L_{rr} + M \quad (3.15)$$

Em (3.12) L_{ss} , L_r e L_m são as indutâncias de dispersão do estator, do rotor e indutância de magnetização, ambas por fase, em Henry e referenciadas ao estator.

Referenciando as equações (3.1) e (3.2) ao sistema dq , aplicando as transformações de coordenadas, pode-se descrever as tensões da máquina segundo as equações de (3.16) a (3.19), conforme [6].

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s \lambda_{qs} - \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (3.16)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_s \lambda_{ds} - \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (3.17)$$

$$v_{dr} = -R_s i_{dr} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} - \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \quad (3.18)$$

$$v_{qr} = -R_s i_{qr} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr} - \frac{d \lambda_{qr}}{dt} \quad (3.19)$$

No equacionamento anterior, o eixo dq foi considerado girando na velocidade síncrona ω_s , em relação ao eixo estacionário enquanto o rotor gira com velocidade ω_r .

Substituindo as relações definidas pela equação (3.12) em (3.16) a (3.19) tem-se caracterizado as tensões do gerador em termos das correntes conforme a equação matricial (3.20).

$$\begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(R_s + L_s \frac{d}{dt}) & \omega_s L_s & -M \frac{d}{dt} & \omega_s M \\ -\omega_s L_s & -(R_s + L_s \frac{d}{dt}) & -\omega_s M & -M \frac{d}{dt} \\ -M \frac{d}{dt} & (\omega_s - \omega_r) M & -(R_r + L_r \frac{d}{dt}) & (\omega_s - \omega_r) L_r \\ -(\omega_s - \omega_r) M & -M \frac{d}{dt} & -(\omega_s - \omega_r) L_r & -(R_r + L_r \frac{d}{dt}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Como se pode observar, as equações de tensão representadas em função das correntes possuem dois termos derivativos cada. É conveniente, para reduzir a quantidade de termos derivativos, relacionar as tensões dos terminais nos eixos dq diretamente com os fluxos, de modo que a equação (3.20) seja reescrita da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} v_{ds} \\ v_{qs} \\ v_{dr} \\ v_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(\frac{R_s}{\sigma L_s} + \frac{d}{dt}) & \omega_s & \frac{R_s k^2}{\sigma M} & 0 \\ -\omega_s & -(\frac{R_s}{\sigma L_s} + \frac{d}{dt}) & 0 & \frac{R_s k^2}{\sigma M} \\ \frac{R_r k^2}{\sigma M} & 0 & -(\frac{R_r}{\sigma L_r} + \frac{d}{dt}) & (\omega_s - \omega_r) \\ 0 & \frac{R_r k^2}{\sigma M} & -(\omega_s - \omega_r) & -(\frac{R_r}{\sigma L_r} + \frac{d}{dt}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{ds} \\ \lambda_{qs} \\ \lambda_{dr} \\ \lambda_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Onde

$$k = \frac{M}{\sqrt{L_s L_r}} \quad (3.22)$$

$$\sigma = 1 - k^2 = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r} \quad (3.23)$$

Isolando os termos derivativos da equação (3.21) têm-se as equações dinâmicas que regem o funcionamento elétrico do gerador:

$$\frac{d\lambda_{ds}}{dt} = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \lambda_{ds} + \omega_s \lambda_{qs} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \lambda_{dr} - v_{ds} \quad (3.24)$$

$$\frac{d\lambda_{qs}}{dt} = -\omega_s \lambda_{ds} - \frac{R_s}{\sigma L_s} \lambda_{qs} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \lambda_{qr} - v_{qs} \quad (3.25)$$

$$\frac{d\lambda_{dr}}{dt} = \frac{R_r k^2}{\sigma M} \lambda_{ds} - \frac{R_r}{\sigma L_r} \lambda_{dr} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} - v_{dr} \quad (3.26)$$

$$\frac{d\lambda_{qr}}{dt} = \frac{R_r k^2}{\sigma M} \lambda_{qs} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr} - \frac{R_r}{\sigma L_r} \lambda_{qr} - v_{qr} \quad (3.27)$$

No caso de gerador em gaiola de esquilo, a tensão do rotor é nula, já que o mesmo é curto-circuitado. Assim o equacionamento acima descrito continua válido, considerando $v_{dr} = v_{qr} = 0$.

3.1.1. Torque Resultante

O torque resultante é responsável pela aceleração ou frenagem do eixo girante e é dado em função da aceleração mecânica angular, expresso por:

$$T_r = J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} \quad (3.28)$$

No caso de gerador, este torque é produzido pelo torque mecânico atribuído à máquina, subtraído do torque elétrico e dos atritos inerentes ao sistema, conforme (3.29).

$$T_r = T_{mg} - T_e - F_{atrito} \frac{d\theta_m}{dt} \quad (3.29)$$

$$\theta_e = p\theta_m \quad (3.30)$$

Em termos da velocidade angular elétrica, conforme a relação apresentada em (3.30), em que p representa o número de pares de pólos da máquina, pode-se representar as relações de torque conforme (3.32) [8]:

$$\frac{d\theta_e}{dt} = \omega_r \quad (3.31)$$

$$T_{mg} - T_e = \frac{1}{p} \left(J \frac{d\omega_r}{dt} + F_{atrito} \omega_r \right) \quad (3.32)$$

No gerador o torque elétrico tende a se opor a movimentação da máquina e é dado por [6]:

$$T_e = \frac{3}{2} p M (i_{ds} i_{qr} - i_{qs} i_{dr}) \quad (3.33)$$

Isolando o termo derivativo da equação (3.32), obtém-se a equação diferencial para a mecânica da máquina:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{p}{J} (T_{mg} - T_e) - \frac{F_{atrito}}{J} \omega_r \quad (3.34)$$

3.1.2. Potências

A potência ativa trifásica da máquina é dada em termos das coordenadas *abc* como a soma das potências monofásicas, tanto para o estator quanto para o rotor segundo as expressões (3.35) e (3.36) respectivamente:

$$P_s = v_{as} i_{as} + v_{bs} i_{bs} + v_{cs} i_{cs} \quad (3.35)$$

$$P_r = v_{ar} i_{ar} + v_{br} i_{br} + v_{cr} i_{cr} \quad (3.36)$$

Como já comentado para as equações de tensão, é mais conveniente trabalhar com o sistema de coordenadas *dq*. Sendo assim, realizando as transformações adequadas, considerando o sistema como simétrico, as potências podem ser representadas como [6]:

$$P = \Re\{\vec{v}_{dq} \cdot \vec{i}_{dq}^*\} \quad (3.37)$$

$$Q = \Im\{\vec{v}_{dq} \cdot \vec{i}_{dq}^*\} \quad (3.38)$$

As potências ativas e reativas para o estator e rotor, são representadas nas coordenadas *dq* do seguinte modo:

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (3.39)$$

$$P_r = \frac{3}{2} (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \quad (3.40)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (3.41)$$

$$Q_r = \frac{3}{2}(v_{qr}i_{dr} - v_{dr}i_{qr}) \quad (3.42)$$

3.2. Representação fasorial

É conveniente, por simplificações, em sistemas de potência, simétricos e equilibrados, representar as grandezas envolvidas em suas formas fasoriais, ou seja, mostrando apenas a amplitude e o ângulo.

Para se obter as grandezas fasoriais parte-se da representação das mesmas no domínio do tempo. Sendo assim, as tensões e correntes do estator são definidas pelas seguintes equações.

$$v_{as} = \sqrt{2}V\cos(\omega_s t + \theta) \quad (3.43)$$

$$v_{bs} = \sqrt{2}V\cos(\omega_s t - \frac{2\pi}{3} + \theta) \quad (3.44)$$

$$v_{cs} = \sqrt{2}V\cos(\omega_s t + \frac{2\pi}{3} + \theta) \quad (3.45)$$

$$i_{as} = \sqrt{2}I\cos(\omega_s t + \theta - \gamma) \quad (3.46)$$

$$i_{bs} = \sqrt{2}I\cos(\omega_s t - \frac{2\pi}{3} + \theta - \gamma) \quad (3.47)$$

$$i_{cs} = \sqrt{2}I\cos(\omega_s t + \frac{2\pi}{3} + \theta - \gamma) \quad (3.48)$$

Representado as equações de (3.43) à (3.48), com a notação fasorial, chega-se as equações abaixo:

$$\bar{V}_{as} = V\cos(\theta) + jV\sin(\theta) = V\angle\theta \quad (3.49)$$

$$\bar{V}_{bs} = V\cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + jV\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) = V\angle\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (3.50)$$

$$\bar{V}_{cs} = V\cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) + jV\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) = V\angle\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (3.51)$$

$$\bar{I}_{as} = I\cos(\theta - \gamma) + jI\sin(\theta - \gamma) = V\angle(\theta - \gamma) \quad (3.52)$$

$$\bar{I}_{bs} = I\cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3} - \gamma\right) + jI\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3} - \gamma\right) = V\angle\left(\theta - \frac{2\pi}{3} - \gamma\right) \quad (3.53)$$

$$\bar{I}_{cs} = I \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3} - \gamma\right) + j I \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3} - \gamma\right) = V \angle\left(\theta + \frac{2\pi}{3} - \gamma\right) \quad (3.54)$$

Tendo definido as novas coordenadas dq girando na velocidade síncrona, ω_s , pode-se relacionar as tensões e correntes nos eixos dq com os fasores da seguinte forma:

$$v_{ds} = \sqrt{2}V \cos(\theta) \quad (3.55)$$

$$v_{qs} = \sqrt{2}V \sin(\theta) \quad (3.56)$$

$$i_{ds} = \sqrt{2}I \cos(\theta - \gamma) \quad (3.57)$$

$$i_{qs} = \sqrt{2}I \sin(\theta - \gamma) \quad (3.58)$$

Analizando o equacionamento acima, comparando com as equações (3.43) à (3.48), pode-se observar que o termo dependente de ω_s foi eliminado, já que os eixos dq giram com esta velocidade.

Com base nas equações (3.55) à (3.58), do mesmo modo que realizado para o sistema nas coordenadas abc , obtém-se as representações fasoriais, a partir da forma complexa.

$$\bar{v}_{dqs} = v_{ds} + j v_{qs} = \sqrt{2}V \cos(\theta) + j \sqrt{2}V \sin(\theta) = \sqrt{2}V_{as} \quad (3.59)$$

$$\bar{i}_{dqs} = i_{ds} + j i_{qs} = \sqrt{2}I \cos(\theta - \gamma) + j \sqrt{2}I \sin(\theta - \gamma) = \sqrt{2}I_{as} \quad (3.60)$$

As equações (3.59) e (3.60) resultam nas grandezas com seus valores de pico, embora geralmente se utilize, para representação em fasores, os valores RMS, de modo a facilitar a integração com o sistema elétrico de potência. Desta forma, para adequar a relação entre valores de pico e valores eficazes são feitas as seguintes correspondências[6]:

$$V_{ds} = \frac{1}{\sqrt{2}} \Re\{\bar{v}_{dqs}\} = V \cos(\theta) = \frac{v_{ds}}{\sqrt{2}} \quad (3.61)$$

$$V_{qs} = \frac{1}{\sqrt{2}} \Im\{\bar{v}_{dqs}\} = V \sin(\theta) = \frac{v_{qs}}{\sqrt{2}} \quad (3.62)$$

$$I_{ds} = \frac{1}{\sqrt{2}} \Re\{\bar{i}_{dqs}\} = I \cos(\theta - \gamma) = \frac{i_{ds}}{\sqrt{2}} \quad (3.63)$$

$$I_{qs} = \frac{1}{\sqrt{2}} \Im\{\bar{t}_{dqs}\} = Isen(\theta - \gamma) = \frac{i_{qs}}{\sqrt{2}} \quad (3.64)$$

O mesmo é válido para as equações do fluxo:

$$\Lambda_{ds} = \frac{1}{\sqrt{2}} \Re\{\bar{\lambda}_{dqs}\} = \frac{\lambda_{ds}}{\sqrt{2}} \quad (3.65)$$

$$\Lambda_{qs} = \frac{1}{\sqrt{2}} \Im\{\bar{\lambda}_{dqs}\} = \frac{\lambda_{qs}}{\sqrt{2}} \quad (3.66)$$

Realizando o mesmo procedimento para as grandezas do rotor, o sistema completo é modelado pelo conjunto de equações abaixo.

$$\frac{d\Lambda_{ds}}{dt} = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \Lambda_{ds} + \omega_s \Lambda_{qs} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \Lambda_{dr} - V_{ds} \quad (3.67)$$

$$\frac{d\Lambda_{qs}}{dt} = -\omega_s \Lambda_{ds} - \frac{R_s}{\sigma L_s} \Lambda_{qs} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \Lambda_{qr} - V_{qs} \quad (3.68)$$

$$\frac{d\Lambda_{dr}}{dt} = \frac{R_r k^2}{\sigma M} \Lambda_{ds} - \frac{R_r}{\sigma L_r} \Lambda_{dr} + (\omega_s - \omega_r) \Lambda_{qr} - V_{dr} \quad (3.69)$$

$$\frac{d\Lambda_{qr}}{dt} = \frac{R_r k^2}{\sigma M} \Lambda_{qs} - (\omega_s - \omega_r) \Lambda_{dr} - \frac{R_r}{\sigma L_r} \Lambda_{qr} - V_{qr} \quad (3.70)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{p}{J} (T_{mg} - T_e) - \frac{F_{atrito}}{J} \omega_r \quad (3.71)$$

Para as potências, em função do uso de valores eficazes para tensão e corrente, obtém-se as seguintes expressões:

$$P_s = 3(V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs}) \quad (3.72)$$

$$P_r = 3(V_{dr} I_{dr} + V_{qr} I_{qr}) \quad (3.73)$$

$$Q_s = 3(V_{qs} I_{ds} - V_{ds} I_{qs}) \quad (3.74)$$

$$Q_r = 3(V_{qr} I_{dr} - V_{dr} I_{qr}) \quad (3.75)$$

3.3. Modelo por Unidade

Para padronizar a representação dos parâmetros de um sistema elétrico de potência, é usual considerar os valores “por unidade”, isto é, substituir os valores das variáveis e

constantes, expressas geralmente segundo o sistema internacional de unidades, pelas suas relações com um valor base pré-definido.

Portanto para definir o modelo por unidade é preciso estabelecer uma base adequada. Para o estudo em questão, adotou-se como base a potência por fase, a tensão eficaz e a frequência do sistema. Através de tais valores de bases é possível determinar os demais conforme as seguintes relações:

$$Z_b = \frac{V_b^2}{P_b} = \frac{V_{lb}^2}{VA_{3\phi b}} \quad (3.76)$$

$$V_{lb}^2 = \sqrt{3}V_b \quad (3.77)$$

$$VA_{3\phi b} = 3P_b \quad (3.78)$$

$$L_b = \frac{X_b}{\omega_b} \quad (3.79)$$

$$I_b = \frac{P_b}{V_b} \quad (3.80)$$

$$\Lambda_b = \frac{V_b}{\omega_b} \quad (3.81)$$

$$T_b = 3p \frac{P_b}{\omega_b} = \frac{VA_{3\phi b}}{\omega_{mb}} \quad (3.82)$$

Sendo que ω_{mb} representa a velocidade mecânica base, $\frac{\omega_b}{p}$.

Para se obter os valores das grandezas por unidade, basta dividir seu valor no sistema de unidades utilizado pelo valor de base escolhido no mesmo sistema. Por exemplo, para uma tensão de linha de valor $v_l = 0,69kV$ e considerando uma base $v_{lb} = 0,69kV$, pode-se definir $v_{lpu} = \frac{v_l}{v_{lb}} = \frac{0,69}{0,69} = 1pu$.

De (3.79) é fácil verificar que a escolha de $\omega_b = \omega_s$ leva a um valor de X_L por unidade igual ao valor de L também por unidade, já que $X_L = \omega_s L$ que por unidade é dado por $X_{pu} = \frac{\omega_s}{\omega_b} \cdot \frac{L}{L_b} = \frac{L}{L_b} = L_{pu}$.

A fim de evitar a utilização de novas variáveis, por conveniência, será omitido o termo pu das grandezas em por unidade, de modo que estas receberam as mesmas

denominações do que as originais. Sendo assim, para o exemplo anterior tem-se $v_l = 1pu$.

Portanto o modelo por unidade terá todas as suas variáveis representadas conforme as bases determinadas de (3.76) a (3.82). A exceção se dá quanto à frequência síncrona a qual seu valor por unidade será tratado como ω_s e quando necessária a utilização de seu valor em rad/s este será definido como antes, ou seja, ω_s . Logo:

$$\omega_e = \frac{\omega_s}{\omega_b} \quad (3.83)$$

Realizando as substituições das grandezas das equações (3.67) a (3.71), conforme os conceitos apresentados acima, chega-se ao modelo dinâmico de 5ª ordem para o gerador de indução:

$$\frac{d\Lambda_{ds}}{dt} = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \Lambda_{ds} + \omega_e \Lambda_{qs} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \Lambda_{dr} - V_{ds} \quad (3.84)$$

$$\frac{d\Lambda_{qs}}{dt} = -\omega_e \Lambda_{ds} - \frac{R_s}{\sigma L_s} \Lambda_{qs} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \Lambda_{qr} - V_{qs} \quad (3.85)$$

$$\frac{d\Lambda_{dr}}{dt} = \frac{R_r k^2}{\sigma M} \Lambda_{ds} - \frac{R_r}{\sigma L_r} \Lambda_{dr} + s\omega_e \Lambda_{qr} - V_{dr} \quad (3.86)$$

$$\frac{d\Lambda_{qr}}{dt} = \frac{R_r k^2}{\sigma M} \Lambda_{qs} - s\omega_e \Lambda_{dr} - \frac{R_r}{\sigma L_r} \Lambda_{qr} - V_{qr} \quad (3.87)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_{mg} - T_e - F_{pu.atrito} \omega_r) \quad (3.88)$$

Note que na equação (3.88) o momento de inércia foi substituído pela variável H , a qual representa a constante de inércia da máquina, dado geralmente fornecido pelos fabricantes. Esta constante em valores por unidade é definida por:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_b}{p T_b} \quad (3.89)$$

O valor por unidade do coeficiente de atrito viscoso é determinado por:

$$F_{atrito-pu} = \frac{F_{atrito} \omega_b}{p T_b} \quad (3.90)$$

3.4. Modelo em 3^a ordem

Para obter um modelo de ordem reduzida e, portanto mais simples, algumas considerações são usualmente feitas. A principal delas é desconsiderar a dinâmica do estator, já que está é muito rápida e não afeta significativamente nas oscilações eletromecânicas [9][10]. Caso esta dinâmica não seja desconsiderada, é necessário modelar toda a rede do sistema de potência ao redor com equações dinâmicas, haja visto o acoplamento existente entre as correntes e tensões aplicadas, aumentando a complexidade dos cálculos, porém sem obter ganhos significativos nos resultados. Com esta simplificação, as tensões e correntes na rede podem ser consideradas como estando em regime permanente senoidal e equações algébricas podem ser utilizadas para modelar a rede.

Esta simplificação é uma prática comum tanto para máquinas assíncronas como para as síncronas e é caracterizada pelas equações abaixo.

$$\frac{d\Lambda_{ds}}{dt} = 0 \quad (3.91)$$

$$\frac{d\Lambda_{qs}}{dt} = 0 \quad (3.92)$$

Como geralmente não se tem conhecimento direto sobre os fluxos envolvidos nos processos de conversão eletromecânica de energia, é usual representar as equações dinâmicas da máquina em termos de correntes e tensões. Sendo assim, é possível estabelecer uma nova variável a qual torna viável realizar essa representação. As novas variáveis são descritas já em valores por unidade segundo as equações:

$$E_d' = \omega_e \frac{X_m}{X_r} \Lambda_{qr} \quad (3.93)$$

$$E_q' = -\omega_e \frac{X_m}{X_r} \Lambda_{dr} \quad (3.94)$$

$$T_o = \frac{L_r}{\omega_b R_r} \quad (3.95)$$

Agora é possível obter um modelo de terceira ordem para a dinâmica da máquina assíncrona considerando duas equações diferenciais para o transitório do rotor e uma equação diferencial caracterizando o transitório mecânico da mesma.

Substituindo as variáveis definidas de (3.93) a (3.95), nas equações dinâmicas desenvolvidas para o rotor, equações (3.86) e (3.87), chega-se as equações dinâmicas do rotor (3.96) e (3.97) em função de tensões equivalentes:

$$\frac{dE_d'}{dt} = -\frac{1}{T_o} \left(E_d' - \frac{X_m^2}{X_r} I_{qs} \right) + s\omega_b E_q' - \omega_s \frac{X_m}{X_r} V_{qr} \quad (3.96)$$

$$\frac{dE_q'}{dt} = -\frac{1}{T_o} \left(E_q' + \frac{X_m^2}{X_r} I_{ds} \right) - s\omega_b E_d' + \omega_s \frac{X_m}{X_r} V_{dr} \quad (3.97)$$

Conforme a simplificação citada no começo desta seção, negligenciando o transitório do fluxo no estator, as equações para as tensões equivalentes são dadas por:

$$V_{ds} - E_d' + R_s I_{ds} - \sigma X_s I_{qs} = 0 \quad (3.98)$$

$$V_{qs} - E_q' + R_s I_{qs} + \sigma X_s I_{ds} = 0 \quad (3.99)$$

Para simplificar o equacionamento final, podem-se omitir os termos quadráticos adotando $X = X_s$ e $X' = \sigma X_s$, sendo que σ já definido em (3.23). Deste modo, $\frac{X_m^2}{X_r}$ pode ser expresso por $(X - X')$. Assim, o modelo completo de terceira ordem utilizado principalmente para simulações de transitórios eletromecânicos é dado por (3.100) a (3.105).

$$\frac{dE_d'}{dt} = -\frac{1}{T_o} (E_d' - (X - X') I_{qs}) + s\omega_b E_q' - \omega_s \frac{X_m}{X_r} V_{qr} \quad (3.100)$$

$$\frac{dE_q'}{dt} = -\frac{1}{T_o} (E_q' + (X - X') I_{ds}) - s\omega_b E_d' + \omega_s \frac{X_m}{X_r} V_{dr} \quad (3.101)$$

$$V_{ds} = E_d' - R_s I_{ds} + X' I_{qs} \quad (3.102)$$

$$V_{qs} = E_q' - R_s I_{qs} - X' I_{ds} \quad (3.103)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_{mg} - T_e - F_{pu.atrato} \omega_r) \quad (3.104)$$

$$T_e = \frac{\omega_b}{\omega_s} (E_q' I_{qs} + E_d' I_{ds}) \quad (3.105)$$

As equações de (3.100) a (3.105), definem o modelo em 3^a ordem e são equivalentes às utilizadas pelo *DigSILENT Power Factory v14.0* utilizado neste trabalho.

4. MODELAGEM DA MÁQUINA DE INDUÇÃO EM REGIME PERMANENTE

4.1. Modelo do gerador de indução em regime permanente

Após apresentar o modelo dinâmico, será introduzido o modelo em regime permanente do gerador assíncrono a fim de facilitar o entendimento do mesmo e caracterizar o fluxo de corrente e potência em seus terminais.

Para o gerador de indução duplamente alimentado, temos o modelo equivalente representado na Figura 4-1 [11]. É usual, na literatura, convencionar as correntes de estator e rotor como sendo positivas no sentido de saída da máquina, ou seja, injetadas no sistema. Esta convenção é conveniente por tratar-se de uma máquina cuja função é alimentar o sistema, evitando valores negativos para estas grandezas.

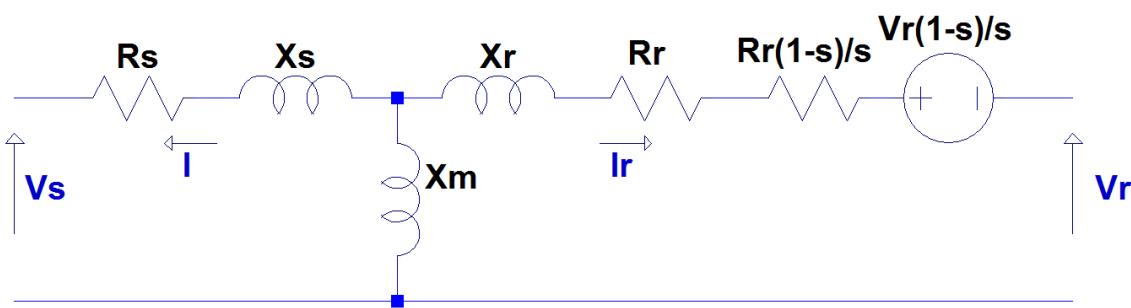


Figura 4-1- Circuito equivalente gerador de indução

Na Figura 4-1 tem-se representado o circuito equivalente para a máquina de indução com rotor bobinado. Os parâmetros R_s , R_r , X_s e X_r são as resistências e indutâncias do estator e do rotor respectivamente. A indutância X_m é relativa à magnetização, enquanto V_s e V_r são as tensões nos terminais do estator e rotor, respectivamente. As parcelas, resistência e tensão, relativas à potência mecânica são consideradas no rotor e são dadas em função do escorregamento s , o qual é definido pela equação (4.1).

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (4.1)$$

Na Figura 4-2 tem-se o mesmo circuito equivalente, porém com os componentes do rotor agrupados, a fim de facilitar os estudos posteriores.

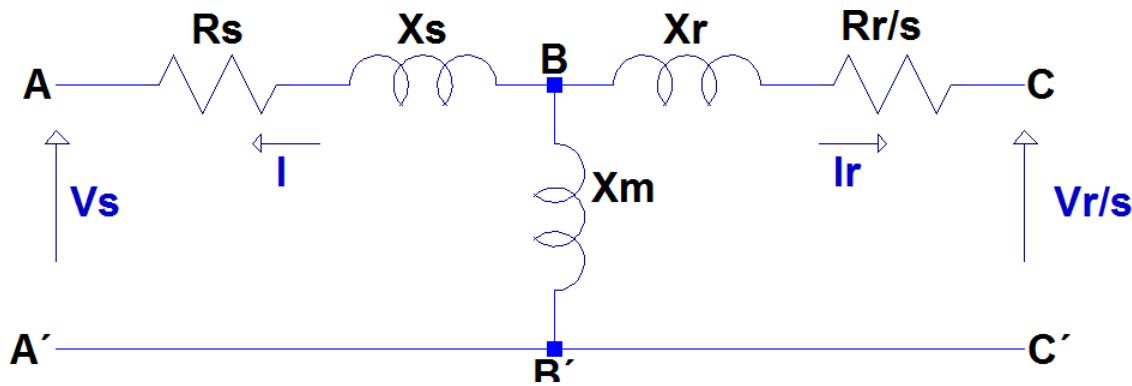


Figura 4-2 - Circuito equivalente simplificado gerador de indução

Na representação da Figura 4-1, consequentemente da Figura 4-2, deve-se ressaltar, que as grandezas referentes ao secundário, rotor, foram referenciadas ao primário, estator. Mais detalhes sobre este método de referenciar as grandezas entre o primário e secundário de uma máquina rotativa encontram-se no APÊNDICE I.

4.2. Equivalentes de Thevenin

Para determinar as contribuições de corrente tanto do rotor quanto do estator, partindo do modelo equivalente caracterizado no item anterior, é conveniente trabalhar-se com os equivalentes de Thevenin vistos ora pelo estator ora pelo rotor.

Primeiramente para obter a corrente que flui pelo terminal do estator, pode se simplificar a Figura 4-2, fazendo o equivalente visto à direita do lado direito pelos terminais B-B', obtendo o seguinte circuito:

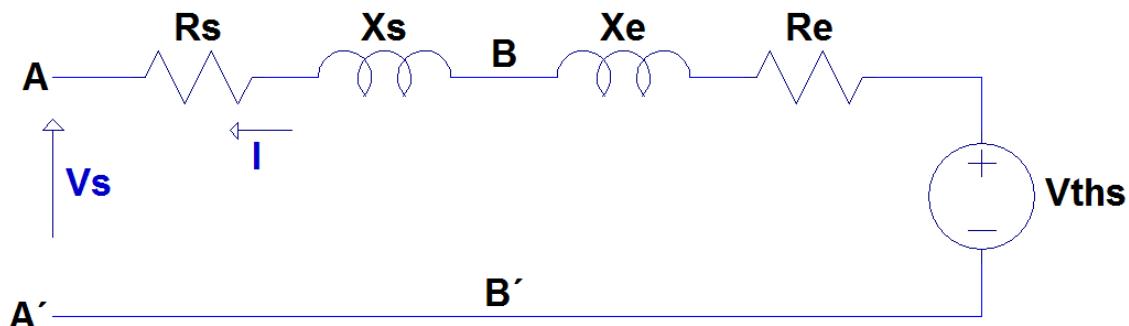


Figura 4-3 - Equivalente de Thevenin visto pelo estator

Para determinar a impedância de Thevenin, é necessário curto-circuitar a fonte de tensão $\frac{V_r}{s}$ na Figura 4-2, de modo que as impedâncias do rotor ficam em paralelo com a indutância de magnetização, produzindo $R_e + jX_e$, descritas de (4.2) a (4.4).

$$R_e + jX_e = \frac{jX_m \left(\frac{R_r}{s} + jX_r \right)}{\frac{R_r}{s} + j(X_m + X_r)} \quad (4.2)$$

$$R_e = \frac{X_m^2 R_r s}{R_r^2 + (X_r + X_m)^2 s^2} \quad (4.3)$$

$$X_e = \frac{R_r^2 X_m + X_m X_r (X_r + X_m) s^2}{R_r^2 + (X_r + X_m)^2 s^2} \quad (4.4)$$

A partir do circuito da Figura 4-3, a corrente de estator é facilmente deduzida através da equação (4.5).

$$\bar{I}_s = -\frac{\bar{V}_s - \bar{V}_{ths}}{R_s + R_e + j(X_s + X_e)} \quad (4.5)$$

onde a tensão V_{ths} é obtida com os terminais B-B' em circuito aberto, sem circulação de correntes na impedância do estator, de modo que a tensão vista por estes terminais depende da tensão do rotor, conforme a equação (4.6).

$$\bar{V}_{ths} = \frac{jX_m \frac{\bar{V}_r}{s}}{\left(\frac{R_r}{s} \right) + j(X_m + X_r)} \quad (4.6)$$

A fim de determinar a corrente que flui pelo lado do rotor, deve ser elaborado o equivalente para o lado esquerdo visto pelos terminais B-B' da Figura 4-2, dado pelo seguinte circuito:

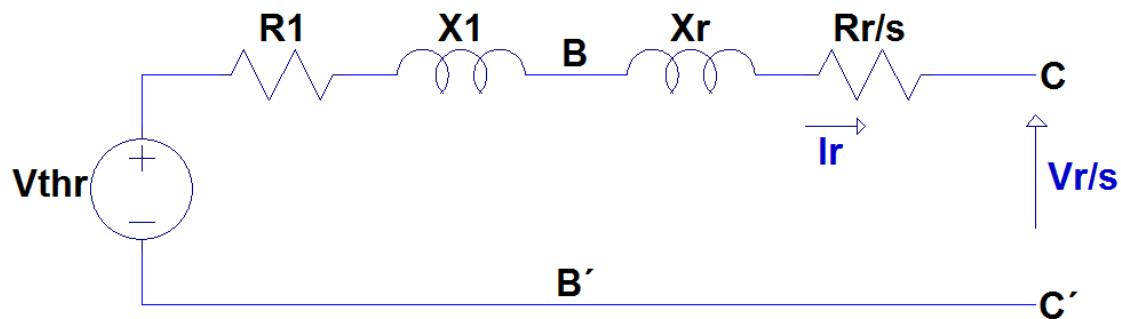


Figura 4-4 - Equivalente de Thevenin visto pelo rotor

A impedância de Thevenin neste caso, $R_1 + jX_1$, consiste na associação em paralelo da indutância de magnetização e a impedância do estator visto que a fonte V_s , na Figura 4-2 deve ser curto-circuitada. Essa associação paralela é descrita pelas equações de (4.7) a (4.9).

$$R_1 + jX_1 = \frac{jX_m(R_s + jX_s)}{R_s + j(X_m + X_s)} \quad (4.7)$$

$$R_1 = \frac{R_s X_m^2}{R_s^2 + (X_s + X_m)^2} \quad (4.8)$$

$$X_1 = \frac{R_s^2 X_m + X_m X_s (X_s + X_m)}{R_s^2 + (X_s + X_m)^2} \quad (4.9)$$

Da Figura 4-4 pode-se obter a seguinte equação para a corrente do rotor:

$$\bar{I}_r = -\frac{\frac{\bar{V}_r}{s} - \bar{V}_{thr}}{R_1 + \frac{R_r}{s} + j(X_1 + X_r)} \quad (4.10)$$

onde a tensão V_{thr} é vista pelos terminais B-B' em circuito aberto, sem circulação de correntes na impedância do rotor, de modo que esta tensão depende da alimentação do estator, conforme a equação (4.11).

$$\bar{V}_{thr} = \frac{j X_m \bar{V}_s}{R_s + j(X_m + X_s)} \quad (4.11)$$

De posse dos parâmetros do circuito equivalente e das correntes e tensões terminais é possível determinar os torques e potências envolvidos na operação em regime permanente.

4.3. Torques e potências

A primeira potência a se considerar é a potência que flui dos terminais principais da máquina para o sistema externo, no caso dos geradores, ou no sentido contrário para os motores, denominada nos motores de potência de entrada. Esta, de origem elétrica, é a maior das potências envolvidas no caso da operação como motor, devendo ser capaz de suprir as perdas tanto no estator, quanto no rotor, as perdas no núcleo ferromagnético e ainda certa potência entregue ao rotor através do entreferro de ar, todas de natureza ativa [12]. As dispersões e magnetização representam o consumo de potência reativa. Neste estudo, estas potências serão referidas como potências do estator e potência do rotor, já que são medidas em tais terminais.

