



DESEMPENHO DINÂMICO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS COM GRANDES CARGAS MOTÓRICAS E GERAÇÃO SÍNCRONA

Rodrigo Luiz de Souza Valle

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Antonio Carlos Ferreira

Rio de Janeiro

Março de 2018

DESEMPENHO DINÂMICO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS COM
GRANDES CARGAS MOTÓRICAS E GERAÇÃO SÍNCRONA

Rodrigo Luiz de Souza Valle

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.

Prof. Richard Magdalena Stephan, Dr.-Ing.

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

Prof. Ricardo Mota Henriques, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Valle, Rodrigo Luiz de Souza

Desempenho Dinâmico de Sistemas Elétricos Industriais com Grandes Cargas Motóricas e Geração Síncrona / Rodrigo Luiz de Souza Valle. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XXI, 132 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Antonio Carlos Ferreira

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 108-110.

1. Desempenho dinâmico. 2. Sistemas de excitação. 3. Sistemas elétricos industriais. I. Ferreira, Antonio Carlos. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por guiar meu caminho, sempre me dando forças para vencer as dificuldades da vida.

Em especial, à minha amada esposa Vanessa, por estar incondicionalmente ao meu lado e ser a minha motivação para seguir em frente. Sua presença faz minha vida imensamente feliz.

Ao meu irmão José Valle que foi um verdadeiro exemplo de conduta, de esforço e de dedicação. Foi meu incentivador desde os primeiros anos de estudo.

Ao meu orientador Antonio Carlos Ferreira e ao professor Sebastião E. M. de Oliveira pelas orientações, ensinamentos, incentivos e boa vontade durante não só este período de elaboração da dissertação como também em toda minha formação acadêmica.

À PETROBRAS pela oportunidade de aprimorar meus conhecimentos técnicos, permitindo-me tornar um profissional mais qualificado. Agradeço, também, aos meus companheiros de trabalho pelos conhecimentos adquiridos, principalmente à equipe de sistemas elétricos.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

DESEMPENHO DINÂMICO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS COM GRANDES CARGAS MOTÓRICAS E GERAÇÃO SÍNCRONA

Rodrigo Luiz de Souza Valle

Março/2018

Orientador: Antonio Carlos Ferreira

Programa: Engenharia Elétrica

Sistemas elétricos industriais que estão desconectados do sistema elétrico nacional são sistemas mais vulneráveis aos eventos transitórios mais comuns, de forma que a avaliação de seu desempenho é ainda mais crítica.

Como exemplo deste tipo de sistema, pode-se citar as plataformas de produção de petróleo. Estas plataformas tem experimentado um aumento significativo de capacidade de processamento, o que, por sua vez, implica em um aumento de porte de seus sistemas elétricos. O sistema elétrico não só passou a ter mais cargas, como também cargas de maior porte. Além disto, outras cargas de grande porte mudaram sua forma de acionamento como, por exemplo, os compressores de gás produzido que deixaram de ser acionados por turbinas e passaram a ser movidos por motores elétricos, inclusive sob condição de partida direta. Neste contexto, esta dissertação focou o estudo e a comparação do comportamento dinâmico do sistema elétrico sob determinadas contingências quando utilizados geradores com excitatrizes rotativas *brushless* ou excitatrizes estáticas e escovas.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

DYNAMIC PERFORMANCE OF INDUSTRIAL ELECTRICAL SYSTEMS WITH
LARGE MOTORS LOADS AND SYNCHRONOUS GENERATION

Rodrigo Luiz de Souza Valle

March/2018

Advisor: Antonio Carlos Ferreira

Department: Electrical Engineering

Industrial electrical systems that are disconnected from the national electrical system are systems more vulnerable to the more common transient events, so that the evaluation of their performance is even more critical.

As an example of this type of system, one can cite the oil production platforms. These platforms have experienced a significant increase in processing capacity, which, in turn, implies an increase in the size of their electrical systems. The electrical system not only started to have more loads, but also bigger loads. In addition, other large loads have changed their form of operation, for example, produced gas compressors that are no longer driven by turbines and are now driven by electric motors, even under direct starting conditions. In this context, this dissertation focused on the study and comparison of the dynamic behavior of the electrical system under certain contingencies when using generators with rotating brushless exciter and when using generators with static exciters and brushes.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos e Siglas.....	xvii
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Motivação	1
1.3 Objetivo	3
1.4 Revisão Bibliográfica	4
1.5 Estrutura da Dissertação	10
Capítulo 2 Modelos Matemáticos dos Equipamentos	11
2.1 Geradores Síncronos	11
2.2 Sistemas de Excitação.....	14
2.2.1 Introdução.....	14
2.2.2 Tipos de Sistemas de Excitação.....	15
2.2.3 Modelos Matemáticos dos componentes dos Sistemas de Excitação	20
2.2.4 Modelo Matemático para o Sistema de Excitação.....	27
2.2.4.1 Modelo Matemático para o Sistema de Excitação CC DC4C	28
2.2.4.2 Modelo Matemático para o Sistema de Excitação CA AC7B	29
2.2.4.3 Modelo Matemático para o Sistema de Excitação Estático ST4B.....	29
2.3 Reguladores de Velocidade.....	30
2.4 Cargas Estáticas	33
2.5 Motores de Indução	34
2.5.1 Modelo de Terceira Ordem para os Motores de Indução	34
2.5.2 Modelo de Quinta Ordem para os Motores de Indução	36
Capítulo 3 Estabilidade de Sistemas Elétricos Industriais	38
3.1 Introdução	38
3.2 Conceitos Básicos	38
3.3 Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência	39
3.3.1 Estabilidade Angular	40
3.3.2 Estabilidade de Tensão	42

3.3.3	Estabilidade de Frequência.....	43
Capítulo 4	Estudo de Caso: plataforma de produção de petróleo	44
4.1	Introdução	44
4.2	Descrição do Sistema Elétrico Estudado	44
4.3	Implementação dos Modelos Matemáticos dos Equipamentos no Software de Simulação	46
4.3.1	Sistema de Excitação dos Geradores Síncronos	46
4.3.2	Controlador de Velocidade das Turbinas a Gás	48
4.4	Definição dos Casos Simulados e Apresentação de Resultados.....	49
4.4.1	Partida do Maior Motor do Sistema	50
4.4.2	Queda do Maior Motor do Sistema Durante a Partida	51
4.4.3	Perda de Geração	51
4.4.4	Rejeição de carga.....	52
4.4.5	Ajustes dos relés de proteção dos geradores	53
4.5	Apresentação de Resultados	53
4.5.1	Partida do Maior Motor do Sistema	53
4.5.1.1	Cenário 1: carga leve (10 MW)	54
4.5.1.2	Cenário 2: carga média (30 MW)	57
4.5.1.3	Cenário 3: carga pesada (50 MW)	62
4.5.1.4	Conclusão sobre os resultados da partida do maior motor	66
4.5.2	Queda do Maior Motor do Sistema Durante a Partida	70
4.5.2.1	Cenário 1: carga leve (10 MW)	70
4.5.2.2	Cenário 2: carga média (30 MW)	74
4.5.2.3	Cenário 3: carga pesada (50 MW)	78
4.5.2.4	Conclusão sobre os resultados da queda do motor durante a partida ...	81
4.5.3	Perda de Geração	82
4.5.3.1	Cenário 1: estado inicial com dois geradores	83
4.5.3.2	Cenário 2: estado inicial com três geradores	84
4.5.3.3	Cenário 3: estado inicial com quatro geradores.....	87
4.5.3.4	Conclusão sobre os resultados da perda de geração	90
4.5.4	Rejeição de Carga.....	91
4.5.4.1	Cenário 1: dois geradores conectados.....	91
4.5.4.2	Cenário 2: três geradores conectados.....	95

4.5.4.3	Cenário 3: quatro geradores conectados	98
4.5.4.4	Conclusão sobre os resultados da rejeição de carga	102
Capítulo 5	Conclusão e Trabalhos Futuros	104
	Referências Bibliográficas.....	108
Anexo A	Dados dos Equipamentos Elétricos	111

Lista de Figuras

Figura 1 - Circuitos equivalentes para os eixos d e q de uma máquina síncrona de polos salientes com um enrolamento amortecedor em cada eixo.	11
Figura 2 - Diagrama de blocos das equações de eixo direto e de eixo em quadratura do gerador síncrono de polos salientes. Adaptado de [25].	13
Figura 3- Diagrama de blocos do sistema de excitação de um gerador síncrono. Adaptado de [14].	15
Figura 4 - Sistema de excitação DC. Adaptado de [27].	16
Figura 5 - Sistema de excitação CA com retificador estacionário. Adaptado de [2].	17
Figura 6 - Sistema de excitação brushless. Adaptado de [2].	18
Figura 7 - Sistema de excitação alimentado por transformador abaixador. Adaptado de [2].	19
Figura 8 - Sistema de excitação composto. Adaptado de [2].	20
Figura 9 - Circuito elétrico de uma excitatriz CC. Adaptado de [2].	21
Figura 10 - Curva de magnetização da excitatriz CC. Adaptado de [2].	22
Figura 11 - Curva de saturação da excitatriz. Adaptado de [2].	23
Figura 12 - Diagrama de blocos da excitatriz CC. Adaptado de [2].	24
Figura 13 - Diagrama de blocos da excitatriz CA. Adaptado de [2].	24
Figura 14- Característica de regulação do retificador. Adaptado de [13].	26
Figura 15- Modelo do retificador. Adaptado de [13].	26
Figura 16 - Sistema de excitação modelo DC4C. Adaptado de [14].	28
Figura 17 - Sistema de excitação CA modelo AC7B. Adaptado de [14].	29
Figura 18 - Sistema de Excitação Estático modelo ST4B. Adaptado de [11].	30
Figura 19 - Modelo de controlador de velocidade de turbinas a gás GGOV1. Adaptado de [20].	31
Figura 20 - Circuito equivalente para o modelo de terceira ordem. Adaptado de [2].	36
Figura 21 - Circuito equivalente para o modelo de quinta ordem. Adaptado de [2].	37
Figura 22 - Classificação de Estabilidade de Sistemas de Potência. Adaptado de [30].	40
Figura 23 - Sistema elétrico estudado.	45

Figura 24 - Diagrama de blocos do sistema de excitação AC7B.	47
Figura 25 - Diagrama de blocos do sistema de excitação ST4B.	48
Figura 26 - Diagrama de blocos do controlador de velocidade GGOV1.	49
Figura 27 - a) Dados do motor e b) Conjugado da carga.	54
Figura 28 - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.....	55
Figura 29 - Partida do motor - Cenário 1 - Caso 1 - Rotação do motor KM-T7121.....	56
Figura 30 - Partida do motor - Cenário 1 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.	56
Figura 31 - Partida do motor - Cenário 1 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.	57
Figura 32 - Partida do motor - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores... 57	
Figura 33 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.	58
Figura 34 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Rotação do motor KM-T7121.....	59
Figura 35 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.	59
Figura 36 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.	59
Figura 37 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores... 60	
Figura 38 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.	60
Figura 39 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Rotação do motor KM-T7121.....	61
Figura 40 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.	61
Figura 41 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.	61
Figura 42 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores... 62	
Figura 43 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.	63
Figura 44 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Rotação do motor KM-T7121.....	63
Figura 45 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.	63
Figura 46 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.	64
Figura 47 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores... 64	
Figura 48 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.	65
Figura 49 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Rotação do motor KM-T7121.....	65
Figura 50 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.	65
Figura 51 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.	66
Figura 52 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores... 66	

Figura 53 - Oscilografia de partida do motor de 15,8 MW realizada em 28.06.2013, durante comissionamento.	68
Figura 54 - Oscilografia de partida do motor de 15,8 MW realizada em 29.06.2013, durante comissionamento.	68
Figura 55 - Partida do motor com tensão elevada - Tensão em p.u. no painel S-T4101.69	
Figura 56 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.71	
Figura 57 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.	71
Figura 58 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.....	72
Figura 59 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores.....	72
Figura 60 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.73	
Figura 61 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.	73
Figura 62 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.....	73
Figura 63 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores.....	74
Figura 64 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.75	
Figura 65 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.	75
Figura 66 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.....	75
Figura 67 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores.....	76
Figura 68 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.76	
Figura 69 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.	77
Figura 70 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.....	77
Figura 71 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores.....	77

Figura 72 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.	78
Figura 73 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.	79
Figura 74 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.....	79
Figura 75 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores.....	79
Figura 76 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.	80
Figura 77 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.	80
Figura 78 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.....	81
Figura 79 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores.....	81
Figura 80 - Perda de geradores - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.....	83
Figura 81 - Perda de geradores - Cenário 1 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.....	84
Figura 82 - Perda de geradores - Cenário 1 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.	84
Figura 83 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.....	85
Figura 84 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.....	85
Figura 85 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.	85
Figura 86 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.....	86
Figura 87 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.....	86
Figura 88 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.	87
Figura 89 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.....	87
Figura 90 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.....	88
Figura 91 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.	88
Figura 92 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.....	89
Figura 93 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.....	89
Figura 94 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.	90
Figura 95 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.....	91
Figura 96 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.....	92
Figura 97 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores....	92
Figura 98 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 1 - Frequência do sistema.....	92

Figura 99 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.....	93
Figura 100 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.....	94
Figura 101 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.	94
Figura 102 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 2 - Frequência do sistema.....	94
Figura 103 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.....	95
Figura 104 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.....	95
Figura 105 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.	96
Figura 106 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 1 - Frequência do sistema.....	96
Figura 107 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.....	97
Figura 108 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.....	97
Figura 109 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.	98
Figura 110 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 2 - Frequência do sistema.....	98
Figura 111 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.....	99
Figura 112 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.....	99
Figura 113 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.	100
Figura 114 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 1 - Frequência do sistema.....	100
Figura 115 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.....	101
Figura 116 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores...	101
Figura 117 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.	101
Figura 118 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 2 - Frequência do sistema.....	102

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Capacidade de processamento de plataformas de petróleo.	2
Tabela 2 - Potência dos motores que acionam as bombas de injeção de água.	2
Tabela 3 - Características das plataformas estudadas.	3
Tabela 4 - Modelos de sistemas de excitação.	27
Tabela 5 - Limites de variação transitória de tensão.	50
Tabela 6 - Ajustes das proteções de subfrequência, sobrefrequência, subtensão e sobretensão.	53
Tabela 7 - Resultados das simulações de partida do motor de 15,8 MW.	67
Tabela 8 - Medidas relativas às partidas do motor de 15,8 MW coletadas das oscilografias e das simulações.	69
Tabela 9 - Resultados das simulações de queda do motor durante sua partida.	81
Tabela 10 - Resultados das simulações de desconexão de geradores.	90
Tabela 11 - Resultados das simulações de rejeição de carga.	102
Tabela 12 - Geradores principais.	111
Tabela 13 - Parâmetros do governador GGOV1.	112
Tabela 14 - Parâmetros dos sistemas de excitação AC7B e ST4B.	113
Tabela 15 - Transformadores T-T2201A/B/C/D.	113
Tabela 16 - Transformadores T-T4251A/B e T-T4152A/B.	114
Tabela 17 - Motores KM-T7111/21/31 (Compressores de gás).	114
Tabela 18 - Motor KM-T7171 (Compressor booster).	115
Tabela 19 - Motor PM-T2211/21/31/41.	116
Tabela 20 - Motor PM-T2621A/B/C/D.	117
Tabela 21 - Motor PM-T2641/51/61.	118
Tabela 22 - Motor PM-T6221/31/41/51.	119
Tabela 23 - Motor KM-T6201A/B/C/D.	120
Tabela 24 - Motor PM-T2403A/B/C/D.	121
Tabela 25 - Motor PM-T7911A/B/C.	122
Tabela 26 - Motor PM-T2502A/B/C/D.	123

Tabela 27 - Motor PM-T2501A/B/C/D.....	124
Tabela 28 - Motor PM-T2601A/B/C/D.....	125
Tabela 29 - Motor KM-T1811/21/31/41.....	126
Tabela 30 - Motor B-UH-GN-6651001A/B/C/D-01A/B/C/D.....	127
Tabela 31 - Motor M-B-UH-GN-5268001-01A/B/C/D.....	128
Tabela 32 - Motor PM-T2201A/B.....	129
Tabela 33 - Motor PM-T3105.....	130
Tabela 34 - Motor PM-T2622.....	131
<i>Tabela 35 - Motor PM-T2671A/B.....</i>	<i>132</i>

Lista de Símbolos e Siglas

Símbolos Referentes ao Gerador Síncrono

e_F	Tensão de campo da máquina síncrona;
i_d, i_q	Correntes estatóricas em componentes dq0;
i_F	Corrente no enrolamento de campo da máquina síncrona;
i_D	Corrente no enrolamento amortecedor do eixo d da máquina síncrona;
i_Q	Corrente no enrolamento amortecedor do eixo q da máquina síncrona;
L_{ad}	Indutância mútua de eixo direto entre a armadura e o rotor;
L_{aq}	Indutância mútua de eixo em quadratura entre a armadura e o rotor;
L_{al}	Indutância de dispersão;
R_F	Resistência do enrolamento de campo;
L_{Fl}	Indutância de dispersão do enrolamento de campo;
R_D	Resistência do enrolamento amortecedor do eixo direto;
L_{Dl}	Indutância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo direto;
R_Q	Resistência do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura;
L_{Ql}	Indutância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura;
ψ_d	Fluxo enlaçado pelos enrolamentos do eixo direto;
ψ_q	Fluxo enlaçado pelos enrolamentos do eixo em quadratura;
X_l	Reatância de dispersão;
X_{ad}	Reatância mútua de eixo direto entre a armadura e o rotor
X_d	Reatância síncrona de eixo direto;
X_q	Reatância síncrona de eixo em quadratura;
X'_d	Reatância transitória de eixo direto;
X''_d	Reatância subtransitória de eixo direto;
X''_q	Reatância subtransitória de eixo em quadratura;
S	Operador da transformada de Laplace;
T'_{do}	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto;
T''_{do}	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto;

T''_{q0} Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto.