Sendo assim, para estas potências trifásicas, é possível estabelecer as seguintes equações:

$$P_{estator} = 3V_s I_s \cos \varphi_s \quad (4.12)$$

$$P_{rotor} = 3V_r I_r \cos \varphi_r \quad (4.13)$$

onde a tensão e a corrente são as determinadas nos equivalentes de Thevenin das Figura 4-3 e Figura 4-4 e os ângulos φ_s e φ_r são dados pela diferença entre o ângulo das tensões e correntes do estator e rotor respectivamente, sendo que a referência de ângulo está na tensão do estator.

A potência do rotor, no caso de geradores duplamente alimentado, pode fluir nos dois sentidos, tanto saindo da máquina, quanto entrando na mesma, conforme a velocidade de operação. Se o rotor apresentar velocidade acima da velocidade de sincronismo, operando superexcitado, o gerador é capaz de fornecer potência ativa pelos terminais do rotor e estator, aumentando sua capacidade de geração, enquanto na operação subsíncrona, o suprimento de potência para a rede ocorre apenas pelo estator [11][6] [11].

As perdas nos enrolamentos do estator e do rotor, perdas ôhmicas, são dadas pelas equações (4.14) e (4.15), respectivamente.

$$P_{perdas-estator} = 3R_s I_s^2 \quad (4.14)$$

$$P_{perdas-rotor} = 3R_r I_r^2 \quad (4.15)$$

A potência transferida do primário para o secundário através do entreferro de ar, no caso dos motores deve, em conjunto com a potência inserida no rotor, no caso da máquina bobinada, suprir as perdas do rotor e a potência mecânica da máquina, nas qual estão consideradas também as perdas por atrito viscoso e ventilação. Assim, no caso de motor com rotor bobinado, a potência que atravessa o entreferro de ar é igual à soma das potências ativas do lado do rotor, sendo dada pela equação (4.16).

$$P_{gap} = 3 \frac{R_r}{s} I_r^2 + 3 \frac{1-s}{s} V_r I_r \cos \varphi_r + 3V_r I_r \cos \varphi_r \quad (4.16)$$

Para motores com rotor gaiola de esquilo, no qual o rotor é curto-circuitado, a tensão do rotor é nula, $V_r = 0$, e assim no cálculo da potência que atravessa o entreferro não aparecem as duas últimas parcelas da equação (4.16).

No caso dos geradores, o fluxo de potência no entreferro flui no sentido do rotor para o estator, devendo este suprir as perdas do circuito primário sendo o excedente fornecido à rede. A potência que flui pelo entreferro neste caso é definida pela relação (4.17)

$$P_{gap} = P_{estator} + P_{perdas-estator} \quad (4.17)$$

$$P_{gap} = 3V_s I_s \cos\varphi_s + 3R_s I_s^2 \quad (4.18)$$

Como visto, conforme o módulo da velocidade de rotação do gerador bobinado a potência do rotor pode fluir em sentido contrário. Sendo assim, na operação em velocidade subsíncrona, deve ser considerada, no fluxo de potência pelo entreferro, uma parcela adicional de potência proveniente da tensão do rotor. Este fato será mais explorado posteriormente.

A potência mecânica, ou potência de saída fornecida pela máquina via torque elétrico na operação da máquina como motor, é dada pela potência transferida pelo entreferro, incrementada da potência fornecida pela rede através dos terminais do rotor, subtraída das perdas no circuito do rotor. Assim, a potência mecânica é definida para a operação como motor por:

$$P_{mec} = P_{gap} - P_{rotor} - P_{perdas-rotor} \quad (4.19)$$

$$P_{mec} = 3 \frac{R_r}{s} I_r^2 + 3 \frac{1-s}{s} V_r I_r \cos\varphi_r + 3V_r I_r \cos\varphi_r - 3V_r I_r \cos\varphi_r - 3R_r I_r^2 \quad (4.20)$$

$$P_{mec} = 3 \frac{R_r}{s} I_r^2 + 3 \frac{1-s}{s} V_r I_r \cos\varphi_r - 3R_r I_r^2 \quad (4.21)$$

$$P_{mec} = 3(1-s) \frac{R_r}{s} I_r^2 + 3 \frac{1-s}{s} V_r I_r \cos\varphi_r \quad (4.22)$$

Apesar de não aparecer explicitamente na equação (4.22) os termos de tensão do estator, estes estão implícitos na variável I_r conforme pode ser visto nas equações (4.10) e (4.11).

Para operação da máquina como gerador, a potência mecânica imposta à mesma deve suprir todas as perdas nos circuitos do estator e rotor, bem como ser capaz de fornecer uma parcela à rede. Portanto, a expressão da potência mecânica para a operação da máquina como gerador é dada por:

$$P_{mec} = P_{estator} + P_{perdas-estator} + P_{rotor} + P_{perdas-rotor} \quad (4.23)$$

$$P_{mec} = 3V_s I_s \cos\varphi_s + 3R_s I_s^2 + 3V_r I_r \cos\varphi_r + 3R_r I_r^2 \quad (4.24)$$

Do circuito da Figura 4-1, tem-se que os termos representados em função do escorregamento referem-se à potência mecânica injetada na máquina [11]. Sendo assim, a potência mecânica também pode ser definida pela equação (4.25).

$$P_{mec} = -3 \frac{(1-s)}{s} R_r I_r^2 - 3 \frac{(1-s)}{s} V_r I_r \cos \varphi_r \quad (4.25)$$

Se tratando de geradores com rotor em gaiola, a equação (4.25) continua válida, atentando-se para o fato de que a segunda parcela será nula visto que o rotor é curto-circuitado. Pelo princípio de conservação de energia de um circuito, é possível verificar que a potência definida na equação (4.24) deve ser igual à potência considerada pelos termos representados em função do escorregamento, definida em (4.25) [11].

De acordo com a convenção adotada para as correntes do estator e do rotor, a potência mecânica definida nas equações (4.22) e (4.25) pode assumir valores positivos ou negativos. Comparando as equações (4.22) e (4.25) pode-se verificar que apenas o sinal da potência é alterado já que no motor esta é produzida enquanto no gerador esta é fornecida por um agente externo. Deste modo, ao definir-se a potência mecânica para o modo de operação como gerador, tem-se também a mesma equação para a operação como motor, apenas com o sinal trocado.

A relação entre a potência mecânica e o torque elétrico da máquina, tanto para motores quanto para geradores, é obtida através da velocidade angular em pu, conforme a equação (4.26).

$$P_{mec} = T_e \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (4.26)$$

Na equação (4.26), ω_r e ω_s representam a velocidade do rotor e a velocidade síncrona respectivamente, sendo que $\omega = 2\pi f$. A relação entre ambas é dada em (4.27), considerando o escorregamento s .

$$\frac{\omega_r}{\omega_s} = (1 - s) \quad (4.27)$$

Desta forma, pode-se trabalhar com as potências mecânicas obtidas nas equações (4.22) e (4.25) para máquina operando como motor e gerador respectivamente a fim de obter a expressão do torque elétrico. Neste caso, devido à convenção adotada para o sentido das correntes do estator e do rotor, ambas saindo da máquina como usual na literatura para modelagem dos geradores, o torque elétrico será definido para este

modo de operação, sendo, portanto positivo quando a máquina estiver alimentando o sistema, conforme a equação (4.28).

$$T_e = -3 \frac{R_r}{s} I_r^2 - 3 \frac{V_r}{s} I_r \cos \varphi_r \quad (4.28)$$

Para chegar à equação do torque elétrico relacionado com as tensões da máquina, variáveis as quais geralmente se tem conhecimento, é necessário primeiro obter o módulo da corrente do rotor, para posteriormente substituí-lo na equação (4.28). Sendo assim, pelo sistema equivalente para o rotor, Figura 4-4, pode-se determinar tal módulo.

$$I_r = \frac{\left| \frac{\bar{V}_r}{s} - \bar{V}_{thr} \right|}{\sqrt{\left(R_1 + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_1 + X_r)^2}} \quad (4.29)$$

Substituindo (4.29) em (4.28) chega-se a expressão do torque elétrico trifásico para a máquina operando como gerador:

$$T_e = -3 \frac{R_r}{s} \frac{\left| \frac{\bar{V}_r}{s} - \frac{j X_m \bar{V}_s}{R_s + j(X_m + X_s)} \right|^2}{\left(R_1 + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_1 + X_r)^2} - 3 \frac{V_r}{s} \frac{\left| \frac{\bar{V}_r}{s} - \frac{j X_m \bar{V}_s}{R_s + j(X_m + X_s)} \right|}{\sqrt{\left(R_1 + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_1 + X_r)^2}} \cos \varphi_r \quad (4.30)$$

A equação (4.30) será de extrema importância visto que estabelece a relação Torque e a Velocidade em um gerador de indução bobinado. Para determinar a equação do torque elétrico para a máquina operando como motor, basta inverter os sinais das parcelas da equação acima para positivo. Embora na equação não haja o termo velocidade explícito, esta é função do escorregamento s , definido em (4.1).

O gráfico da função (4.30) em função do escorregamento ou da velocidade da máquina em pu, ou seja, $\frac{\omega_r}{\omega_s}$, é apresentado na Figura 4-5.

O gráfico da Figura 4-5 foi obtido considerando os parâmetros da máquina, em pu, conforme a Tabela 4-1, com uma tensão terminal do estator de $V_s = 1,0$ pu. A curva vermelha é referente ao rotor em gaiola $V_r = 0$, enquanto a curva azul refere-se ao gerador com rotor bobinado, admitindo a tensão de $V_r = 0,05$ pu, referente à base do estator. Foi admitida tensão do rotor em fase com a do estator, no entanto curvas diferentes podem ser estabelecidas conforme a variação da amplitude e da defasagem da mesma [11].

Tabela 4-1 - Parâmetros da máquina assíncrona

Parâmetros	Valores [pu]
R_s	0.00562
X_s	0.0708
R_r	0.00575
X_r	0.0486
X_m	3.188

Todos os parâmetros fornecidos estão referenciados ao estator. A partir de tais dados, é possível obter as impedâncias equivalentes de Thevenin para ambos os terminais, definidas conforme a seção 4.2 deste trabalho.

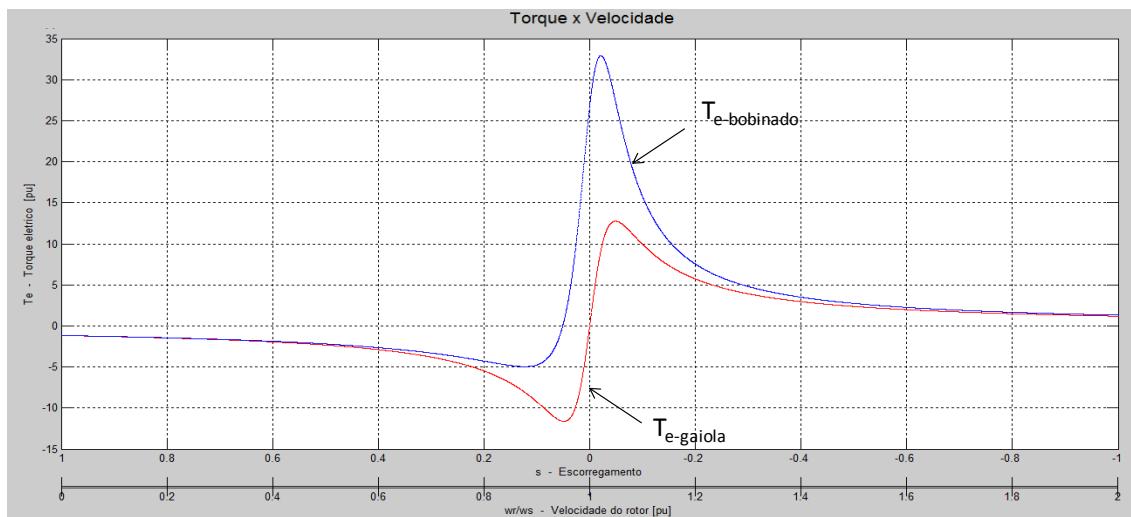


Figura 4-5- Curva torque x velocidade gerador em gaiola

É usual convencionar o torque elétrico positivo, $T_e > 0$, para geração quando a máquina está operando como gerador. Pelo gráfico pode-se observar o efeito motor, o qual ocorre para o gerador em gaiola quando $\frac{\omega_r}{\omega_s} < 1$, logo $s > 0$, e o torque é negativo. O efeito gerador ocorre quando $\frac{\omega_r}{\omega_s} > 1$, logo $s < 0$, e o torque torna-se positivo.

Pela Figura 4-5 pode-se notar que o torque é positivo, para o gerador bobinado, mesmo quando submetido a velocidades levemente abaixo da velocidade síncrona. Pode-se observar que o valor máximo de torque para gerador aumenta enquanto o

máximo torque para o motor diminui. Isto se deve ao termo referente à tensão do rotor na equação (4.28) representando a potência fornecida pela ou para rede através do rotor, conforme a operação da máquina.

Para o estudo de estabilidade, esta curva será fundamental para estabelecer os limites do gerador, bem como entender as técnicas de aumento da margem de estabilidade que serão demonstradas no decorrer deste estudo.

5. MODELAGEM DO SISTEMA

Para um estudo aprofundado da dinâmica da máquina, com base nos modelos, dinâmico e em regime, obtidos nos capítulos anteriores deste trabalho, é necessário definir o sistema no qual a máquina será instalada e assim obter o modelo de todos os componentes considerados, além do gerador.

Nas próximas subseções, serão descritos os sistemas de teste simulados, juntamente com um breve modelo aerodinâmico, dos geradores de indução e dos elementos que compõe o sistema como transformadores, capacitores e conversores eletrônicos utilizados nos circuitos estudados.

5.1. Gerador

Com base nos dois tipos de máquinas de indução existentes, definidos pela característica do rotor da mesma, é possível trabalhar-se com duas tecnologias distintas de geração. A primeira delas, e mais simples, consiste nos geradores de velocidade fixa nos quais são utilizados as máquinas com rotor em gaiola. Já os geradores com rotor bobinado são empregados nos sistemas que possibilitam a operação com velocidade variável.

As dinâmicas de ambas as formas de geração serão exploradas considerando as principais características dos sistemas que serão apresentados na sequência.

5.1.1. Gerador gaiola de esquilo

As máquinas assíncronas, com rotor gaiola de esquilo, são as mais utilizadas para motores industriais devido à sua simplicidade de construção, manutenção e operação. A utilização destas máquinas como geradores também é explorada embora possuam algumas limitações quanto à potência gerada e o consumo de reativos.

Devido ao comportamento indutivo, é conveniente utilizar bancos de capacitores, com aproximadamente 30% da potência da máquina [13], conectados ao estator da mesma, a fim de controlar o fator de potência, compensar a corrente de magnetização e regular a tensão terminal da máquina.

Operando como gerador, a máquina com rotor gaiola de esquilo trabalha com velocidade fixa. Usualmente é conectada ao sistema elétrico através de um transformador elevador individual e pode haver a necessidade de um banco capacitivo localizado conforme mostrado no diagrama da Figura 5-1.

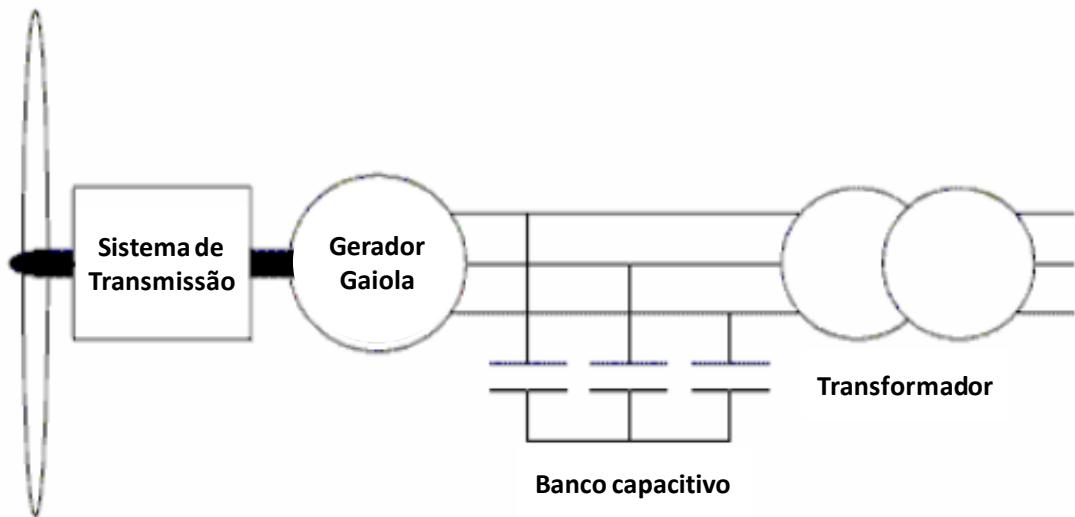


Figura 5-1 - Diagrama de conexão com a rede do gerador com rotor gaiola de esquilo [14]

Nesta configuração, o gerador é projetado para produzir o máximo de energia para uma determinada velocidade do vento. A fim de proporcionar uma maior flexibilidade, é usual para os geradores com velocidade fixa poder operar com duas velocidades nominais. Para isso pode-se utilizar dois geradores com diferentes números de polos ou um único gerador com dois enrolamentos distintos no estator e diferentes números de polos. Deste modo, além de aumentar o aproveitamento de potência, é possível reduzir as perdas quando a velocidade for baixa.

Para simular a dinâmica do gerador bem como entender os efeitos das técnicas de aumento de estabilidade que serão demonstradas posteriormente, na seção 7 deste trabalho, o diagrama da Figura 5-1 foi reproduzido no programa *DigSILENT Power Factory v14.0*, conforme representado na Figura 5-2.

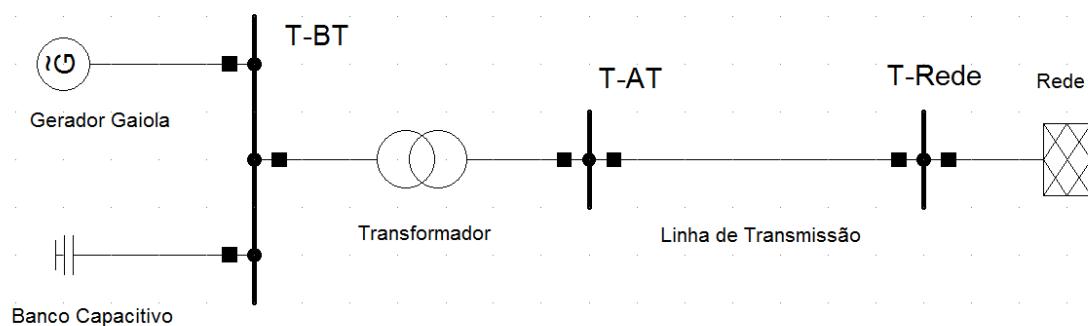


Figura 5-2 - Sistema teste do gerador com rotor gaiola de esquilo

O sistema teste será constituído pela rede externa, uma linha de transmissão, interligando a rede ao terminal primário do transformador, o qual é responsável por elevar a tensão do gerador para o nível da rede.

Para o equivalente de rede, foi considerada uma potência de curto de 100 MVA, a qual é capaz de fornecer uma corrente de 0.525 kA no nível de tensão considerado de 110 kV. A rede foi considerada como referencial de tensão, admitindo-a em 1 pu e com ângulo 0°.

A linha de transmissão foi considerada uma linha curta, com apenas 1 km de extensão, composta pelo cabo de alumínio Bluebonnet cujos parâmetros elétricos adotados estão representados abaixo [15].

Tabela 5-1- Parâmetros do alimentador utilizados nas simulações

Parâmetros	Valores
$R_{AC-75^\circ C}$	0,025 Ω/km
X_L	0,2904 Ω/km
X_C	0,1717 MΩ/km

O transformador, cuja potência nominal é de 2 MVA e a relação de tensão é de 110 kV para 0,69 kV, está conectado em delta no primário (rede) e estrela solidamente aterrado no secundário. A impedância do transformador foi adotada como sendo igual a 5% puramente reativa.

Por fim, para o gerador foi considerada a máquina de indução com os seguintes parâmetros nominais:

Tabela 5-2- Parâmetros da máquina de indução utilizados nas simulações

Parâmetros	Valores
Potência Nominal	2000 kW
Tensão Nominal	690 V
Frequência	60 Hz
Número de polos	2
Constante de Inércia	0,5 s

Como complemento aos dados acima, são válidos também os parâmetros elétricos apresentados na Tabela 4-1.

O gerador foi considerado conectado em estrela e um banco de capacitor de 0,6 Mvar, também em estrela, foi considerado conectado em paralelo com o mesmo.

Em se tratando de gerador em gaiola, o rotor não é acessível eletricamente, diferentemente do gerador bobinado no qual há anéis deslizantes que permitem acesso aos terminais do rotor. Como o rotor gaiola é curto-circuitado, as tensões terminais do mesmo serão nulas e assim nos equacionamentos do capítulo anterior as variáveis correspondentes devem ser igualadas a zero.

5.1.2. Gerador duplamente alimentado

Os geradores com rotor bobinado ganharam importância com o avanço da geração eólica principalmente pela busca por fontes renováveis de energia e pela redução do custo dos conversores eletrônicos de potência os quais devem converter apenas 20 a 30% da potência da máquina, isto ocorre porque o conversor está no circuito do rotor. Neste caso, as perdas nos conversores são reduzidas quando comparada às dos sistemas onde toda potência deve ser convertida por eles.

Visto que a potência nos terminais do rotor pode fluir em ambos os sentidos, entrando ou saindo da máquina, conforme a velocidade de operação, sub ou supersíncrona respectivamente, os conversores devem operar de modo bidirecional.

Devido à possibilidade de acesso elétrico aos terminais do rotor, ambos os terminais da máquina devem ser alimentados com tensões e correntes trifásicas. Conforme as características, amplitude e frequência, da tensão fornecida pelos conversores ao rotor é possível controlar a velocidade de rotação do mesmo, de modo que o gerador de indução duplamente alimentado possa trabalhar com maior eficiência.

Em comparação com o gerador em gaiola, o duplamente alimentado apresenta outras vantagens, além da possibilidade de trabalhar com velocidade variável. Este tipo de máquina permite o controle de reativo e apresenta independência entre torque e excitação do rotor, desacoplando o controle da potência elétrica ativa do controle da potência reativa. [16]

Para a simulação deste tipo de máquina atuando como gerador, uma das opções de conexão com a rede, a qual será considerada neste trabalho está representada na figura a seguir:

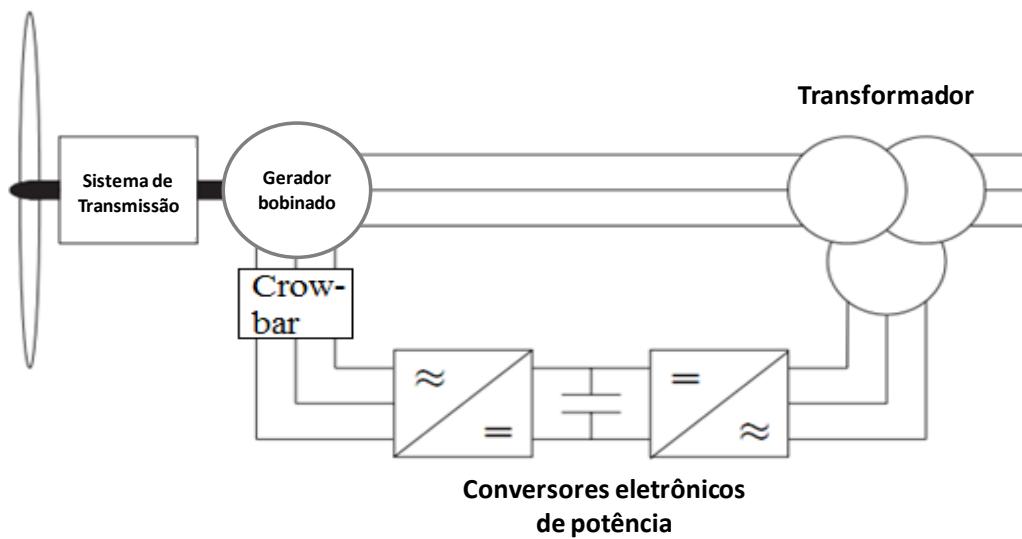


Figura 5-3 – Diagrama de conexão com a rede do gerador com rotor bobinado [14]

Do mesmo modo que elaborado para o gerador em gaiola, o sistema do gerador duplamente alimentado consiste na rede externa, a linha de transmissão, o transformador, neste caso com três enrolamentos para interligar à rede tanto o estator quanto o rotor. Conforme a Figura 5-3, conectados ao terminal do rotor estão os conversores eletrônicos de potência e o dispositivo *crowbar*, o qual será analisado adiante neste trabalho. Os conversores são responsáveis por ajustar a velocidade de rotação do rotor, a tensão no terminal DC e também podem corrigir o fator de potência do sistema [2].

Para o sistema teste do gerador bobinado, foi elaborado no programa computacional *DigSILENT Power Factory v14.0*, o diagrama representado na Figura 5-4.

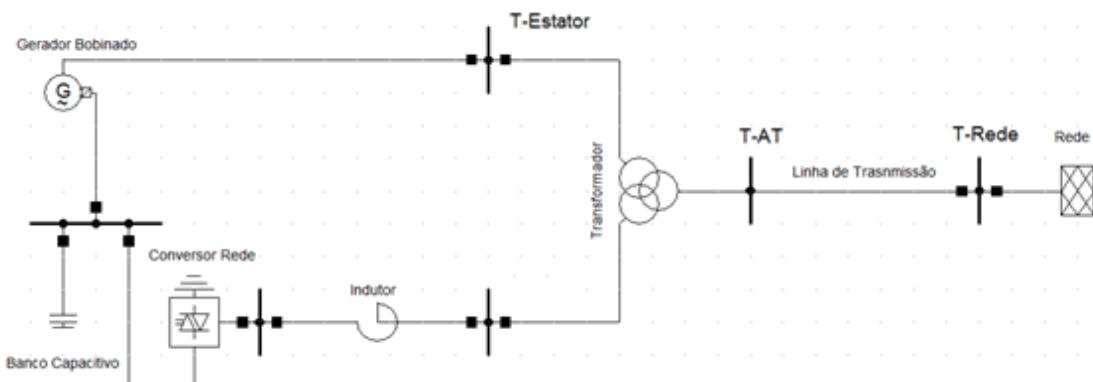


Figura 5-4 - Sistema teste do gerador com rotor bobinado

Comparando a figura acima com o diagrama representado na Figura 5-3 pode-se observar que nesta há apenas um conversor eletrônico. Isto se deve ao fato do

modelo do gerador utilizado pelo programa já considera o conversor internamente acoplado ao rotor, assim como o dispositivo *crowbar* [17]. Outra diferença é a presença do indutor o qual serve apenas para suavizar as correntes dos conversores.

O equivalente de rede e a linha de transmissão apresentam as mesmas características informadas anteriormente no sistema teste utilizado para a máquina de indução com o rotor em gaiola. Já o transformador, que neste caso possui três enrolamentos, apresenta potência de 4 MVA e os níveis de tensão terminais são de 110 kV, 0,69 kV e 0,22 kV. O primário, ligado em delta, está conectado à rede enquanto os demais terminais, ligados em estrela solidamente aterrada, estão conectados o estator no secundário, e no terciário, menor tensão, tem-se os conversores associados ao rotor.

O conversor que está conectado diretamente ao terminal do rotor tem a função de controlar a velocidade do gerador e, consequentemente, a potência despachada. Seus parâmetros são definidos pelo programa com base nos parâmetros do gerador.

O conversor que está próximo à rede foi conectado no terminal AC a uma tensão de 0,22 kV enquanto o terminal DC está a 0,69kV. A potência deste foi considerada de 1 MVA e seu controle visa manter a tensão DC constante. Há também neste terminal DC um banco de capacitor, cuja potência considerada foi de 0,6 Mvar, que também auxilia na manutenção da tensão constante.

O indutor foi considerado de $0,01 \Omega$ e a potência de 2 MVA e o mesmo está conectado em série ao circuito, para suavizar as correntes dos conversores.

5.2. Modelo Aerodinâmico

Como apresentado, as máquinas assíncronas atuando como geradores são muito frequentes nos parques eólicos, nos quais o torque imposto ao eixo do gerador é variável. Sendo assim, é necessário conhecer a dinâmica dos ventos, bem como da turbina utilizada em cada sistema para uma correta avaliação do mesmo.

O modelo aerodinâmico da turbina eólica, que representa o torque mecânico, responsável por impulsionar o eixo do gerador, descrito detalhadamente em [18], é caracterizado pela equação:

$$P_m = \frac{1}{2} A \rho V^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (5.1)$$

Em (5.1), a constante A representa a área varrida pelas pás, ρ refere-se à densidade do ar, V é a velocidade do vento enquanto C_p é o coeficiente de potência da turbina. Este coeficiente depende da velocidade de rotação da turbina, ω_T , em relação à

velocidade do vento, V , descrito em (5.2) e do ângulo de inclinação (ataque) das pás, β .

$$\lambda = \frac{R\omega_T}{V} \quad (5.2)$$

Onde R é o raio do círculo formado pela rotação das pás da turbina.

A curva referente ao coeficiente de potência da turbina em função da relação de velocidade, equação (5.2), e do ângulo β é dada na Figura 5-5.

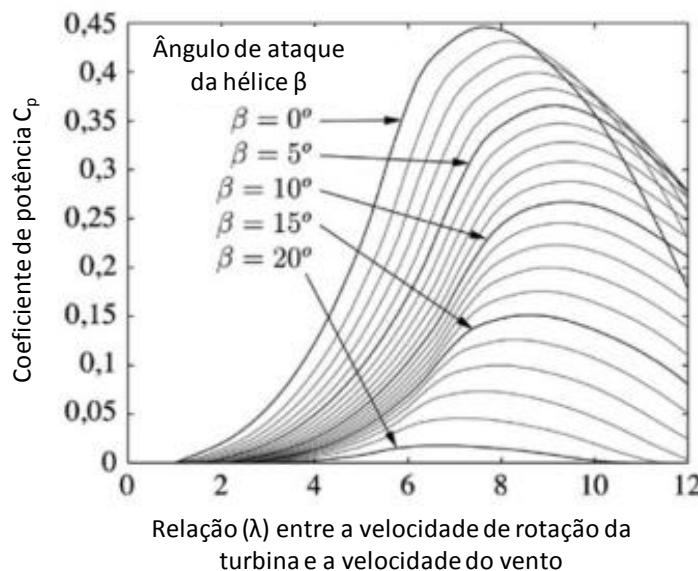


Figura 5-5 - Coeficiente de potência da turbina em função da relação de velocidade λ e do ângulo β [9]

As curvas apresentadas na Figura 5-5 dependem principalmente do formato das pás, variando de turbina para turbina, embora as formas destas curvas sejam similares.

Relacionando a potência mecânica com a velocidade de rotação da turbina, equação (5.3), é possível determinar a expressão do torque mecânico, o qual será imposto à máquina operando como gerador.

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_T} \quad (5.3)$$

Substituindo (5.2) em (5.3), chega-se a expressão do torque mecânico descrito em (5.4).

$$T_m = \frac{1}{2} A \rho V^2 C_p(\lambda, \beta) \frac{R}{\lambda} \quad (5.4)$$

No âmbito deste trabalho, visto que os intervalos de interesse nas simulações são da ordem de alguns segundos, além do fato das dinâmicas elétricas serem muito mais rápidas do que as mecânicas, será considerado torque mecânico constante. Esta

simplificação não traz resultados incoerentes do ponto de vista transitório. Ressalta-se que para estudos em regime permanente, a inclusão dos controladores de velocidade da turbina e análise do aproveitamento dos ventos se faz necessária.

Cabe ressaltar que os controles de ângulo de pás são utilizados principalmente para se atingir o ponto de operação ótimo para a turbina eólica em relação ao vento, portanto, este não está necessariamente relacionado com o aumento da estabilidade do sistema, muito embora possa ser utilizado para tal. Este controle pode ser utilizado também para reduzir a velocidade de rotação do gerador quando necessário, por exemplo, quando há a ocorrência de ventos muito fortes ou simplesmente para diminuir a potência gerada. Como o torque mecânico será considerado constante, iremos admitir uma velocidade de vento também constante e consequentemente o ângulo das pás não irá variar.

5.3. Transformador

Usualmente as máquinas são fabricadas com tensões terminais de nível inferior às tensões das linhas de transmissão ou mesmo dos sistemas de distribuição na qual a mesma está instalada, de modo que é necessário utilizar um transformador para adequar os níveis das tensões.

Os transformadores variam no aspecto construtivo principalmente pelo número de fases e forma de ligação dos enrolamentos, no caso de transformadores com mais de uma fase por terminal.

Geralmente são utilizados transformadores individuais, conforme representado nos diagramas de conexão das máquinas à rede apresentados anteriormente na seção 5.1. Na Figura 5-1 é utilizado um transformador de apenas dois enrolamentos, conectado em delta no primário, 110 kV, e estrela aterrada no secundário, 0,69 kV, enquanto na Figura 5-3, já que há acesso elétrico ao rotor o qual também é conectado à rede, o transformador deve ser de três enrolamentos sendo considerado conectado em delta na alta (110 kV – rede externa) e estrela aterrada na média (0,69 kV - referente ao estator) e na baixa tensão (0,22 kV – referente aos conversores do rotor).

Os transformadores considerados no âmbito deste estudo serão modelados com impedância de 5% e não apresentarão perdas de potência ativa, ou seja, as resistências de todos os enrolamentos serão desprezadas.

É possível, em alguns transformadores, definir níveis para variação de tensão terminal, *taps* dos enrolamentos, porém este recurso não será utilizado. Assim, devem-se definir

apenas as indutâncias de dispersão para cada terminal, a indutância mútua e o tipo de conexão entre eles, considerando as defasagens provenientes.

5.4. Conversor PWM

No gerador duplamente alimentado, são utilizados dois conversores eletrônicos, o primeiro acoplado ao terminal do rotor da máquina assíncrona, cuja função além de retificar a tensão alternada produzida neste enrolamento, é controlar o torque e/ou a velocidade do mesmo, podendo inclusive controlar o fator de potência. O conversor associado à rede é responsável por controlar a tensão de saída do rotor, mantendo-a constante. Os conversores consistem em pontes de IGBTs, os quais são controlados conforme o ângulo de disparo e condução. O circuito do conversor pode ser visto na figura abaixo:

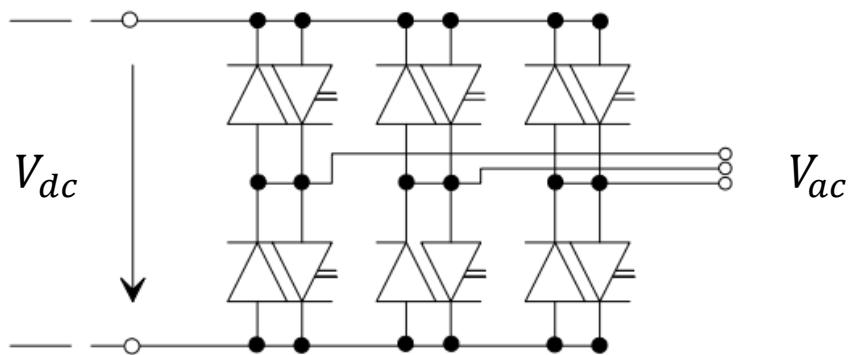


Figura 5-6 - Conversor PWM

Para estudos de oscilações eletromecânicas, o conversor acima pode ser considerado como ideal, ou seja, sem apresentar perdas durante seu funcionamento. Assim tem-se:

$$P_{ac} = \Re(V_{ac} \cdot I_{ac}^*) = V_{dc} \cdot I_{dc} = P_{dc} \quad (5.5)$$

Em (5.5) P_{ac} é a potência relacionada ao terminal de tensão e corrente alternada representada respectivamente por V_{ac} e I_{ac} . Já a potência no terminal de tensão e corrente contínua, referidos por V_{dc} e I_{dc} respectivamente, é dada pela variável P_{dc} .

Os conversores PWM, produzem pulsos de tensão com base no controle da modulação da forma de onda da entrada, podendo ser uma modulação retangular, senoidal ou mesmo não haver a modulação. Neste estudo será considerada a modulação senoidal, na qual a largura dos pulsos gerados pelo conversor varia senoidalmente conforme a amplitude da tensão de entrada [17].

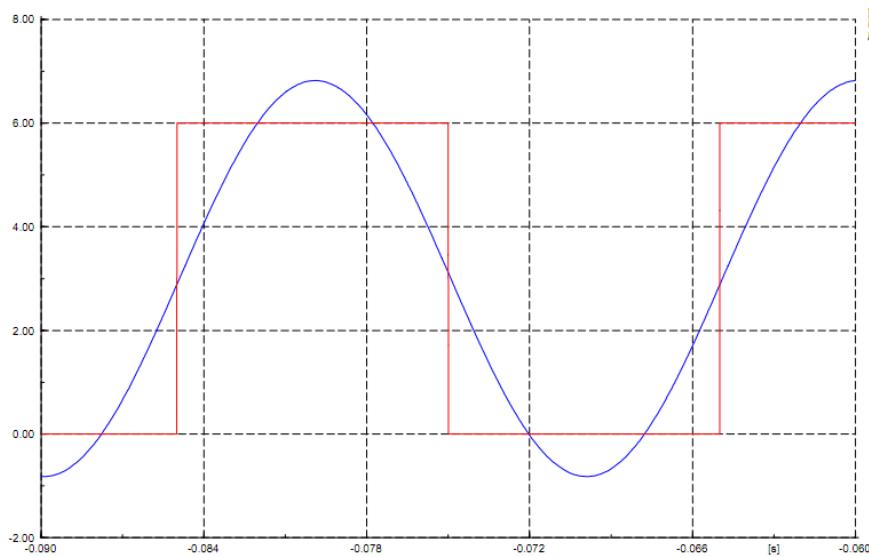


Figura 5-7 - Formas de onda entrada e saída do conversor PWM sem modulação [17]

Na Figura 5-7 está representada a forma de onda de saída do conversor, curva vermelha, produzida a partir da entrada azul. Quando a entrada ultrapassa um valor pré-definido, a tensão de saída é colocada em nível alto, enquanto abaixo do mesmo valor a saída fica em nível baixo.

As equações que representam o seu funcionamento são: [17]

$$V_{acr} = K_o \cdot PWM_r \cdot V_{dc} \quad (5.6)$$

$$V_{aci} = K_o \cdot PWM_i \cdot V_{dc} \quad (5.7)$$

Onde

$$K_o = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{2}} \quad (5.8)$$

Sendo que V_{acr} e V_{aci} representam a parte real e imaginária, respectivamente, da tensão no terminal V_{ac} enquanto PWM_r e PWM_i representam a parte real e imaginária do fator de modulação do conversor, parâmetro controlável a partir do qual se pode modificar a relação entre as tensões contínua e alternada. Este parâmetro é variável pelo acionamento dos dispositivos de chaveamento internos aos conversores.

Deve-se tomar cuidado para que a relação entre a tensão DC e a AC não ultrapasse o limite superior de $|PWM| > 1$, caso contrário o conversor satura e não apresenta um resultado coerente. [17]

5.5. Filtro Indutivo

Um indutor é utilizado para suavizar as correntes dos conversores. Este filtro pode ser definido por um indutor e uma resistência em série, a qual representa as perdas no componente. Como pode ser visto este elemento só está presente no circuito do gerador duplamente alimentado, visto que apenas a corrente que sai dos conversores necessita ser suavizada. A equação que representa o funcionamento elétrico deste filtro indutivo é dada por:

$$V_1 - V_2 = I \cdot (R + j\omega L) \quad (5.9)$$

Em (5.9) V_1 e V_2 representam as tensões nos terminais do indutor, I é a corrente que passará pelo mesmo enquanto R representa a resistência dos enrolamentos, em Ohms, e L caracteriza o valor do indutor, em Henry.

Como já comentando, devido ao caráter teórico deste estudo, a componente resistiva do filtro pode ser considerada nula, representando um filtro ideal. Neste caso, desprezando a componente resistiva do enrolamento do filtro, tem-se a expressão dada em (5.10).

$$V_1 - V_2 = I \cdot j\omega L \quad (5.10)$$

Quanto à potência do filtro, esta pode ser definida com base na tensão e corrente nominal, conforme expresso em (5.11).

$$Q_L = \sqrt{3} I_{nom} V_{nom} \quad (5.11)$$

5.6. Capacitor

Os capacitores são úteis para corrigir o fator de potência da máquina, fortemente indutivo, e auxiliam o sistema com o fornecimento de correntes reativas consumidas pela máquina principalmente nos transitórios, como na aceleração da mesma. Outra utilidade importante destes elementos é manter a tensão constante nos terminais da máquina, principalmente no elo DC existente no caso da máquina com rotor bobinado.

A equação que caracteriza o comportamento do capacitor é dada em (5.12).

$$V_1 - V_2 = I \cdot X_C \quad (5.12)$$

Onde X_C é a reatância capacitiva, dada em Ohms, definida em função da frequência angular elétrica ω e da capacidade, dada em Faraday, por:

$$X_C = \left(\frac{1}{j\omega C} \right) \quad (5.13)$$

Se tratando da potência do banco capacitivo, esta se relaciona com a tensão e corrente nominais do banco conforme (5.14):

$$Q_C = \sqrt{3} I_{nom} V_{nom} \quad (5.14)$$

6. RESPOSTA DINÂMICA A DISTÚRBIOS NO SISTEMA

Quando o sistema passa por um afundamento de tensão, ou em pior caso um curto-círcuito, têm-se uma redução do torque elétrico da máquina e o gerador acelera. Quando a tensão se restabelece, conforme as características do sistema e da falta ocorrida, o gerador pode desacelerar, voltando para sua velocidade nominal de operação, ou pode continuar acelerando até que haja a atuação dos dispositivos de proteção.

Devido à participação dos geradores de indução na alimentação do sistema elétrico, é aconselhável que estes continuem produzindo energia durante a ocorrência do distúrbio e mesmo após a desconexão do ponto comum de conexão à rede, resguardando a carga, para que não haja sobrecarga e evitando assim a ocorrência de um possível colapso.

A seguir serão demonstradas as respostas dinâmicas de ambos os tipos de geradores em estudo, considerando os sistemas testes apresentados no capítulo anterior. Posteriormente algumas características importantes para o estudo de estabilidade serão apresentadas, juntamente com algumas sugestões para o aumento do tempo crítico de abertura (tempo máximo para atuação do sistema de proteção associado ao elemento sob falta) e consequentemente o aumento da margem de estabilidade do sistema.

6.1. Gerador gaiola de esquilo

O fenômeno de instabilidade para os geradores assíncronos com gaiola de esquilo pode ser observado através da curva de torque elétrico e mecânico pela velocidade da máquina, conforme representada na Figura 6-1. Para elaboração desta foram utilizados os mesmos parâmetros que os considerados para a curva da Figura 4-5. Por conveniência, para simplificar o estudo, o torque mecânico será considerado constante.

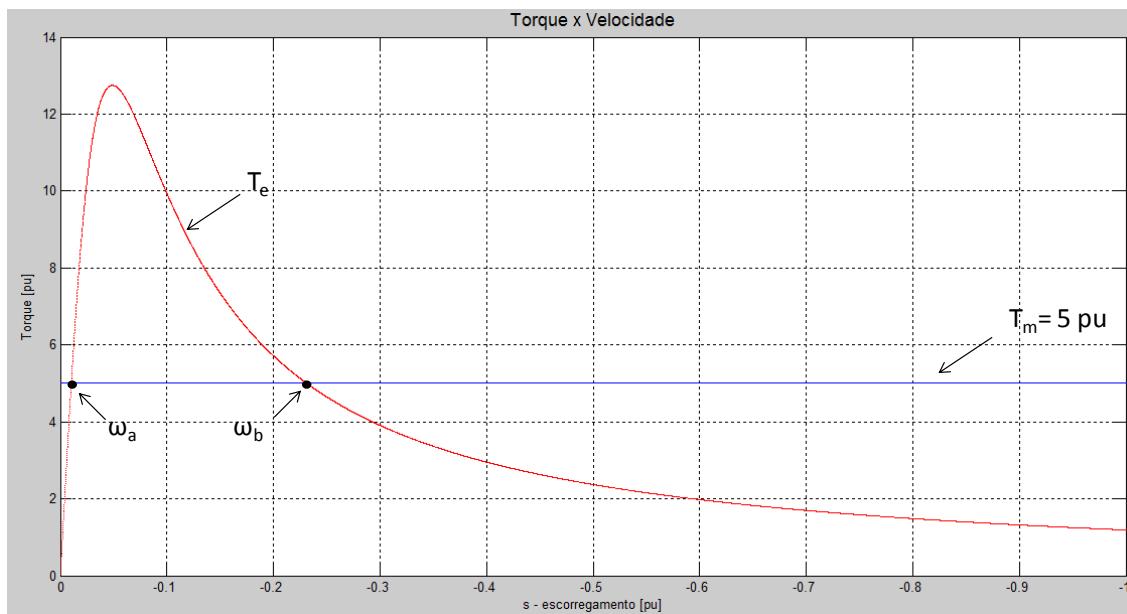


Figura 6-1 – Curva Torque x velocidade - Limite de estabilidade

Nas interseções das curvas de torque elétrico e mecânico, pontos A e B, são estabelecidas duas situações de operação em equilíbrio. A máquina apresenta um equilíbrio estável no ponto A, enquanto no ponto B é notado um equilíbrio instável. Esta diferença deve-se ao fato de que no ponto A, mesmo sujeita a pequenas variações de velocidade, observa-se que a ação dos torques fazem com que a velocidade de operação da máquina retorne para a ω_a . Isto ocorre pois, com base na equação da dinâmica da máquina apresentada em (2.2), quando $\omega < \omega_a$, o torque mecânico, superior ao elétrico, acelera a máquina. No caso de $\omega > \omega_a$ e $\omega < \omega_b$ o torque elétrico torna-se superior ao mecânico provocando a desaceleração do rotor.

O ponto B refere-se a um equilíbrio instável, pois se a velocidade de rotação do rotor for inferior à velocidade definida neste ponto e superior a velocidade definida pelo ponto A, $\omega < \omega_b$ e $\omega > \omega_a$, o torque elétrico é superior ao mecânico e assim a velocidade diminui até estabilizar-se no ponto estável A. Caso a velocidade seja maior que ω_b , o torque mecânico torna-se superior ao elétrico, acelerando e aumentando ainda mais a velocidade do gerador.

O tempo necessário para que o gerador acelere do ponto A para o ponto B pode ser chamado de tempo crítico associado ao gerador de indução. Este tempo, relacionado com a velocidade crítica, representa o intervalo teórico em que uma falta pode durar sem que o gerador perca a estabilidade. Se a perturbação demorar tempo suficiente para que a velocidade passe da velocidade definida pelo ponto B, o rotor acelerará continuamente fazendo-se necessária a atuação das proteções cabíveis.

Para ilustrar a diferença nas dinâmicas entre uma situação de operação estável e outra instável para o gerador com rotor gaiola de esquilo, será utilizado o sistema teste apresentado no capítulo anterior.

Um curto-círcuito com resistência de $0,5 \Omega$ ocorre no instante $t = 0\text{ s}$ no terminal da rede externa, T-Rede. Em uma primeira situação, será considerado o curto com duração de 100 ms, enquanto no segundo caso a falta será eliminada em 200 ms.

O programa *DlgSILENT Power Factory* adota os modelos completos definidos na norma IEC 60909 e considera todos os aspectos relevantes ao cálculo de curto-círcuito, tais como:

- Contribuição dos motores assíncronos;
- Decaimento da componente CA da corrente de curto-círcuito nas proximidades de motores e geradores síncronos; e
- Assimetria CC da corrente de curto-círcuito.

Nas figuras apresentadas a seguir pode-se verificar a variação da velocidade da máquina e a tensão remanescente nos terminais da mesma, para os dois tempos de abertura considerados.

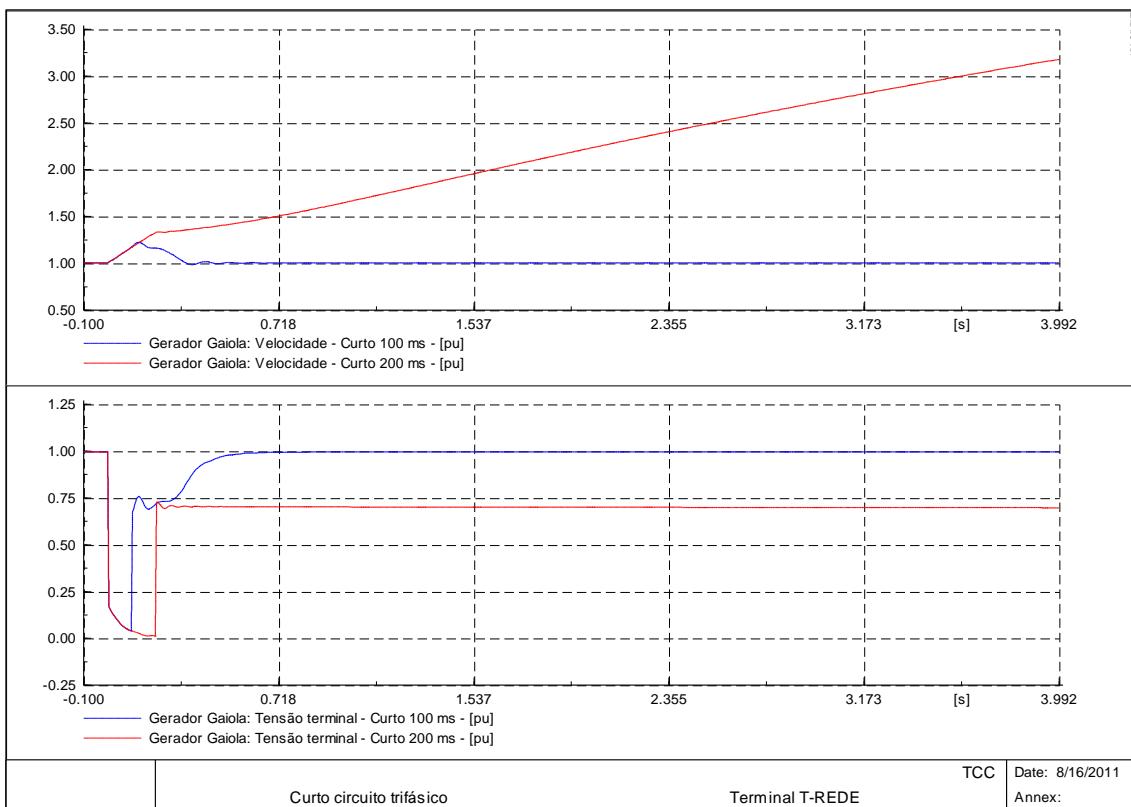


Figura 6-2 – Velocidade e tensão terminal – Curtos-circuitos de durações 100 e 200 ms

O problema de estabilidade para o gerador assíncrono está relacionado tanto com a velocidade de rotação do rotor quanto ao nível de tensão terminal, já que ambas as situações são indesejáveis e, nestes casos, a proteção deve atuar retirando esta unidade geradora do sistema elétrico, agravando ainda mais a situação.

Da Figura 6-2, pode-se verificar que a diferença no tempo de eliminação da falta, faz com que o sistema perca a estabilidade. A velocidade no caso da falta eliminada em 200 ms cresce constantemente enquanto a tensão estabiliza-se abaixo de 75% do nominal. Deste modo as proteções do gerador, mesmo com a falta eliminada, deverão atuar desconectando-o da rede, evidenciando um sistema instável.

Uma possibilidade para contornar o problema de instabilidade é desconectar o gerador da rede por um curto intervalo de tempo, até 1,5 segundos conforme sugerido para legislação alemã [5] e sincronizá-lo com a rede novamente, considerando o controle de injeção de potência ativa.

No caso do curto com duração de apenas 100 ms, a velocidade cresce até cerca de 1,25 pu e depois volta ao seu valor inicial, levemente superior à velocidade síncrona. Neste mesmo caso, a tensão terminal retomou o valor inicial de 1 pu, estando assim o sistema pós falta similar ao sistema pré-falta, caracterizando uma situação estável.

Além da velocidade e da tensão terminal, é interessante avaliar a dinâmica da corrente do sistema, partes reais e imaginárias, as quais ora são drenadas ora cedidas para o sistema. Na Figura 6-3 tem-se a corrente do estator, parte real e imaginária, apresentada para os dois casos simulados.

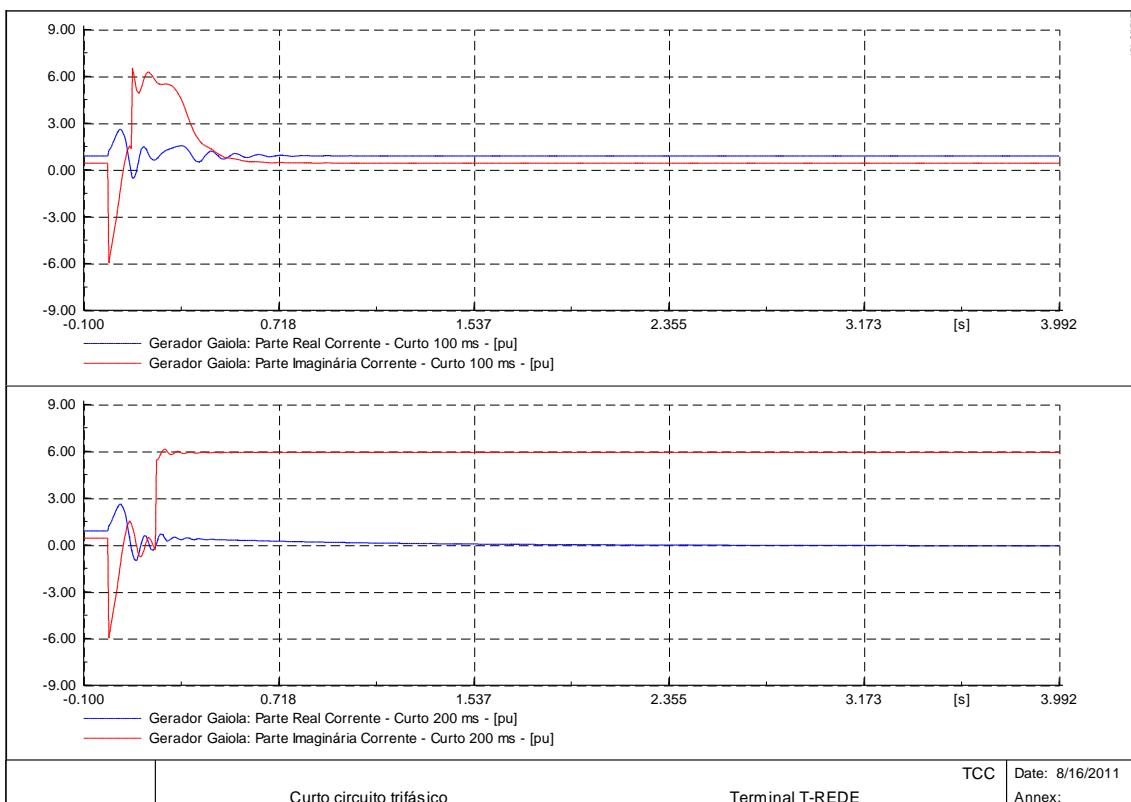


Figura 6-3 - Partes reais e imaginárias da corrente do estator da máquina com rotor gaiola de esquilo para os curtos-circuitos de duração 100 e 200 ms

O sinal positivo das correntes indica que estas estão saindo dos terminais da máquina já que se trata de um gerador. O consumo ou fornecimento de potências ativa e reativa dependem das relações estabelecidas entre as tensões e correntes, conforme apresentado em (3.72) e (3.74) para as grandezas referentes ao estator.

Pode-se notar na Figura 6-3 que no caso da situação de instabilidade, a corrente reativa estabiliza-se em um valor elevado, 6 pu, enquanto a corrente real é praticamente nula. Neste caso, pela equação (3.74) pode-se verificar que a potência reativa é consumida pela máquina, pois a parcela negativa é maior que a parcela positiva.

6.2. Gerador bobinado

A máquina com rotor bobinado possui contatos em forma de anéis condutores que permitem o acesso aos enrolamentos do rotor. Deste modo, diferentemente da máquina com rotor gaiola de esquilo, pode-se controlar a tensão, e também a corrente, referentes ao secundário da máquina. Uma aplicação bastante comum para os motores de indução é a utilização de reostato de partida. Neste caso, resistências trifásicas são conectadas em série ao circuito do rotor de modo a limitar a corrente de partida, geralmente da ordem de 5 a 8 vezes a corrente nominal, e aumentar o torque de partida como pode ser visto na Figura 6-4.

A equação utilizada para elaboração das curvas é similar a apresentada em (4.30) para gerador, porém com o sinal trocado para obter-se o torque positivo, como é usual para modelagem de motores. A tensão no terminal do rotor neste caso é nula já que o reostato geralmente é conectado em estrela e não há necessidade de alimentação do mesmo.

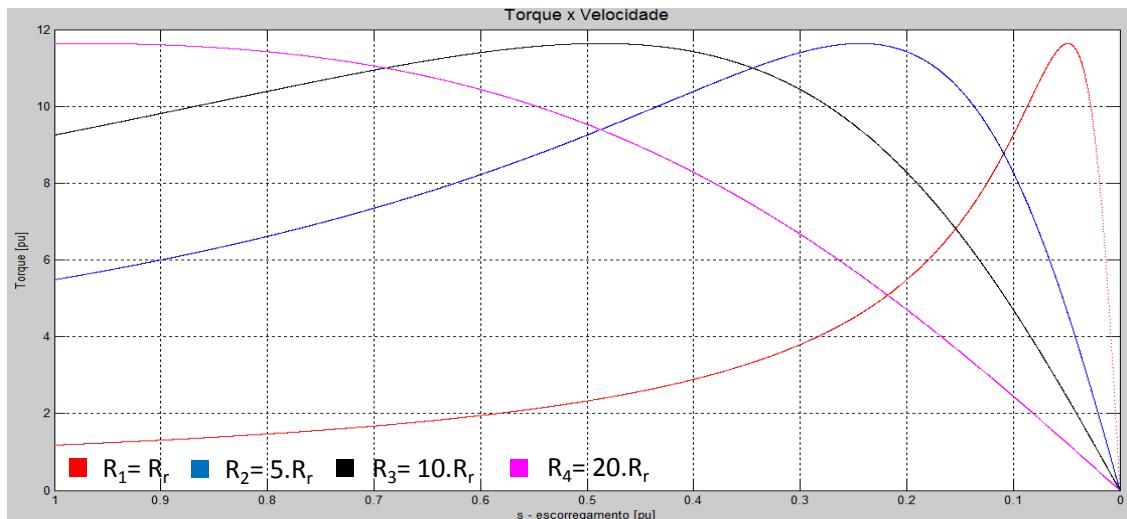


Figura 6-4 - Curvas torque x velocidade considerando reostato de partida

Na figura acima são apresentadas algumas curvas de torque elétrico pela velocidade para operação da máquina como motor, para demonstrar o efeito da variação do torque, principalmente na partida, escorregamento $s=1$, quando é alterado o valor da resistência do rotor. Foram elaboradas as curvas para os seguintes valores de resistência do rotor, vermelha com $R_1 = R_r$, azul com $R_2 = 5R_r$, preta com $R_3 = 10R_r$ e lilás com $R_4 = 20R_r$, sendo que o valor R_r foi apresentado na Tabela 4-1.

Pode-se notar que quanto maior o valor da resistência do rotor, maior será o torque na partida. A amplitude do torque máximo não é alterada com a variação desta resistência embora a curva ao todo seja bastante modificada. Na operação em regime permanente, um valor elevado para as resistências não é interessante, pois as perdas ôhmicas no circuito do rotor serão mais elevadas. Devido a isto, o reostato é conectado apenas na partida, sendo posteriormente curto-circuitado.

Na operação como geradores, é necessária a alimentação do circuito do rotor, podendo esta ser controlada a partir dos conversores eletrônicos associados a este terminal. Conforme o valor da amplitude e defasagem da tensão do rotor em relação à do estator, obtém-se diferentes curvas de torque x velocidade, consequentemente diferentes pontos de operação e limites de estabilidade.

Para a máquina com rotor bobinado, têm-se expressas as seguintes curvas de torque x velocidade para algumas variações entre amplitude e ângulo da tensão do rotor.

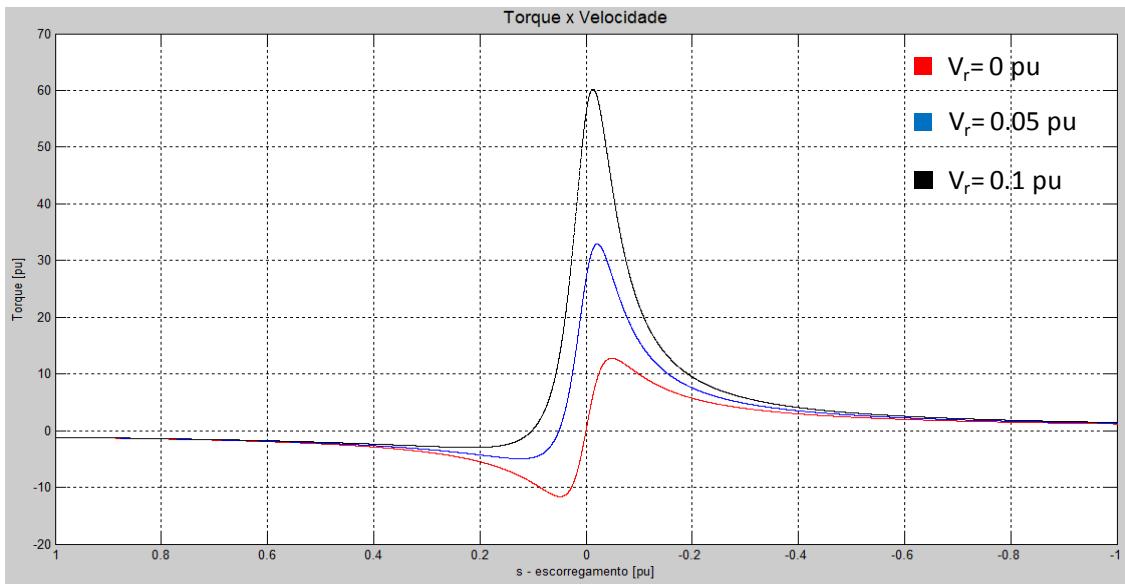


Figura 6-5 - Curva torque x velocidade para diversos valores da parte real da tensão no terminal do rotor

As curvas da Figura 6-5 foram obtidas variando-se a parte real da tensão do rotor, aplicada na fórmula dada em (4.30), sendo que foi considerado, $V_r = 0 \text{ pu}$ para curva vermelha, $V_r = 0.05 \text{ pu}$ para curva azul e $V_r = 0.1 \text{ pu}$ para curva preta. Pode-se notar que o aumento da parte real da tensão do rotor aumenta o torque positivo, operação como gerador, enquanto o torque da operação como motor decresce.

Nas curvas da Figura 6-6, variou-se a parte imaginária da tensão do rotor, aplicada na fórmula dada em (4.30), sendo que foi considerado, $V_r = j0 \text{ pu}$ para curva vermelha, $V_r = -j0.05 \text{ pu}$ para curva azul e $V_r = -j0.1 \text{ pu}$ para curva preta. Pode-se notar que o aumento da amplitude da parte imaginária da tensão causa o aumento tanto do torque positivo quanto do negativo, operação como gerador e motor respectivamente. A variação da tensão terminal do rotor, V_r , para valores imaginários positivos não foi apresentado pois, neste caso não obtemos um aumento do torque elétrico.

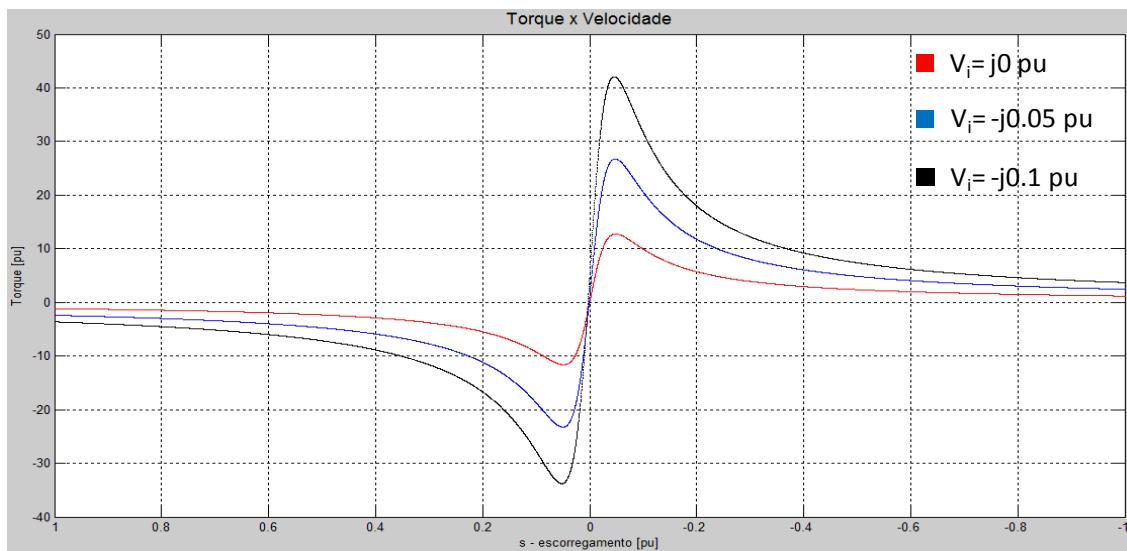


Figura 6-6 - Curva torque x velocidade para diversos valores da parte imaginária da tensão no terminal do rotor

Pelas curvas representadas nas Figura 6-5 e Figura 6-6 pode-se concluir que o controle do conversor associado ao terminal do rotor, pode modificar o torque elétrico durante o funcionamento em regime da máquina e especialmente na ocorrência de um curto-círcuito ou eliminação do mesmo, a fim de aumentar a velocidade crítica do rotor, consequentemente a margem de estabilidade.

A estabilidade do gerador duplamente alimentado está relacionada também com, além da velocidade do rotor, com o nível de tensão e corrente nos enrolamentos do mesmo. Tanto a tensão quanto a corrente do rotor, quando da ocorrência de alguma perturbação na rede, podem chegar a valores elevados ultrapassando os limites de segurança do sistema e da máquina. Sendo assim, espera-se que as devidas proteções atuem de modo a desconectar o gerador da rede. Posteriormente serão demonstradas algumas técnicas para melhoria da estabilidade do gerador em gaiola e no caso do gerador bobinado para atenuação destas correntes e tensões elevadas.

A fim de analisar a resposta dinâmica do gerador bobinado frente a um distúrbio no sistema, foi simulado para o diagrama de teste correspondente apresentado na Figura 5-4 um curto no terminal da rede externa, T-Rede, assim como realizado para o gerador em gaiola, considerando as mesmas características do curto aplicado no caso anterior. O tempo de duração da falta foi considerado igual a 200 ms neste caso. Os parâmetros do gerador, da linha de transmissão e dos demais componentes do sistema seguem as considerações citadas em suas respectivas modelagens.

Na Figura 6-7 tem se representadas as partes reais e imaginárias das tensões AC, aferida no terminal do estator e DC relativa ao terminal do rotor considerado juntamente com o conversor acoplado ao mesmo.