Símbolos Referentes ao Sistema de Excitação

E_{ef}	Tensão de campo da excitatriz;
\overline{E}_{ef}	Tensão de campo da excitatriz em p.u.;
R_{ef}	Resistência do campo da excitatriz;
R_g	Tangente da linha de entreferro;
I_{ef}	Corrente do campo da excitatriz;
\overline{I}_{ef}	Corrente do campo da excitatriz em p.u.;
L_{ef}	Indutância do campo da excitatriz;
E_x	Tensão de saída da excitatriz;
\overline{E}_x	Tensão de saída da excitatriz em p.u.;
$S_e(E_X)$	Função de saturação da excitatriz;
$\overline{S}_e(\overline{E}_X)$	Função de saturação da excitatriz em p.u.;
T_E	Constante de tempo da excitatriz;
K_E	Constante da excitatriz;
K_D	Fator de desmagnetização;
K_C	Fator de carregamento do retificador;
K_X	Variável que relaciona o fluxo enlaçado e a tensão de saída da excitatriz;
μ	Ângulo de comutação do retificador;
α	Ângulo de atraso do retificador;
I_{FD}	Corrente de campo do gerador principal;
E_{FD}	Tensão no campo do gerador principal.

Símbolos Referentes ao Sistema de Excitação AC7B

K_{PR}	Ganho proporcional do regulador de tensão;
T_F	Constante de tempo do laço de estabilização;
K_{PA}	Ganho proporcional do laço de corrente de campo;
K_{IA}	Ganho integral do laço de corrente de campo;
K_{F1}	Ganho do laço de estabilização;

K_{DR}	Ganho derivativo do regulador de tensão;
T_{DR}	Constante de tempo da parcela derivativa do regulador de tensão;
K_{F2}	Ganho do laço de corrente de campo da excitatriz;
K_{F3}	Ganho do laço de estabilização da corrente de campo;
K_{IR}	Ganho integral do regulador de tensão;
V_{AMAX}	Saída máxima do regulador de tensão;
V_{AMIN}	Saída mínima do regulador de tensão.

Símbolos Referentes ao Sistema de Excitação ST4B

K_{PR}	Ganho proporcional do regulador de tensão;
K_{IR}	Ganho integral do regulador de tensão;
K_{PM}	Ganho proporcional do regulador de tensão;
K_{IM}	Ganho integral do regulador de tensão;
K_G	Ganho do laço de realimentação do regulador do campo;
T_A	Constante de tempo do regulador de tensão;
V_{BMAX}	Tensão de teto da fonte de potência para o campo;
K_I	Ganho do circuito de potência;
X_L	Reatância associada com a fonte de potência para o campo;
K_P	Ganho do circuito de potência;
K_C	Fator de carregamento do retificador.

Símbolos Referentes ao Regulador de Velocidade GGOV1

R	Droop permanente;
T_{pelec}	Constante de tempo do transdutor de potência elétrica;
M_{axerr}	Erro máximo do sinal de velocidade;
M_{inerr}	Erro mínimo do sinal de velocidade;
K_{pgov}	Ganho proporcional do regulador de velocidade;
K_{igov}	Ganho integral do regulador de velocidade;
K_{dgoV}	Ganho derivativo do regulador de velocidade;
T_{dgoV}	Constante de tempo da parcela derivativa do regulador de velocidade;

V_{max}	Limite máximo de posição da válvula;
V_{min}	Limite mínimo de posição da válvula;
T_{act}	Constante de tempo do atuador;
K_{turb}	Ganho da turbina;
W_{fnl}	Consumo de combustível sem carga;
T_b	Constante de tempo do controlador avanço-atraso;
T_c	Constante de tempo do controlador avanço-atraso;
T_{eng}	Constante de tempo do motor Diesel;
T_{fload}	Constante de tempo do limitador de carregamento;
K_{pload}	Ganho proporcional do limitador de carregamento;
K_{iload}	Ganho integral do limitador de carregamento;
L_{dref}	Limite de carga do limitador de carregamento;
D_m	Coefficiente de amortecimento mecânico;
R_{open}	Taxa máxima de abertura de válvula;
R_{close}	Taxa mínima de fechamento de válvula;
K_{imw}	Ganho do controlador de potência;
P_{mwset}	Referência de potência;
A_{set}	Limite máximo de aceleração;
K_a	Ganho do limitador de aceleração;
T_a	Constante de tempo do limitador de aceleração;
D_b	Banda morta do controlador de velocidade;
T_{sa}	Constante de tempo do detector de temperatura em avanço-atraso;
T_{sb}	Constante de tempo do detector de temperatura em avanço-atraso;
P_{mech}	Potência mecânica entregue pela turbina;
W_f	Fluxo de combustível;
f_{srn}	Sinal oriundo da malha de controle de velocidade;
f_{sra}	Sinal oriundo da malha de controle de aceleração;
f_{srt}	Sinal oriundo da malha de controle de temperatura.

Lista de símbolos referentes aos modelos de 3° e de 5° ordem do motor de indução

v_{ds}	Tensão de eixo direto do estator;
----------	-----------------------------------

v_{qs}	Tensão de eixo de quadratura do estator;
v'_d	Tensão de eixo direto atrás da impedância transitória;
v'_q	Tensão de eixo de quadratura atrás da impedância transitória;
\dot{v}'_d	Derivada da tensão de eixo direto atrás da impedância transitória;
\dot{v}'_q	Derivada da tensão de eixo de quadratura atrás da impedância transitória;
r_s	Resistência dos enrolamentos estatóricos;
X'_s	Reatância transitória;
X_{ss}	Reatância própria dos enrolamentos fictícios q_s e d_s ;
i_{ds}	Corrente do estator de eixo direto;
i_{qs}	Corrente do estator de eixo de quadratura;
T'_o	Constante de tempo transitória de circuito aberto;
v''_d	Tensão de eixo direto atrás da impedância subtransitória;
v''_q	Tensão de eixo de quadratura atrás da impedância transitória;
X''_s	Reatância subtransitória;
T''_o	Constante de tempo subtransitória de circuito aberto;
H	Constante de inércia;
ω_r	Velocidade angular do rotor em radianos elétricos por segundo;
s	Escorregamento do motor;
T_e	Torque elétrico;
T_L	Torque da carga.

Siglas e símbolos diversos

CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques;
IEEE	Institute of Electrical and Eletronics Engineers;
PTW	Power Tools for Windows;
PSS	Power System Stabilizer;
WSCC	Western System Coordinating Council.
GAST	Modelos matemáticos para representação de turbinas a gás e seus controles de velocidade em estudos elétricos.
GAST2	
GGOV1	

Capítulo 1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A análise de sistemas elétricos de potência vislumbra prever e melhorar o desempenho de um sistema existente ou que venha a ser instalado, no intuito de garantir o atendimento de critérios técnicos definidos [1].

Para os sistemas industriais que possuem geração própria e estão desconectados do restante do sistema nacional, a avaliação do comportamento do seu sistema elétrico perante determinadas condições e distúrbios é ainda mais crítica em vista de sua maior vulnerabilidade.

Dentre os principais distúrbios estudados nos sistemas elétricos industriais pode-se destacar: o estudo de curto-circuito, o estudo de perda repentina de geradores, o estudo de partida dos maiores motores da unidade e o estudo de descarte de cargas [1].

Em todos estes eventos, o sistema de excitação dos geradores síncronos terá de atuar no sentido de tentar restabelecer as condições operacionais normais e seu desempenho será crucial para determinar se o sistema suportará ou não o distúrbio ocorrido [2].

1.2 Motivação

Foi observado um crescente aumento da utilização de energia elétrica no acionamento das diversas cargas de processo das plataformas de produção de petróleo.

Esse aumento se deu por dois principais motivos. O primeiro motivo é o aumento da capacidade de processamento das plataformas mais recentes que passaram de um processamento típico de 50.000 bpd (barris de petróleo por dia) para até 180.000 bpd, de forma que passaram a existir mais cargas e cargas de maior potência a serem alimentadas, conforme pode ser visto na Tabela 1. Para exemplificar o caso das cargas

que aumentaram de porte, podem ser citadas as bombas de injeção de água do mar nos reservatórios de petróleo. Dentre as unidades estudadas, as mais antigas têm bombas acionadas por motores com potências a partir de 850 kW. Já nas unidades mais modernas, as potências nominais dos motores que acionam as bombas chegam a valores de 5.000 kW. Na Tabela 2 estão colocados os valores de potência dos motores utilizados para acionamento das bombas de injeção de água.

Tabela 1 - Capacidade de processamento de plataformas de petróleo.

Plataforma	Início da operação	Produção de óleo (bpd)	Produção de gás (m³/d)	Injeção de água (m³/d)
A	1998	50.000	1.500.000	7.500
B	2000	180.000	4.650.000	32.000
C	2001	150.000	6.000.000	35.000
D	2009	180.000	6.000.000	45.000
E	2007	180.000	9.300.000	48.000
F	2014	180.000	4.000.000	48.000

Tabela 2 - Potência dos motores que acionam as bombas de injeção de água.

Plataforma	A	B	C	D	E	F
Potência do motor de indução (kW)	850	2.700	2.690	4.150	5.000	4.800

O segundo motivo que explica o aumento do consumo de energia elétrica está relacionado a cargas que tipicamente eram acionadas por turbinas e passaram a ser movidas por motores elétricos, como os compressores de gás produzido.

A utilização de motores elétricos para o acionamento dos compressores de gás produzido traz algumas vantagens técnicas. Os motores elétricos ocupam menos espaço do que uma turbina e todos seus sistemas auxiliares. Sabendo-se que os espaços são bastante limitados nas plataformas de petróleo, esta modificação é muito útil. Outra grande vantagem é a simplicidade da utilização, por exemplo, de um motor de indução perante a operação de uma turbina. Turbinas são equipamentos complexos, com muitas proteções inerentes, com diversos sistemas auxiliares e que, tipicamente, requerem operadores dedicados, normalmente de mais de uma disciplina técnica. Por último, a modificação pode ser vantajosa até mesmo no âmbito energético. Utilizando turbinas de maior potência com melhor rendimento para gerar energia e alimentar os motores

elétricos consome menos combustível do que acionar diretamente os compressores com turbinas de menor potência e rendimento inferior.

O impacto do aumento da capacidade de processamento e da utilização da energia elétrica para acionamento de grandes cargas no sistema elétrico das plataformas é ilustrado na Tabela 3. Pode-se notar que com o passar dos anos a potência do maior motor de indução de partida direta aumentou drasticamente.

Nas primeiras unidades os maiores motores acionavam bombas de injeção de água e exportação de óleo, chegando a valores de 2.690 kW. Contudo, quando se passou a utilizar motores elétricos para o acionamento da compressão de gás em detrimento de turbinas, a potência dos maiores motores de indução aumentou significativamente, chegando a valores nominais de 15.800 kW.

O impacto disto pode ser visto no aumento da potência total dos geradores elétricos instalados, que foi de valores de 12,5 MVA para 140 MVA.

Tabela 3 - Características das plataformas estudadas.

Plataforma	Início da operação	Acionador dos compressores principais	Maior motor de Indução de partida direta (kW)	Sistema acionado pelo maior motor de indução	Geração instalada (kVA)
A	1998	Turbina	261	Auxiliar da compressão	4 x 3.125
B	2000	Turbina	2.000	Exportação de óleo	2 x 24.125
C	2001	Turbina	2.690	Injeção de água	2 x 28.375
D	2009	Motor de Indução	6.100	Compressão	4 x 31.250
E	2007	Motor de Indução	9.650	Compressão	4 x 31.250
F	2014	Motor de Indução	15.800	Compressão	4 x 35.000*

*Turbina de 24.570 kW

1.3 Objetivo

No passado, houve plataformas de produção de petróleo com sistemas de excitação dos geradores síncronos do tipo estático. Contudo, todos os projetos atuais pesquisados no

desenvolvimento desta dissertação usam sistemas de excitação do tipo rotativo *brushless*.

Porém, conforme relatado no item 1.2, foi percebido um aumento significativo do porte e carregamento dos sistemas elétricos das plataformas, de forma que o desempenho do sistema de excitação dos geradores síncronos passou a ser mais relevante para a continuidade operacional do sistema.

Assim, esta dissertação simulará o comportamento dinâmico de um sistema elétrico de uma plataforma com geração própria perante determinados distúrbios considerando diferentes tipos de excitação (excitação rotativa e excitação estática) utilizando o *software Power Tools for Windows (PTW)* na versão 7.0.2.4 [3].

A partir dos resultados das simulações propostas, poder-se-á avaliar o impacto dos tipos de excitação elencados no desempenho do sistema durante a ocorrência de eventos típicos.

1.4 Revisão Bibliográfica

Na referência [4] são realizadas simulações dinâmicas de um sistema elétrico industrial. Sabe-se que os motores de indução são amplamente utilizados na indústria para acionamento dos mais diversos processos. Assim, a referência [4] fez a análise do impacto da utilização de diferentes modelos matemáticos para a representação dos motores de indução no comportamento do sistema elétrico perante determinados distúrbios.

Nesta dissertação, partiu-se das conclusões da referência [4] sobre qual modelo se apresentou mais adequado para representar os motores de indução e direcionou-se o foco para a avaliação de um sistema industrial perante dois tipos de sistemas de excitação diferentes.

Conforme destacado no item 1.2, os sistemas elétricos das plataformas de produção de petróleo passaram a alimentar mais cargas e cargas de porte consideravelmente maior, de forma que ficaram ainda mais vulneráveis ao colapso durante um distúrbio.

Uma modificação que pode ser útil para diminuir esta fragilidade é a utilização de sistemas de excitação estáticos. Segundo BAYNE et al. [5] sistemas de excitação estáticos de alta velocidade melhoram a resposta transitória dos sistemas elétricos, chegando a dobrar o tempo máximo de abertura de falta e têm cada vez mais sido utilizados.

Com o crescimento do tamanho e complexidade dos sistemas elétricos industriais, LEE et al. [6] declararam que novas áreas de interesse de estudo surgiram em função da conexão entre a planta de geração interna da indústria e o sistema elétrico. Mudanças no padrão do fluxo de potência, oscilações pouco amortecidas e o comportamento dos sistemas após segregações devidas a faltas são questões que precisam ser verificadas de forma a se identificar a existência de problemas sistêmicos.

Neste contexto de estudo e avaliação do comportamento dinâmico de sistemas elétricos industriais, tanto para caso de sistemas conectados à rede nacional como para os casos de sistemas industriais isolados, foram analisadas diversas referências. A seguir as mesmas são apresentadas.

CALDERON-GUIZAR et al. [7] realizam um estudo do comportamento dinâmico de um sistema industrial com geração própria interconectado ao sistema elétrico perante alguns distúrbios. Foram simulados eventos de perda da geração própria, eventos de perda da interconexão com sistema exterior com necessidade de descarte de carga da indústria, curto-circuitos que pudessem provocar a perda de sincronismo se não eliminados antes do tempo crítico e entradas e saídas de grandes cargas e os desvios de frequência e tensão resultantes. Uma das conclusões destacadas pelos autores sobre as simulações de curto-circuito é que o principal problema observado não foi a diferença angular dos rotores dos geradores da planta industrial (estabilidade angular), mas sim os afundamentos de tensão e frequência.

PEREZ et al. [8] realizaram uma análise de sensibilidade para verificar quais parâmetros afetavam mais à estabilidade transitória de um motor síncrono em uma planta industrial. Foi simulada a variação dos parâmetros do sistema de excitação original, foi simulada a utilização de outro sistema de excitação e por fim foram

utilizados motores com inércias diferentes. Como conclusão é colocado que o aumento do momento de inércia apresentou os melhores resultados. Este resultado pode ser bem aproveitado quando está sendo avaliada uma nova unidade ou ampliação de uma planta já existente, onde o motor ainda não foi adquirido e nem instalado. Pois, uma máquina com maior inércia ou precisará de um rotor com mais massa ou rotor com diâmetro maior.