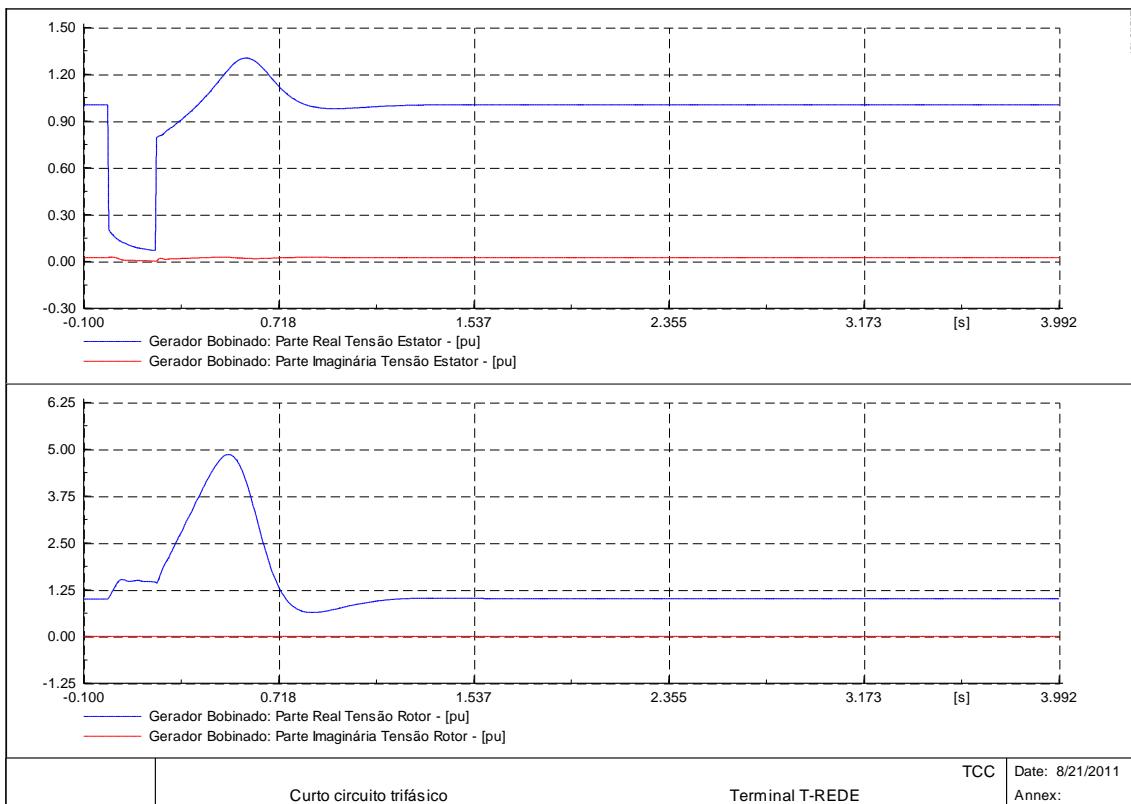


Figura 6-7 - Tensões nos terminais do estator e rotor do gerador bobinado

Pode-se notar que surgem por alguns instantes sobretensões em ambos os terminais do gerador, sendo mais acentuada no link DC entre o rotor e a rede. Neste chega-se a aproximadamente 5 vezes o valor nominal.

Em comparação com o gerador em gaiola, com os mesmos parâmetros, pode-se verificar que a tensão no terminal do estator, no caso do gerador duplamente alimentado se restabelece. No caso do gerador com rotor em gaiola o sistema perdeu a estabilidade.

A velocidade do rotor é controlada conforme a variação da frequência das correntes do rotor. Admitindo a frequência do estator constante, f_1 , tem-se que o escorregamento está relacionado com a frequência do rotor, f_2 , conforme a seguinte expressão:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} = 1 - \frac{f_2}{f_1} \quad (6.1)$$

O efeito da frequência no escorregamento da máquina pode ser indiretamente aferido das figuras abaixo, nas quais estão representadas as grandezas do rotor, tensão e corrente de cada fase, para a situação de curto descrita anteriormente.

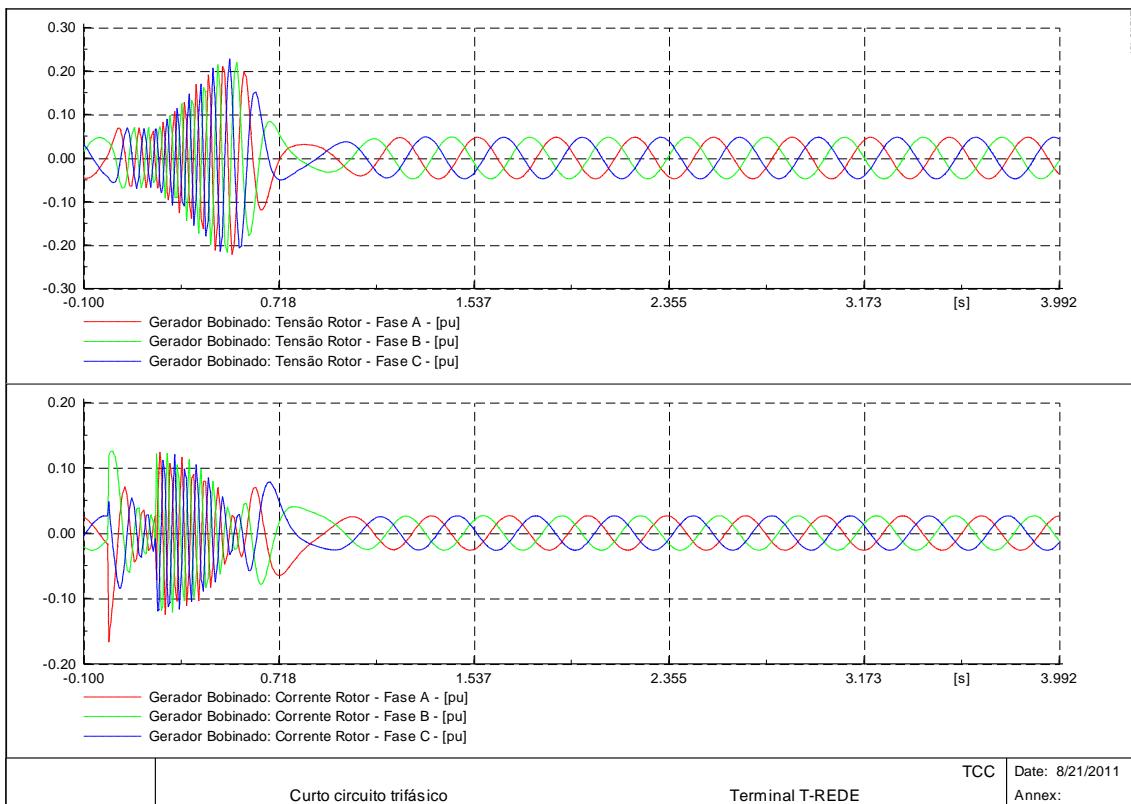


Figura 6-8 – Valores instantâneos das correntes e tensões do rotor, fases A, B e C

A partir da Figura 6-8, é possível verificar que a frequência das grandezas é mais elevada durante o segundo inicial, logo o módulo do escorregamento é maior em tal período. O gráfico do escorregamento mostrado na Figura 6-9 confirma a relação dada em (6.1).

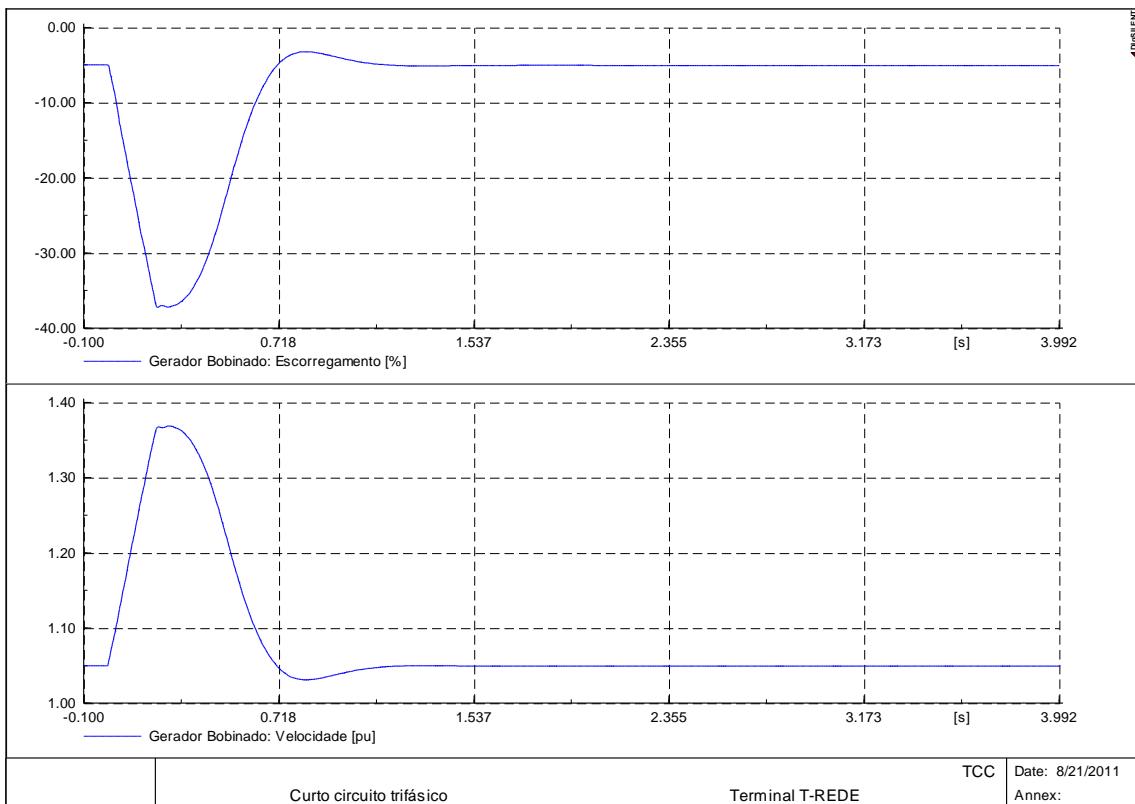


Figura 6-9 - Velocidade e escorregamento do gerador de indução duplamente alimentado

Da Figura 6-9 também se pode aferir a relação entre o escorregamento e a velocidade da máquina conforme expresso em (4.1). Quando negativo, quanto maior o módulo do escorregamento maior é a velocidade de rotação da máquina.

Apesar de a velocidade superar em mais de 35 % a velocidade nominal, pode-se notar que mesmo considerando o distúrbio com duração de 200 ms, caso de instabilidade para o gerador em gaiola, o gerador bobinado é capaz de retornar às condições de pré-falta. Desde que esta velocidade seja aceitável por um curto período de tempo, tem-se caracterizada uma situação estável.

Como a estabilidade também está relacionada ao consumo de reativos, este pode ser verificado a partir da análise das correntes terminais da máquina. Na Figura 6-10 tem-se representadas as partes reais e imaginárias das correntes no estator e rotor do gerador bobinado.

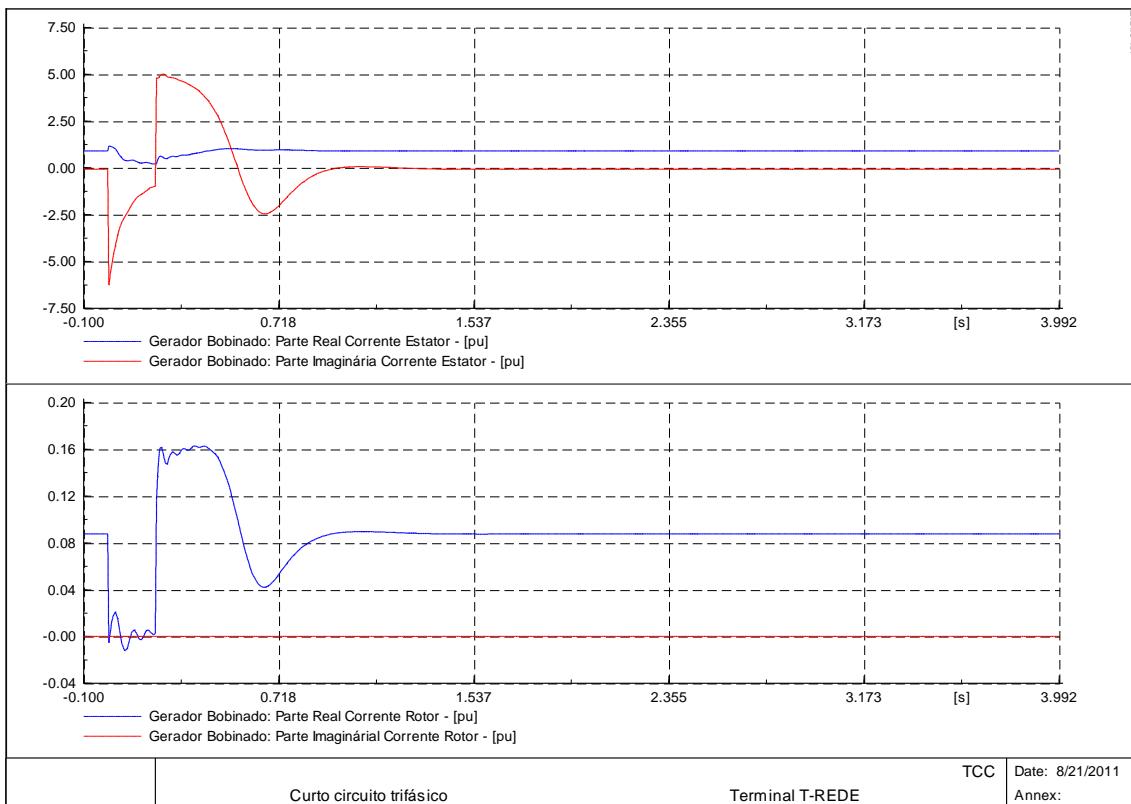


Figura 6-10 - Correntes terminais, estator e rotor, do gerador com rotor bobinado

As definições dos sentidos das correntes são as mesmas das atribuídas anteriormente para a máquina com rotor em gaiola.

Pode-se notar que o consumo de reativo pelo terminal do estator ocorre apenas após a eliminação da falta, quando o sistema está se restabelecendo. Neste mesmo período a parte real da corrente no rotor é máxima. No caso do gerador em gaiola, pela Figura 6-3 pode-se notar que o consumo de reativos ocorre de forma contínua, sendo fornecido pela equivalente de rede.

Caso o sistema não seja capaz de fornecer a potência reativa necessária durante os períodos de transitórios do sistema, nos quais as máquinas necessitam de maior quantidade, os geradores podem acelerar continuamente até serem desconectados pelo sistema de proteção.

Em simulações observou-se que este gerador nesta configuração é capaz de continuar estável mesmo com curtos de duração elevadas caso não considerássemos limitações para sua velocidade, embora na prática isto não seja possível. Os sistemas de proteções contra sobretensões e sobrecorrentes bem como quanto à velocidade máxima de cada máquina devem atuar de maneira rápida garantindo a segurança do equipamento e a integridade do sistema.

7. TÉCNICAS DE AUMENTO DE ESTABILIDADE

Uma forma de verificar a estabilidade dos sistemas de potência na presença de motores e geradores assíncronos é através da análise da velocidade das máquinas a partir da curva característica de torque x velocidade e pela equação da dinâmica mecânica da máquina, como realizado nos itens anteriores.

Quando da ocorrência de uma perturbação no sistema como um afundamento de tensão, os geradores assíncronos são sujeitos a uma aceleração do rotor devido à redução do torque eletromagnético.

Caso a proteção demore muito tempo para atuar, de modo que a velocidade da máquina ultrapasse a velocidade crítica, o rotor acelerará continuamente até que seja desconectada do sistema pela atuação das proteções cabíveis. Como a perda de unidades geradoras é uma situação indesejável, técnicas de aumento de estabilidade devem ser exploradas.

Dentre as soluções para aumentar a estabilidade do sistema, controlando a velocidade do gerador, pode-se alterar a relação entre os torques elétrico e mecânico. A solução deve visar o aumento da componente elétrica ou a redução do termo mecânico durante os transitórios do sistema.

Considerando a solução de modificar as características mecânicas, no caso de um sistema existente, tem-se a opção de utilizar controladores de velocidade, baseados na alteração do ângulo da turbina e alterando o direcionamento da mesma e/ou do ângulo das pás, ou pode-se trabalhar com sistemas de freios, aumentando a inércia do sistema e diminuindo a velocidade. Para novos projetos pode-se cogitar a utilização de máquinas com maior constante de inércia, nas quais o transitório mecânico ocorre de modo mais lento e suave.

Relacionado ao funcionamento elétrico, os parâmetros que influenciam na estabilidade do sistema variam desde os parâmetros da própria máquina em análise até as características do sistema no qual está inserida. Sendo assim podem ser previstas soluções que com a alteração em quaisquer uns dos parâmetros do gerador ou do sistema externo, obtenha-se o aumento do torque elétrico.

7.1.Torque mecânico

Para o caso dos geradores, o torque mecânico é favorável a rotação da máquina e deve ser transmitido ao seu eixo por uma fonte externa. Tratando-se de geração

eólica, a energia dos ventos é captada e transmitida ao rotor da máquina pelas pás da turbina, a qual está indiretamente conectada ao eixo do gerador. Já para os motores, o torque mecânico é resultante da carga que está sendo aplicada ao seu eixo.

Para demonstrar a influência dos torques na máquina operando como gerador, considerando a curva de torque x velocidade apresentada na seção 4.3 deste trabalho, a imposição de diferentes torques mecânicos resulta em velocidades de operação e velocidades críticas diferentes, conforme pode ser visto no gráfico da Figura 7-1.

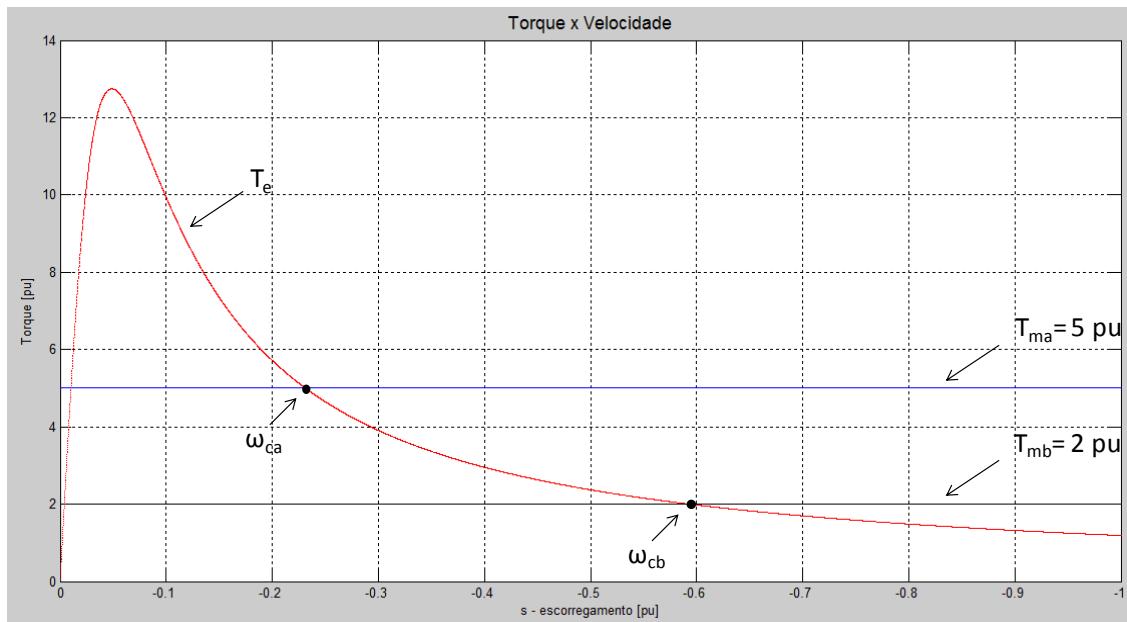


Figura 7-1 – Influência do torque mecânico na estabilidade

Para facilidade de análise, foram considerados dois torques mecânicos com valores constantes $T_{ma} = 5$ e $T_{mb} = 2$ ambos em valores por unidade. Sabendo que na operação como gerador o torque mecânico é responsável por acelerar a máquina, caso a velocidade do rotor seja maior que a velocidade crítica, dada pelas intersecções entre as curvas de torque elétrico e mecânico, o gerador passa a acelerar continuamente. No caso representado pela Figura 7-1, as velocidades críticas aferidas são aproximadamente $1,23 \cdot \omega_s$ e $1,59 \cdot \omega_s$ para os torques T_{ma} e T_{mb} respectivamente.

Computacionalmente, foram simuladas estas duas situações para o caso do gerador em gaiola, sistema descrito na Figura 5-2, de modo que foi possível elaborar o gráfico da Figura 7-2. Visto que o programa computacional utiliza como entrada os parâmetros por fase, e lembrando que a curva torque velocidade apresentada é proveniente da potência trifásica, ao inserir os valores de torques correspondentes deve-se dividí-los por três.

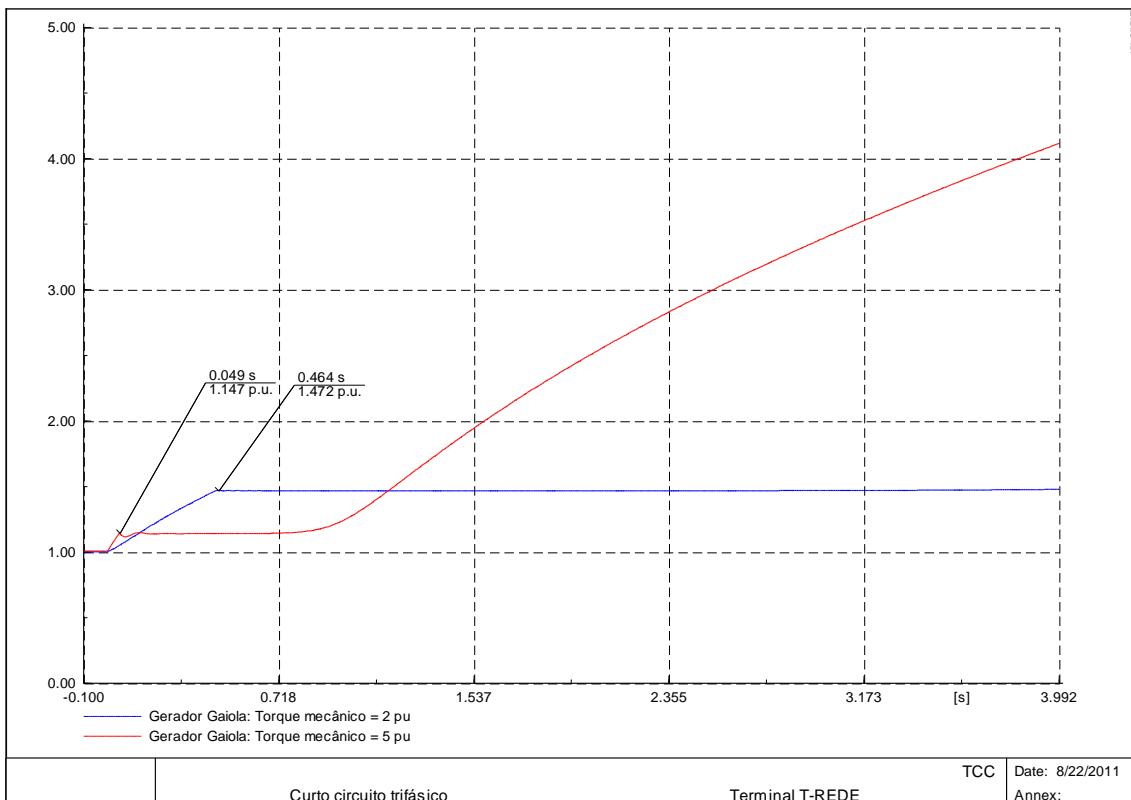


Figura 7-2 – Velocidade crítica aferida conforme resposta dinâmica do modelo

De acordo com os resultados apresentados pelo programa, o qual considera o modelo dinâmico para o sistema simulado, as velocidades críticas juntamente com os tempos críticos para os casos descritos foram:

Situação 1:

- $T_{ma} = 5 \text{ pu}$
- $\omega_{ra} = 1,147$
- $t_a = 49 \text{ ms}$

Situação 2:

- $T_{mb} = 2 \text{ pu}$
- $\omega_{rb} = 1,472 \text{ pu}$
- $t_b = 464 \text{ ms}$

É notável que uma redução no torque mecânico traz melhorias significativas na estabilidade do sistema. Sendo assim, dentre as técnicas que podem ser desenvolvidas para efetuar tal redução pode-se citar, por exemplo, o controle do ângulo das pás, que será explicitado no próximo tópico, ou simplesmente sistemas de freios acoplados ao eixo do gerador.

7.1.1. Controle de velocidade

Os controles de velocidade são aplicados principalmente a fim de aumentar a eficiência do processo de conversão energética, produzindo o máximo possível de energia a partir do vento momentâneo, principalmente quando este está abaixo do

valor ideal. Outro objetivo destes controladores é diminuir o torque mecânico quando da ocorrência de fortes ventos para que a produção não supere a potência nominal da máquina. Isto impede que o gerador tenha problemas mecânicos relacionados à alta rotação.

O torque, e consequentemente a velocidade do rotor, pode ser controlado a partir do posicionamento das pás com relação à incidência do vento, buscando aproveitá-lo ao máximo. Isto ocorre quando o mesmo incide perpendicularmente a circunferência de varrição pela rotação das pás. Também pode ser ajustado o ângulo das pás para aumentar a superfície de exposição ao vento.

É usual, em controladores típicos para otimização da operação dos geradores eólicos, ter a potência elétrica como sinal de referência. Assim, quando a potência gerada pela máquina é inferior ao ajuste, potência nominal, o controlador atua de forma a aumentar a geração, controlando os ângulos referentes à turbina, acelerando o rotor da máquina.

A inserção de grandes cargas no sistema elétrico pode provocar um afundamento de tensão, consequentemente do torque elétrico e da potência produzida. Desse modo, o controlador típico citado, atuará de forma a acelerar mais rapidamente o rotor do gerador, o qual já será acelerado pela diferença entre o torque elétrico e mecânico, e espera-se que a tensão retorne rapidamente para os níveis admissíveis, possibilitando a volta à condição de operação inicial.

Os controladores que apresentam como sinal de referência a potência elétrica, apesar de serem eficientes em situações normais, quando não há alteração significativa na tensão, nos casos de grandes afundamentos de tensão como curtos-circuitos, não se mostram adequados. Isto ocorre pois, nestas condições, a aceleração do rotor eleva-se consideravelmente e, mesmo sem a atuação do controlador, a velocidade pode ultrapassar o limite crítico representando a perda da estabilidade.

Anteriormente, como os geradores poderiam ser simplesmente desconectados, sem grandes consequências, estes controladores, que apenas melhoravam a operação normal, eram eficazes. Hoje em dia, visto a importância da geração eólica e a preocupação quanto à estabilidade dos mesmos, a desconexão destas unidades pode prejudicar todo o sistema.

Deste modo, para utilizar o controle de velocidade a fim de aumentar a estabilidade do sistema é necessário efetuar alguma modificação. Ou o controlador deve atuar com

base em outra estratégia ou deve ser utilizada como sinal de referência uma variável alternativa. Nesta segunda opção, podem ser utilizadas ou a velocidade do gerador ou variáveis da rede, como a tensão no terminal do estator, em conjunto com a própria potência elétrica.

Se utilizada a tensão do estator, quando esta diminuir abaixo de um valor pré-estabelecido, limite de oscilação permitido, o controlador percebe a ocorrência de um afundamento, situação anormal, e atua de modo a manter a velocidade ou mesmo desacelerar o rotor.

Outra opção para controlar a velocidade são sistemas de freios que atuem caso a velocidade ultrapasse um limite pré-definido. Para grandes parques de geradores eólicos, em casos especiais como ventos fortes ou baixo consumo, os geradores podem ter sua potência reduzida para equilibrar a geração com a demanda. Isto pode ser realizado através do controle de velocidade.

Sendo assim, se implementadas, com base nas características específicas de cada gerador, técnicas de controles apropriadas que utilizem sinais de referência convenientes ou atuem de modo mais eficaz, a estabilidade do sistema pode ser aprimorada.

7.1.2. Influência da constante de inércia da máquina

Como visto, a estabilidade do sistema elétrico está fortemente relacionada com a velocidade de rotação do rotor do gerador. Além das relações de torques, a constante de inércia da máquina também influencia na dinâmica mecânica da mesma. Embora não interfira na velocidade crítica, geradores com valores diferentes de constante de inércia apresentaram acelerações diferentes dadas as mesmas condições de torques, elétrico e mecânico, como pode ser visto na equação dinâmica descrita em (3.104).

Assim, dois geradores com constantes de inércia diferentes, H_{g1} e H_{g2} , no qual $H_{g1} > H_{g2}$, apresentarão a mesma velocidade crítica $\omega_{c1} = \omega_{c2}$ já que a curva torque velocidade não se altera. Entretanto, os tempos necessários para a velocidade variar até a velocidade crítica em cada caso, tempo crítico, serão distintos sendo que t_{c1} será maior que t_{c2} [19].

O valor da constante de inércia, o qual depende das massas associadas ao eixo do gerador, pode ser alterado prevendo mudanças ou nas características do próprio eixo ou nas características da turbina, como tamanho e peso das pás. Podem-se alterar

também os sistemas de engrenagens utilizados para multiplicar a velocidade de rotação das turbinas, a qual geralmente é muito baixa em comparação à do rotor.

Para demonstrar a influência da constante de inércia na dinâmica da máquina, iremos realizar um curto-círcuito no terminal da rede externa, T-Rede, com duração de 200 ms, para o caso do gerador em gaiola, com as mesmas características do curto-círcuito analisado na seção 6.1, situação na qual foi constatada a instabilidade. Nesta simulação, porém, a constante de inércia da máquina será alterada para o valor de $H = 1 \text{ s}$. Na Figura 7-3 estão demonstradas as velocidades de rotação considerando a situação inicial com constante de inércia $H = 0,5 \text{ s}$ e a nova situação definida acima. Na Figura 7-4 são apresentadas as tensões no terminal do estator.

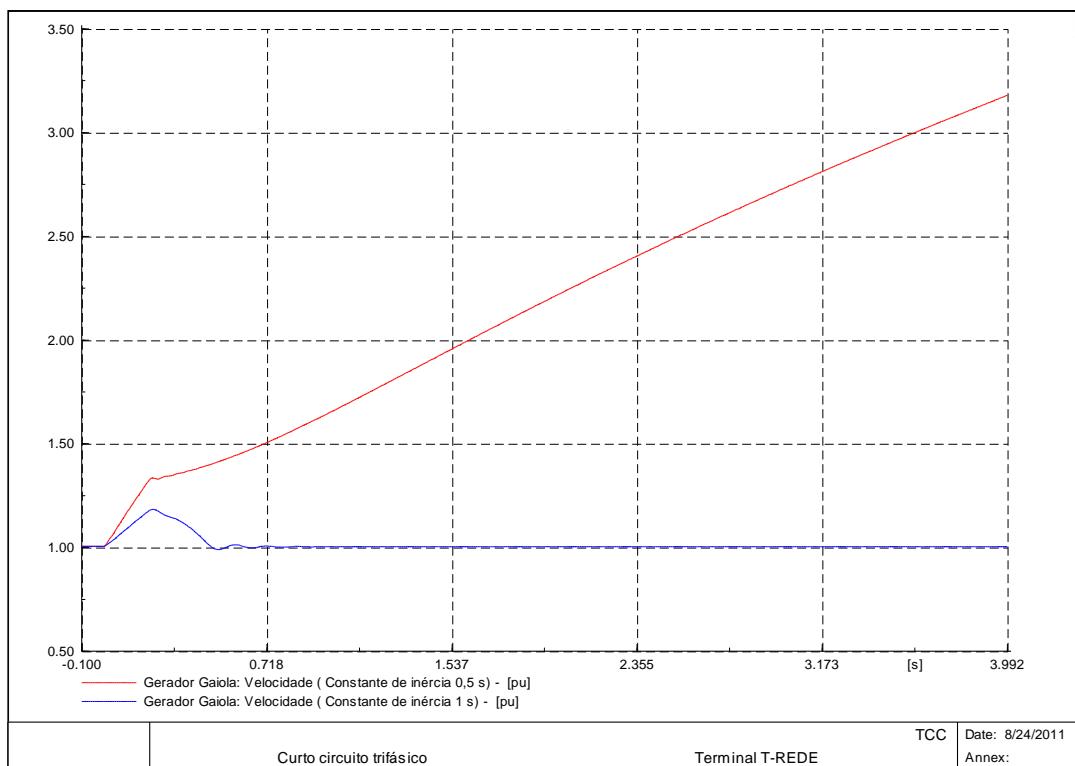


Figura 7-3 – Dinâmica da velocidade do rotor conforme o valor da constante de inércia

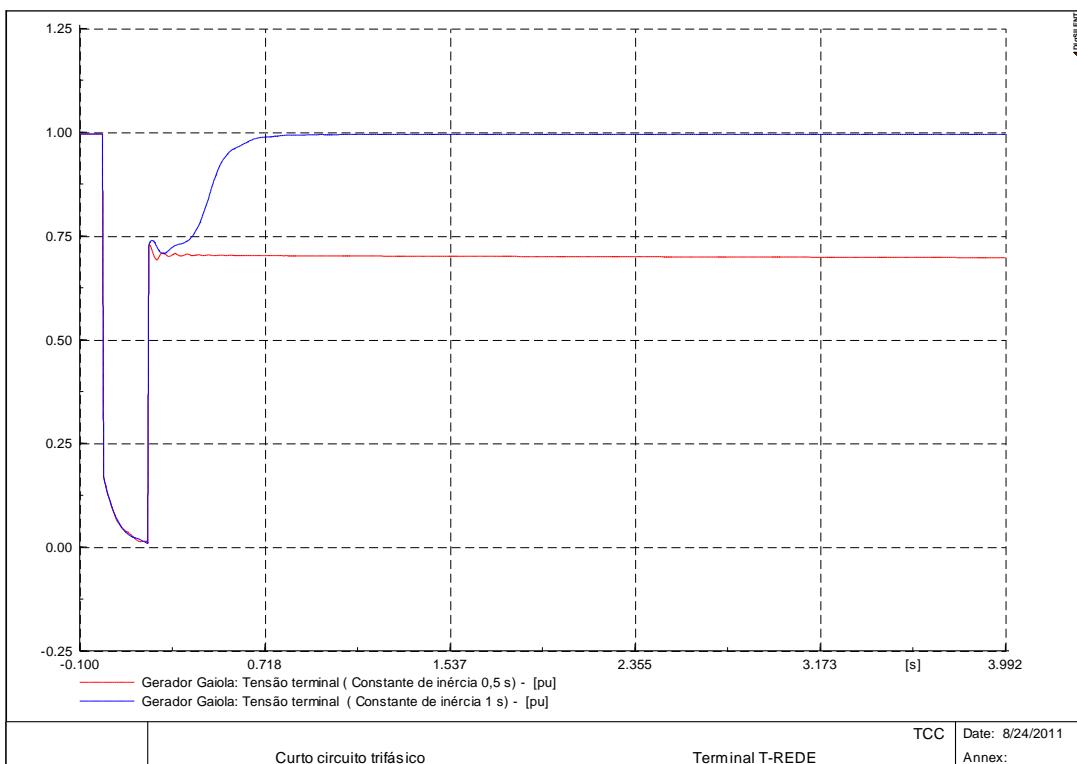


Figura 7-4 – Tensão no estator da máquina conforme o valor da constante de inércia

Como pode ser observada, a mudança da constante de inércia da máquina de 0,5 s para 1 s fez a tensão no terminal do estator voltar à condição de pré-falta, sem que a proteção de subtensão necessitasse ser acionada. Relacionado à velocidade, esta não atingiu seu valor crítico, visto que quanto maior a constante de inércia da máquina, mais lentamente será a variação da velocidade do rotor.

A fim de evidenciar o fato de que a velocidade crítica não se altera com a variação da constante de inércia, foram aferidos os tempos críticos para os dois valores considerados para tal variável. Para definir este tempo crítico, em simulações foi sendo incrementada a duração do curto-círcuito para ambos os casos até atingir a transição de estável para instável. Com isso foi possível gerar o gráfico da Figura 7-5.

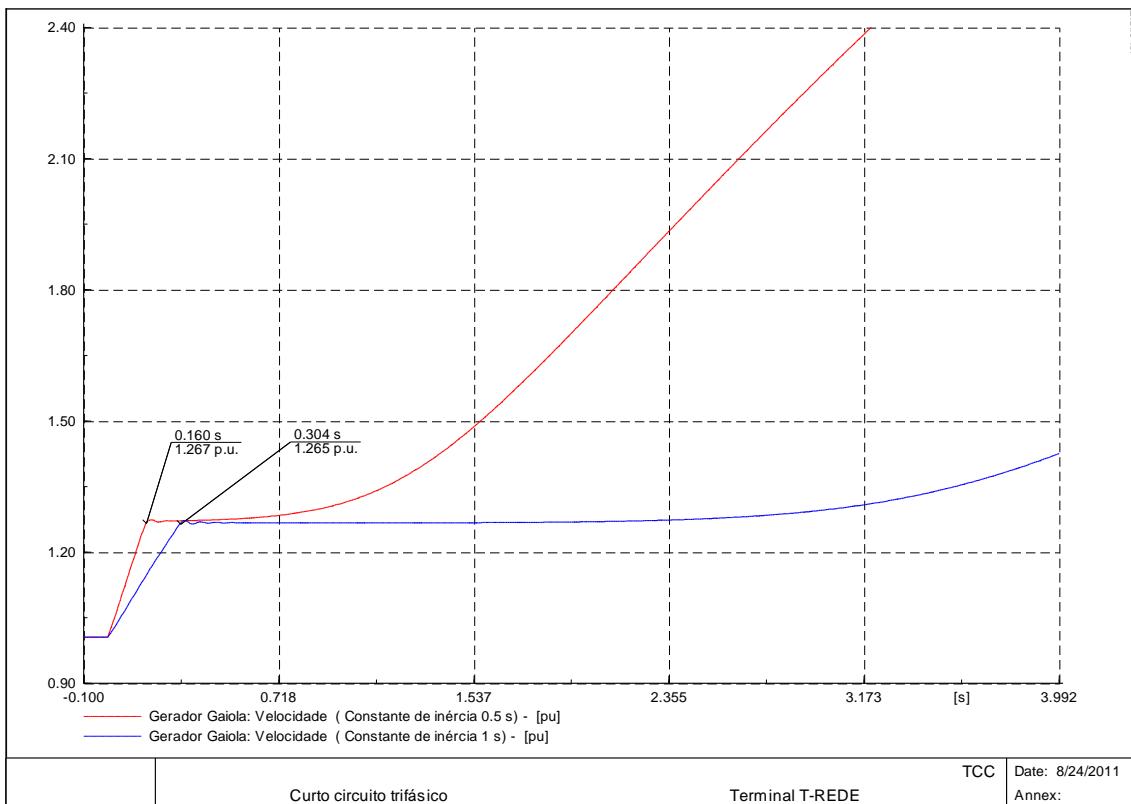


Figura 7-5 – Determinação do tempo crítico conforme a variação da inércia da máquina

Para a situação de $H = 0.5\text{ s}$, a velocidade crítica determinada foi de 1,267 vezes a velocidade nominal e o tempo crítico aferido foi de 0,160 segundos. Para a outra situação, $H = 1\text{ s}$, a velocidade também foi de 1,267 pu, porém o tempo aumentou para 0,304 segundos.

Pode-se concluir, portanto, que os geradores associados a sistemas com constante de inércia maior são mais estáveis. Para garantir que o limite de velocidade não seja atingido, dado um mesmo período de tempo até que a situação seja normalizada, pode-se utilizar uma máquina com constante maior ou alterar as características da turbina.

Além disto, podem ser consideradas técnicas de controle para a frenagem da máquina através da alocação de cargas mecânicas no eixo do gerador com o uso de engrenagens, por exemplo, melhorando ainda mais a estabilidade das mesmas. Isto pode ser considerado de modo similar ao controle de velocidade citado no tópico anterior, no qual o sistema deve ser desacelerado quando detectada uma anormalidade no mesmo.

7.2. Influência do torque elétrico

Quando há a ocorrência de um curto circuito, as tensões nos terminais da máquina, consequentemente o torque elétrico, diminuem consideravelmente. Como definido na equação (2.2), com a diminuição do torque elétrico, $T_{mg} > T_e$, o rotor passará a acelerar. Conforme o tempo de duração da falta, a velocidade pode ultrapassar o limite crítico e o sistema pode não conseguir retornar ao equilíbrio novamente.

Com base nisto, analisando a curva de torque x velocidade elaborada para diversos níveis de tensão terminal, observa-se que o gerador apresentará um ponto de equilíbrio diferente, quando existente, para uma mesma curva de torque mecânico.

A fim de ilustrar esta relação entre as tensões terminais e o torque elétrico, foram elaboradas as curvas apresentadas nas Figura 7-6 e Figura 7-7 referentes aos casos detalhados nas Tabela 7-1 e Tabela 7-2 respectivamente.

Tabela 7-1 – Casos de variação da tensão do estator do gerador com rotor gaiola de esquilo

Rotor gaiola	Tensão do Estator [pu]	Tensão do Rotor [pu]	Cor da curva
Caso 1	1	-	Azul
Caso 2	0,75	-	Vermelho
Caso 3	0,5	-	Preto

Tabela 7-2 - Casos de variação da tensão do estator e do rotor do gerador bobinado

Rotor bobinado		Tensão do Estator [pu]	Tensão do Rotor [pu]	Cor da curva
Caso 1	Tensão rotor fixa	1	0.05	Azul
		0,75	0.05	Vermelho
		0,5	0.05	Preto
Caso 2	Tensão estator fixa	1	0.1	Vermelho
		1	0.05	Azul
Caso 3	Tensão estator fixa	0,75	0.1	Vermelho
		0,75	0.05	Azul
Caso 4	Tensão estator fixa	0,5	0.1	Vermelho
		0,5	0.05	Azul

Nos casos da Tabela 7-2 foi realizada a variação tanto da tensão do estator quanto do rotor.

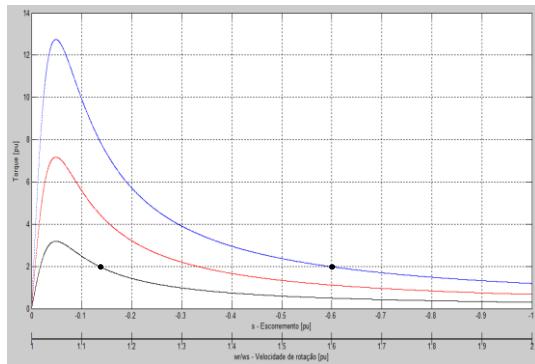


Figura 7-6 - Torque Elétrico x tensões terminais – Casos da Tabela 7-1

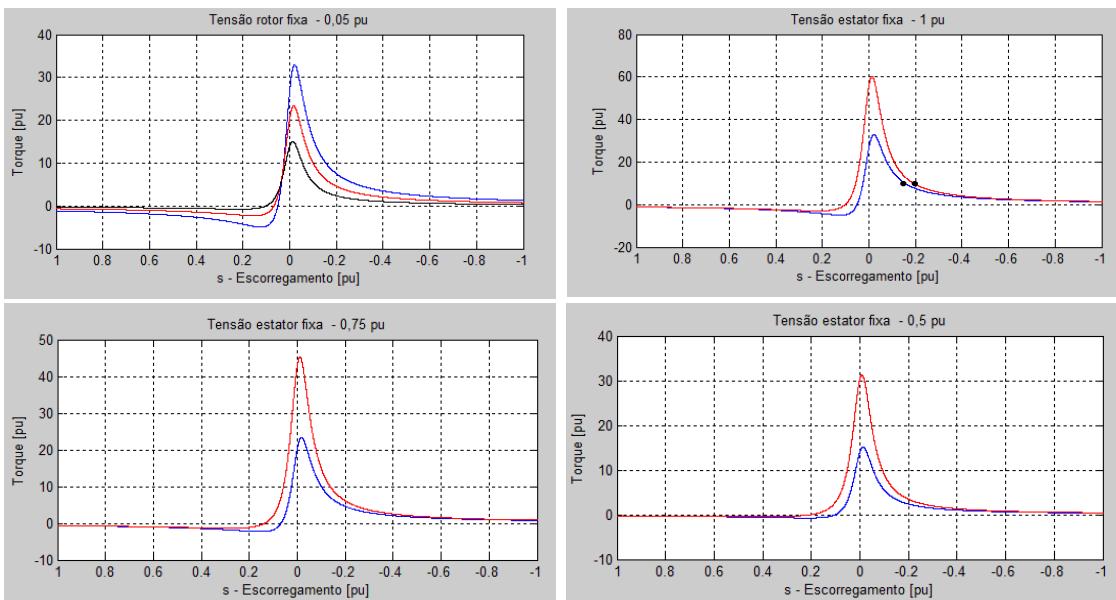


Figura 7-7 - Torque Elétrico x tensões terminais – Casos da Tabela 7-2

Na Figura 7-6 pode-se perceber que a redução da tensão do estator em gaiola faz com que a curva decaia consideravelmente, já que esta é proporcional ao quadrado da tensão. Considerando como exemplo um torque mecânico constante, com módulo de 2 pu, a velocidade crítica passa de 1,6 pu, quando a tensão terminal está em seu valor nominal e decai para aproximadamente 1,15 pu quando a tensão é reduzida à metade, conforme se pode verificar através dos pontos em destaque.

Se tratando também dos geradores bobinados, pela Figura 7-7 pode-se notar que mesmo quando a tensão do rotor é considerada constante, caso 1, ou para níveis da tensão do estator fixados, embora durante o curto não seja possível mantê-la constante, casos 2, 3 e 4, o ponto de equilíbrio também irá variar quando da alteração da tensão no outro terminal. Tomando como exemplo o caso 2, considerando um torque mecânico com valor de 10 pu, a velocidade crítica passa de 1,2 vezes a nominal para aproximadamente 1,15 vezes, quando a tensão do rotor é alterada de 0,1 para 0,05 pu, conforme se pode verificar através dos pontos em destaque.

Quanto mais elevada for a velocidade crítica, mais estável será a máquina no caso de geradores, já que estes poderão acelerar por um período de tempo maior. Para atingir tal objetivo, com base nas características do torque elétrico, conforme a equação apresentada em (4.30), uma solução é a alteração dos parâmetros da máquina, consideração importante na etapa de projeto da mesma. Geralmente os fabricantes fornecem as curvas de torque características para a tensão nominal e em alguns casos para outros níveis.

Como as máquinas são conectadas a uma rede real, na qual a tensão nem sempre é 1 pu, e esta dependente também da velocidade dos rotores, a dinâmica da máquina é fortemente influenciada pelas características da rede. Assim um sistema mais robusto, no qual a tensão esteja sujeita a uma menor variação, será mais estável. Visto a característica de elevado consumo de reativos por parte das máquinas de indução, é comum a utilização de compensadores de reativos, os quais absorvem ou fornecem correntes reativas conforme a necessidade da máquina, aumentando a robustez e confiabilidade do sistema.

Nos tópicos posteriores serão mais bem detalhadas as alternativas acima comentadas, e também serão apresentadas outras opções como, por exemplo, a rejeição de carga, prática convencional e eficaz para estabilizar o sistema.

7.2.1. Parâmetros da máquina

Como a curva de torque elétrico é dependente dos parâmetros da máquina, uma forma de modificá-la a fim de aumentar sua velocidade crítica é trabalhar com valores de resistências e indutâncias diferentes. A estabilidade é melhorada caso se reduza os valores de resistência do estator R_s ou das indutâncias do estator, do rotor ou de magnetização L_s , L_r ou L_m respectivamente, ou aumente o valor da resistência do rotor R_r .

Entretanto, não é fácil alterar os parâmetros de uma máquina durante seu funcionamento, principalmente se tratando de geradores com gaiola de esquilo, no qual o rotor não é acessível eletricamente. O ideal é se projetar ou utilizar máquinas com valores diferentes para tais parâmetros e assim obter outra curva de torque versus velocidade. No caso de geradores com rotor bobinado, como é possível o acesso aos terminais do rotor, pode-se facilmente modificar o valor de resistência do mesmo.

Para demonstrar o efeito da variação da resistência do rotor na curva de torque elétrico, na Figura 7-8 tem-se expressa tal curva para dois valores distintos de resistência do rotor, no caso de geradores em gaiola.

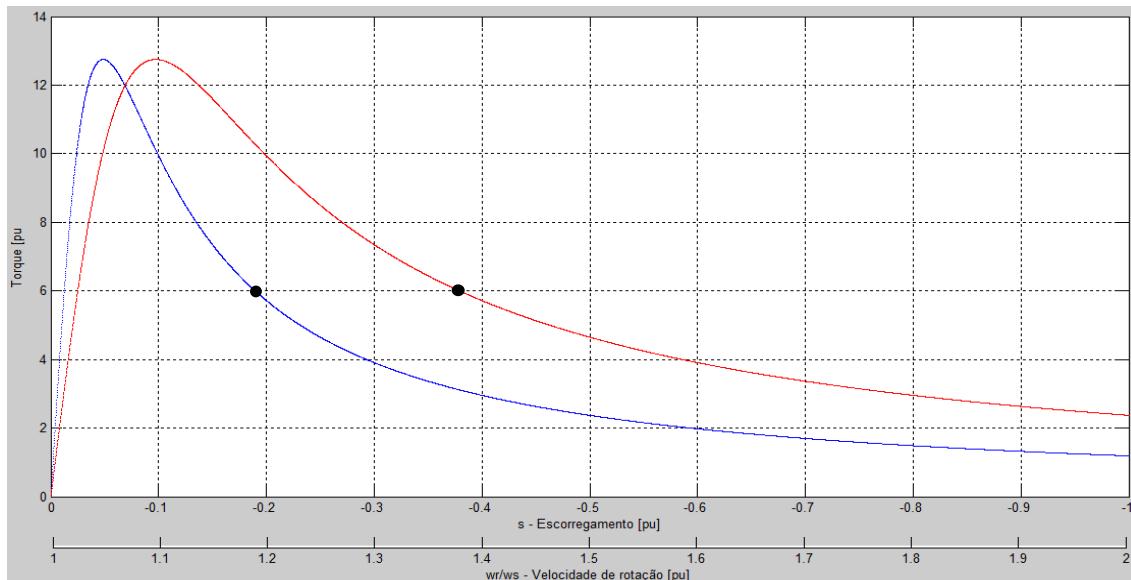


Figura 7-8 - Torque x velocidade variando resistência rotor ($R=2R_r$)

A curva em vermelha foi elaborada para resistência do rotor $R_r = 2R_0$, no qual R_0 é o valor inicial utilizado para modelagem da máquina e para elaboração da curva azul, cujo valor está apresentado na Tabela 4-1. Pode-se verificar que a velocidade crítica é incrementada consideravelmente. Para um torque de $T_{mg} = 6 \text{ pu}$, a velocidade crítica do gerador passa de aproximadamente 1,18 pu para 1,36 pu.

Considerando novamente o sistema de testes desenvolvido para o gerador em gaiola de esquilo, será simulada a mesma situação de curto-círcuito, ocorrendo no terminal da rede externa, T-Rede, porém considerando o gerador com as duas opções de resistências utilizadas para elaborar a Figura 7-8. A duração da perturbação no sistema foi variada até se obter a instabilidade. O resultado será apresentado na Figura 7-9.

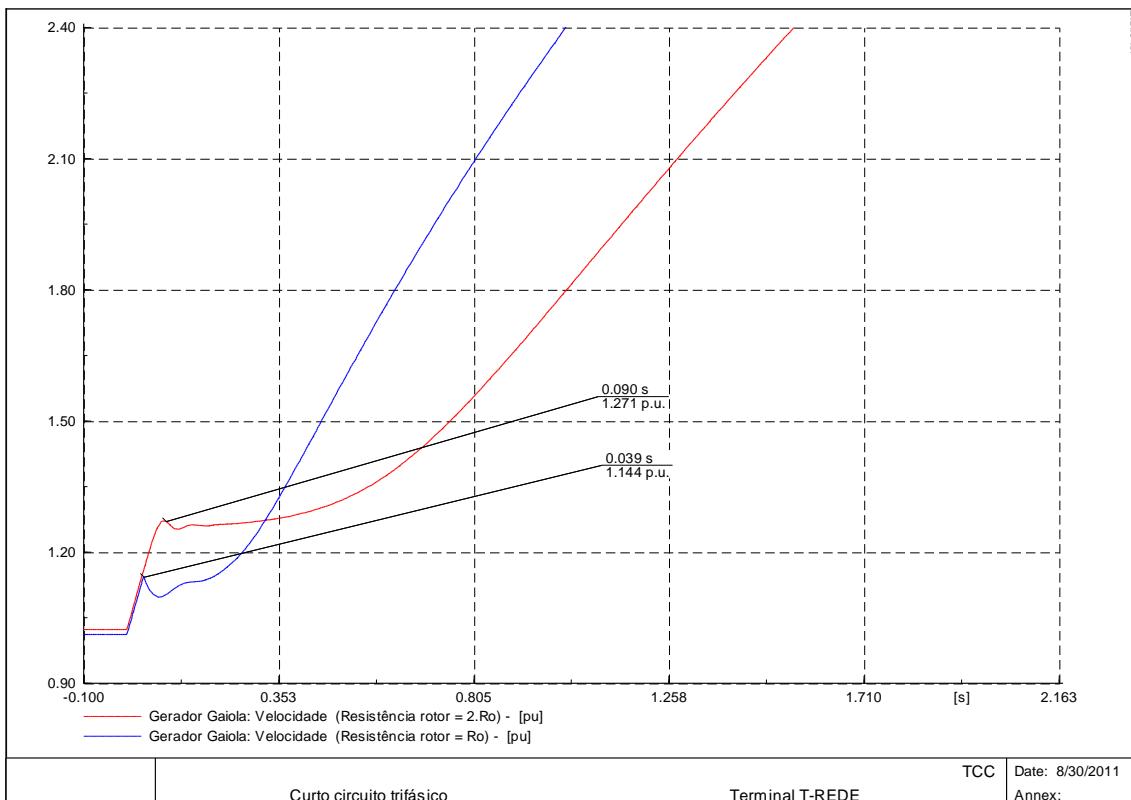


Figura 7-9 - Velocidade considerando a variação da resistência

Como se pode verificar, utilizando um gerador com resistência mais elevada nos terminais do rotor faz com que o sistema seja mais estável. Neste caso, a velocidade crítica passou de 1,144 pu para 1,271 pu com a alteração da resistência de $R_o = 0,00575$ pu para $2.R_o = 0,0115$ pu. Analisando a simulação pode-se observar que as velocidades aferidas acima são menores que as estipuladas conforme a Figura 7-8. Isto se deve ao fato de que o programa utiliza uma modelagem dinâmica para determinação da resposta da máquina, conforme apresentado na seção 3 deste trabalho, enquanto a curva torque velocidade foi obtida a partir do modelo estático.

Apesar do fato de que uma maior resistência seja melhor para a estabilidade da máquina, tem-se o problema das perdas ôhmicas durante a operação normal do sistema, as quais serão mais elevadas já que dependem deste parâmetro. O desejável, portanto, é projetar uma máquina que apresente uma resistência baixa durante o funcionamento normal e que possa ter este valor incrementado durante anormalidades do sistema. Nestes casos perdas elevadas não se tornam um problema e após a situação ser normalizada, a resistência é novamente alterada voltando para seu valor original.

Se tratando dos geradores bobinados, nos quais se tem uma facilidade maior para modificar os parâmetros do rotor, já que estes são acessíveis eletricamente, a

variação da curva de torque com relação à resistência do rotor é apresentada na figura Figura 7-10. Para geradores com rotor bobinado a exploração da possibilidade de alteração dos parâmetros da máquina será aprofundada no tópico sobre “crowbar”.

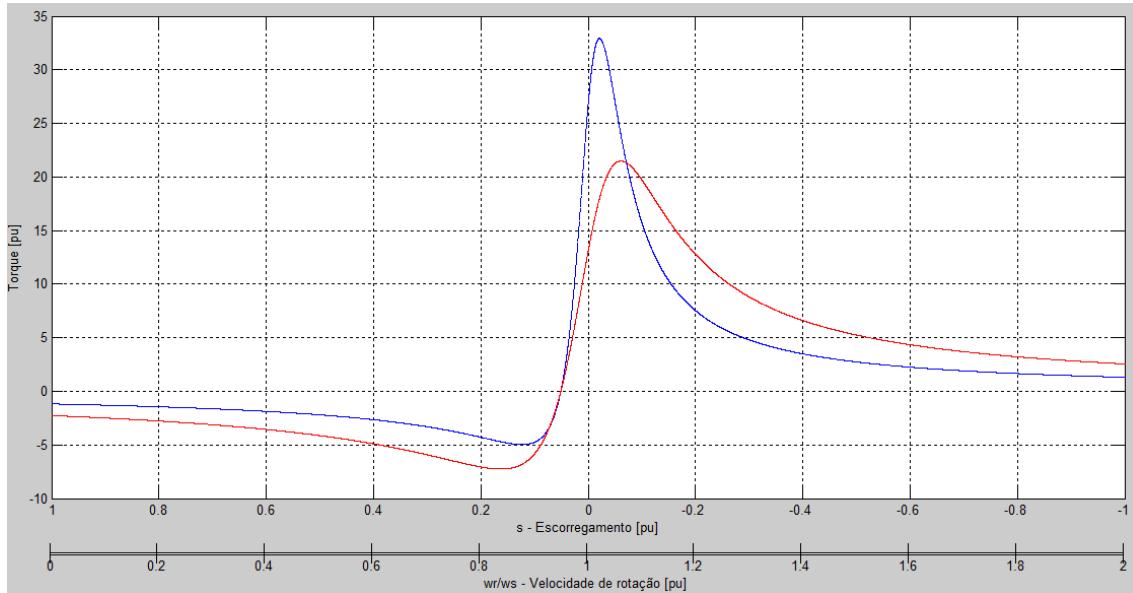


Figura 7-10 - Torque elétrico x velocidade em função da resistência rotor - gerador bobinado

A alteração da resistência do rotor da máquina bobinada tem como consequência além do aumento da velocidade crítica para a operação como gerador, uma diminuição do torque elétrico máximo nesta operação, sendo que para a operação da máquina como motor o torque máximo é elevado. Para partida do motor de indução bobinado é comum a utilização de reostatos de partida, cuja função é aumentar a resistência neste período, diminuindo a corrente, a fim de obter um torque elétrico maior para partir.

7.2.2. Crow Bar

Por possuir o estator diretamente conectado à rede, enquanto o rotor é interligado por conversores eletrônicos operando em “back-to-back”, em condições críticas, como por exemplo, em curtos-circuitos, devido à pequena impedância do rotor, são induzidas no rotor correntes com níveis muito elevados, na ordem de 5 a 8 vezes a corrente nominal [5] [20]. Mesmo após a eliminação da falta, no transitório de recuperação da tensão, a corrente do rotor novamente eleva-se, com amplitudes similares as citadas acima, sujeitando a máquina às mesmas consequências.

A fim de mitigar os possíveis efeitos causados por esta corrente, dentre eles aquecimento excessivo, rompimento da isolamento dos componentes, vibrações mecânicas devido à rotação e danos aos conversores eletrônicos de interligação à

rede, são necessários dispositivos de proteção que atuem mantendo, se possível, o gerador conectado à rede.

No passado, principalmente para garantir a proteção das turbinas eólicas, estas eram desconectadas da rede quando se detectava um nível de tensão inferior a 80% do valor nominal no ponto de acoplamento comum com a rede [20]. Atualmente, esta remoção provocaria a perda de grande parte de produção trazendo problemas de estabilidade, de modo que os geradores devem permanecer conectados à rede o máximo tempo possível. O tempo em que as turbinas eólicas podem ser mantidas conectadas à rede depende da regulamentação de cada país [18].

Uma das principais estratégias adotadas para proteção dos conversores, e consequentemente da planta geradora, é a utilização de dispositivos denominados *crowbar*. Esta proteção consiste em desacoplar o rotor do conversor associado a ele, inserir uma resistência trifásica em série com o rotor, tornando-o semelhante a um gerador gaiola de esquilo, cujo rotor é curto-circuitado. Dessa forma o conversor associado ao rotor, o qual estará desconectado, deverá ter seu controle modificado. A localização do dispositivo *crowbar* pode ser vista na Figura 5-3.

Apesar desta técnica de proteção ser eficaz contra a circulação de altas correntes, deve-se atentar para o nível de tensão na conexão DC. A utilização de resistência com valores muito elevados pode resultar em tensões elevadas no elo de tensão contínua [20].

A fim de demonstrar os efeitos de tal proteção foram elaboradas algumas simulações considerando as seguintes situações:

- Caso 1: Resistência de *crowbar* = $5R_r$,
- Caso 2: Resistência de *crowbar* = $10R_r$,
- Caso 3: Resistência de *crowbar* = $20R_r$,
- Caso 4: Resistência de *crowbar* = $50R_r$,

Assim como nas demais simulações realizadas, em todos os casos será considerado um curto circuito trifásico e franco no terminal da rede externa, T-Rede, primário do transformador de 3 enrolamentos e iniciando-se no instante $t = 0\text{ s}$. A duração nestes casos será 200ms. Para a atuação da proteção, após a detecção da falta, foi considerado um atraso de 50ms. A resistência *crowbar* foi desconectada no instante 700ms.

Os níveis de tensão e corrente, ambas em pu, aferidos nos terminais AC e DC estão representados nas figuras de Figura 7-11 a Figura 7-14 por linhas contínuas. Para compará-los com a dinâmica na ausência da proteção, as curvas em pontilhado representam as respectivas grandezas quando não são consideradas as resistências de *crowbar*.

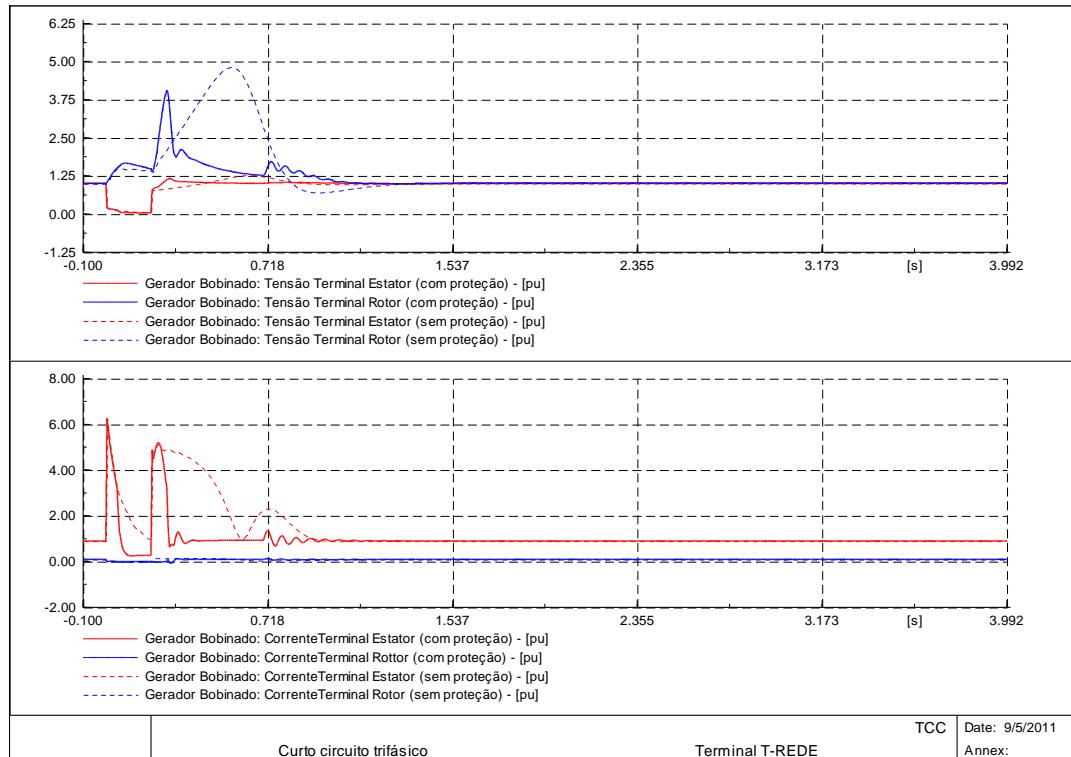


Figura 7-11 – Dinâmica das tensões e correntes para o caso 1: Resistência de crowbar = 5R_r

Da Figura 7-11 pode-se verificar que a amplitude máxima da tensão no terminal DC decresceu, apesar de pouco, porém a duração da sobretensão decaiu significativamente. O mesmo é válido para corrente.

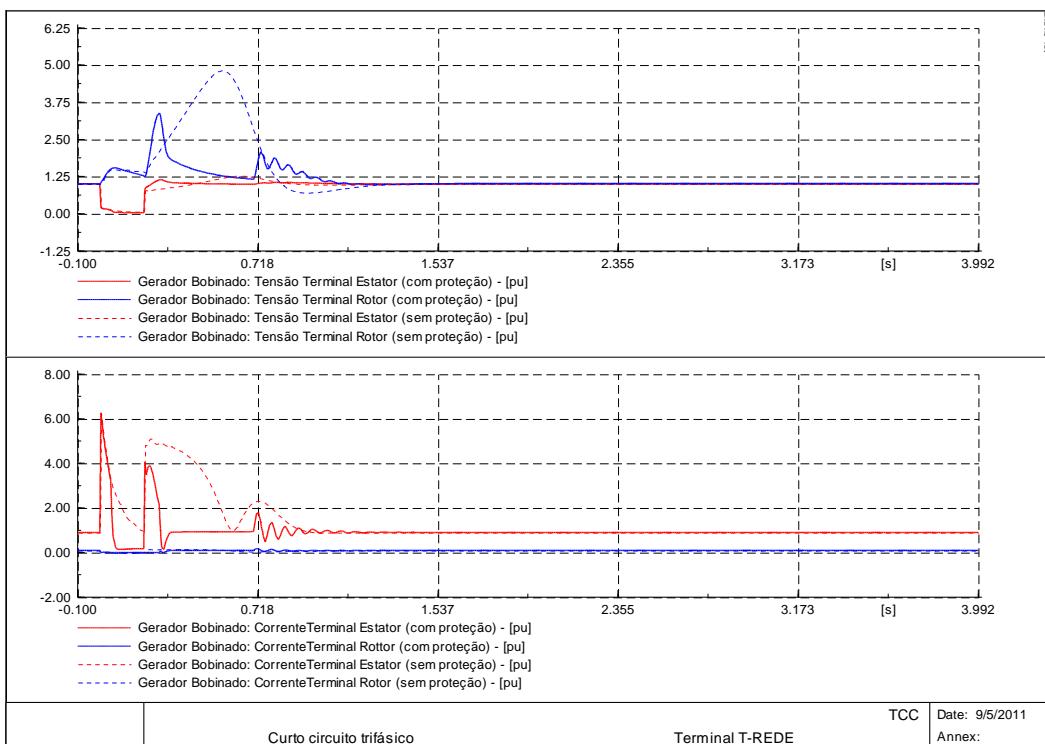


Figura 7-12 - Dinâmica das tensões e correntes para o caso 2: Resistência de crowbar = 10Rr

Neste segundo caso, o pico do nível de tensão no terminal DC caiu para quase a metade, novamente tendo duração bem inferior ao caso sem proteção. A corrente aferida teve o pico após a eliminação da falta reduzido além de a duração deste, como no caso anterior, também ser inferior.