Em [9], McFADDEN declara que o estudo de estabilidade transitória tem ganho importância tanto no projeto quanto na operação dos sistemas elétricos industriais conforme a geração interna e os motores síncronos das indústrias aumentam de porte. Os distúrbios típicos que foram elencados pelo autor para serem estudados são: eventos de curtos-circuitos, perdas de conexão com a rede interligada, desconexão de geradores internos à indústria, partida de motores relativamente grandes perante o porte da geração interna, manobras operacionais, mudança no carregamento dos motores e queda abrupta da carga.

WATANABE et al. [10] fizeram a análise do comportamento transitório de um sistema elétrico industrial conectado à rede com geração interna própria e diversos motores de indução. Destacaram que a análise da recuperação de tensão após curto-circuito, a verificação da possibilidade de perda de sincronismo dos geradores próprios após evento de curto-circuito com atraso na atuação da proteção, ajustes dos reguladores de velocidade e de tensão e limitações de partida de motores quando em operação isolada são as questões importantes a serem estudadas em sistemas industriais. Nas simulações foram incluídos modelos detalhados para os governadores das turbinas que continham laços de controle de velocidade, controle de carga e controle de temperatura.

ESHRAUGHNIA [11] realiza simulações da resposta transitória de um gerador síncrono conectado a uma barra infinita durante eventos de falta. Nas simulações são utilizados diferentes modelos de sistema de excitação, a fim de comparar o desempenho de cada um. Dentre os modelos de excitação estudados, há sistemas de excitação do tipo estático (modelos do IEEE ST4B e ST1A) e sistemas de excitação do tipo rotativo sem escovas (modelo do IEEE AC7B). Segundo os resultados encontrados, os sistemas estáticos

apresentaram melhor resposta de recuperação da tensão e o gerador permaneceu em sincronismo com ocorrências de faltas de maior duração.

Para modelar adequadamente o sistema de excitação dos geradores, foram estudadas as seguintes referências.

Em [12] são apresentados métodos analíticos para especificar e analisar a resposta dos sistemas de excitação. São descritos os conceitos sobre função de transferência, sistema com realimentação, transformada de Laplace, confecção do diagrama de Bode, lugar das raízes e resposta no tempo de um sistema equivalente a um gerador e seu sistema de excitação.

Em [13], CRENSHAW e um grupo de trabalho do IEEE apresentam modelos matemáticos para representação de sistemas de excitação em estudos de estabilidade de sistemas de potência. Nesta referência são propostos modelos para excitatrizes de corrente contínua, excitatrizes de corrente alternada e para excitatrizes estáticas. Além disso, nos apêndices de [13], são apresentados os equacionamentos para representar a saturação das excitatrizes e o efeito de regulação dos retificadores conforme são carregados.

A referência [14] é o padrão do IEEE para representar os sistemas de excitação. Ele traz como uma de suas referências a referência [13].

GLANINGER-KATSCHNIG et al. [15] declaram que após a versão de 2005 da referência [14] novos sistemas de excitação vêm sendo desenvolvidos e instalados pelo mundo. A ausência de modelos matemáticos capazes de representar estes novos sistemas de excitação pode causar discrepâncias significativas entre os resultados de simulações e os resultados reais. Diante disso, são propostos novos modelos matemáticos para representar os novos equipamentos e estes modelos passaram a fazer parte da referência [14].

Em [16] e [17] são apresentadas técnicas para ajuste dos parâmetros dos controladores dos reguladores de tensão. As abordagens para determinação dos parâmetros vão de

análise de resposta em frequência [16], posicionamento de polos [17] e cancelamentos de polos e zeros [17].

As referências estudadas para entendimento e correta aplicação dos reguladores de velocidade das turbinas a gás que acionam os geradores síncronos estão a seguir.

KUNDUR et al. [18] relataram que houve dois grandes distúrbios nos EUA em 1996. Alguns geradores elétricos não responderam transitoriamente e em regime permanente como os estudos haviam previsto. Assim, houve uma recomendação do *Western System Coordinating Council* (WSCC) para todas as máquinas (gerador, excitação, controlador de velocidade e turbina) acima de 10 MVA serem testadas de forma a serem verificados seus limites da curva de capacidade, assim como, os dados e modelos matemáticos utilizados nos estudos sistêmicos. Os autores relataram que participaram dos testes de campo e modelagem de mais de 40 geradores, onde vários eram acionados por turbinas a gás. Nesta referência os autores focaram na validação do modelo da turbina e seu controlador de velocidade. É relatado que seis em cada sete máquinas era representada por um modelo chamado de GAST e a sétima era representada por um modelo chamado de GAST2A, desenvolvido pela própria GE para algumas máquinas específicas. Contudo, o modelo GAST2A não era aprovado pela WSCC, de forma que os autores também desenvolveram um modelo GAST para a sétima máquina. O principal resultado das comparações das simulações com as medições reais foi que o modelo GAST não representava adequadamente as turbinas a gás em condições de alto carregamento, onde o controle da temperatura de exaustão assumia e se sobrepunha ao controle de velocidade, e os ajustes dos parâmetros não replicavam acuradamente as oscilações em torno da frequência pós-evento.

YEE et al. [19] realizaram uma apresentação geral dos modelos existentes para representar as turbinas e seus controladores de velocidade nos estudos de transitórios elétricos. Os autores descreveram o modelo Rowen, o modelo do IEEE, o modelo GAST, o modelo GGOV1 e o modelo do CIGRE. Cabe ressaltar que o modelo GAST foi apontado como um modelo importante no passado, contudo atualmente é considerado obsoleto por não representar controles importantes das turbinas a gás.

A referência [20] é um relatório de um grupo de trabalho do IEEE cujo escopo foi revisar e realizar recomendações relativas ao uso de modelos matemáticos para turbinas e seus reguladores de velocidade utilizados em simulações de sistemas de potência. Nesta referência existem detalhes sobre os modelos para turbinas a vapor, turbinas a gás e turbinas hidráulicas. Acerca das turbinas a gás, o modelo GAST, da mesma forma que foi concluído em [18], negligencia aspectos importantes do seu comportamento e controle, de forma que não é recomendado utilizá-lo. Como alternativa existem os modelos GGOV1 e o modelo do CIGRE, que foram desenvolvidos em períodos próximos e segundo este grupo de trabalho apresentam resultados muito similares. Considerando que as turbinas que serão utilizadas no estudo de caso desta dissertação são do fabricante GE e na referência [20] há um diagrama de controle fornecido pela GE para o modelo GGOV1 com dados típicos, o modelo GGOV1 será utilizado nas simulações e será descrito no Capítulo 2.

Com relação aos critérios utilizados na avaliação do desempenho do sistema elétrico perante os distúrbios aplicados, os mesmos foram obtidos nas seguintes referências.

As referências [21], [22] e [23] são documentos emitidos pelas Sociedades Classificadoras. Estas são entidades que atuam na regulamentação, controle e certificação de embarcações em nome da Autoridade Marítima Brasileira. Nestas referências estão contidos os critérios técnicos a serem observados na especificação dos sistemas elétricos das unidades marítimas, incluindo as plataformas produtoras de petróleo. Dentre os diversos critérios existentes, destacam-se principalmente os relativos aos valores máximos aceitáveis de variação de tensão e frequência durante transitórios. Todos os critérios declarados pelas Sociedades Classificadoras são mandatórios, isto é, os mesmos precisam ser atendidos para que a operação da plataforma seja liberada. Outra referência que precisa ser observada é a referência [24]. Este documento é uma norma brasileira que também contém os limites aceitáveis de variação transitória de tensão nos sistemas elétricos de unidades marítimas fixas e móveis usados na indústria do petróleo.

1.5 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada da forma descrita a seguir.

No CAPÍTULO 1 são colocadas as considerações iniciais sobre a motivação da verificação do desempenho dos sistemas industriais isolados perante determinados distúrbios, considerando as peculiaridades de seus sistemas. Em seguida, é destacada a motivação desta dissertação, dentro do contexto das modificações experienciadas nas últimas plataformas construídas, o objetivo do trabalho, a revisão bibliográfica, que propiciou o desenvolvimento do assunto e, por fim, este descritivo da estrutura da dissertação.

O CAPÍTULO 2 apresenta a modelagem matemática dos principais equipamentos envolvidos. É apresentada a modelagem do gerador síncrono, de seu sistema de excitação, do controlador de velocidade da turbina a gás, dos motores de indução e das cargas estáticas. Para os sistemas de excitação é descrito o modelo para sistemas rotativos *brushless* e sistemas estáticos.

Para permitir uma melhor compreensão dos eventos que serão estudados nas simulações propostas, são colocados no CAPÍTULO 3 os conceitos básicos pertinentes à análise de estabilidade transitória e seus desdobramentos no estudo de transitórios eletromecânicos.

No CAPÍTULO 4, é realizado um estudo de caso. O sistema proposto é referente a uma plataforma de produção de petróleo. São feitas simulações de eventos tipicamente vivenciados durante a operação da unidade e seus resultados são apresentados e discutidos.

O CAPÍTULO 5 apresenta as conclusões desta dissertação e contém as sugestões de possíveis trabalhos futuros.

No ANEXO A, estão apresentados os dados técnicos dos equipamentos pertencentes ao sistema elétrico que fez parte do estudo de caso.

Capítulo 2 Modelos Matemáticos dos Equipamentos

Neste capítulo serão apresentados os modelos matemáticos dos principais equipamentos envolvidos no estudo de caso que será efetuado a posteriori. Considerando que serão feitas simulações do comportamento dinâmico de um sistema industrial, será necessário modelar e incluir na simulação os geradores síncronos e seus controladores de tensão, as turbinas a gás e seus controladores de velocidade, os motores de indução e as cargas estáticas.

2.1 Geradores Síncronos

As equações fundamentais que compõem o modelo matemático da máquina síncrona podem ser encontradas com detalhes em KUNDUR [2] e MELLO [25]. Estas equações em componentes d, q (equações de Park) permitem a representação da máquina através de circuitos equivalentes, Figura 1, facilitando o entendimento da máquina.

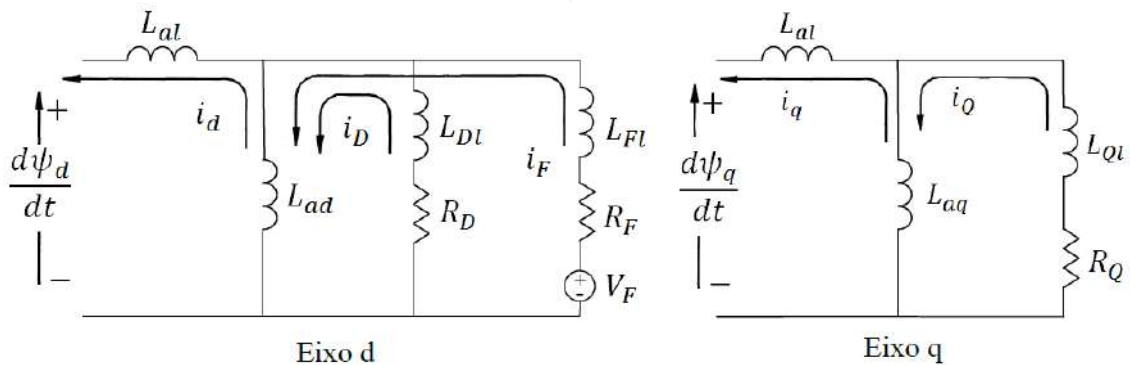


Figura 1 - Circuitos equivalentes para os eixos d e q de uma máquina síncrona de polos salientes com um enrolamento amortecedor em cada eixo.

Onde:

ψ_d : fluxo enlaçado pelos enrolamentos do eixo direto;

ψ_q : fluxo enlaçado pelos enrolamentos do eixo em quadratura;

L_{ad} : indutância mútua de eixo direto entre a armadura e o rotor;

L_{aq} : indutância mútua de eixo em quadratura entre a armadura e o rotor;

L_{al} : indutância de dispersão;

R_F : resistência do enrolamento de campo;

L_{Fl} : indutância de dispersão do enrolamento de campo;

R_D : resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto;

L_{Dl} : indutância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo direto;

R_Q : resistência do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura;

L_{Ql} : indutância de dispersão do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura.

Para representar o comportamento dinâmico das máquinas síncronas nos *softwares* de simulação, suas equações são expressas em termos de parâmetros derivados (L_d , L'_d , T'_{do} , etc.) e não pelos parâmetros originais de circuito equivalente (L_{ad} , L_{al} , R_F , etc.) [25]. As equações de eixo direto e de eixo em quadratura expressas em parâmetros derivados, cujo desenvolvimento é detalhado em [25], podem ser reproduzidas por diagramas de blocos, conforme a Figura 2.

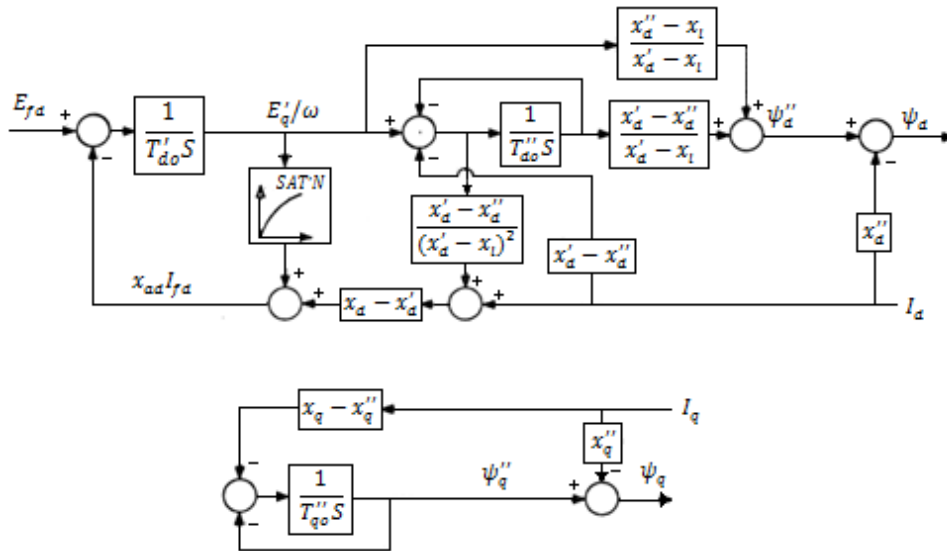


Figura 2 - Diagrama de blocos das equações de eixo direto e de eixo em quadratura do gerador síncrono de polos salientes. Adaptado de [25].

Onde:

I_d : corrente estatórica de eixo direto;

I_q : corrente estatórica de eixo em quadratura;

I_{fd} : corrente de campo;

ψ_d : fluxo enlaçado pelos enrolamentos do eixo direto;

ψ_q : fluxo enlaçado pelos enrolamentos do eixo em quadratura;

X_l : reatância de dispersão;

X_{ad} : reatância mútua de eixo direto entre a armadura e o rotor;

X_d : reatância síncrona de eixo direto;

X_q : reatância síncrona de eixo em quadratura;

X_d' : reatância transitória de eixo direto;

X_d'' : reatância subtransitória de eixo direto;

X_q'' : reatância subtransitória de eixo em quadratura;

S : operador da transformada de Laplace;

T'_{do} : constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto;

T''_{do} : constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto;

T''_{qo} : constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto.

No *software* utilizado no estudo de caso desta dissertação, Power Tools for Windows - PTW, o modelo do gerador síncrono já se encontra implementado, de forma que o usuário configura a máquina entrando diretamente com os valores dos seus parâmetros operacionais.

2.2 Sistemas de Excitação

2.2.1 Introdução

A função principal dos sistemas de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo dos geradores síncronos. O controle do fornecimento desta corrente é feito através do controle da tensão aplicada ao campo de forma a atender critérios de desempenho do sistema de potência [2].

Os sistemas de excitação também realizam funções de proteção e controle. As funções de proteção vislumbram evitar que os limites da curva de capacidade do gerador e do sistema de excitação sejam violados e dentre as funções de controle incluem-se o controle de tensão terminal, controle de fator de potência e controle de fluxo de reativo do gerador.

Os sistemas de excitação são compostos por sensores de tensão, elementos de controle, limitadores, uma excitatriz e estabilizadores de sistema de potência (PSS). Na Figura 3 pode-se ver a estrutura típica de um sistema de excitação.