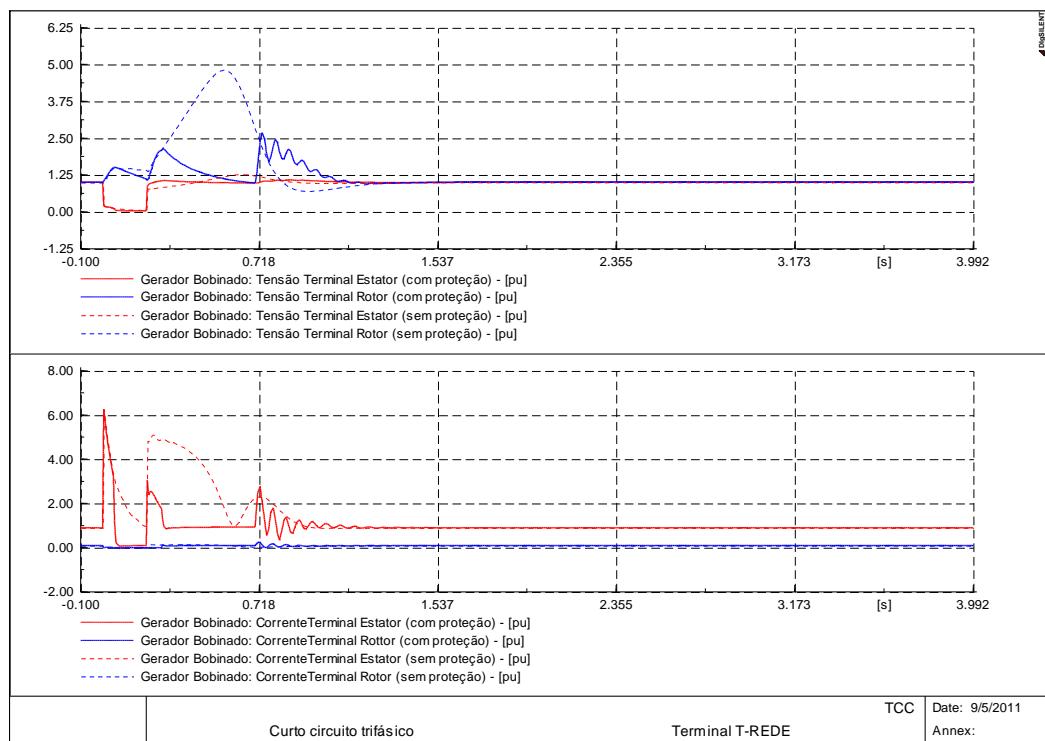


Figura 7-13 - Dinâmica das tensões e correntes para o caso 3: Resistência de crowbar = 20Rr

Considerando uma resistência de *crowbar* de 20 vezes a resistência nominal da máquina neste caso, tanto a corrente quanto a tensão durante os transitórios, após a atuação da proteção atingem níveis de apenas 2,5 pu, aproximadamente.

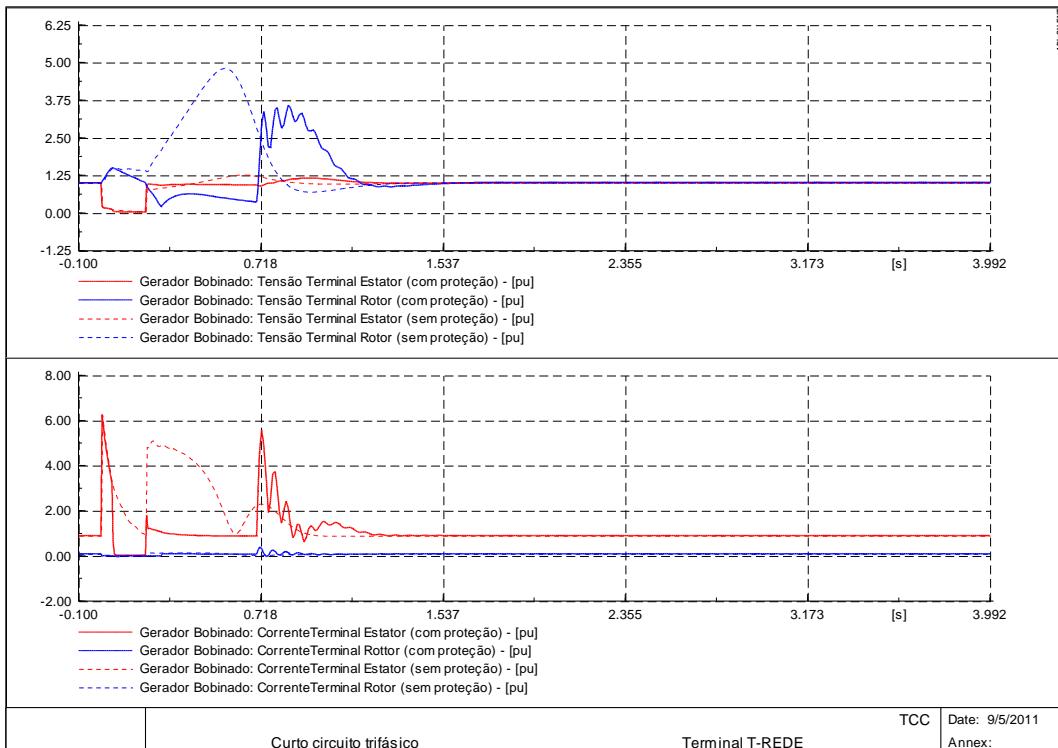


Figura 7-14 - Dinâmica das tensões e correntes para o caso 4: resistência de crowbar = 50Rr

Neste último caso simulado, pode-se verificar que o aumento demasiado da resistência de proteção faz com que a corrente volte a apresentar picos elevados quando da desconexão do dispositivo que efetuou a proteção. A tensão DC neste mesmo instante também passa a elevar-se.

Nos casos acima fica claro que a corrente no terminal do rotor com a utilização da devida proteção apresenta a amplitude reduzida após o pico inicial, o qual não pode ser amenizado, devido à limitação do tempo de atuação da proteção. Logo após a eliminação do curto, a corrente tem sua magnitude também reduzida.

A partir do caso 4, pode-se concluir que um valor muito elevado para resistência de proteção apesar de limitar a corrente durante a falta, após sua eliminação, obtem-se um transitorio indesejado. Sendo assim o valor para resistência de *crowbar* dentre os simulados que apresentou resultado mais eficaz foi o do caso 3 de 20 vezes a resistência do rotor.

7.2.3. Braking Resistor

A utilização de *braking resistors* pode ser considerada tanto para geradores em gaiola de esquilo quanto para os duplamente alimentados. Apesar de ser uma técnica tradicionalmente aplicada em geradores síncronos, ainda é pouco utilizada para máquinas de indução, considerando seu baixo custo e simplicidade.

A atuação desta tecnologia consiste em conectar ao circuito do gerador um resistor, através da abertura da chave de controle descrita na Figura 7-15, quando houver a detecção de uma possível perturbação no sistema, a fim de aumentar a tensão nos seus terminais e absorver o excesso de energia produzido devido à alta rotação. Em operação normal, a chave de controle permanece fechada e o *braking resistor* não é utilizado [21].

A lógica de controle deste sistema pode ser do tipo liga/desliga e pode se utilizar como sinal de referência tanto a velocidade da máquina, que aumenta quando ocorre uma falta, quanto à tensão terminal, que diminui.

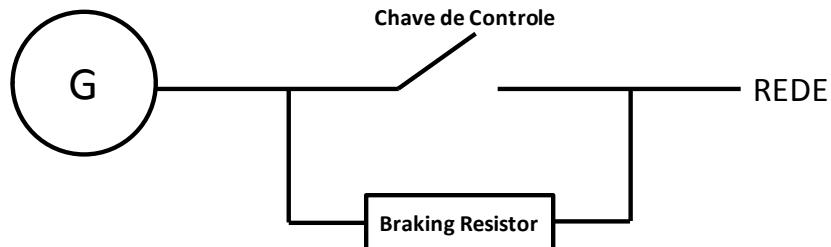


Figura 7-15 - Diagrama braking resistor

Para a elaboração da Figura 7-16, na qual está representada a diferença entre a utilização ou não do *braking resistor*, foi considerado novamente a situação de curto-círcuito ocorrendo no terminal da rede externa, T-Rede, com duração de 160 ms, limite de estabilidade determinado para o gerador em gaiola considerando a constante de inércia $H = 0,5\text{s}$, conforme apresentado anteriormente neste trabalho. O *braking resistor*, de 2 MW, foi conectado ao terminal do gerador quando detectada a falta e desconectado após 400 ms, quando tanto a velocidade como a tensão atingiram valores próximos aos de pré-falta.

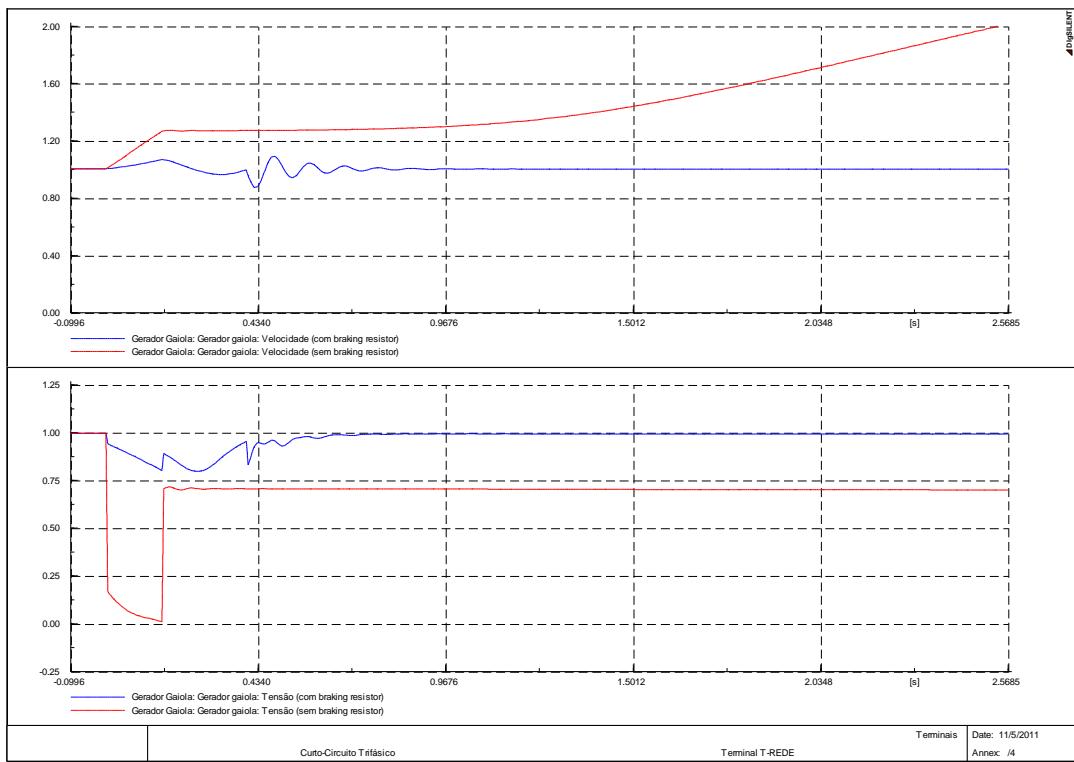


Figura 7-16 - Velocidade e tensão gerador com rotor gaiola de esquilo - Braking Resistors

Pela Figura 7-16, pode-se observar a velocidade sendo restabelecida quando da utilização da técnica de *braking resistors*, permanecendo distante do limite crítico determinado.

Analizando o gráfico da tensão, também se pode verificar que a esta volta ao seu valor de pré-falta antes de 1,0 segundo. Conforme as sugestões apresentadas no capítulo 2 para alterar a legislação de conexão de grandes parques eólicos à rede [5], este intervalo está dentro dos limites sugeridos para manter a estabilidade, de modo que o gerador possa permanecer conectado à rede em uma condição de anormalidade.

7.3. Compensadores Reativos

Os geradores de indução, assim como os motores assíncronos, apresentam um consumo de reativos elevado durante os transitórios do sistema, tanto durante uma falha, por exemplo um afundamento de tensão, quanto nos processos de desaceleração da própria máquina, principalmente na operação como gerador, com rotor gaiola de esquilo.

Deste modo pode haver a necessidade de utilização de compensadores dinâmicos de potência reativa na rede, os quais absorvem ou fornecem correntes reativas conforme a necessidade do sistema e de acordo com a composição dos mesmos.

A compensação de reativos pode ser feita de diversas maneiras. Dentre elas, pode-se evidenciar a utilização de máquinas síncronas operando em vazio, compensadores estáticos ou controladores de tensão, sendo que o método de controle pode ser discreto ou contínuo. Os custos de manutenção e operação dos compensadores, bem como a potência dos mesmos, são os principais aspectos referentes à escolha da tecnologia a ser adquirida.

Com relação ao compensador baseado nos motores síncronos operando em vazio, a potência reativa trocada com a rede é controlada através da excitação do campo da máquina pelo ajuste da tensão. Por possuir partes rotativas, a manutenção destas máquinas apresenta custo elevado em comparação com outras tecnologias de compensadores, no entanto esta tecnologia apresenta como vantagem o fato de que a compensação de reativos é feita de modo constante.

Os controladores de tensão apresentam baixos custos de operação e sua tecnologia relativamente cara está ficando cada vez mais acessível. A compensação de reativos neste caso é realizada de forma constante já que os dispositivos de chaveamento utilizados, IGBTs, possibilitam esta características.

Quanto aos compensadores estáticos, são constituídos de capacitores e indutores conectados à rede cujo controle pode ser tanto discreto quanto contínuo. Se utilizado o controle discreto o custo é reduzido, em comparação ao contínuo. Independente do método de controle, por se tratar de um compensador estático, a ausência de partes rotativas reduz os custos de operação.

Para demonstrar os efeitos dos compensadores reativos, prosseguindo com o exemplo de máquina assíncrona com rotor em gaiola inserida no sistema de testes, foi considerada a utilização de um compensador estático formado por um banco de capacitores de 4 estágios com 2,5 Mvar cada, totalizando um compensador de 10 Mvar, conectado junto ao terminal de alta tensão do transformador, T-AT. O diagrama esquemático do sistema está representado na Figura 7-17.

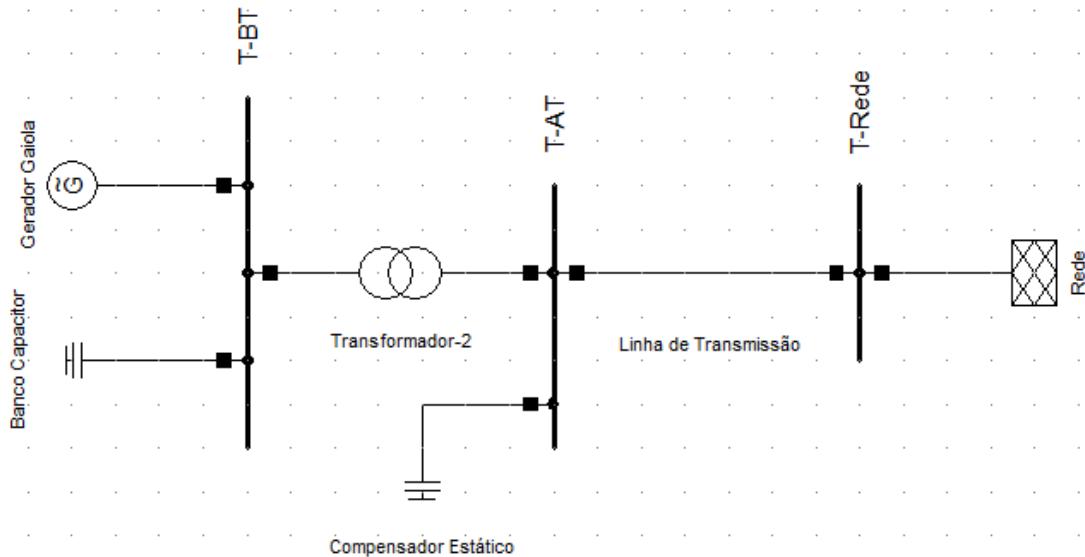


Figura 7-17 – Sistema teste com compensador estático de reativos

O compensador deverá fornecer, se for capaz, a potência reativa necessária para a estabilização da máquina, aliviando o sistema externo, o qual nem sempre capaz de fornecer tal quantidade. No caso do curto circuito com duração de 200 ms, aplicado no terminal da rede T-Rede, caso de instabilidade demonstrado na Figura 6-3, o consumo de potência reativa é de aproximadamente 9 Mvar. Com o compensador estático descrito, pode-se ver pela Figura 7-18 que na decorrência de um curto com as mesmas características do anterior, o comportamento do gerador é modificado.

Apesar do consumo máximo de potência reativa aumentar, aproximadamente 11 Mvar, o sistema consegue manter-se estável, já que o mesmo está reforçado com a presença do compensador. As principais grandezas analisadas, velocidade e tensão, são apresentadas na Figura 7-19 e como esperado, desde que o compensador esteja adequadamente dimensionado, estas voltam aos valores da situação de pré-falta. Neste caso o gerador é novamente capaz de fornecer a potência ativa nominal de 2 MW.

O controle utilizado para este compensador baseia-se na variável tensão da própria barra onde está conectado. O banco foi ajustado para manter a tensão em $\pm 5\%$, sendo considerados 100 ms como constante de tempo para alterar entre estágios.

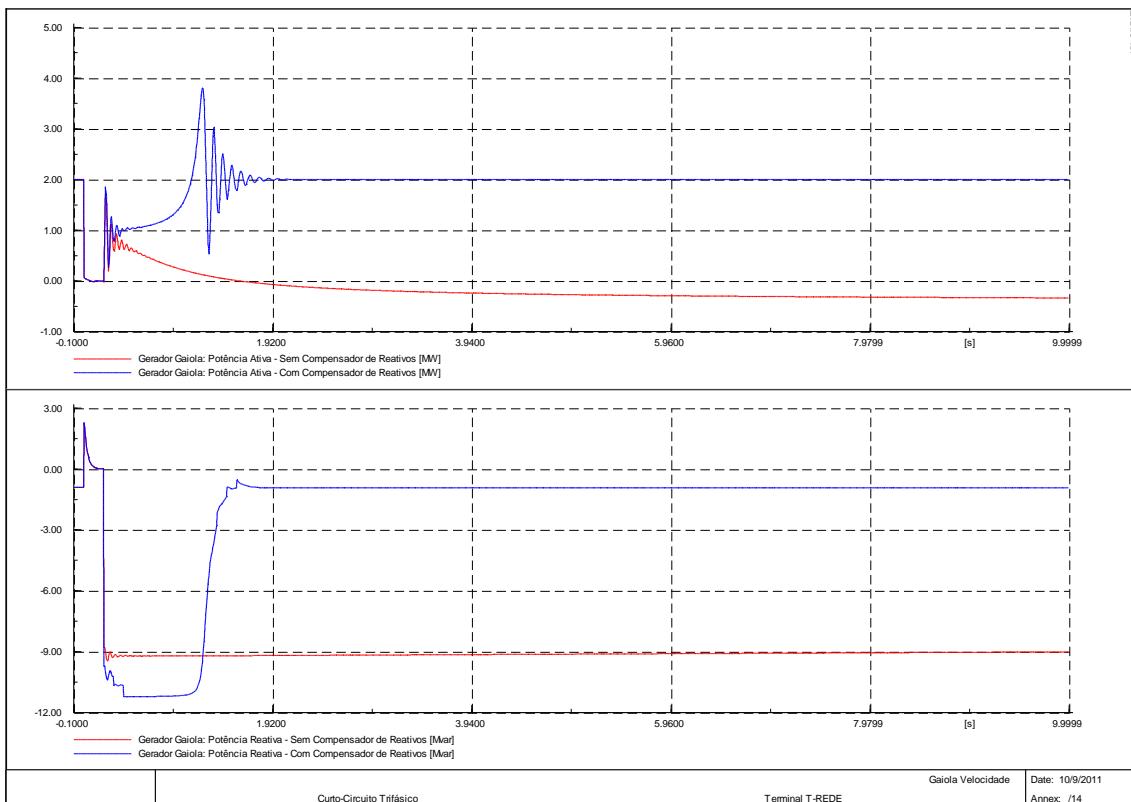


Figura 7-18 - Potências ativa e reativa considerando o compensador estático de reativos

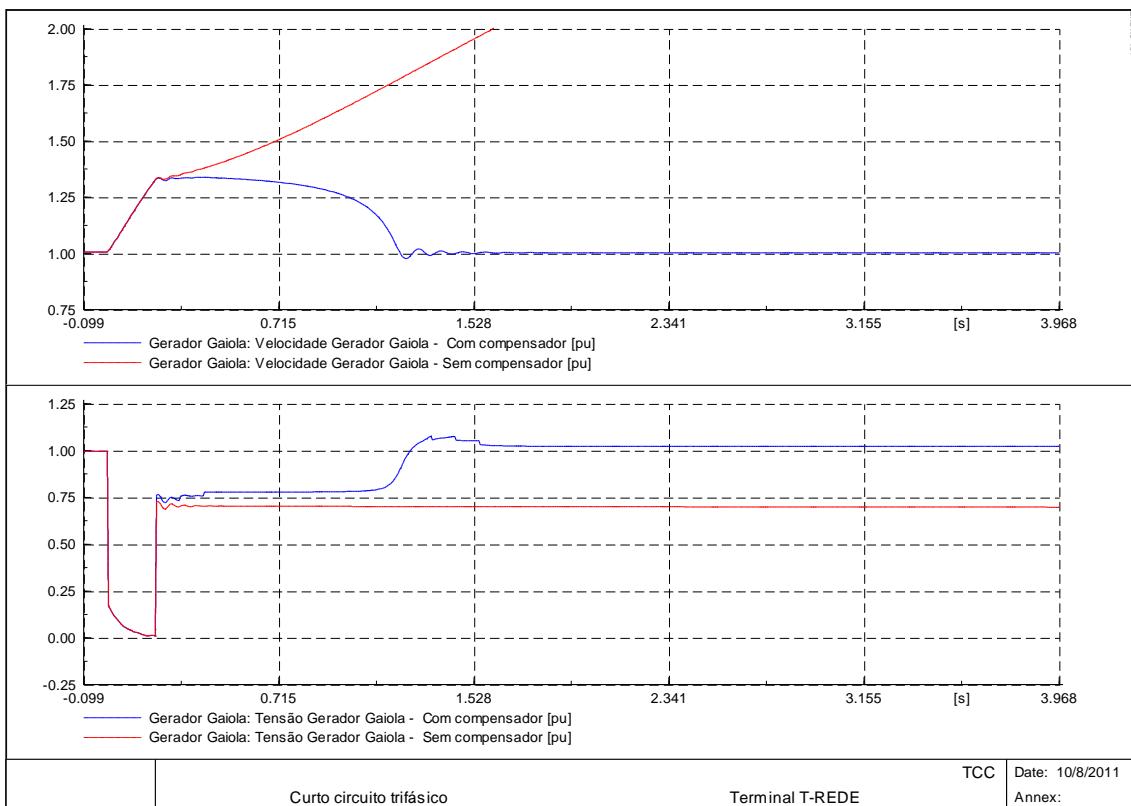


Figura 7-19 - Velocidade e tensão no terminal do estator considerando o compensador estático de reativos

Nesta simulação foi considerado um banco capacitivo composto por mais de um estágio para representar o efeito do compensador estático, a partir da análise da Figura 7-19, pode-se notar que mesmo proporciona o aumento o tempo crítico, anteriormente de 160 ms conforme aferido na secção de influência da constante de inércia da máquina para o caso base, e agora superior a 200 ms, o fato de utilizar um capacitor não acarretou em aumento da tensão tanto no período de pré-falta quanto pós-falta, já que nestes momentos o controle desconecta o compensador.

É aconselhável, portanto a utilização de compensadores com vários estágios nos quais as unidades de capacitores e ou indutores são ajustados conforme necessidade do sistema, através do chaveamento mecânico ou pelo controle de chaves eletrônicas de potência, como tiristores.

A utilização de compensadores reativos para reforçar o sistema é comum em grandes linhas de transmissão tanto para aumentar a estabilidade quanto para proporcionar um aumento da capacidade de transmissão. No entanto atualmente, com o avanço das tecnologias de geração distribuída, a conexão dos compensadores na baixa tensão, compondo as *smart-grids*, propicia uma melhoria na qualidade do sistema [10].

7.4. Rejeição de carga

Por fim, um dos métodos mais comuns para auxiliar na estabilidade do sistema é a aplicação da rejeição ou corte de carga. Basicamente esta ideia consiste em desconectar do sistema as cargas menos importantes, plausíveis de serem desligadas, quando o sistema não for capaz de suprir toda a demanda, devida alguma anormalidade como perda de geradores, alimentadores ou mesmo da rede externa.

Este procedimento é bastante usual devido à eficácia do mesmo e ao fato de que quase sempre há conectado ao sistema cargas de menor importância, as quais podem deixar de serem alimentadas na tentativa de manter os equipamentos mais importantes em funcionamento.

Nas grandes indústrias é comum deparar-se com sistemas de geração própria para diminuir a dependência da rede pública ou mesmo para geração em casos de emergência. Os geradores operam em paralelo com a rede, de forma que se ocorrer o blecaute da concessionária, eles passam automaticamente a assumir toda a carga, causando uma possível sobrecarga nos mesmos.

Para aliviar a sobrecarga, deve ser implantado um sistema de rejeição de cargas que identifica o blecaute e corta automaticamente todas as cargas excedentes, de forma que os geradores operem dentro de suas capacidades nominais.

A rejeição de carga pode ser utilizada para garantir a estabilidade do sistema elétrico não apenas na presença de geradores de indução, como também quando há geradores síncronos. Isto se deve ao fato de que este método atua basicamente nas conexões das cargas e não propriamente no sistema de geração.

Em geral os sistemas de rejeição de carga consistem basicamente em um conjunto de medições de potências ativa e reativa, dispositivos de manobras e unidades de processamento de informação. Dependendo da complexidade da malha elétrica do sistema a lógica de rejeição poderá ser mais complexa, envolvendo um maior número de equipamentos de medição e controle.

A lógica de rejeição deve possuir uma organização de cargas por nível de importância prioridade, o que consiste em associar cada carga a um número de ordem na lista de corte. No sistema de rejeição de cargas, deve ser determinada qual a quantidade ótima de carga a ser rejeitada, pois uma rejeição acima do necessário resultará em desligamento indevido de cargas e elevação da tensão e da frequência do sistema elétrico, e uma rejeição abaixo do necessário resultará em sobrecarga nos geradores e em queda da tensão e da frequência do sistema elétrico. Ambas as situações podem resultar em desconexão do gerador, e consequentemente num blecaute do sistema.

As cargas são rejeitadas em ordem decrescente de prioridade, de acordo com a sobrecarga calculada para a ilha formada, já considerando uma reserva de capacidade para que os geradores possam controlar a frequência nesta ilha.

Nesta seção o sistema teste será modificado com a inserção de cargas nos terminais de alta tensão, cargas principais e secundárias representando dois grupos de prioridades diferentes, e no terminal da rede externa, representando as demais cargas alimentadas pela rede como indústrias ou grandes consumidores, para poder realizar as rejeições adequadas. Todas as cargas foram consideradas de 2MW.

A situação de instabilidade considerada será a perda da alimentação pela rede externa, representado pela abertura do disjuntor que interliga a mesma ao terminal T-Rede no tempo $t = 1s$. Em uma primeira situação nenhuma carga será desconectada, Figura 7-20. No segundo caso será realizada a rejeição parcial removendo apenas as cargas referidas no exemplo como “Demais cargas”, Figura 7-21. Por último será

mantida apenas as cargas principais, ora com carga plena, Figura 7-22, ora com carga reduzida, exemplificando os casos de rejeição total e rejeição acima do necessário. O tempo para a desconexão das cargas assim que a alimentação via rede fosse perdida, foi considerado desprezível.

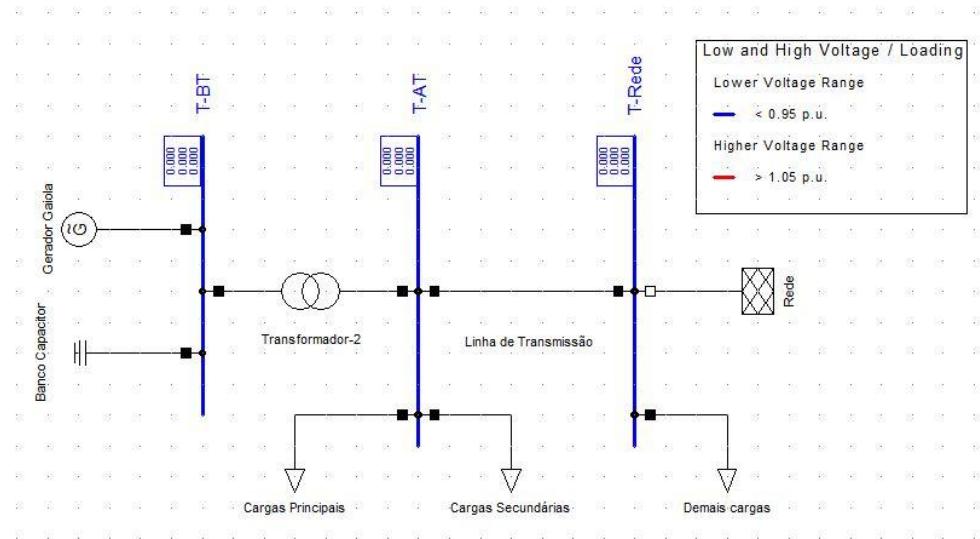


Figura 7-20 – Sistema teste com consideração de cargas. Não realizada rejeição de cargas.

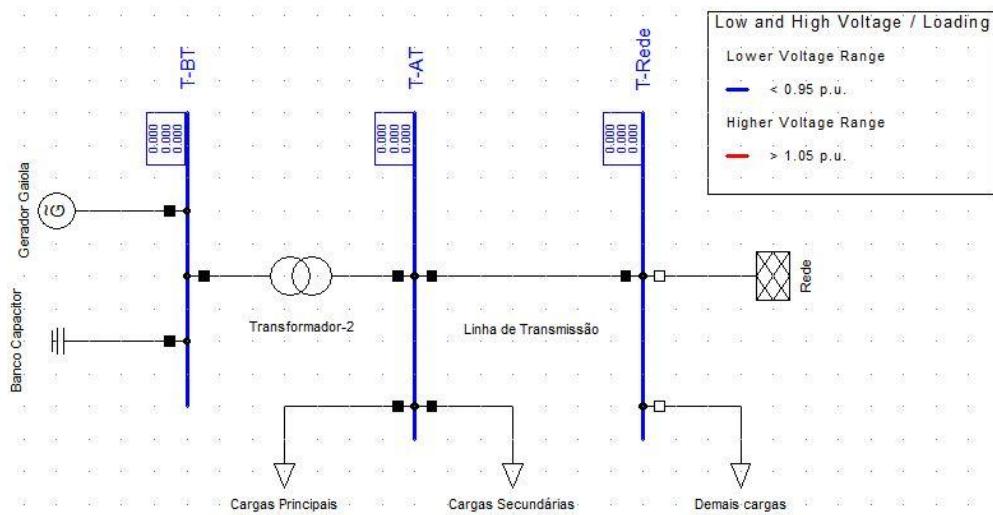


Figura 7-21 - Sistema teste com consideração de cargas. Rejeição parcial de cargas

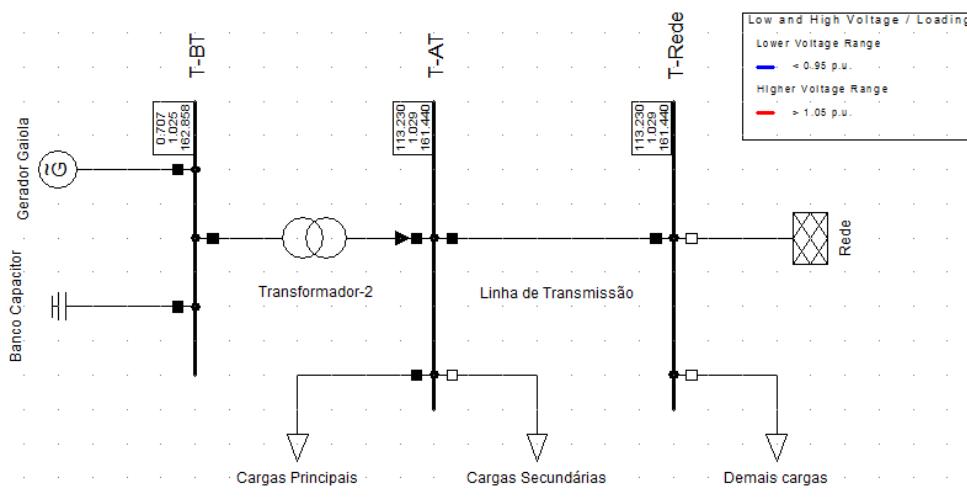


Figura 7-22 - Sistema teste com consideração de cargas. Rejeição total de cargas

Pode-se observar pelas figuras acima, que representam as situações dos disjuntores após as rejeições de cargas e nas quais também estão representadas as tensões nos terminais T-BT, T-AT e T-Rede, que apenas no caso da rejeição total o sistema consegue manter a estabilidade, quando as tensões continuam dentro dos valores adequados. Para melhor analisar a estabilidade do sistema teste, na Figura 7-23 são apresentadas as velocidades e tensões no terminal do gerador para os 4 casos acima comentados.

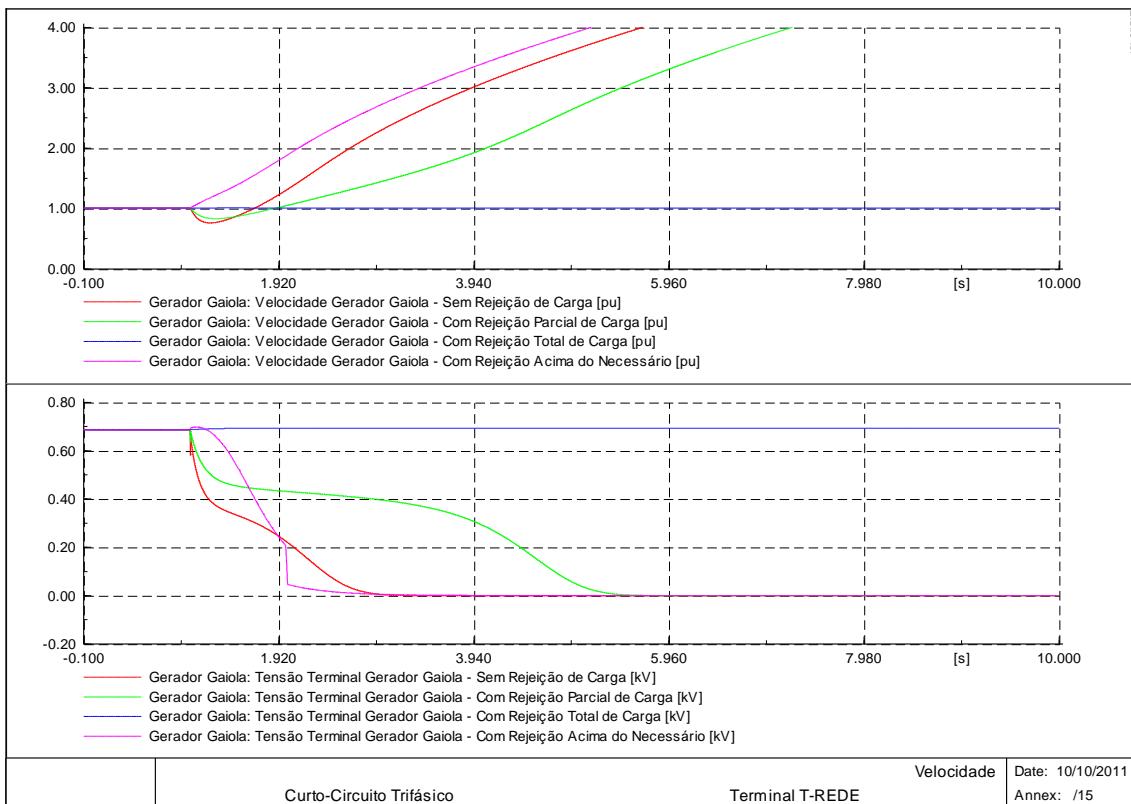


Figura 7-23 - Velocidade e tensão terminal para os casos de rejeição de cargas

Em todas as situações acima descritas, há a formação de uma ilha na qual o gerador assume a função de alimentar todo o sistema restante. Tanto no caso em que a rejeição de cargas não é efetuada, curva vermelha, quanto no caso em que é realizada a rejeição parcial das cargas, curva verde, o gerador tenta assumir uma carga maior que sua capacidade nominal.

Nestas situações, no instante inicial, após a perda da alimentação, o gerador tem uma pequena desaceleração devido à sobrecarga imposta ao mesmo, situação na qual o torque elétrico é maior que o mecânico. Após esse transitório, com o decaimento da tensão, visualizado no gráfico da Figura 7-23, a curva de torque elétrico altera-se, diminuindo como já demonstrado anteriormente, tornando-se menor que o torque mecânico. Consequentemente, a máquina passa a acelerar continuamente de modo a perder totalmente a estabilidade.

No caso em que a rejeição de carga é adequada, ou seja, as cargas restantes apresentam consumo condizente com o fornecimento de energia pelo gerador, a velocidade, bem como a tensão terminal, praticamente não se altera, como podem ser vistas nas curvas azuis da figura Figura 7-23.

A situação em que a rejeição de carga foi realizada acima do necessário, representada pelas curvas rosa, também caracterizou um cenário de instabilidade. Neste caso nota-se que ouve levemente uma elevação da tensão em relação ao valor de pré-falta, antes de ocorrer a instabilização do sistema, no entanto o torque mecânico, superior ao elétrico, acelerou a máquina continuamente.

Os exemplos acima demonstraram a importância de um bom sistema de rejeição de cargas. No caso de uma rejeição parcial ou acima do necessário o sistema perde a estabilidade, porém é possível adequar a demanda à geração disponível, através de medições e dispositivos para desconexão/transferência de carga, garantindo o fornecimento de potência ao maior número de cargas possíveis, considerando a prioridade das mesmas.

8. Estudo de caso

Neste capítulo será apresentado um breve estudo de caso, no qual algumas das técnicas apresentadas anteriormente serão aplicadas a um sistema elétrico modelado no programa *DigSILENT Power Factory v14.0*, com base em um sistema real.

A análise de sistemas elétricos bem como a otimização dos seus parâmetros com o auxílio de computadores digitais somente são eficientes se forem elaborados modelos bem ajustados à realidade física do sistema estudado.

Neste estudo de caso, o sistema elétrico modelado representará um consumidor com geração própria e sem conexão com a concessionária de energia, rede externa, como por exemplo, uma plataforma de petróleo. Compondo a produção de energia da unidade, tem-se a geração principal, realizada por geradores síncronos, sendo complementada por geração eólica, através de um conjunto de geradores de indução com o rotor gaiola de esquilo.

O diagrama que representa o sistema elétrico e o modelo elaborado no programa computacional são representados nas Figura 8-1 e Figura 8-2, respectivamente. Na Figura 8-2 é apresentado também o fluxo de carga, no qual se tem as potências ativas e reativas consumidas pelas cargas na condição de regime permanente, situação de equilíbrio, na qual todos os geradores estão em funcionamento, bem como as informações de amplitude e fase das tensões nas barras T1 a T6.

Os geradores principais estão conectados à barra T1, com tensão nominal de 13,8 kV, enquanto os geradores de indução estão conectados à barra T5, na qual o nível de tensão é 0,69 kV. Para os geradores de indução, os parâmetros considerados são os mesmos já apresentados nos capítulos anteriores. Os geradores de indução foram considerados fornecendo apenas 0,7MW de potência cada, sendo utilizadas 10 unidades em paralelo.

As informações quanto aos parâmetros utilizados para modelagem dos geradores síncronos, transformadores de potencial e linhas de interligação são apresentados nas Tabela 8-1 a Tabela 8-4. As demandas consideradas para as cargas são apresentadas na Tabela 8-5.

Tabela 8-1 – Parâmetros dos geradores síncronos

Nome	Potência Aparente [MVA]	Tensão Nominal [kV]	Reatância de saturação [pu]	Relação X/R
Gerador Principal	5,625	13,8	0,2	46,51163

Tabela 8-2 - Parâmetros dos transformadores de 2 enrolamentos

Nome	Potência Aparente [MVA]	Tensão Primário [kV]	Tensão Secundário [kV]	Ligaçāo Primário	Ligaçāo Secundário	Impedância [%]
TRAFO - T2 - T5	8	13,8	0,69	D	YN	6,5
TRAFO - T4 - T6	4	13,8	0,6	D	YN	6,5

Tabela 8-3 - Parâmetros dos transformadores de 3 enrolamentos

Nome	Potência Aparente [MVA]	Tensão Primário [kV]	Tensão Secundário [kV]	Tensão Terciário [kV]	Ligaçāo Primário	Ligaçāo Secundário	Ligaçāo Terciário	Impedância [%]
Transformador	10	13,8	0,69	0,44	D	YN	YN	5

Tabela 8-4 - Parâmetros das linhas de interligação

Nome	Tensão Nominal [kV]	Resistência [Ω/km]	Reatância [Ω/km]	Comprimento [km]
L - T1 - T3	13,8	0,108	0,11	9,2
L - T3 - T4	13,8	0,108	0,11	9,2
L-T1-T2	13,8	0,108	0,11	4,24

Tabela 8-5 - Demanda nominal das cargas

	Potência Ativa [MW]	Potência Reativa [Mvar]	Potência Aparente [MVA]
CARGA T1	1,700	1,275	2,125
CARGA T2	7,000	0,000	7,000
CARGA T3	1,700	1,275	2,125
CARGA T4	1,700	1,275	2,125
CARGA T6	1,700	1,275	2,125

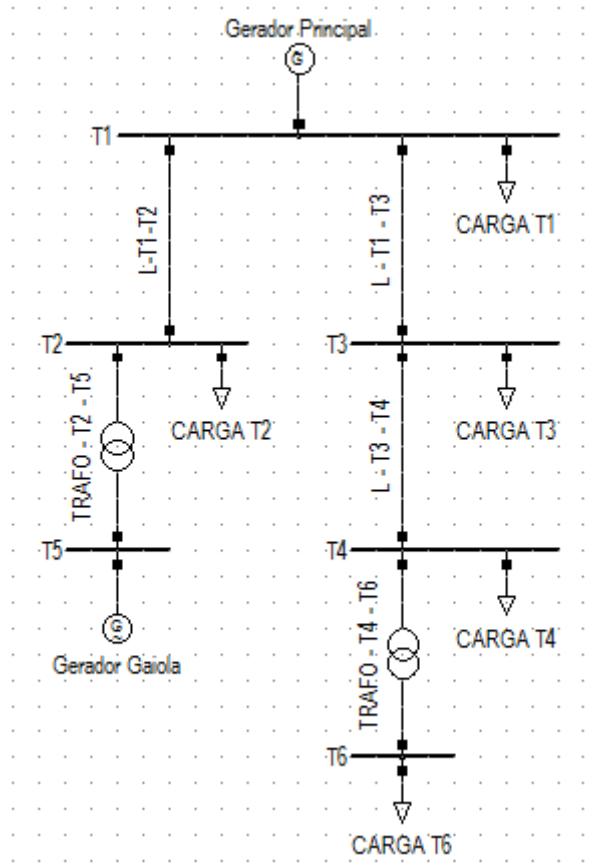


Figura 8-1 – Diagrama elétrico do sistema utilizado no estudo de caso

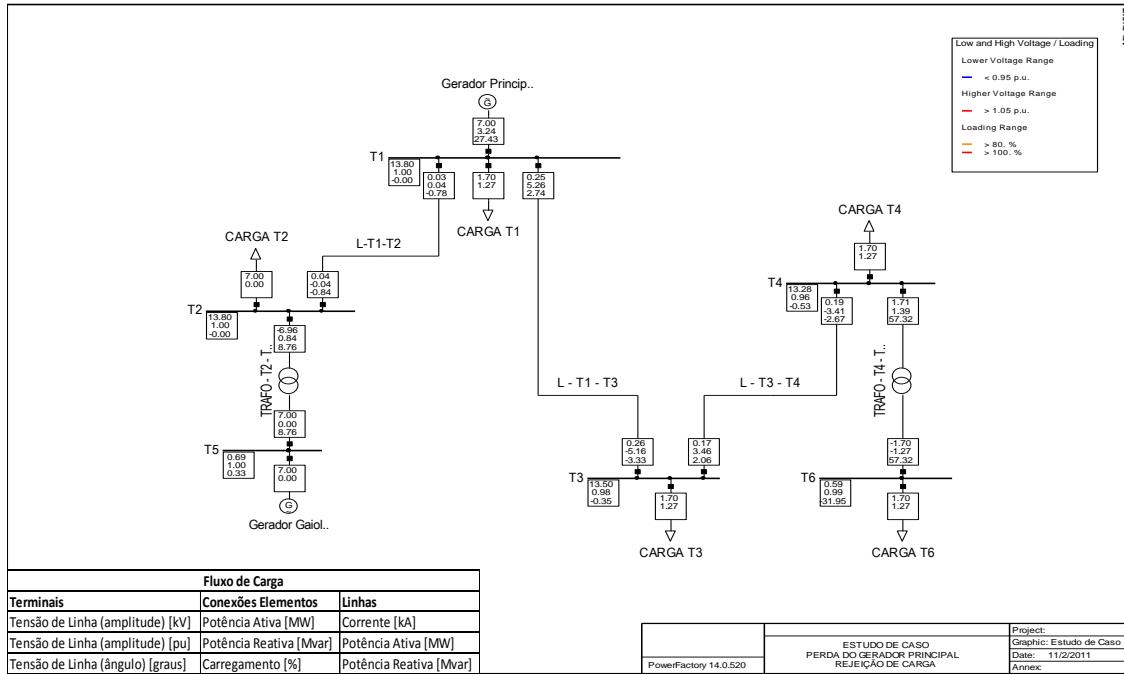


Figura 8-2 - Sistema elétrico modelado para estudo de caso e fluxo de carga

Pode-se observar pela Figura 8-2, que a potência fornecida pelos geradores assíncronos soma 7MW, conforme o estipulado enquanto os geradores síncronos produzem o restante necessário para atender a demanda.

Partindo da condição inicial apresentada na Figura 8-2, para este estudo de caso serão verificadas duas situações de anormalidades distintas, as quais levarão o sistema à instabilidade, sendo em seguida adotada uma técnica dentre as descritas anteriormente para solucionar o problema.

Em um primeiro caso o sistema será analisado após a perda dos geradores principais enquanto posteriormente será verificada a dinâmica frente a um curto-circuito.

8.1. Perda dos geradores principais

Em um primeiro momento, a fim de analisar a estabilidade do sistema, foi verificada primeiramente uma situação de perda da alimentação principal. Isto pode ter ocorrido devido um curto-circuito, atuação indevida dos dispositivos de proteção ou mesmo por algum motivo operacional. Esta situação será representada pela abertura do disjuntor conectado à barra T1 no instante $t = 5\text{ s}$.

A perda das unidades geradoras influênciaria diretamente nas tensões de algumas barras do sistema e na velocidade dos geradores de indução, que permaneceram fornecendo energia. Os principais resultados são expressos na Figura 8-3.

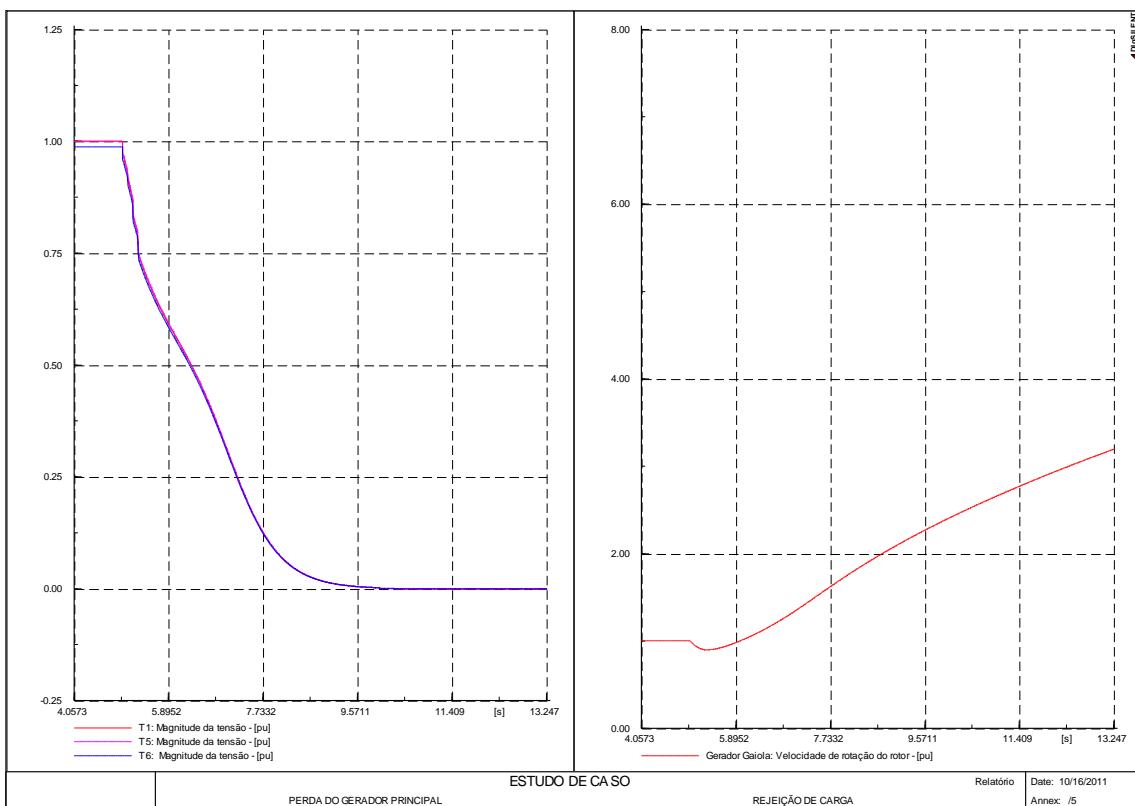


Figura 8-3 – Tensão terminal e velocidade quando da perda da geração principal

Foram representadas apenas as tensões para os terminais T1 e T5, já que nestes estão localizados os geradores principais e eólicos, respectivamente, e para o terminal T6, localizado mais distante das fontes de energia.

Neste caso, com a perda da geração principal, todas as cargas passam a ser alimentadas pelos geradores eólicos, cuja potência total é inferior à potência total demandada pelas cargas do sistema. Deste modo, há uma sobrecarga no sistema de geração que acarreta em uma leve desaceleração inicial do rotor dos geradores assíncronos acompanhado de queda na tensão em todas as barras do sistema. Visto a dependência do torque elétrico com a tensão terminal da máquina, a curva característica do gerador é alterada, decaindo dinamicamente conforme a tensão, de modo que o torque mecânico, superior ao torque elétrico nestas condições, proporciona continua aceleração do rotor da máquina, levando o sistema ao colapso de tensão.

Para tentar amenizar o problema da perda da geração principal, as cargas restantes devem ser ajustadas à capacidade de geração das máquinas que estão operação, no caso os geradores eólicos. Deste modo, é aconselhável adotar um sistema de rejeição de carga, conforme descrito no capítulo anterior deste trabalho, a fim de manter o fornecimento de energia para o máximo número de cargas possíveis.

Neste estudo de caso, algumas cargas serão totalmente desconectadas enquanto outras terão suas demandas reduzidas. As informações quanto às demandas das cargas após a adaptação do sistema através da rejeição de carga, bem como o instante em que as mesmas serão ajustadas, são detalhadas na Tabela 8-6.

Tabela 8-6 – Demanda das cargas após ajustes (rejeição de carga)

	Potência Ativa [MW]	Potência Reativa [Mvar]	Instante de ajuste [s]
CARGA T1	0,000	0,000	5,0
CARGA T2	7,000	0,000	5,0
CARGA T3	0,425	0,319	5,1
CARGA T4	0,425	0,319	5,2
CARGA T6	0,425	0,319	5,3

A partir das alterações nas demandas das cargas, após a detecção da contingência para os valores considerados conforme a tabela acima, a simulação transitória foi executada, e após o intervalo de 24 segundos foram aferidas as potências e as tensões terminais do sistema em estudo, sendo os resultados apresentados no diagrama da Figura 8-4.

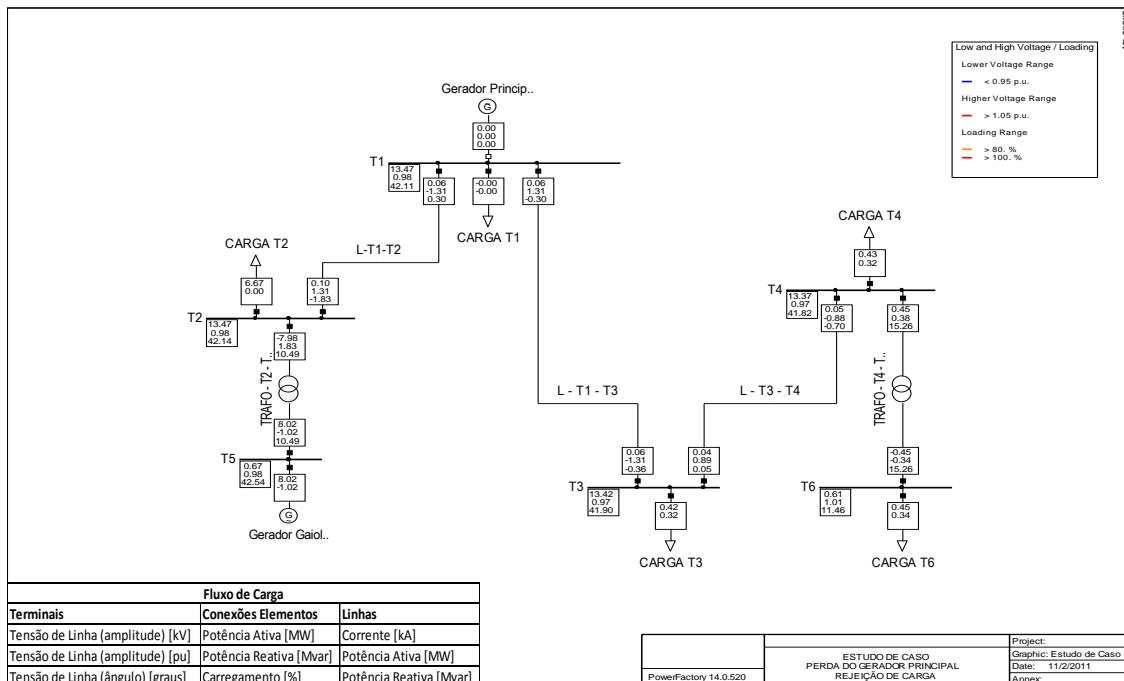


Figura 8-4 – Potências e tensões do sistema quando da rejeição de carga

Os disjuntores da geração principal foram abertos, assim como referente à carga T1, a qual foi integralmente desconectada, conforme visto na figura acima. As demais

demandas foram ajustadas para 25% de seus valores iniciais, embora na Figura 8-4 os resultados aferidos apresentarem uma pequena diferença dos ajustados, isto deve-se ao fato de que o sistema ainda não ter se equilibrado completamente. No entanto, com 24 segundos pode-se observar que o sistema elétrico apresenta os níveis de tensão entre o intervalo de $\pm 5\%$ do valor nominal.

As tensões nos terminais do sistema em estudo, bem como a velocidade de rotação do eixo dos geradores de indução, aferidas para o caso da perda dos geradores principais na presença do sistema de rejeição de cargas, são expressas na Figura 8-5.

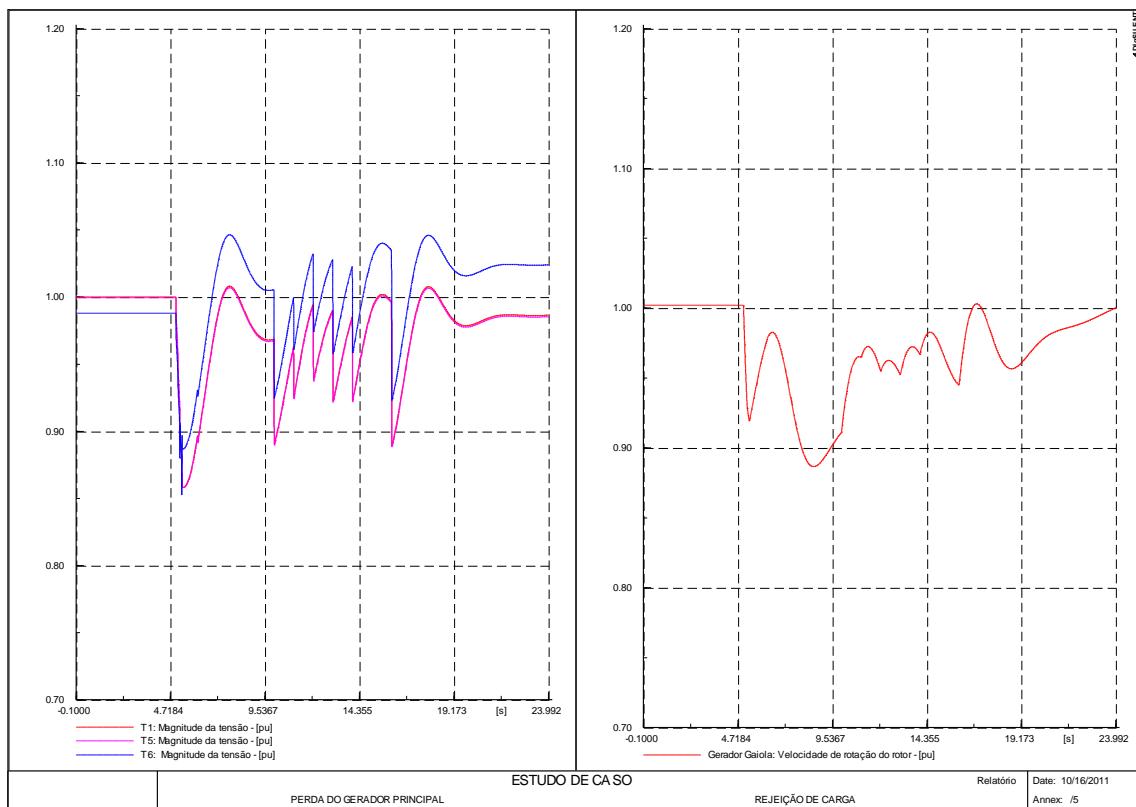


Figura 8-5 – Dinâmica da tensão e da velocidade quando da rejeição de carga

A diferença nos tempos de aberturas dos disjuntores e dispositivos seccionadores para seletividade das cargas, considerado de 100 ms, representam, além das diferenças entre os transitórios mecânicos dos equipamentos, os atrasos no sistema de comunicação e processamento das informações, inerentes aos sistemas.

Em diversos instantes o gerador tenta reacelerar, proporcionando um breve aumento da tensão, consequente do aumento do torque elétrico. Devido à relação entre o torque mecânico constante e o torque elétrico, ora superior ora inferior, o rotor está sujeito a acelerações e desacelerações momentâneas, de modo que a tensão oscila até estabilizar-se ou não. Neste caso, mesmo caminhando para valores diferentes da

situação de pré-falta, já que o sistema elétrico foi alterado, o sistema é considerado estável.

Assim conclui-se que operando com carga reduzida, através de uma rejeição de carga adequada para a situação, o sistema consegue manter-se em funcionamento com as variáveis de interesse dentro de limites satisfatórios.

8.2. Curto-circuito

Outra situação considerada neste estudo de caso é a situação de ocorrência de um curto circuito trifásico, com impedância de falta desprezível, sobre o terminal T3, no instante $t = 10s$. Neste caso, todas as fontes de geração permanecerão conectadas e as cargas não sofrerão alterações.

O resultado da aplicação de um curto-circuito de duração 0,5 segundos é apresentado na Figura 8-6 pelo diagrama de tensões e fluxo de carga do sistema, e na Figura 8-7, pelo transitório das tensões e da velocidade dos geradores de indução.

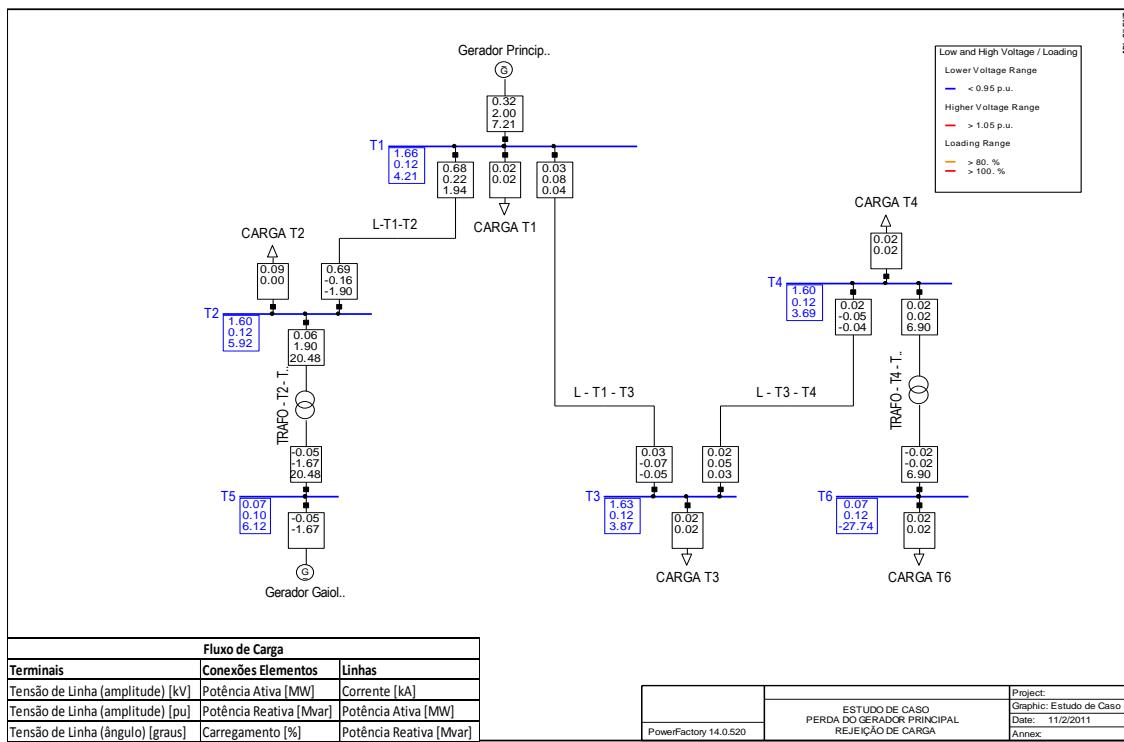


Figura 8-6 – Sistema utilizado no estudo de caso após ocorrência de um curto-circuito resultando em colapso de tensão

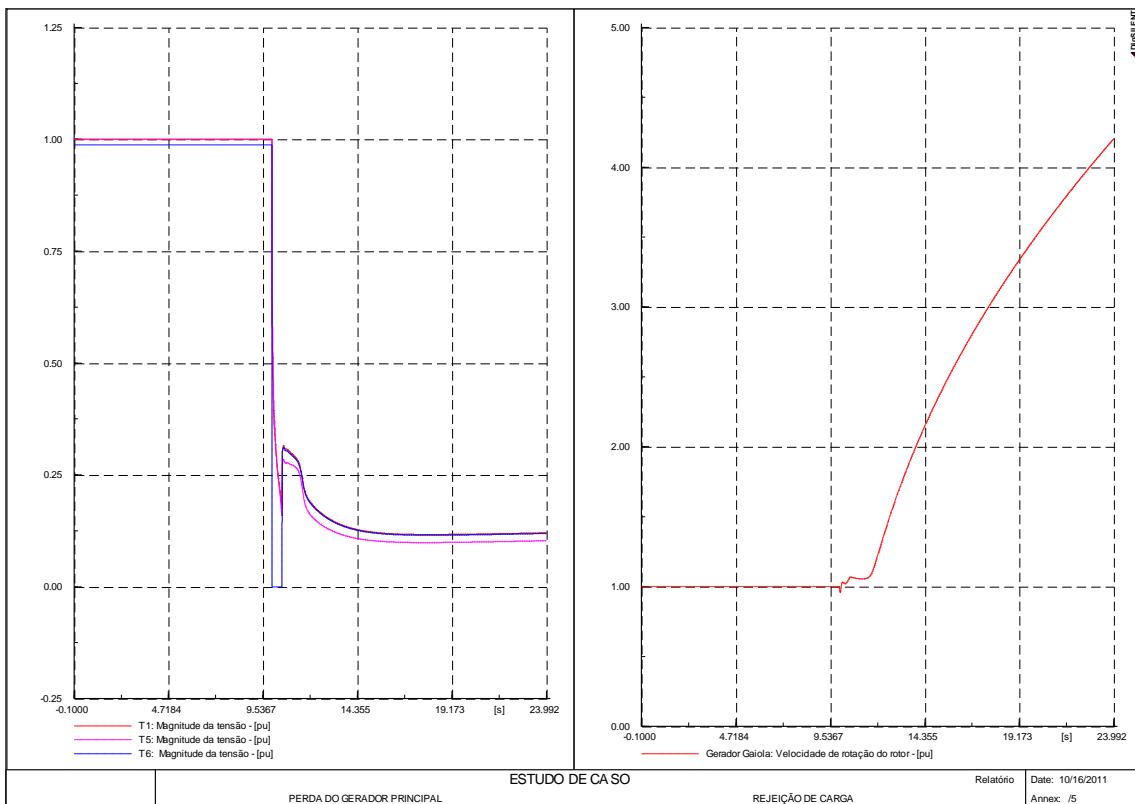


Figura 8-7 – Dinâmica da tensão e velocidade quando da ocorrência de um curto-círcuito

Pode-se verificar a partir das figuras acima que para o curto-círcuito com duração 0,5 segundos as tensões do sistema caem consideravelmente, o que sensibilizará as proteções e possivelmente resultará em um colapso de tensão. Com a tensão terminal muito abaixo do valor nominal, novamente é verificada a contínua aceleração do rotor da máquina, já que o torque elétrico que depende quadraticamente desta variável torna-se inferior ao torque mecânico.

Dentre as soluções apresentadas no capítulo anterior, a variação do torque mecânico imposto ao gerador com rotor gaiola de esquilo será considerada, pois se trata de uma alternativa muito usual, apresentando além de eficácia, grande versatilidade na operação.

Neste estudo de caso, o torque mecânico imposto à máquina será decrementado, para 20% do valor nominal, quando da ocorrência da falta e após a eliminação da mesma, o torque mecânico será paulatinamente incrementado até retornar ao seu valor nominal. O resultado da aplicação de um curto-círcuito com o dobro da duração do curto anterior, ou seja, 1 segundo, é apresentado na Figura 8-8.