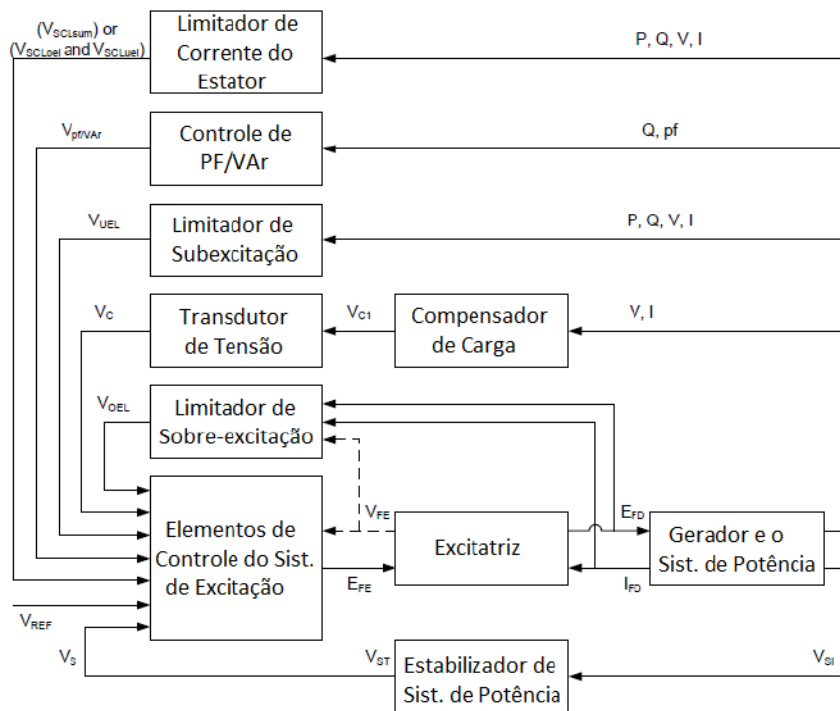


Figura 3- Diagrama de blocos do sistema de excitação de um gerador síncrono. Adaptado de [14].

Os sensores realizam a medição das grandezas de saída do gerador, tensão e corrente, e disponibilizam os valores para serem processados pelo regulador de tensão que atuará na excitatriz para controlar a tensão terminal do gerador.

A excitatriz é o elemento que fornece corrente contínua para o campo do gerador, de forma a criar um fluxo magnético que aliado à rotação do rotor induz tensão alternada na armadura do gerador.

O Estabilizador do sistema de potência é um sinal adicional que pode ser fornecido ao regulador de tensão para reduzir oscilações no gerador.

2.2.2 Tipos de Sistemas de Excitação

Os sistemas de excitação podem ser divididos em três categorias em função da fonte de potência utilizada para a excitação do gerador [26]:

- Sistema de Excitação CC

- Sistema de Excitação CA
- Sistema de Excitação Estático

2.2.2.1 Sistema de Excitação CC

Esta categoria representa os primeiros sistemas criados, sendo amplamente utilizada dos anos 1920 até metade dos anos 1960, vindo a ser suplantada pelos sistemas de excitação CA.

Este sistema de excitação utilizava geradores de corrente contínua como fonte de potência para a excitação, alimentando o campo do gerador principal através de escovas e anéis deslizantes. O gerador de corrente contínua pode ser acionado por um motor ou pelo próprio eixo do gerador principal.

Uma representação esquemática de um sistema CC clássico pode ser vista na Figura 4. O sistema é composto por gerador CC que alimenta o campo do gerador principal através de anéis deslizantes. O regulador de tensão recebe medições terminais da máquina oriundas dos TP's, compara com uma referência interna e, se necessário, atua no campo do gerador CC modificando a resistência de um reostato, conforme descrito em [27].

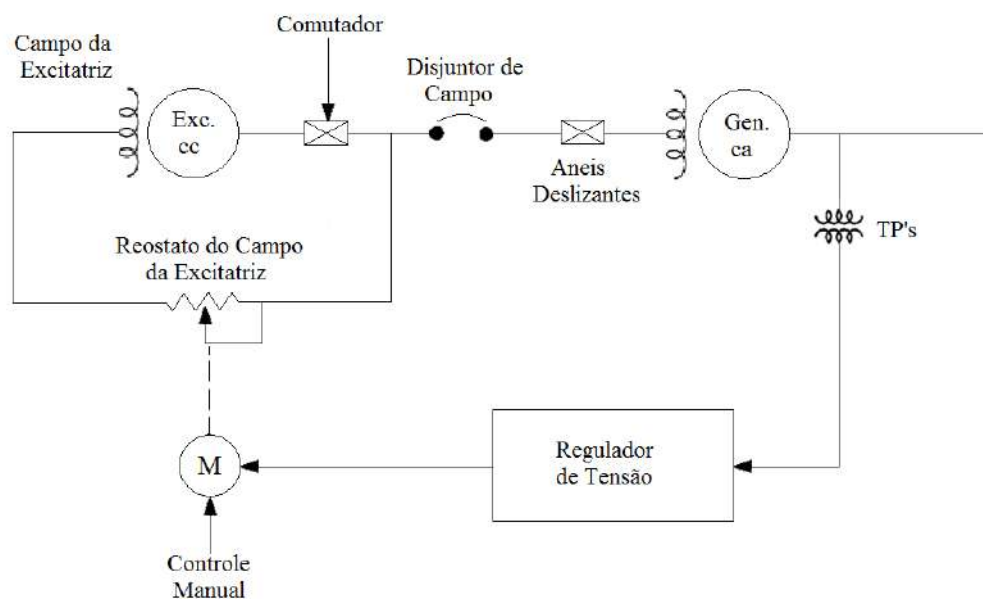


Figura 4 - Sistema de excitação DC. Adaptado de [27].

2.2.2.2 Sistema de Excitação CA

Esta categoria utiliza geradores CA como fonte de potência para o sistema de excitação. Normalmente a excitatriz está instalada no mesmo eixo da turbina do gerador principal. Para alimentar o campo do gerador principal é necessário retificar a tensão de saída da excitatriz, o que pode ser feito por um retificador não controlado ou por um retificador controlado. O retificador pode ser rotativo, caso dos sistemas de excitação *brushless*, ou estático. Para ilustrar um sistema que possui o retificador estacionário é apresentado um sistema típico na Figura 5.

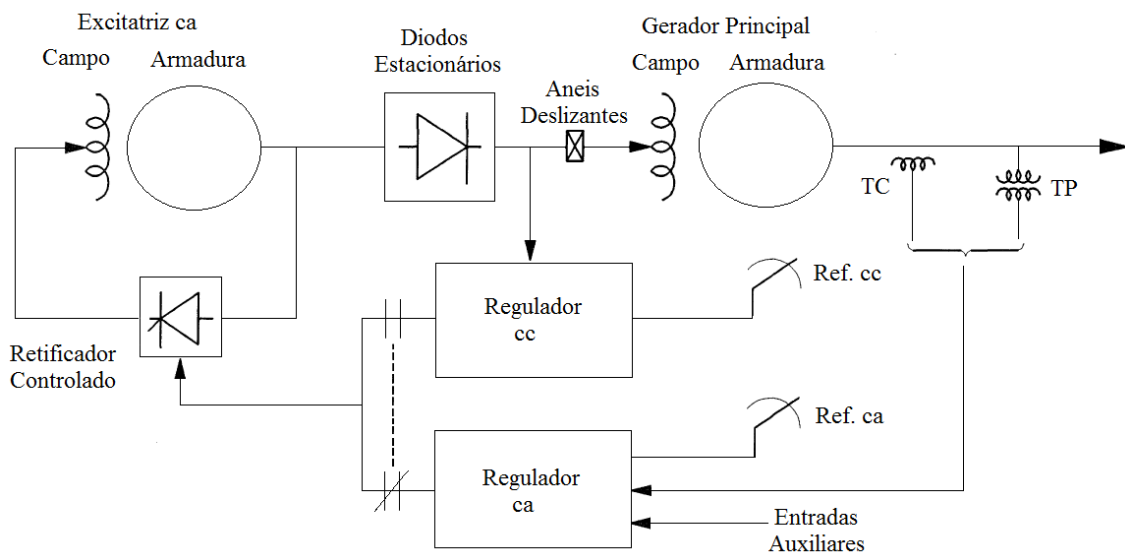


Figura 5 - Sistema de excitação CA com retificador estacionário. Adaptado de [2].

Neste sistema, Figura 5, o regulador controla o campo da excitatriz CA a fim de controlar a tensão de saída da excitatriz. A excitatriz é autoexcitada, tendo assim a potência para alimentar seu campo derivada dos seus próprios terminais através de um retificador tiristorizado. A tensão de saída da excitatriz é retificada, neste exemplo por um retificador não controlado, passa por anéis deslizantes e alimenta o campo do gerador principal.

Outra configuração para os sistemas de excitação CA é com o retificador rotativo, a qual não apresenta a necessidade de anéis deslizantes. Este tipo de sistema de excitação é conhecido como *brushless* (sem escovas), apresentando vantagens de menor

necessidade de manutenção e não apresentar centelhamentos. Na Figura 6 é apresentado um diagrama esquemático que ilustra o sistema de excitação *brushless*.

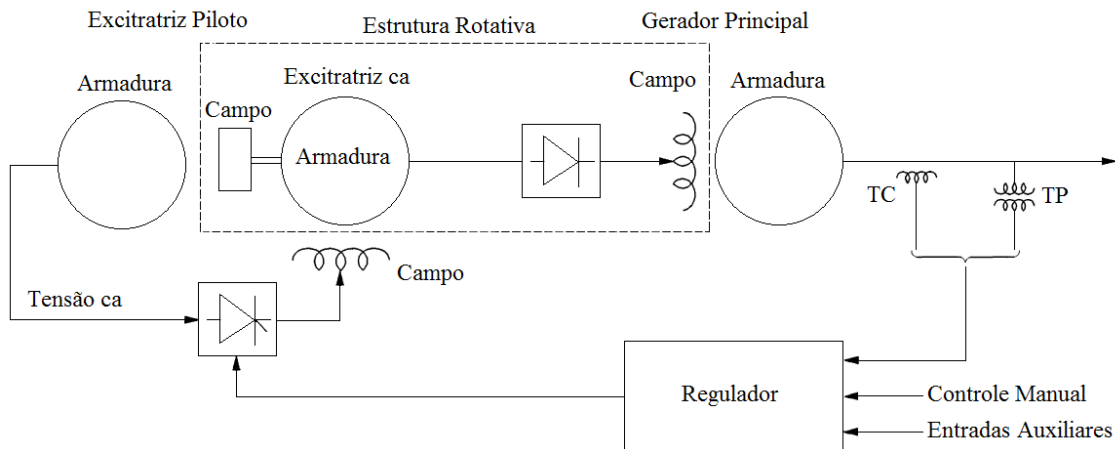


Figura 6 - Sistema de excitação brushless. Adaptado de [2].

Como pode ser visto na Figura 6, a armadura da excitatriz e os diodos retificadores giram juntamente ao campo do gerador principal, de forma que não há a necessidade de utilização de escovas e anéis deslizantes. Além disso, há também uma excitatriz piloto com um rotor com ímãs permanentes instalados no mesmo eixo do campo do gerador principal. A saída da excitatriz piloto passa por um retificador controlado e energiza o campo estacionário da excitatriz. O regulador de tensão compara a medição de tensão oriunda dos terminais do gerador com uma referência interna e, se necessário, modifica o ângulo de disparo dos tiristores, a fim de controlar a tensão que é aplicada ao campo da excitatriz e, assim, controlar o campo do gerador principal.

2.2.2.3 Sistema de Excitação Estático

Esta categoria de sistema de excitação possui componentes estacionários, ou seja, não se movimentam. Assim, a alimentação para o campo do gerador principal é proveniente de retificadores estáticos, controlados ou não controlados, que são conectados a anéis deslizantes de forma a acessar o campo do gerador.

A fonte de energia para o sistema de excitação pode ser dividida entre três tipos:

- Sistemas alimentados por um transformador abaixador conectado nos próprios terminais do gerador;
- Sistemas alimentados por um barramento auxiliar;
- Sistemas com alimentação composta.

Os sistemas alimentados por transformador abaixador ou por um barramento auxiliar possuem um tempo de resposta bem reduzido perante os sistemas de excitação que utilizam excitatrizes rotativas. Contudo, a tensão máxima aplicada ao campo (tensão de teto) é dependente da tensão disponível. Logo, em situações de falta, com tensão disponível reduzida, o valor de tensão de teto fica afetado e a resposta do sistema de excitação é prejudicada. Na Figura 7 é possível ver um desenho esquemático de um sistema alimentado por transformador abaixador.

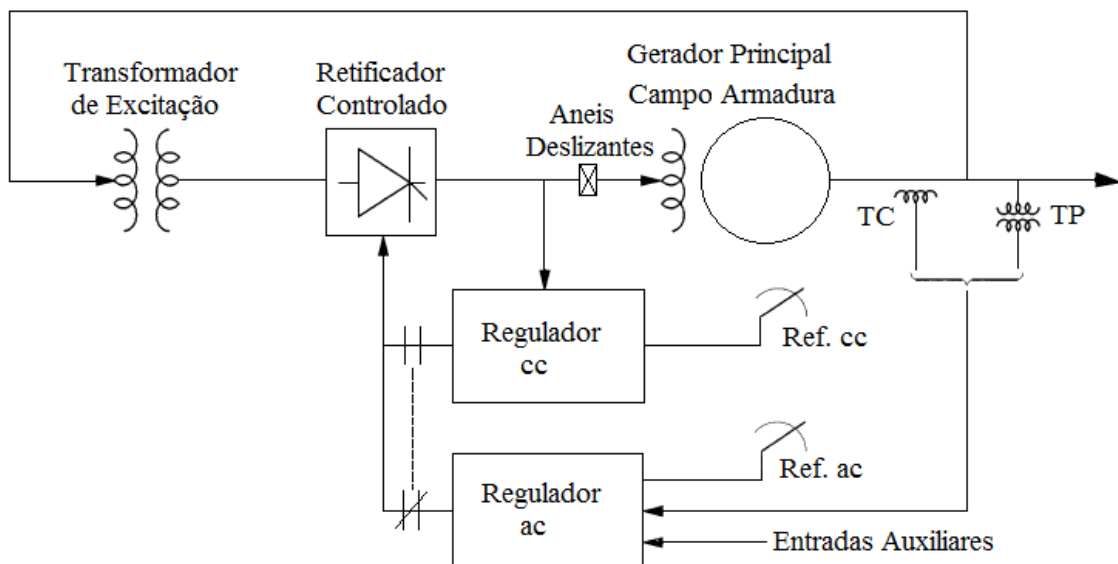


Figura 7 - Sistema de excitação alimentado por transformador abaixador. Adaptado de [2].

Nos sistemas elétricos isolados, a fragilidade da redução de tensão disponível em eventos de falta precisa ser contornada. Para tal é utilizado os sistemas de excitação compostos. Sistemas compostos são formados por transformador de excitação aliados a transformadores de corrente. Nos momentos que o gerador esta sem carga, ou seja, não há corrente elétrica, a energia para o sistema de excitação é totalmente proveniente do transformador de excitação. Nos momentos em que o gerador está alimentando os consumidores a energia é proveniente parte do transformador de excitação e parte dos

transformadores de corrente e durante os eventos de curto-circuito onde a tensão disponível pode reduzir-se drasticamente, a energia para alimentar o campo é mantida principalmente pelos transformadores de corrente. Para melhor ilustrar o sistema de excitação composto é apresentado na Figura 8 um diagrama esquemático.

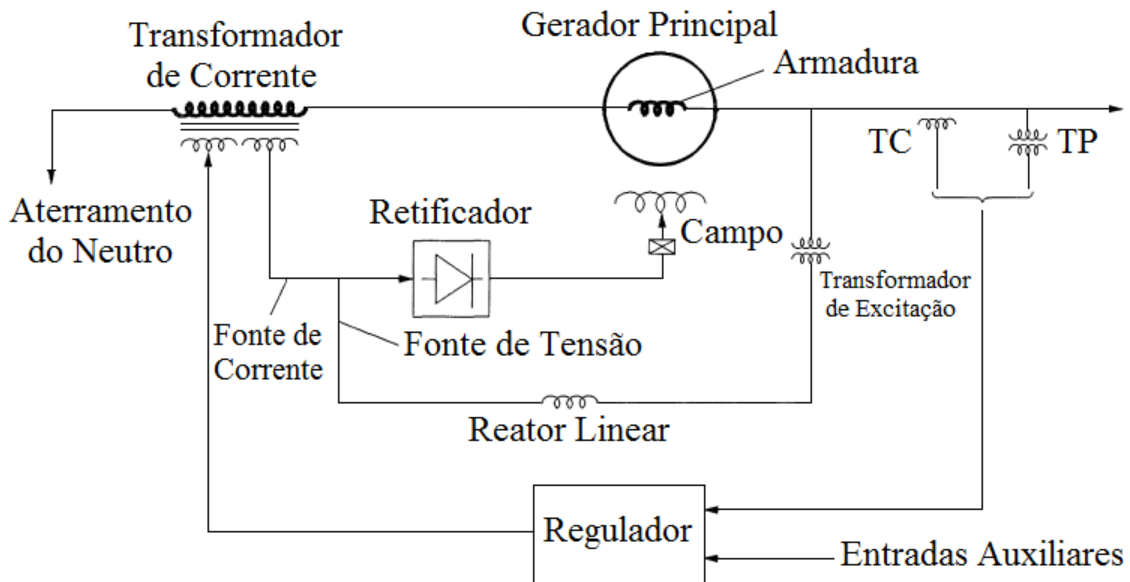


Figura 8 - Sistema de excitação composto. Adaptado de [2].