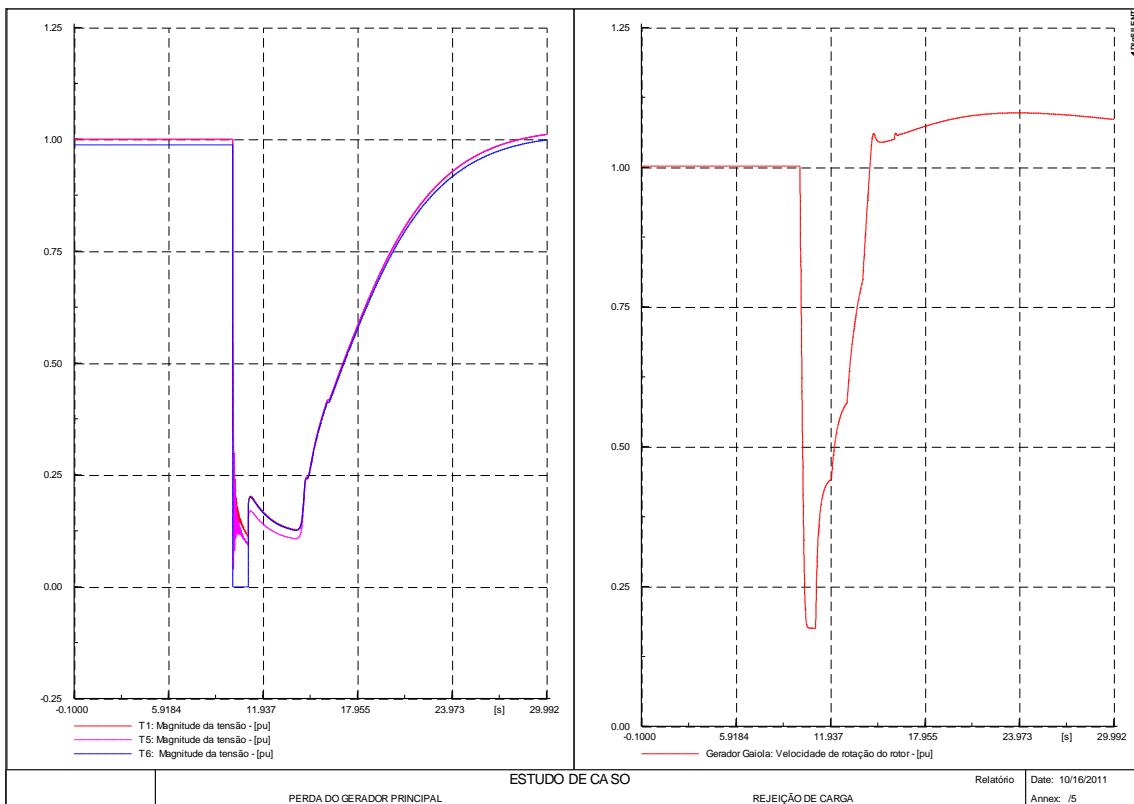


Figura 8-8 – Dinâmica da tensão e velocidade considerando o ajuste de torque mecânico

Pode-se observar, que mesmo para um curto de duração 1 segundo, se utilizado um ajuste adequado do torque mecânico é possível obter um sistema estável, com as grandezas de interesse, demonstradas na Figura 8-8, voltando aos valores de pré-falta. Após a eliminação da falta, e com o incremento do torque mecânico, a máquina passa a acelerar. Como a tensão inicialmente ainda encontra-se em valores baixos, o torque mecânico não pode ser incrementado muito rapidamente, pois caso isto ocorra, o gerador pode acelerar demais e ultrapassar o limite de estabilidade. Sendo assim, o torque mecânico deve ser restaurado na medida em que a tensão for restabelecida.

Cerca de 10 segundos após a ocorrência do curto circuito, o sistema apresenta em seus terminais, níveis de tensões superiores a 75 % dos valores nominais. Apesar deste intervalo ser superior ao valor de 1,5 segundos apresentado no capítulo 2, este último trata-se de um valor recomendado para conexão de grandes parques geradores à rede externa. Neste caso, como se trata de um consumidor independente, deve-se analisar detalhadamente a influência deste transitório.

Para efetivamente realizar um estudo adequado de estabilidade de um sistema elétrico é preciso considerar todas as proteções bem como as características das mesmas,

níveis de ativação e tempo de atuação, e também das cargas modeladas, já que estes parâmetros influenciam diretamente na dinâmica do sistema.

Neste estudo, visto o caráter didático do mesmo, cabe ressaltar que foram analisadas apenas as grandezas de tensão nos terminais do sistema e a velocidade dos geradores de indução, admitindo que os níveis de corrente sejam suportados por todos os equipamentos, sem que haja necessidade de desconexão dos equipamentos. Sendo assim, como as variáveis de interesse retornam aos valores de pré-falta, o sistema consegue manter-se estável.

8.2.1. Gerador bobinado

Por último, para ressaltar a vantagem na utilização dos geradores com rotor bobinado, para a estabilidade da tensão, em relação aos geradores com rotor gaiola de esquilo, o sistema elétrico do estudo de caso foi levemente modificado, sendo realizada a adequação da tecnologia utilizada para geração eólica. Todas as cargas, linhas e demais geradores foram mantidos inalterados.

O diagrama do sistema elétrico que será utilizado neste caso é apresentado na Figura 8-9. Nesta é apresentado também o fluxo de carga em operação normal, regime permanente, e os níveis de tensão nos barramentos nesta condição.

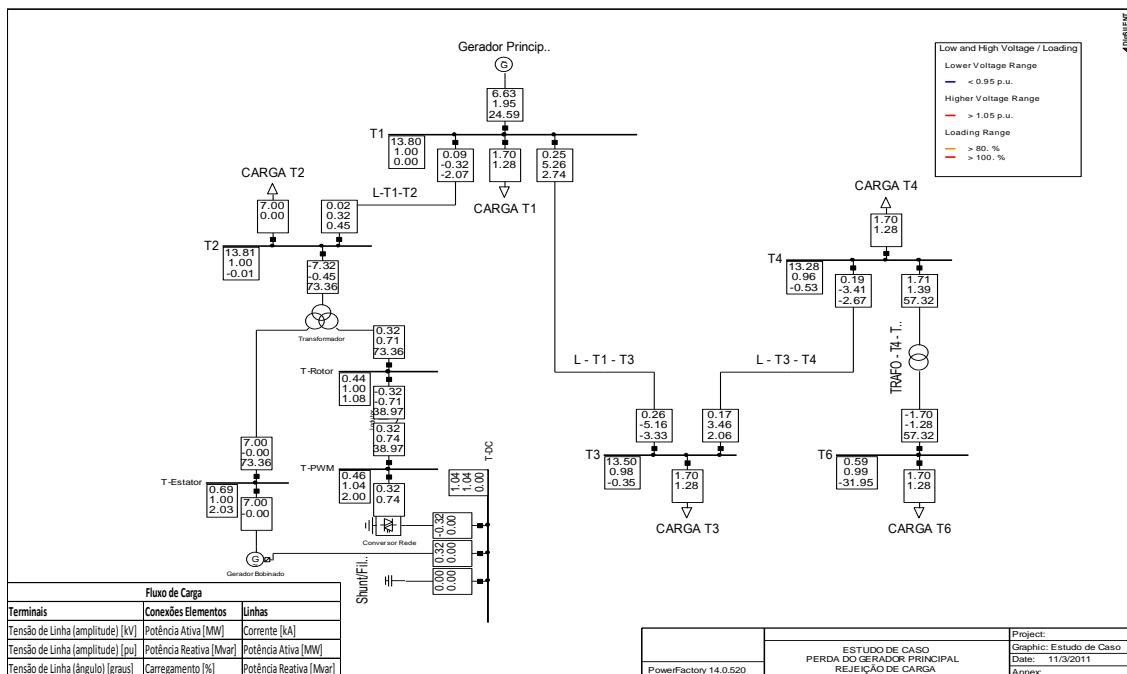


Figura 8-9 – Sistema elétrico utilizado para estudo de caso na presença de gerador bobinado

Pelo fluxo de carga aferido, pode-se verificar que os níveis de tensão encontram-se dentro dos limites de $\pm 5\%$, conforme apresentado na legenda de cores. As potências estipuladas para os geradores de indução neste caso são fixas apenas para os estatores, nas quais novamente são consideradas 0,7 MW. Os fluxos de potências no terminal dos rotores são variáveis conforme as condições operacionais do sistema, acompanhando as tensões terminais e as velocidades de rotações dos mesmos.

No diagrama da Figura 8-9 pode-se observar que a potência ativa fornecida pelo conjunto de geradores assíncrono é de 7,32 MW e 0,45Mvar, verificada no primário do transformador. A diferença entre a potência ativa produzida pelo conjunto de geradores de indução com rotor bobinado em relação aos que possuíam o rotor gaiola de esquilo, 7 MW no total, deve-se a conexão elétrica do sistema com o terminal do rotor, sendo que esta pode ser controlada conveniente para obter um melhor ponto de operação.

Além de proporcionar um incremento na geração de potência, a estabilidade dos geradores de indução com rotor em anéis pode ser aprimorada. Para representar estas melhorias, assim como no caso anterior, será simulado um curto circuito com duração de 1 segundo, trifásico e com impedância de falta nula, ocorrendo no terminal T3. Não será considerada nenhuma variação no torque mecânico deste gerador.

Os resultados das variações de tensão nos terminais T1, T5 e T6, e a velocidade do eixo dos geradores de indução são apresentados na Figura 8-10.

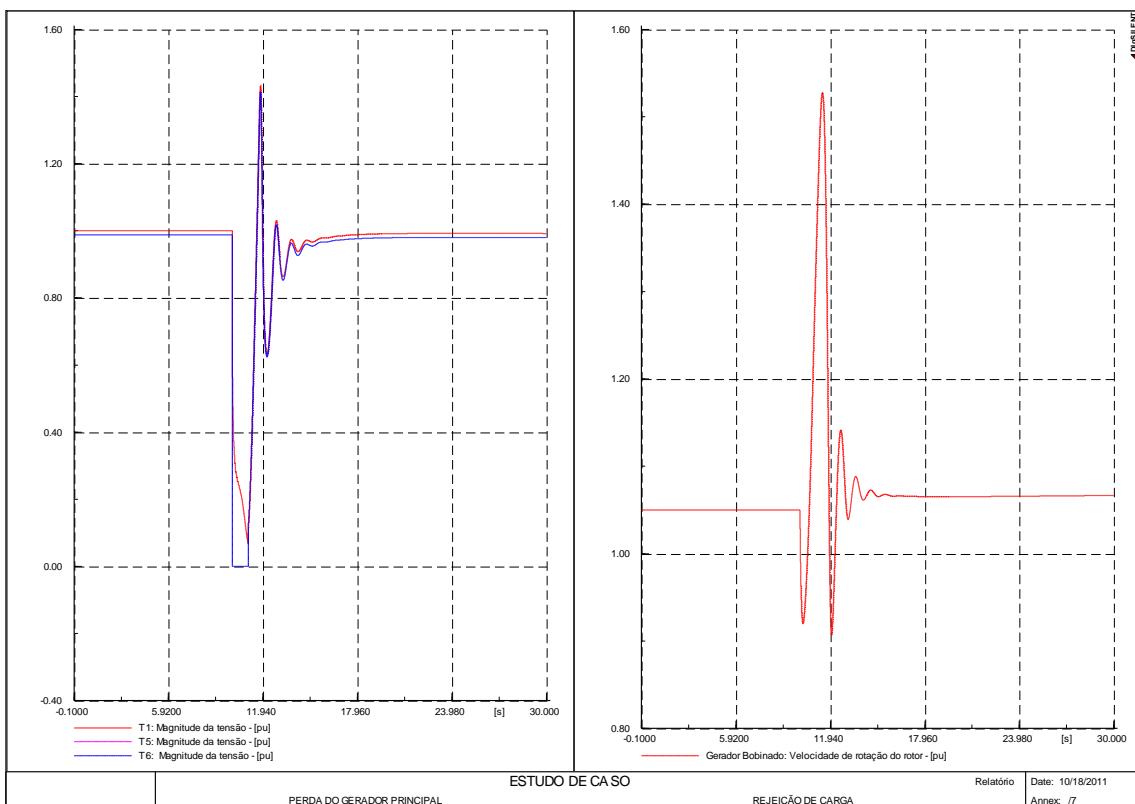


Figura 8-10 – Dinâmica da tensão e velocidade para gerador bobinado quando da ocorrência de um curto-círcuito

A troca da tecnologia de geração, rotor gaiola de esquilo por rotor bobinado, como verificado pela figura acima, faz com que a estabilidade do sistema melhore significativamente. Pode-se notar que, mesmo sem utilizar as técnicas para o aumento de estabilidade, tanto as tensões quanto a velocidade conseguem retornar para valores satisfatórios num período de tempo bem pequeno, devido à atuação dos controladores associados aos conversores eletrônicos acoplados ao rotor da máquina.

Cabe ressaltar que ocorreu um pico de tensão logo após a eliminação da falta, e apesar da curta duração, isto deve ser verificado a fim de não danificar cargas sensíveis. O mesmo é válido para a velocidade, a qual também apresentou um pico elevado, cerca de 150% do valor nominal, no mesmo período.

As correntes aferidas nos terminais dos geradores bobinados, são variáveis que também devem ser analisadas principalmente no caso desta tecnologia de geração, já que há conversores eletrônicos acoplados ao circuito de rotor. Estas são apresentadas na Figura 8-11.

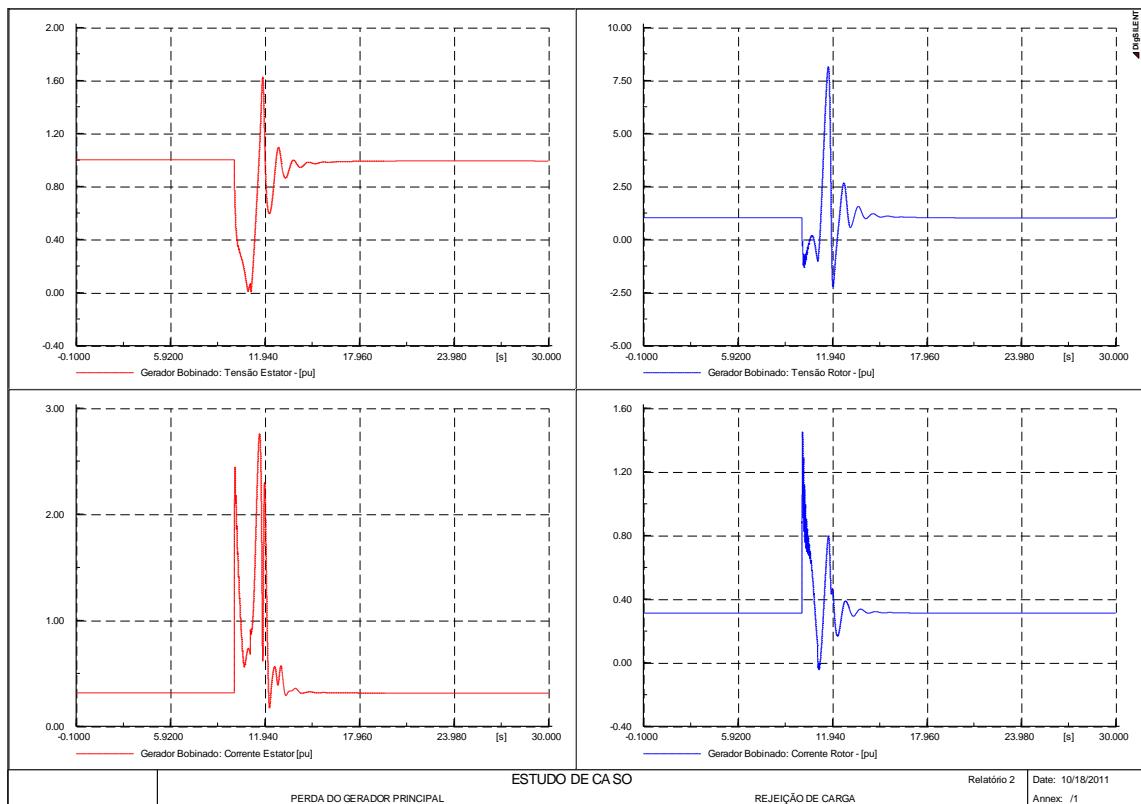


Figura 8-11 – Tensões e correntes nos terminais do gerador duplamente alimentado

Em todas as variáveis apresentadas na figura acima, pode-se notar que ocorreram alguns picos e posteriormente a estabilização. As tensões em ambos os terminais tiveram um afundamento durante o curto-círcuito e após a eliminação do mesmo apresentam um pico. Já as correntes presenciaram picos tanto quando da ocorrência do curto-círcuito quanto da eliminação do mesmo.

Apesar da estabilização do sistema em relação à tensão e à velocidade, novamente ressalta-se que para um estudo completo e adequado, todas as proteções das cargas, geradores e demais componentes do sistema devem ser consideradas, bem como a influências das principais grandezas, tensões, correntes e frequência, devem ser avaliadas sobre as cargas.

9. Conclusões

Com a expansão da energia eólica, os geradores de indução vêm se popularizando e atingindo potências cada vez mais elevadas. A significativa presença das máquinas assíncronas nos sistemas elétricos de potência as torna relevantes para os estudos de estabilidade, principalmente quando da sua operação como geradores.

Para considerar os efeitos transitórios avaliados na análise de estabilidade dos sistemas elétricos de potência, é necessário utilizar um modelo dinâmico dos componentes constituintes do mesmo. Assim, o estudo dos sistemas elétricos de potência na presença de máquinas assíncronas, requer um modelo dinâmico da máquina de indução.

Com tal intuito, inicialmente, foi obtido o modelo em regime permanente para o gerador de indução com o rotor bobinado, já que o gerador com rotor em gaiola de esquilo trata-se de uma particularização do modelo deste. De posse do modelo em regime permanente, foram determinadas as potências associadas à operação das máquinas assíncronas, aferindo também o equacionamento do torque elétrico destas.

Foi possível então obter a curva que relaciona o torque elétrico com a velocidade do rotor, desenvolvida para com base na convenção de sentidos das correntes para a operação como gerador, sendo o torque positivo nesta condição operacional. Esta curva foi bastante utilizada ao longo de todo o trabalho para descrever os limites de estabilidade desta máquina.

Posteriormente determinou-se o modelo dinâmico de terceira ordem do gerador de indução bobinado, representado para o sistema de coordenadas dq . Este modelo é constituído de duas equações diferenciais para as grandezas do rotor, sendo a dinâmica do estator desprezada, completado então, pela equação dinâmica referente à mecânica da máquina.

O programa computacional *DigSILENT Power Factory v14.0* possui em sua base de dados modelos de equipamentos utilizados para elaboração de simulações transitórias, incluindo um modelo da máquina de indução similar ao modelo dinâmico de terceira ordem descrito neste trabalho. Dessa forma optou-se pela utilização do programa citado anteriormente para obtenção da resposta dinâmica dos geradores estudados.

Foram elaborados dois sistemas teste similares, um para o gerador com rotor em gaiola e outro para o gerador bobinado, sendo apresentadas breves descrições dos demais equipamentos que compõe o sistema elétrico, conforme a documentação de referência disponibilizada pelo fabricante do programa *DigSILENT*.

Nos sistemas testes foram analisadas diversas situações de anormalidades. Para uma mesma situação de curto-círcuito considerada, falta franca ao terra, trifásica, ocorrendo no terminal da rede externa e com duração de 200ms, para o sistema teste na presença do gerador com rotor em gaiola notou-se uma situação de instabilidade, enquanto o sistema teste na presença do gerador bobinado mostrou-se capaz de retornar a sua condição operativa de pré-falta.

Esta diferença entre as dinâmicas dos dois sistemas deve-se à possibilidade de controle da alimentação do terminal do rotor, no caso da máquina com o rotor bobinado. Enquanto os geradores de indução com o rotor gaiola de esquilo apresentaram consumo de reativos tanto durante o curto circuito, quanto durante o processo restabelecimento do sistema, os geradores de indução duplamente alimentados consomem potência reativa apenas quando o sistema está se restabelecendo. Como o fluxo de potência no terminal do estator pode ser controlado a partir da variação da amplitude, fase ou mesmo frequência da alimentação do rotor, o sistema pode se manter estável sem que haja necessidade de ações externas.

A estabilidade da máquina com o rotor em gaiola também está relacionada com a velocidade do rotor. A aceleração contínua deste, nos casos de afundamentos de tensão, pode trazer problemas estruturais à máquina, devendo esta ser desconectada. Para o gerador de indução duplamente alimentado, entretanto, a amplitude das correntes e tensões aferidas nos terminais do rotor, no qual estão acoplados os conversores eletrônicos de potência, componentes sensíveis, é o fator limitante para estabilidade. A velocidade neste caso pode ser controlada conforme a atuação dos próprios conversores.

Como soluções para obter o aumento da margem de estabilidade, foram apresentadas algumas das principais técnicas utilizadas na literatura. Para as máquinas de indução com rotor gaiola de esquilo, foram apresentadas algumas sugestões como o controle do torque mecânico, variação dos parâmetros elétricos e reforço do sistema elétrico de potência utilizando compensadores de reativos. Já para os geradores bobinados foi apresentada basicamente a técnica de inserção de resistência no circuito do rotor, *crowbar*, a fim de amenizar os picos das grandezas, corrente e tensão, relacionadas a

este terminal. A técnica de rejeição de carga, que serve para estabilização não só de geradores de indução como também para os geradores síncronos, também foi detalhada e exemplificada.

Concluindo esse trabalho, foi elaborado um breve estudo de caso, considerando um sistema isolado da rede externa, composto por um grupo principal de geradores síncronos e outro de máquinas de indução utilizadas para geração eólica. Faziam parte dos sistemas cargas e algumas linhas de interligação entre as barras, cujo nível de tensão era 13,8 KV. Para este estudo de caso foi analisado, além da situação de curto-circuito, o evento de perda total da geração principal. Estas duas situações foram apresentadas para os geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo, sendo em cada caso sugerido uma solução para manter a estabilidade. Para o caso de curto-circuito, na condição operacional base, foi demonstrado que o gerador com rotor em gaiola de esquilo perdia a estabilidade quando da ocorrência de um curto-círcito com duração de 500ms.

Quando considerado uma redução do torque mecânico do gerador durante a perturbação e posterior readequação de seu valor nominal para retornar à operação inicial, mesmo para um curto de duração igual a 1 segundo, foi verificado que o sistema não perdeu a estabilidade. Quando da ocorrência de um curto-círcito também de duração igual a 1 segundo, foi verificada que a troca da tecnologia de geração, de geradores com rotor gaiola de esquilo para geradores com rotor bobinado, garantia a estabilidade do sistema.

Para o caso da perda da geração principal no estudo de teste, foi considerado o sistema de rejeição de cargas, já que neste caso, no período de estudo de interesse, não ouve a restauração da geração perdida. Assim, a melhor situação apresentada para restaurar a estabilidade é a adequação das cargas.

Para dar continuidade a esse trabalho seria interessante aprofundar os estudos em uma das técnicas de aumento de estabilidade demonstrada, buscando determinar as técnicas de controle que melhor se adéquam as necessidades dos sistemas, considerando tanto os possíveis sinais de referência quanto o ponto de operação ideal, para as possíveis situações de instabilidade.

Sugere-se a também efetuar um comparativo entre os dois tipos de geradores de indução, não somente em função da estabilidade dos mesmos, mas considerando também os custos e benefícios de cada alternativa, determinando a viabilidade de cada uma delas, conforme a situação considerada.

10. Bibliografia

- [1] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. V. Custom, V. Vittal, “*Definition and Classification of Power System Stability*”, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE Transactions on Power Systems, Agosto de 2004.
- [2] L. Rouco, F. Fernández-Bernal, J. L. Zamora, P. García-González, “*Comparison of the Dynamic Response of Wind Power Generators of Different Technologies in Case of Voltage Dips*”, Cigré - Paris, Universidad Pontificia Comillas, Espanha, 2006.
- [3] M. Martins, “*Voltage Stability Issues Related to Implement of Large Wind Farms*”, Chalmers University of Technology, Göteborg, Suécia 2006
- [4] O. Samuelsson, S. Lindahl, “*On Speed Stability*”, IEEE Transactions on Power Systems, Maio de 2005.
- [5] I. Erlich,W. Winter, A. Dittrich, “*Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System*”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Outubro de 2006
- [6] R. Gaspareto, R. Reginatto, “Refinamentos dos Modelos do Gerador de Indução”, UFRGS, Maio de 2006.
- [7] R. Reginatto, “Modelagem do Motor de Indução”, UFRGS, Fevereiro de 2006
- [8] B. de Almeida, “Modelagem do Motor de Indução em Estudos de Estabilidade de Tensão”, São Carlos, EESC/USP, Dezembro de 2010.
- [9] P. Ledesma, J. Usaola, “*Doubly Fed Induction Generator Model for Transient Stability Analysis*” IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 20, Junho de 2005.
- [10] N. A. Hidayatullah, Z. J. Paracha, A. Kalam, “*Impact of Distributed Generation on Smart Grid Transient Stability*” Smart Grid and Renewable Energy, Maio de 2011.
- [11] C. Liu, Y. Hsu, “*Effect of Rotor Excitation Voltage on Steady-State Stability and Maximum Output Power of a Doubly Fed Induction Generator*”, IEEE

Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, Abril de 2011.

- [12] D. P. Gonzaga, "Notas de Aula em Motor de indução Trifásico" São Carlos, EESC/USP, Março de 2003.
- [13] B. Rabelo, W. Hofmann, "*Power Flow Optimization and Grid Integration of Wind Turbines with the Doubly-Fed Induction Generator*" IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2005.
- [14] Souza A C Z, Leme R. C, Lopes I. L, Bezerra P, Cesar P. "Modelagem de Geradores Eólicos Duplamente Alimentados e seus efeitos na Análise de Curto Circuito" Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Julho de 2006
- [15] Catálogo de cabos de alumínio, "Cabos de Alumínio nu – CA (Série KCMIL)", disponível em www.nexans.com.br, acessado em 15/08/2011.
- [16] Holdsworth L, Wu X. G, Ekanayake J. B, Jenkins N. "*Comparison of Fixed Speed and Doubly-Fed Induction Wind Turbines During Power System Disturbances*", IEE Proceedings 2003
- [17] A. D. Hansen, C. Jauch, P. Sorensen, F Iov, F Blaabjerg, "*Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DlgSILENT*", Riso National Laboratory, Roskilde, Dezembro de 2003.
- [18] M. B. C. Salles, K. Hameyer, J. R. Cardoso, A. P. Grilo, C. Rahmann, "*Crowbar System in Doubly Fed Induction Wind Generators*", Energies Open Access Journal, Abril de 2010.
- [19] V. Akhmatov, H. Knudsen, A. H. Nielsen, J. K. Pedersen, N. K. Poulsen, "*Modelling and Transient Stability of Large Wind Farms*", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 25, Fevereiro de 2003.
- [20] X. Zang, Q. Li, S. Yang, Z. Xie, C. Renxian, "*Response and Protection of DFIG System under Grid Fault*", School of Electric Engineering and Automation, Hefei University of Technology, Hefei, China, 2010
- [21] M. H. Ali, B. Wu. "*Comparison Among Stabilization Methods of Fixed-Speed Wind Generator System*", Energy Conversion Congress and Exposition, Novembro de 2009.

APÊNDICE I – REPRESENTAÇÃO DAS GRANDEZAS ENTRE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE TRANSFORMADORES E MÁQUINAS ROTATIVAS

A máquina de indução apresenta funcionamento similar a um transformador de potencial, porém com o secundário em movimento, no caso o rotor. Deste modo, o circuito da máquina pode ser entendido com o estudo dos transformadores, juntamente com as equações que regem seu comportamento.

A Figura I-1 representa um transformador ideal, cujo fluxo produzido pelo enrolamento primário é concatenado no material ferromagnético em que as bobinas estão envolvendo, amenizando as perdas por dispersão.

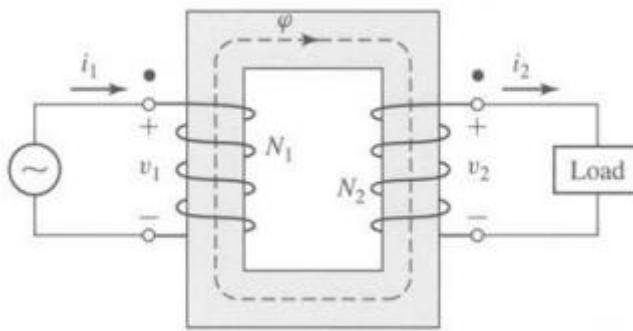


Figura I-1 - Transformador ideal

As tensões v_1 e v_2 são definidas em relação ao fluxo e ao número de espiras de cada enrolamento conforme a equação:

$$v = N \frac{d\phi}{dt} \quad (1)$$

Como o fluxo que atravessa ambos os enrolamentos é conduzido pelo núcleo do transformador, a derivada do fluxo é igual para as duas tensões sendo assim tem-se a relação:

$$\frac{d\phi}{dt} = \frac{v_1}{N_1} = \frac{v_2}{N_2} \quad (2)$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (3)$$

Logo, considerando o transformador ideal, ou seja, não há perdas nos enrolamentos, nem dispersão de fluxo, assim a potência do primário é igual a do secundário.

$$P = VI \quad (4)$$

$$P_1 = v_1 i_1 = v_2 i_2 \quad (5)$$

Da equação acima se pode aferir as relações de corrente:

$$i_1 = \frac{v_2 i_2}{v_1} = \frac{N_2}{N_1} i_2 \quad (6)$$

Como o desejado é representar as impedâncias do secundário para o primário, está pode ser representada como:

$$Z_1 = \frac{V_1}{I_1} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \frac{V_2}{I_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 Z_2 \quad (7)$$

Sendo assim uma impedância do secundário é referida ao primário multiplicando-a pela relação de espiras ao quadrado, sendo o número de espiras do enrolamento primário o numerador e o número de espiras do secundário o denominador.

Bibliografia

- [1] Fitzgerald A. E., Kingsley C. Jr, Umans S. D – “Electric Machinery” - Mc Graw-Hill Higher Education, 6Th Editions, 2003.

APÊNDICE II – TRANSFORMAÇÃO DE COORDENADAS

É comum adotar-se na literatura a mudança de coordenadas a fim de simplificar as variáveis em análises sem que haja perda de informação. Os sistemas de coordenadas mais utilizados para representação de grandezas de máquinas rotativas é o sistema abc , no qual se tem em cada eixo uma das fases da corrente ou tensão. Em um sistema equilibrado, tais fases possuem uma defasagem de 120° enquanto o módulo continua o mesmo.

Com a transformação de coordenadas este sistema de três eixos pode-se ser representado por outro equivalente com apenas dois eixos ortogonais. Como no caso das máquinas rotativas o sistema de coordenadas é considerado girante com velocidade igual à velocidade síncrona, o novo sistema de coordenadas também irá girar nesta velocidade.

Na Figura II-1 se tem representados os sistemas de coordenadas utilizados para as máquinas com eixos girantes.

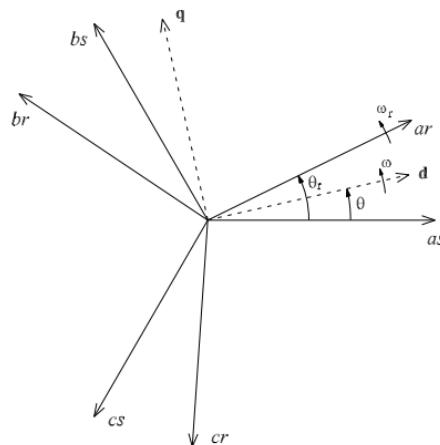


Figura II-1- Sistemas de coordenadas

O sistema formado pelos eixos as , bs e cs é considerado estacionário e denominado de $abcs$. Já o sistema $abcr$ é girante em relação ao sistema estacionário e apresenta velocidade angular ω_r . Completando a figura tem-se o sistema dq , cujos eixos são ortogonais e não defasados em 120° como os demais, e também apresenta uma rotação, porém com velocidade ω_s em relação ao referencial estacionário.

A partir da Figura II-1 podem-se estabelecer relações entre os eixos dos diversos sistemas de coordenadas. Deste modo, considerando o vetor f_{abcs} composto pelas

variáveis f_{as} , f_{bs} e f_{cs} pertencentes ao sistema de coordenadas $abcs$, este pode ser referenciado ao sistema dq conforme a seguinte transformação:

$$f_{abcs} = \begin{bmatrix} f_{as} \\ f_{bs} \\ f_{cs} \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} f_{ds} \\ f_{qs} \\ \gamma \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ m & m & m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{as} \\ f_{bs} \\ f_{cs} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Como o sistema de coordenadas dq é bifásico, é necessária a inclusão de uma nova variável γ para relacioná-lo ao sistema original, permitindo assim a obtenção da matriz de transformação invertível, sendo m uma constante qualquer, a qual não afetará os resultados.

Assim como vetores inicialmente definidos no sistema de coordenadas $abcs$ podem ser representados no sistema dq através da equação (3), vetores no sistema dq podem ser referidos ao sistema $abcs$ invertendo o equacionamento abaixo e chegando em (4).

$$f_{dqys} = K_s f_{abcs} \quad (3)$$

$$f_{abcs} = K_s^{-1} f_{dqys} \quad (4)$$

Onde K_s é a matriz considerada na equação (2) e K_s^{-1} é dada por:

$$K_s^{-1} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & \frac{1}{2m} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{2m} \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{2m} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Assim, tem-se definida as duas matrizes de transformação entre os sistemas $abcs$ e dq . Quanto ao sistema girante $abcr$, este também pode ser caracterizado no sistema bifásico conforme a seguinte transformação:

$$\begin{bmatrix} f_{dr} \\ f_{qr} \\ \beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta_r) & \cos\left(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta - \theta_r) & -\sin\left(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ n & n & n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{ar} \\ f_{br} \\ f_{cr} \end{bmatrix} \quad (6)$$

A variável β foi introduzida pelo mesmo princípio apresentado anteriormente

para γ , enquanto o termo n é similar ao m das equações (2) e (5).

De forma análoga, são válidas as equações:

$$f_{dq\gamma r} = K_r f_{abcr} \quad (7)$$

$$f_{abcr} = K_r^{-1} f_{dq\gamma r} \quad (8)$$

Nas quais a matriz K_r é caracterizada na equação (6) enquanto K_r^{-1} é dada por:

$$K_r^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta_r) & -\sin(\theta - \theta_r) & \frac{1}{2n} \\ \cos\left(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{2n} \\ \cos\left(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{2n} \end{bmatrix} \quad (9)$$

Com posse de todas as matrizes de transformações acima descritas é possível simplificar um sistema de três eixos, abcs ou abcr para um sistema de dois eixos, dq , facilitando a análise das máquinas rotativas sem perdas de informações.

Bibliografia

- [1] R. Gaspareto, R. Reginatto, “Refinamentos dos Modelos do Gerador de Indução”, UFRGS, Maio de 2006.
- [2] R. Reginatto, “Modelagem do Motor de Indução”, UFRGS, Fevereiro de 2006.