2.2.3 Modelos Matemáticos dos componentes dos Sistemas de Excitação

Cada tipo construtivo de sistema de excitação apresentado na secção 2.2.2 possui características próprias. Logo, para avaliar o atendimento dos critérios de desempenho, o devido funcionamento e a coordenação dos dispositivos de proteção e para realização dos estudos de transitórios eletromecânicos, é necessário utilizar um modelo matemático para representar devidamente o comportamento de cada equipamento. Na referência [14] existem modelos matemáticos a serem utilizados nos estudos dos sistemas elétricos para diversos tipos de sistemas de excitação.

Desta forma, nas secções seguintes são apresentados, primeiramente, os modelos matemáticos dos componentes presentes nos sistemas de excitação para, em seguida, apresentar os modelos completos de cada tipo construtivo de sistema de excitação.

2.2.3.1 - Excitatriz CC

O Circuito elétrico de uma excitatriz CC de excitação independente pode ser visto na Figura 9.

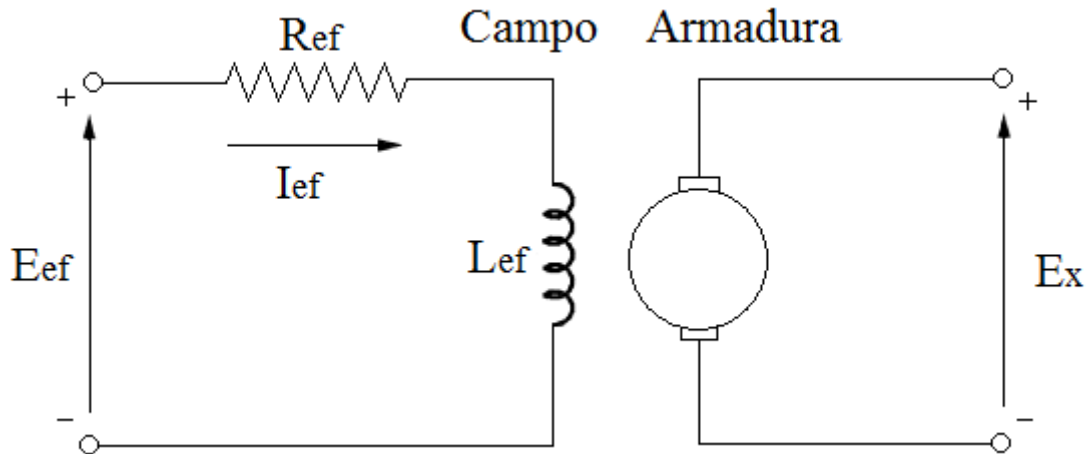


Figura 9 - Circuito elétrico de uma excitatriz CC. Adaptado de [2].

Para o circuito de campo da excitatriz pode-se escrever a equação (2.1).

$$E_{ef} = R_{ef}I_{ef} + \frac{d\psi}{dt} \quad (2.1)$$

Sendo

$$\psi = L_{ef}I_{ef} \quad (2.2)$$

e, desconsiderando o fluxo disperso, a tensão de saída da excitatriz é dada pela equação (2.3).

$$E_x = K_x\psi \quad (2.3)$$

A variável K_x depende da velocidade de rotação do rotor e da configuração do enrolamento de armadura da excitatriz. Devido ao fato da saturação magnética do

núcleo da excitatriz, a tensão de saída E_X é uma função não linear da corrente de campo I_{ef} , além de também ser afetada pelo carregamento da máquina.

A prática comum para modelar a excitatriz CC nos estudos elétricos, considerando o efeito da saturação e do carregamento, é utilizar a curva de magnetização em carga de resistência constante. Um exemplo desta curva é apresentado na Figura 10.

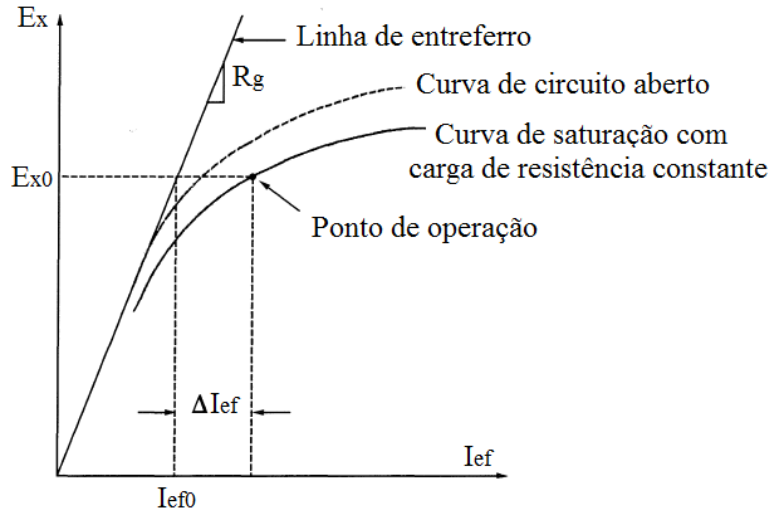


Figura 10 - Curva de magnetização da excitatriz CC. Adaptado de [2].

Na Figura 10 R_g representa a tangente da linha de entreferro e da parte inferior da curva de circuito aberto. A variável ΔI_{ef} é a diferença de corrente de campo entre a curva de saturação com carga e a linha de entreferro e, pelo gráfico, pode-se notar que se relaciona não linearmente com a tensão de saída da excitatriz. Assim, a corrente de campo para a curva de saturação com carga pode ser escrita conforme a equação (2.4) e a diferença de corrente ΔI_{ef} pela equação (2.5).

$$I_{ef} = \frac{E_X}{R_g} + \Delta I_{ef} \quad (2.4)$$

$$\Delta I_{ef} = E_X S_e(E_X) \quad (2.5)$$

Onde $S_e(E_X)$ é uma função de saturação dependente de E_X . Assim, substituindo (2.3) e (2.4) em (2.1), tem-se a equação (2.6).

$$E_{ef} = \frac{R_{ef}}{R_g} E_X + R_{ef} S_e(E_X) E_X + \frac{1}{K_X} \frac{dE_X}{dt} \quad (2.6)$$

Utilizando como base para a tensão de campo e para corrente de campo os valores de tensão e corrente de campo que resultam em tensão terminal nominal na linha de entreferro, a equação (2.6) em pu é dada pela equação (2.7).

$$\overline{E}_{ef} = \frac{R_{ef}}{R_g} \overline{E}_X [1 + \overline{S}_e(\overline{E}_X)] + \frac{1}{K_X} \frac{d\overline{E}_X}{dt} \quad (2.7)$$

Onde $\overline{S}_e(\overline{E}_X)$ é calculado na equação (2.8).

$$\overline{S}_e(\overline{E}_X) = \frac{\Delta \overline{I}_{ef}}{\overline{E}_X} = R_g S_e(E_X) \quad (2.8)$$

Na Figura 11, a função de saturação, $\overline{S}_e(\overline{E}_X)$, em p.u. é dado pela equação (2.9).

$$\overline{S}_e(\overline{E}_X) = \frac{A - B}{B} \quad (2.9)$$

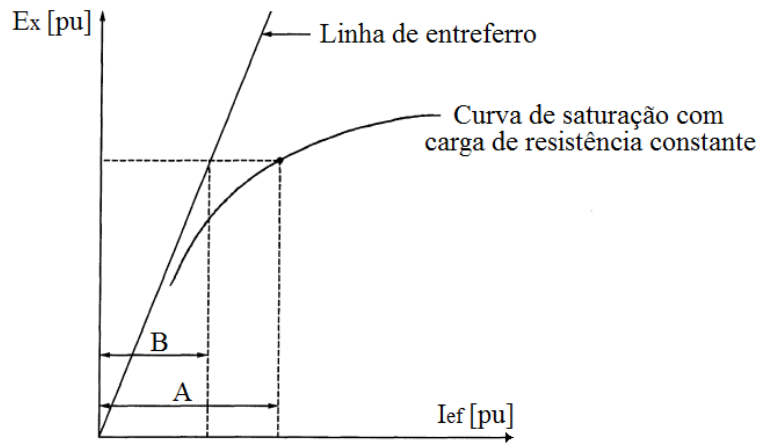


Figura 11 - Curva de saturação da excitatriz. Adaptado de [2].

Substituindo $\frac{R_{ef}}{R_g}$ por K_E , $\frac{R_{ef}}{R_g} \overline{S}_e(\overline{E}_X)$ por $S_e(\overline{E}_X)$ e $\frac{1}{K_X}$ por T_E na equação (2.7) pode-se escrever a equação (2.10).

$$\overline{E_{ef}} = K_E \overline{E_X} + S_e(\overline{E_X}) \overline{E_X} + T_E \frac{d\overline{E_X}}{dt} \quad (2.10)$$

Assim, a equação (2.10) pode ser representada no diagrama de blocos visto na Figura 12.

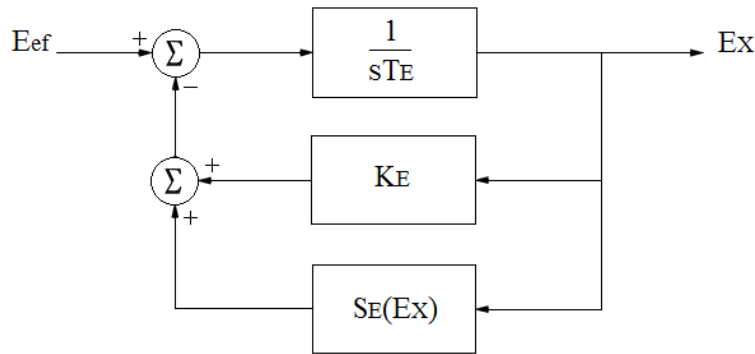


Figura 12 - Diagrama de blocos da excitatriz CC. Adaptado de [2].

2.2.3.2 - Excitatriz CA

O modelo matemático de uma excitatriz CA para ser utilizado em estudos de estabilidade não difere significativamente do modelo desenvolvido para a excitatriz CC apresentado na secção anterior. Excluindo a representação da retificação, a diferença existente é a inclusão do efeito de desmagnetização da armadura conforme há o carregamento da excitatriz. Este efeito é considerado através da inclusão de um bloco proporcional a corrente de campo do gerador principal (I_{FD}), conforme pode ser visto na Figura 13. A constante K_D depende das reatâncias síncrona e transiente da excitatriz [2].

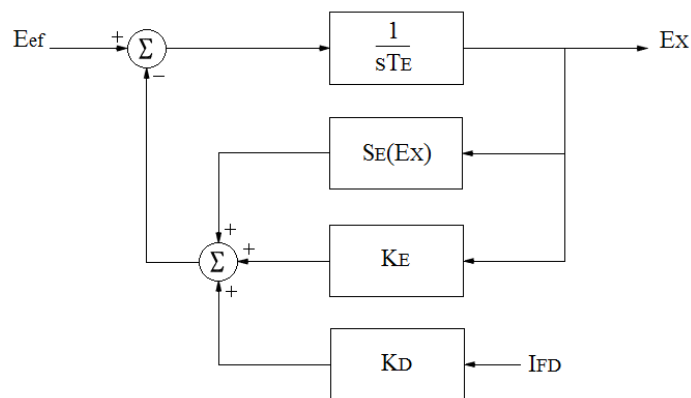


Figura 13 - Diagrama de blocos da excitatriz CA. Adaptado de [2].

2.2.3.3 - Retificador

A saída da excitatriz CA precisa passar por um retificador antes de ser aplicada ao campo do gerador principal, por exemplo, os diodos rotativos da excitação do tipo *brushless*. A reatância indutiva da excitatriz é vista pelo retificador como uma reatância de comutação, a qual atrasa a comutação entre os diodos que estão conduzindo e, assim, reduz o valor médio da tensão disponível na saída do retificador conforme a corrente de campo cresce [2].

A maioria dos retificadores aplicados nos sistemas de excitação é ponte completa trifásico e este tipo de retificador opera em três modos distintos que dependem do produto entre a reatância de comutação e a corrente de campo [13].

A reatância de comutação impede a transferência automática de um diodo para o outro por um tempo finito (tempo de comutação). Isto é definido como ângulo de comutação (μ) e dependendo da corrente de carga produz um ângulo de atraso (α), que não é o mesmo ângulo associado com o atraso de disparo de tiristores, no início do processo de comutação.

No modo de operação I, o ângulo de comutação (μ) aumenta de 0° até 60° enquanto o ângulo de atraso (α) é zero. No modo de operação II, o ângulo de comutação é fixo em 60° , mas o início do processo de comutação é atrasado pelo ângulo de atraso (α) que varia de 0° a 30° . E no modo de operação III, o ângulo de atraso (α) é fixo em 30° e o ângulo de comutação varia de 60° a 120° .

Estes três modos de operação podem ser vistos na Figura 14. Nas simulações computacionais a curva característica de regulação do retificador é definida em três segmentos que são representados pela equação (2.11).

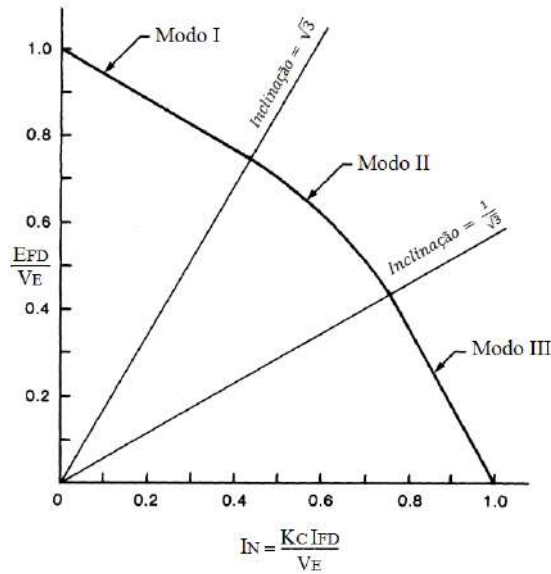


Figura 14- Característica de regulação do retificador. Adaptado de [13].

$$\begin{aligned}
 F_{EX} &= 1,0 - 0,577I_N, & \text{se } I_N \leq 0,433 \\
 F_{EX} &= \sqrt{0,75 - I_N^2}, & \text{se } 0,433 < I_N < 0,75 \\
 F_{EX} &= 1,732(1,0 - I_N), & \text{se } 0,75 \leq I_N \leq 1
 \end{aligned} \tag{2.11}$$

Desta forma, a tensão que é aplicada ao campo (E_{FD}) é um produto entre a tensão de saída da excitatriz (V_E) e o valor da função F_{EX} , conforme pode ser visto na figura 15.

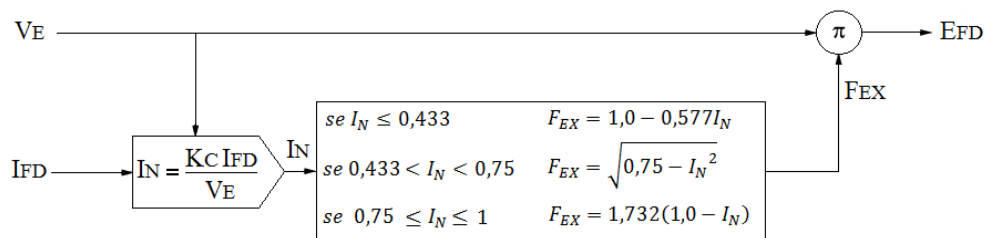


Figura 15- Modelo do retificador. Adaptado de [13].

Com isto finaliza-se a apresentação dos principais componentes existentes nos modelos matemáticos dos sistemas de excitação, de forma que se pode seguir para a apresentação dos modelos completos dos sistemas.

2.2.4 Modelo Matemático para o Sistema de Excitação

Na referência [14] são apresentados diversos modelos matemáticos para representar os diferentes tipos de sistemas de excitação fabricados e instalados pelo mundo. Para efeito de ilustração é apresentado na Tabela 4 os modelos existentes na referência [14].

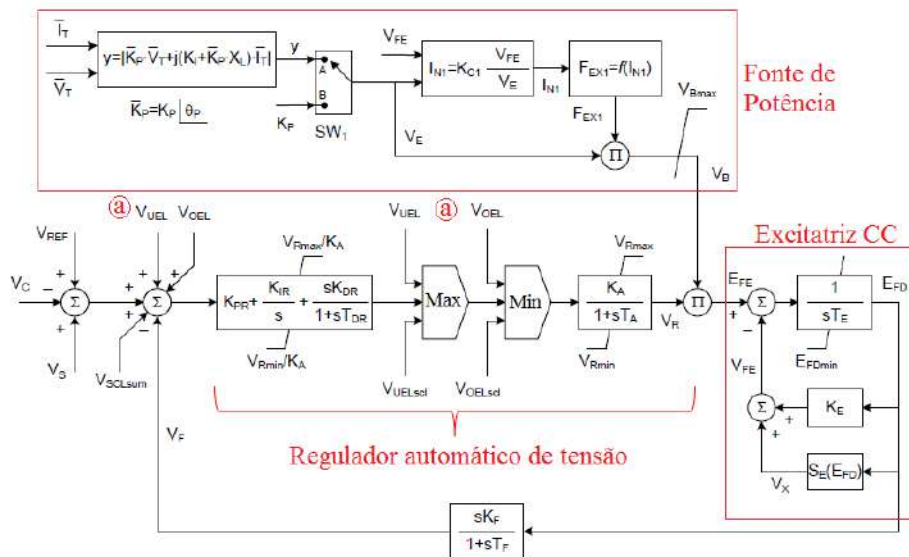
Tabela 4 - Modelos de sistemas de excitação.

Categoria	Modelo Matemático	Categoria	Modelo Matemático	Categoria	Modelo Matemático
Sistema de Excitação CC	DC1A	Sistema de Excitação CA	AC1A	Sistema de Excitação Estático	ST1A
	DC1C		AC1C		ST1C
	DC2A		AC2A		ST2A
	DC2C		AC2C		ST2C
	DC3A		AC3A		ST3A
	DC4B		AC3C		ST3C
	DC4C		AC4A		ST4B
			AC4C		ST4C
			AC5A		ST5B
			AC5C		ST5C
			AC6A		ST6B
	AC6C	ST6C			
	AC7B	ST7B			
	AC7C	ST7C			
	AC8B	ST8C			
	AC8C	ST9C			
	AC9C	ST10C			
	AC10C				
	AC11C				

Com a finalidade de melhor descrever estes sistemas foram elencados três modelos, um para o sistema de excitação CC (DC4C), um para excitação CA (AC7B) e um para excitação estática (ST4B).

2.2.4.1 Modelo Matemático para o Sistema de Excitação CC DC4C

Segundo a referência [13], nos dias atuais poucos sistemas de excitação CC são produzidos, pois foram suplantados pelos sistemas CA e os sistemas estáticos. Contudo, há de se utilizar um modelo adequado para os sistemas CC que estiverem instalados. Assim, para ilustrar um sistema de excitação CC é apresentado na Figura 16 o sistema DC4C.



Ⓐ Pontos alternativos para inclusão dos limitadores de sobre-excitação, subexcitação e corrente estática.

Figura 16 - Sistema de excitação modelo DC4C. Adaptado de [14].

Neste modelo é utilizada uma excitatriz CC, equivalente ao apresentado na Figura 12, para gerar a tensão a ser aplicada no campo do gerador principal (E_{FD}). A tensão a ser aplicada no campo da excitatriz (E_{FE}) pode ser oriunda de um transformador de excitação conectado nos terminais do gerador (chave SW1 na posição A) ou de uma barra independente (chave SW1 na posição B). Para ambos os casos a tensão precisa passar por um retificador, equivalente ao apresentado na Figura 15, antes de ser aplicada ao campo da excitatriz.

Este modelo também inclui um regulador automático de tensão (RAT) com controlador PID e um laço de estabilização (K_F , T_F) para os casos de controladores desprovidos da parcela proporcional [14].

2.2.4.2 Modelo Matemático para o Sistema de Excitação CA AC7B

O sistema de excitação modelo AC7B utiliza uma excitatriz CA com retificação estacionária ou rotativa para gerar a tensão a ser aplicada no campo do gerador principal. Na Figura 17, tem-se o diagrama de blocos para este sistema.

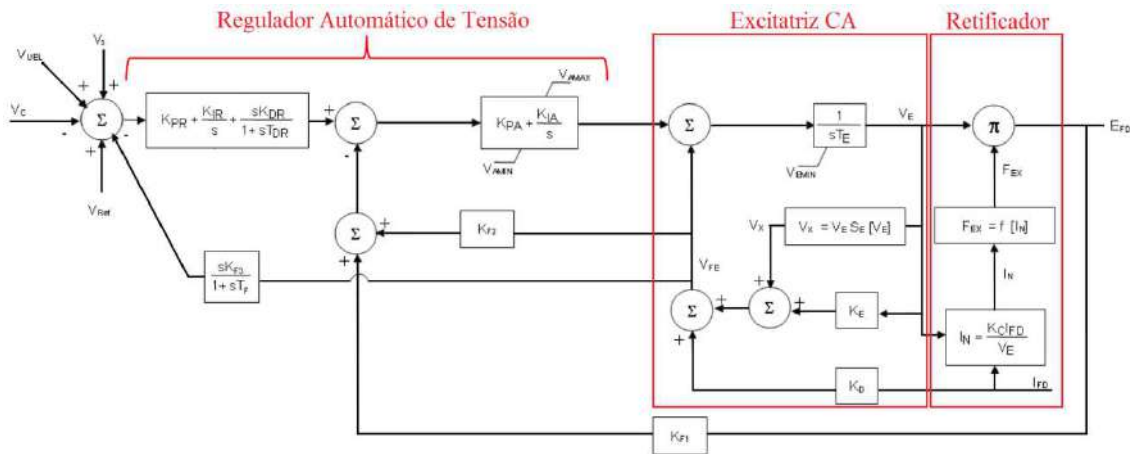


Figura 17 - Sistema de excitação CA modelo AC7B. Adaptado de [14].

Como características deste modelo destacam-se o laço de regulação de tensão de campo do gerador (K_{F1}), o laço de regulação de corrente da excitatriz (K_{F2}), o regulador de tensão com controlador PID e laço de estabilização (K_{F3} , T_F) para os casos nos quais o regulador de tensão não possua parcela derivativa.

Como neste modelo é utilizada uma excitatriz CA, percebe-se que a excitatriz apresentada na Figura 13 e o retificador apresentado na Figura 15 compõem o diagrama de blocos que representa o sistema de excitação CA AC7B.

2.2.4.3 Modelo Matemático para o Sistema de Excitação Estático ST4B

O sistema de excitação estático ST4B é adequado para representar sistemas com alimentação via transformador de excitação ou alimentação composta, configuração que é feita através dos parâmetros $\overline{K_P}$, K_I e X_L . O regulador de tensão possui um

controlador do tipo PI. Ademais, há possibilidade de inclusão de sinais para limitador de sobre-excitação, limitador de subexcitação e estabilizador de sistema de potência.

Da mesma forma que foi colocado para os dois tipos anteriores de sistemas de excitação, no sistema estático ST4B também há o modelo matemático apresentado na Figura 15 para representar a retificação da tensão (oriunda de um transformador de excitação ou de um sistema composto) que é aplicada ao campo do gerador principal. A constante T_A representa um atraso do regulador de tensão no disparo dos tiristores da ponte retificadora e o ganho K_G compoe o laço de regulação da tensão de campo.

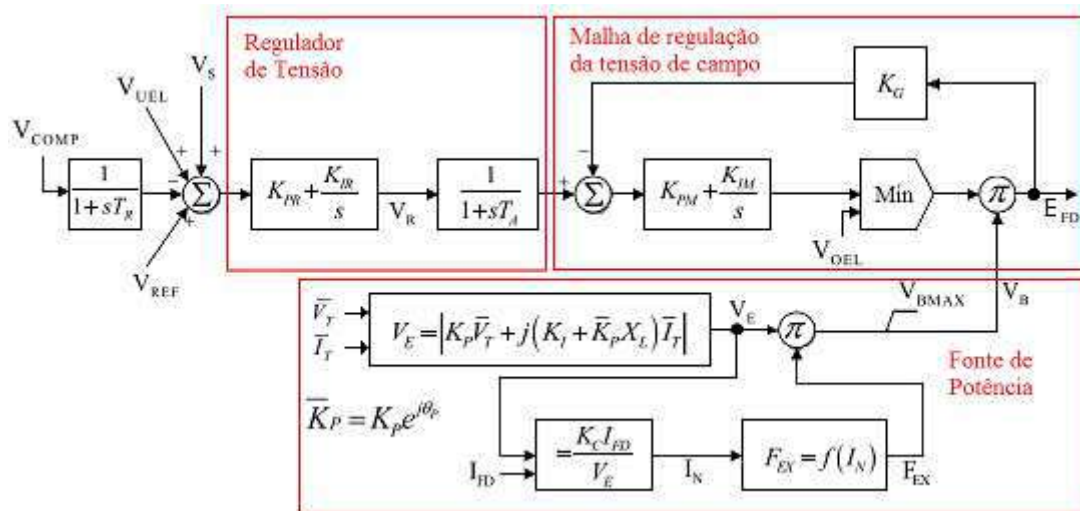


Figura 18 - Sistema de Excitação Estático modelo ST4B. Adaptado de [11].

2.3 Reguladores de Velocidade

O modelo do regulador de velocidade das turbinas a gás a ser utilizado nos estudos dinâmicos é o modelo GGOV1 apresentado na referência [20]. Este modelo pode ser visto na figura 19.

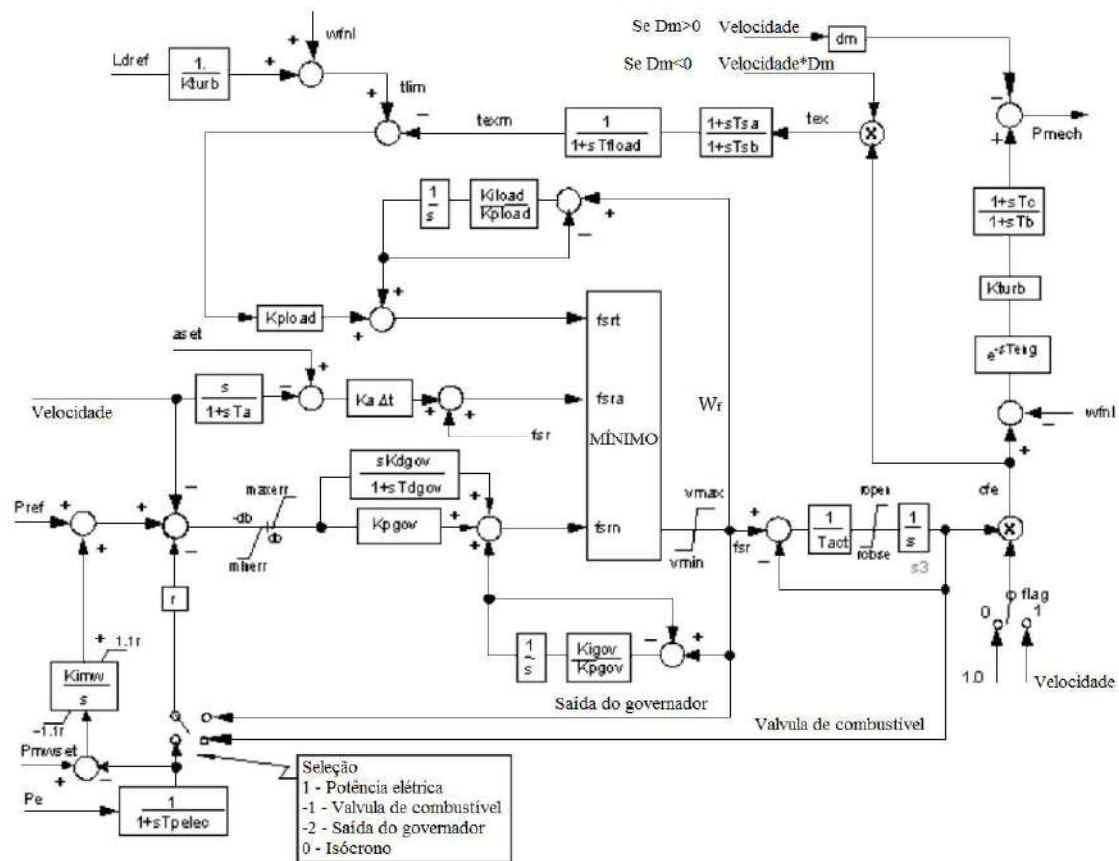


Figura 19 - Modelo de controlador de velocidade de turbinas a gás GGOV1. Adaptado de [20].

Da mesma forma que em modelos mais simples, neste também são assumidas simplificações como desconsiderar o controle das válvulas de admissão de ar e considerar o limite de temperatura/carregamento da turbina como uma constante (não variando com a temperatura ambiente e nem com as características do combustível).

Mesmo com estas simplificações, segundo as referências [18] e [20], este modelo apresentou melhorias que o tornaram mais adequado para representar o comportamento dinâmico de turbinas a gás durante grandes perturbações do que modelos anteriores. Dentre as melhorias destacam-se o laço de controle de aceleração máxima e o laço de controle de temperatura/potência máxima alcançada.

Em condições de regime permanente, a potência mecânica entregue pela turbina é dada pela equação (2.12).

$$P_{mech} = K_{turb}(W_f - W_{fnl}) \quad (2.12)$$

O parâmetro W_{fnl} é o fluxo de combustível em velocidade nominal com o gerador descarregado, portanto representa o consumo de energia para acionar o compressor axial do ar de combustão.

Para o controle de velocidade, o modelo é provido de um controlador PID que recebe o sinal proveniente da comparação da medição de velocidade, da referência de velocidade e do sinal de *droop* configurado.

A seleção da origem do sinal de *droop* é feita através de uma chave que determina se o sinal utilizado será proveniente da potência elétrica medida do gerador, da saída do governador ou até mesmo da posição da válvula de admissão de combustível.

A determinação de qual malha de controle comandará a ação de abertura/fechamento da admissão de combustível é feita através de uma porta de menor valor. Assim, se o sinal “*fsrn*” for o menor, significa que o sinal da malha de controle de velocidade comandará a válvula de admissão de combustível. Os outros sinais, “*fsra*” e “*fsrt*”, representam o controlador de aceleração e o controlador de temperatura, respectivamente. Estes últimos modos de controle podem ser desabilitados configurando valores elevados para a variável “*Ldref*” que representa o carregamento máximo admissível para a turbina e para a variável “*aset*” que representa a aceleração máxima admissível.

A dinâmica da válvula é representada através da constante de tempo T_{act} e as variáveis V_{max} e V_{min} contêm as informações de fluxo máximo e mínimo de combustível para a turbina. A variável T_{eng} representa um atraso no caso de utilização deste modelo de regulador de velocidade para geradores Diesel. Para aplicações com turbinas, T_{eng} deve assumir valor zero. As constantes de tempo T_b e T_c do controlador em avanço-atraso representam o atraso nas mudanças de fluxo de combustível das turbinas a gás.

2.4 Cargas Estáticas

Nas referências [28] e [29] é declarado que as cargas estáticas podem ser classificadas, considerando sua dependência com a tensão, por um tipo ou uma combinação dos seguintes tipos: potência constante, impedância constante e corrente constante.

Na equação (2.13) tem-se uma única expressão que permite representar estes tipos de cargas.

$$\left(\frac{S}{S_i}\right) = \left(\frac{V}{V_i}\right)^k \quad (2.13)$$

Para representar uma carga de potência constante, utiliza-se $k = 0$. Para $k = 1$, tem-se uma carga de corrente constante e para $k = 2$ tem-se uma carga de impedância constante. Sendo S_i a potência inicial na tensão V_i e S a potência na tensão V . De forma mais geral a equação pode ser expressa na forma da equação (2.14).

$$P + jQ = P_i \left(\frac{V}{V_i}\right)^{k_1} + jQ_i \left(\frac{V}{V_i}\right)^{k_2} \quad (2.14)$$

De modo mais restritivo, pode-se reescrever a equação (2.14) na forma da equação (2.15). Os três termos existentes para a potência ativa e reativa permitem modelar a carga como possuindo a combinação de potência constante, corrente constante e impedância constante ao mesmo tempo.

$$P + jQ = \left[A + B \frac{V}{V_i} + C \left(\frac{V}{V_i}\right)^2 \right] P_i + j \left[D + E \frac{V}{V_i} + F \left(\frac{V}{V_i}\right)^2 \right] Q_i \quad (2.15)$$

Em estudos de estabilidade também pode se necessário modelar a dependência das cargas com a variação da frequência. A forma linear de considerar esta dependência é apresentada na equação (2.16).

$$P + jQ = (1 + G\Delta f)P_i + j(1 + H\Delta f)Q_i \quad (2.16)$$

Onde G e H são frações de P_i e Q_i que são afetadas pela variação da frequência de alimentação.

2.5 Motores de Indução

A potência nominal dos motores de indução utilizados na indústria tem aumentado cada vez mais, chegando a se comparar com a capacidade total instalada de alguns sistemas elétricos industriais [28].

No caso dos sistemas elétricos de plataformas de produção de petróleo, que em sua maioria são sistemas isolados, a modelagem adequada dos motores de indução é primordial para que seja feita uma avaliação realista da dinâmica do sistema em determinados eventos.

MARCHON [4] conclui em sua dissertação que o modelo matemático de quinta ordem foi o mais adequado para representar os maiores motores de indução existentes na planta industrial estudada em seu trabalho. Para os motores menores, que representavam um número substancialmente alto, a autora sugeriu utilizar o modelo de terceira ordem.

A planta industrial avaliada nesta dissertação tem porte menor do que a planta industrial estudada em [4], de forma que foi optado por utilizar o modelo de quinta ordem para representar tanto os maiores motores (13,8 kV) como também os motores de menor porte (480 V). Para entendimento dos modelos mencionados, é apresentado em 2.5.1 e 2.5.2 o equacionamento desenvolvido em [4].

2.5.1 Modelo de Terceira Ordem para os Motores de Indução

Segundo MARCHON [4], o modelo de terceira ordem dos motores de indução leva em consideração as dinâmicas devidas a transitórios elétricos e mecânicos do rotor de gaiola simples e despreza a dinâmica dos fluxos magnéticos do estator.

Assim, é apresentado em [4] o conjunto de equações de circuito para este modelo.

$$v_{ds} = r_s i_{ds} - X'_s i_{qs} + v'_d \quad (2.17)$$

$$v_{qs} = r_s i_{qs} + X'_s i_{ds} + v'_q \quad (2.18)$$

$$\dot{v}'_d = -\frac{1}{T'_o} [v'_d - (X_{ss} - X') i_{ds}] - s v'_q \quad (2.19)$$

$$\dot{v}'_q = -\frac{1}{T'_o} [v'_q + (X_{ss} - X') i_{qs}] + s v'_d \quad (2.20)$$

Onde:

- v_{ds} é a tensão de eixo direto do estator;
- v_{qs} é a tensão de eixo de quadratura do estator;
- v'_d é a tensão de eixo direto atrás da impedância transitória;
- v'_q é a tensão de eixo de quadratura atrás da impedância transitória;
- \dot{v}'_d é a derivada da tensão de eixo direto atrás da impedância transitória;
- \dot{v}'_q é a derivada da tensão de eixo de quadratura atrás da impedância transitória;
- r_s é a resistência dos enrolamentos estatóricos;
- X'_s é a reatância transitória;
- X_{ss} é a reatância própria dos enrolamentos fictícios q_s e d_s ;
- i_{ds} é a corrente do estator de eixo direto;
- i_{qs} é a corrente do estator de eixo de quadratura;
- s é o escorregamento do motor;
- T'_o é a constante de tempo transitória de circuito aberto.

É importante lembrar que no desenvolvimento das equações (2.17) e (2.18), a dinâmica dos fluxos enlaçados pelos enrolamentos estatóricos foi desprezada por ser muito mais rápida do que a dinâmica dos fluxos enlaçados pelos enrolamentos rotóricos. Assim, é possível escrever as equações (2.17) e (2.18) na forma fasorial, o que é visto na equação (2.21). A partir da equação (2.21), pode-se representar o motor de indução na forma de um circuito equivalente monofásico algébrico, como apresentado na Figura 20.

$$\widehat{V}_s = r_s \widehat{I}_s + j X'_s \widehat{I}_s + \widehat{V}' \quad (2.21)$$

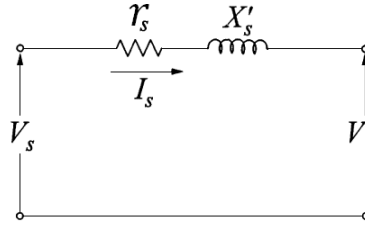


Figura 20 - Circuito equivalente para o modelo de terceira ordem. Adaptado de [2].

Os fenômenos transitórios mecânicos do rotor são representados pela equação de aceleração do rotor:

$$2H\dot{\omega}_r = T_e - T_L \quad (2.22)$$

assim, existem três variáveis de estado: ω_r , v'_d e v'_q . Este número de variáveis de estado designou o modelo como de terceira ordem.

2.5.2 Modelo de Quinta Ordem para os Motores de Indução

Este modelo se refere a motores de dupla gaiola ou gaiola com barras profundas. Nele são consideradas as dinâmicas de transitórios elétricos devido às duas gaiolas e a dinâmica mecânica do rotor, sendo novamente desprezada a dinâmica dos fluxos magnéticos do estator.

Em [4], da mesma forma que foi feito para o modelo de terceira ordem, é apresentado o conjunto de equações de circuito para o modelo de quinta ordem.

$$v_{ds} = r_s i_{ds} - X_s'' i_{qs} + v_q'' \quad (2.23)$$

$$v_{qs} = r_s i_{qs} + X_s'' i_{ds} + v_d'' \quad (2.24)$$

$$\dot{v}_d' = -s v_q' - \frac{1}{T_o'} [v_d' - (X_{ss} - X_s') i_{ds}] \quad (2.25)$$

$$\dot{v}_q' = s v_d' - \frac{1}{T_o'} [v_q' + (X_{ss} - X_s') i_{qs}] \quad (2.26)$$

$$\dot{v}_d'' = s(v_q' - v_q'') + \dot{v}_d' - \frac{1}{T_o''} [v_d' - v_q'' + (X_s' - X_s'') i_{ds}] \quad (2.27)$$

$$\dot{v}_q'' = -s(v_d' - v_d'') + v_q' - \frac{1}{T_o''} [v_q' - v_d'' - (X_s' - X_s'')i_{qs}] \quad (2.28)$$

Onde:

- v_d'' é a tensão de eixo direto atrás da impedância subtransitória;
- v_q'' é a tensão de eixo de quadratura atrás da impedância subtransitória;
- r_s é a resistência dos enrolamentos estatóricos;
- X_s'' é a reatância subtransitória;
- T_o'' é a constante de tempo subtransitória de circuito aberto.

Para o desenvolvimento das equações (2.23) e (2.24) também foi desconsiderada a dinâmica dos fluxos enlaçados pelos enrolamentos estatóricos. Assim, também é possível escrever as equações (2.23) e (2.24) na forma fasorial, chegando-se à equação (2.29). Da mesma forma como feito para o modelo de terceira ordem, a equação (2.29) permite representar o motor de indução na forma de um circuito equivalente monofásico algébrico, como apresentado na Figura 21.

$$\widehat{V}_s = r_s \widehat{I}_s + jX_s'' \widehat{I}_s + \widehat{V}'' \quad (2.29)$$

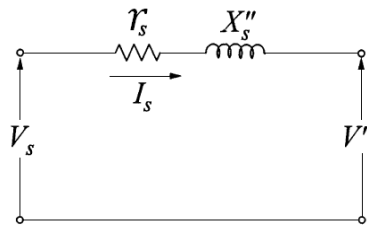


Figura 21 - Circuito equivalente para o modelo de quinta ordem. Adaptado de [2].

Novamente, para representar os fenômenos transitórios mecânicos é utilizada a equação de aceleração do rotor.

$$2H\dot{\omega}_r = T_e - T_L \quad (2.30)$$

Assim, neste modelo, existem cinco variáveis de estado: ω_r , v_d' e v_q' , v_d'' e v_q'' . Com este número de variáveis de estado, o modelo foi designado como de quinta ordem.

Capítulo 3 Estabilidade de Sistemas Elétricos Industriais

3.1 Introdução

A estabilidade de sistemas de potência tem sido vista como uma questão importante desde os anos 1920, segundo KUNDUR et al [30]. Historicamente o problema de estabilidade transitória se apresenta como principal problema de estabilidade nos sistemas de potência.

Com o crescimento dos sistemas e operação dos mesmos em condições mais estressadas, diferentes formas de instabilidade emergiram. Por exemplo, a estabilidade de tensão, a estabilidade de frequência e as oscilações interáreas hoje tem mais importância do que no passado.

Para a adequada avaliação de desempenho dos diferentes sistemas de excitação que foram estudados nesta dissertação, é necessário antes conhecer os conceitos relativos ao estudo de estabilidade de sistemas de potência. Assim, nos itens seguintes são apresentados os conceitos básicos relativos ao estudo de estabilidade de sistemas de potência.

3.2 Conceitos Básicos

As máquinas síncronas interconectadas mantem o sincronismo através de forças restauradoras que aparecem quando surgem forças que tentam acelerar ou desacelerar uma ou mais máquinas perante as outras.

Em condições de regime permanente, o torque motriz e o torque de carga de cada máquina ficam equilibrados, de forma que não haja aceleração e a velocidade do rotor seja constante. Contudo, quando acontecem perturbações, este equilíbrio é perdido. O

rotor das máquinas pode acelerar ou desacelerar, segundo as leis do movimento rotacional. Nos casos que uma máquina acelera em relação às demais, a posição angular de seu rotor avançará perante a posição angular das máquinas mais lentas. Esta mudança fará com que a máquina mais rápida assuma parte da carga das demais máquinas, de acordo com a curva potência-ângulo. Ao assumir mais carga, sua velocidade tende a diminuir, diminuindo também a diferença angular entre as máquinas, o que restaura o equilíbrio no sistema. Cabe salientar que acima de certo limite, o aumento da diferença angular entre as máquinas resulta em diminuição da potência transferida, de forma que a máquina que aumentou a velocidade passará a ter uma aceleração ainda maior e o sistema perderá o sincronismo. A perda de sincronismo pode ocorrer tanto entre um gerador e o resto do sistema como entre grupos de geradores.

Após uma pequena perturbação, a mudança de torque elétrico de uma máquina síncrona pode ser decomposta em duas componentes:

$$\Delta T_e = K_S \Delta \delta + K_D \Delta \omega \quad (2.31)$$

A primeira parcela é a componente proporcional à variação do ângulo do rotor ($\Delta \delta$) e é conhecida como componente de torque sincronizante, sendo K_S o coeficiente de torque sincronizante. A segunda parcela é proporcional à variação de velocidade ($\Delta \omega$) e é conhecida como componente de torque de amortecimento, sendo K_D o coeficiente de torque de amortecimento.

A insuficiência destas componentes pode resultar em instabilidade. A falta de torque de sincronismo resulta em instabilidade angular aperiódica e a falta de torque de amortecimento resulta em instabilidade angular oscilatória [31].

3.3 Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência

A classificação proposta em [30] foi baseada nas seguintes considerações:

- A natureza física da instabilidade;
- O tamanho da perturbação considerada;

- Os equipamentos envolvidos, o processo e o domínio do tempo devem ser levados em consideração na determinação da estabilidade.

Ainda em [30] é apresentado um quadro geral com as classificações de estabilidade em sistemas de potência. Na Figura 22 pode-se ver esta classificação.

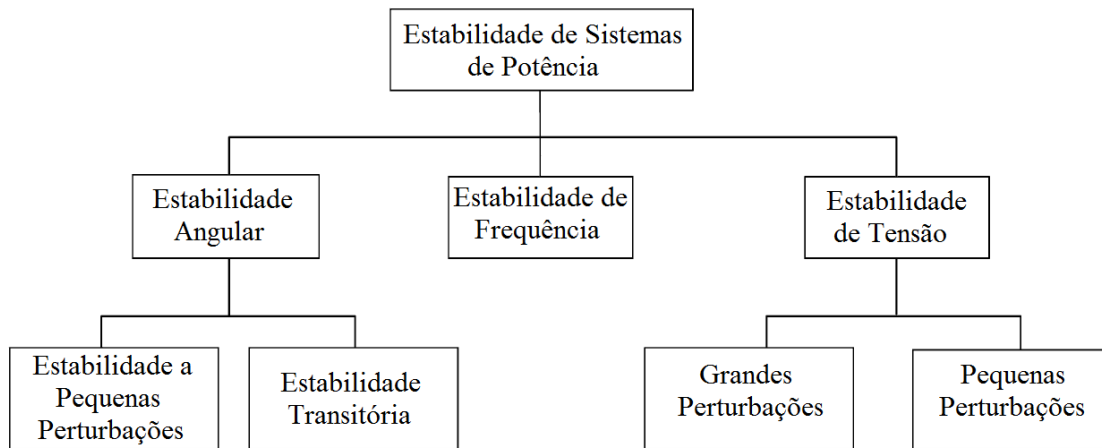


Figura 22 - Classificação de Estabilidade de Sistemas de Potência. Adaptado de [30].

3.3.1 Estabilidade Angular

A habilidade de uma máquina síncrona manter o sincronismo com o sistema elétrico que ela esteja conectada após a ocorrência de um distúrbio é denominada estabilidade angular [30].

Caso não seja possível manter ou restaurar o equilíbrio entre os torques eletromagnéticos e mecânicos, ocorrerá instabilidade. A instabilidade pode se apresentar na forma do aumento das oscilações angulares de alguns geradores, levando-os a perda de sincronismo.

Para facilitar a análise da estabilidade angular, a mesma pode ser subcategorizada da seguinte forma:

- Estabilidade a pequenas perturbações: é a habilidade do sistema de potência manter o sincronismo perante pequenos distúrbios. Os distúrbios podem ser

considerados suficientemente pequenos se a análise do fenômeno com modelo linearizado não implicar em perda considerável de precisão. A instabilidade desta subcategoria pode se apresentar de duas formas. A primeira forma é o aumento aperiódico do ângulo do rotor devido à insuficiência de torque sincronizante. A segunda forma de instabilidade se apresenta através de oscilações angulares de amplitude crescente devido à insuficiência de torque de amortecimento.

Para suprimir oscilações angulares de baixa frequência, podem ser empregados os estabilizadores de sistemas de potência (PSS). Através destes elementos, que atuam tipicamente através dos reguladores de tensão, são introduzidos amortecimentos nas oscilações dos ângulos dos rotores dos geradores síncronos [32].

Ainda segundo [32], o amortecimento adicional propiciado pela inclusão de um PSS é normalmente requerido em sistemas de potência sob condições de transmissão fraca com carga pesada, em sistemas com circuitos de transmissão longos ou em sistemas em condição de contingência de saída de linhas ou perda de geração.

A referência [7] contém uma observação importante sobre a avaliação da estabilidade angular em sistemas elétricos industriais. Nesta referência, é feita uma análise da resposta dinâmica de uma planta industrial, concluindo-se que o maior problema do sistema não é o comportamento angular dos rotores dos geradores após a ocorrência de distúrbios típicos, mas sim os desvios de tensão e frequência observados. Tais desvios podem implicar em atuação de proteções de tensão e frequência, causando o desligamento de geradores, motores e demais cargas.

A observação da referência [7] está alinhada com a referência [9], na qual é declarado que geradores conectados no mesmo barramento por circuitos de baixa impedância normalmente mantêm seu sincronismo, exceto em eventos como perda de excitação e sobrecarga.

Assim, considerando o que é declarado em [7], [9] e [32], a utilização de sinais estabilizadores oriundos de um PSS não se faz necessária em sistemas elétricos

industriais isolados, pois os mesmos possuem geradores conectados ao mesmo barramento por circuitos de baixa impedância.

- Estabilidade frente a grandes perturbações ou estabilidade transitória: é a habilidade de um sistema de potência, após sofrer uma grande perturbação, de se manter em sincronismo. Como exemplos de grandes perturbações podem ser citados: curtos-circuitos, abertura de linhas de transmissão, perda de unidades geradoras, etc. Os ângulos dos rotores apresentarão grande excursão, influenciados pela relação não linear de potência-ângulo. A condição inicial de operação e a severidade da perturbação são fatores que impactam fortemente na estabilidade transitória do sistema.

3.3.2 *Estabilidade de Tensão*

A habilidade de um sistema de potência manter estáveis as tensões nas suas diversas barras após a ocorrência de um distúrbio para uma determinada condição inicial é denominada estabilidade de tensão [30].

A instabilidade de tensão se manifesta através de afundamentos ou elevações progressivas nas tensões das barras do sistema e a ocorrência deste fenômeno depende da habilidade do sistema de manter ou restaurar o equilíbrio entre a demanda de carga e a geração.

As consequências da instabilidade de tensão vão desde a perda de consumidores, desenergização de linhas de transmissão até a perda de sincronismo de geradores. O que pode resultar em um efeito em cascata.

Assim como nos problemas de estabilidade angular, os problemas de estabilidade de tensão normalmente ocorrem em sistemas mais carregados [2]. Como principais fatores a contribuir para o colapso da tensão do sistema pode-se citar: os limites de potência reativa dos geradores, os limites dos sistemas de excitação, as características dos dispositivos de compensação de reativo e a ação de dispositivos de controle de tensão como transformadores com comutação automática em carga.

3.3.3 Estabilidade de Frequência

A habilidade do sistema de potência manter a frequência elétrica estável e dentro dos valores operacionais após a ocorrência de um distúrbio que resulte em significativo desbalanço entre geração e carga é denominada de estabilidade de frequência [30].

Caso o sistema não seja capaz de restaurar o equilíbrio entre a geração e a carga, a instabilidade ocorrerá na forma de oscilações de frequência que poderão resultar em desligamento de geradores e/ou consumidores.

Após a ocorrência de um distúrbio, os sistemas de controle atuarão no sentido de tentar restabelecer a frequência do sistema e os sistemas de proteção atuarão caso os valores ajustados sejam violados. Assim, para a simulação ser capaz de representar o comportamento dinâmico do sistema, é necessário modelar os controles de velocidade das unidades geradores e considerar os ajustes dos relés de proteção.

Os problemas de estabilidade de frequência normalmente estão associados com equipamentos/sistemas de controle com resposta inadequada, falha na coordenação da resposta do sistema de controle com os ajustes dos relés de proteção, reserva girante insuficiente e sistemas de alívio de carga inadequados ou inexistentes.

Capítulo 4 Estudo de Caso: plataforma de produção de petróleo

4.1 Introdução

Conforme detalhado no item que descreveu a motivação desta dissertação, os sistemas elétricos das últimas plataformas de produção de petróleo construídas passaram a alimentar mais cargas e cargas com potência nominal de valor significativo perante a geração instalada.

Assim, neste capítulo, será feito um estudo de caso de um sistema elétrico de uma plataforma de produção de petróleo com esta nova realidade de carregamento e potência do maior motor. O estudo realizará simulações do mesmo sistema elétrico, ora utilizando geradores com excitação rotativa, ora geradores com excitação estática. Para esta circunstância de maior carregamento e motores de grande porte, os resultados das simulações poderão mostrar benefícios significativos da utilização da excitação estática perante a rotativa.

4.2 Descrição do Sistema Elétrico Estudado

O sistema elétrico estudado tem como fonte de energia quatro geradores de 35 MVA em 13,8 kV. A energia é distribuída através de um painel de 13,8 kV, onde os geradores são diretamente conectados.

No painel de 13,8 kV estão instaladas as principais cargas da plataforma: os compressores de gás (3 x 15,8 MW), as bombas de injeção de água (3 x 4,55 MW), as bombas de exportação de óleo (4 x 3,0 MW), o compressor *booster* (1,34 MW), as bombas de captação de água do mar (4 x 0,8 MW), os transformadores abaixadores de 13,8 kV para 480 V (4 x 3,5 MW). Nos painéis de 480 V estão instaladas as cargas

menores, como os motores com potência abaixo de 800 kW e os transformadores de iluminação.

Além da geração principal, a plataforma também possui geração no sistema de 480 V. Um gerador auxiliar Diesel de 2,375 MVA para acionar os sistemas auxiliares das turbinas a gás e permitir sua partida e um gerador de emergência Diesel de 2,375 MVA para alimentar as cargas essenciais à manutenção da segurança das pessoas a bordo.

Foi implementado no *software* de simulação o sistema elétrico descrito acima e para facilitar a visualização de sua topologia, foi feito um esboço que pode ser visto na Figura 23.

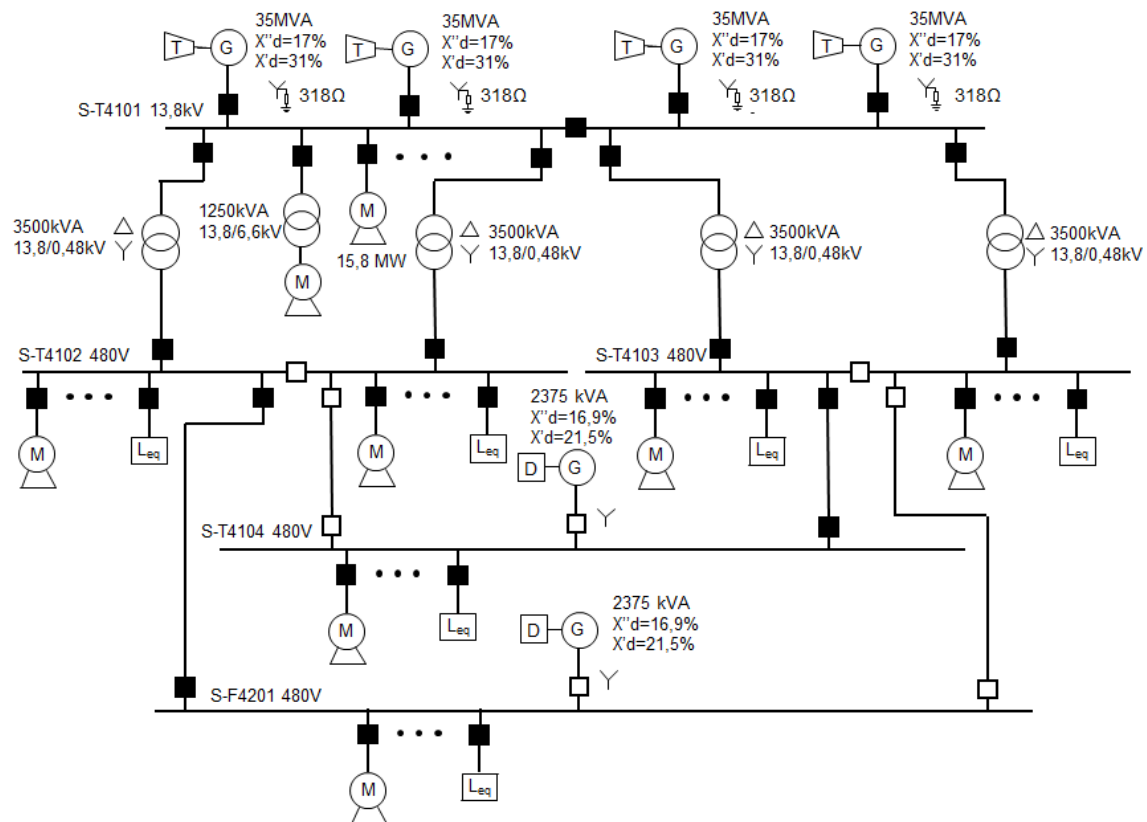


Figura 23 - Sistema elétrico estudado.

Os dados elétricos dos geradores, motores, cargas estáticas, transformadores e cabos podem ser encontrados no Anexo A.

4.3 Implementação dos Modelos Matemáticos dos Equipamentos no Software de Simulação

O *software* de simulação PTW já dispõe, em sua biblioteca, dos modelos matemáticos da maioria dos equipamentos necessários para a construção do sistema sob estudo, como os transformadores, cargas estáticas, cabos elétricos, painéis, disjuntores, motores, etc. Porém, para representar os sistemas de excitação dos geradores síncronos e o controlador de velocidade das turbinas, foi necessário implementar os diagramas apresentados no Capítulo 2.

4.3.1 Sistema de Excitação dos Geradores Síncronos

Nesta dissertação foram utilizados dois sistemas de excitação diferentes. Um sistema de excitação CA rotativo *brushless* e outro sistema de excitação estático. O primeiro foi do tipo AC7B e o segundo foi um do tipo ST4B.

4.3.1.1 Sistema de Excitação CA AC7B

O sistema de excitação CA AC7B implementado foi o fornecido na documentação técnica do fabricante do sistema de excitação do gerador síncrono [33]. Na Figura 24 pode-se ver o diagrama de blocos construído dentro do *software*. No Anexo A foram colocados os valores utilizados em cada parâmetro.

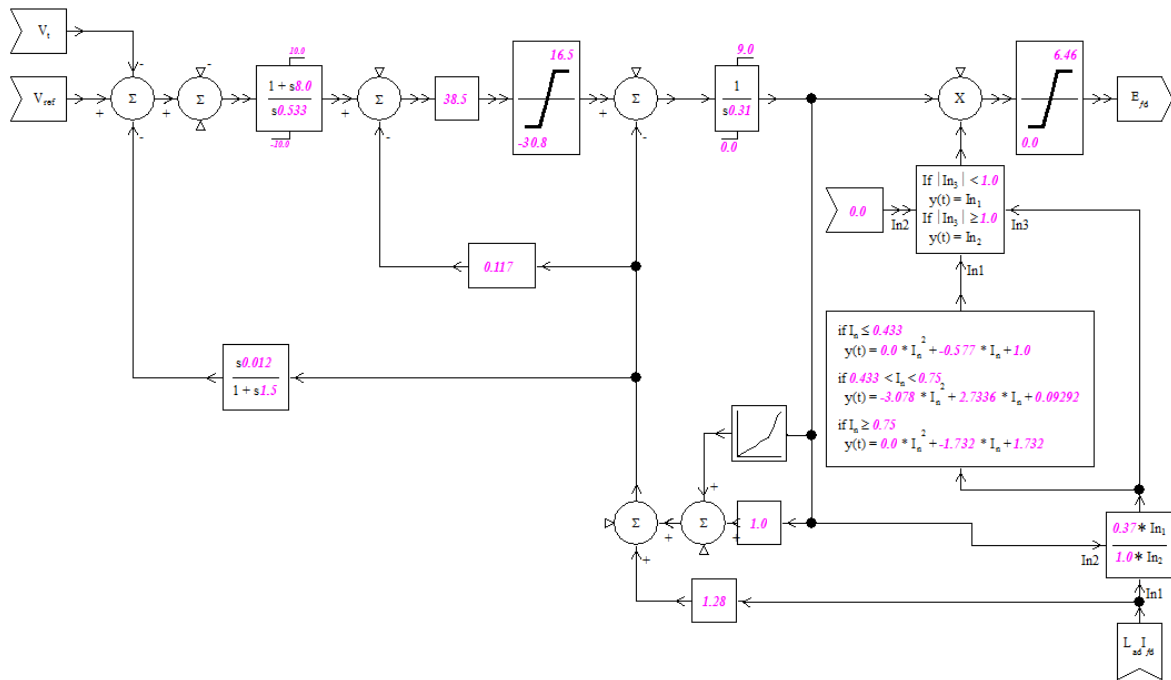


Figura 24 - Diagrama de blocos do sistema de excitação AC7B.

4.3.1.2 Sistema de Excitação Estático ST4B

Os dados do sistema de excitação estático ST4B implementado foram os fornecidos na documentação técnica dos geradores instalados em uma unidade terrestre [34]. Estes geradores têm porte semelhante aos instalados no sistema elétrico em estudo. Como os geradores elétricos instalados em plataformas utilizam excitação CA, foi necessário buscar em instalações terrestres os dados de um sistema de excitação estático. O diagrama de blocos implementado para o sistema de excitação ST4B pode ser visto na Figura 25. No Anexo A foram colocados os valores utilizados em cada parâmetro.

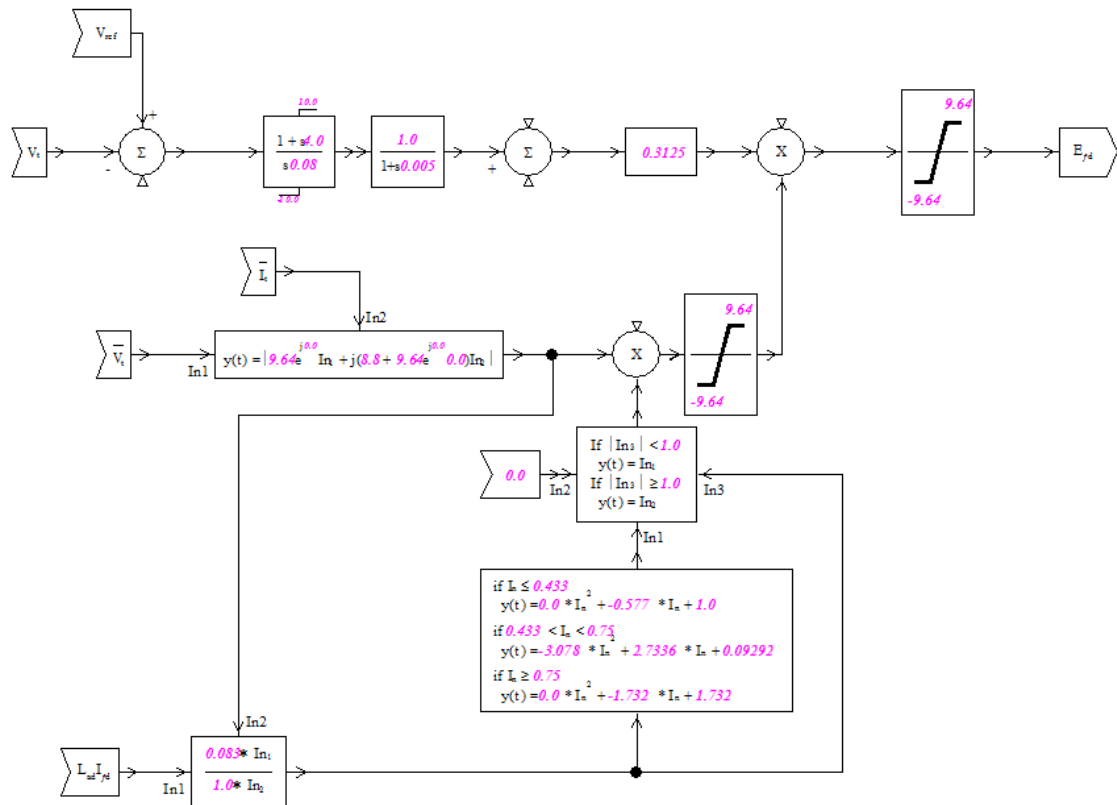


Figura 25 - Diagrama de blocos do sistema de excitação ST4B.

4.3.2 Controlador de Velocidade das Turbinas a Gás

Na referência [35], fornecida pelo fabricante da turbina, foram coletados os dados utilizados no controlador de velocidade adotado, modelo GGOV1. O valor de cada parâmetro pode ser consultado no Anexo A. O diagrama esquemático introduzido no programa PTW pode ser observado na Figura 26.

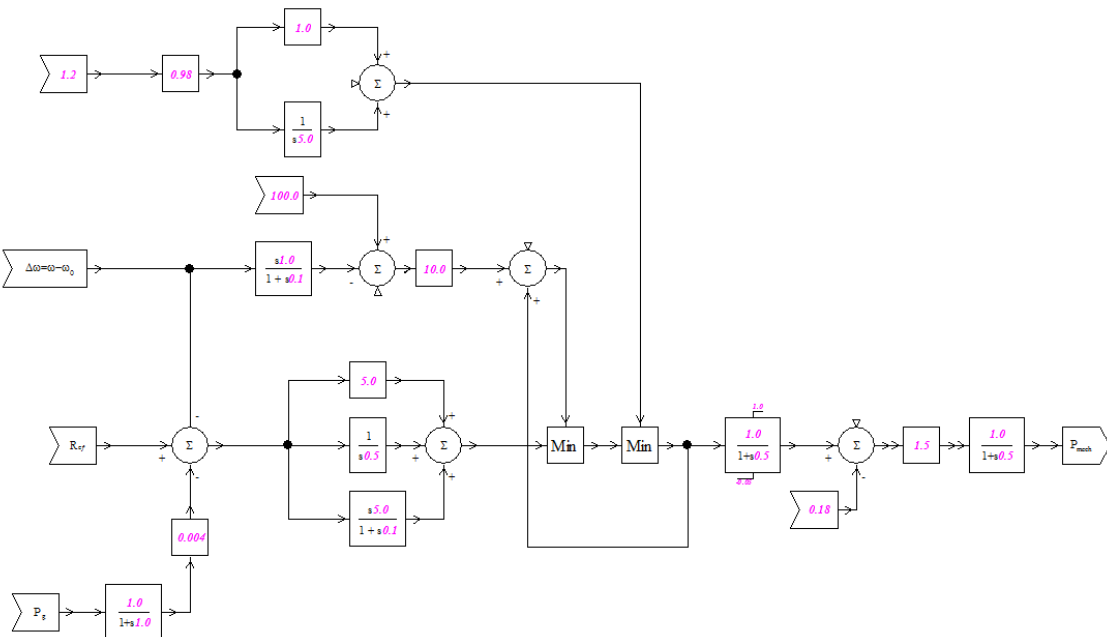


Figura 26 - Diagrama de blocos do controlador de velocidade GGOV1.

4.4 Definição dos Casos Simulados e Apresentação de Resultados

A fim de permitir a comparação dos dois modelos de excitação elencados, foram preparadas simulações que exemplificam os distúrbios típicos observados no sistema elétrico. As simulações são as seguintes:

- Partida do maior motor do sistema;
- Queda do motor durante a sua partida;
- Perda de geração;
- Rejeição de cargas.

Nos gráficos obtidos nas simulações, as variáveis relativas às simulações com sistema de excitação rotativo foram nomeadas como: Estudo - AC7B - nome da respectiva variável e as variáveis relativas às simulações com o sistema de excitação estático foram nomeadas como: Estudo - ST4B - nome da respectiva variável. Nos comentários relativos ao desempenho de cada sistema, a fim de tornar os comentários menos extensos, o sistema de excitação rotativo foi tratado como sistema AC7B e o sistema estático como sistema ST4B.

Nos gráficos das diversas simulações realizadas foi optado por apresentar as variáveis de apenas um gerador com o sistema de excitação rotativo e um gerador com o sistema de excitação estático, pois as curvas dos geradores com um mesmo sistema de excitação se sobrepõem. Com o intuito de caracterizar a diferença no comportamento das variáveis em função do tipo de sistema de excitação, foi escolhida a cor vermelha para representar as variáveis das simulações com o sistema de excitação estático e a cor azul para representar as variáveis das simulações com sistema de excitação rotativo.

Os resultados das simulações foram avaliados à luz dos limites aceitáveis de variação transitória de tensão contidos nas referências [21] e [24], os quais podem ser vistos na Tabela 5.

Tabela 5 - Limites de variação transitória de tensão.

Crítérios	Limites
Varição transitória máxima de tensão	$\pm 20\%$
Tempo máximo de restabelecimento dos transitórios de tensão (para entrar na margem de $\pm 3\%$ do valor final)	1,5s

4.4.1 Partida do Maior Motor do Sistema

Para a partida do maior motor do sistema, foram preparados cenários com diferentes condições de carregamentos e número de geradores conectados. Seguem os cenários:

Cenário 1 - Carga Leve (10 MW)

Caso 1 - Com dois geradores conectados.

Cenário 2 - Carga Média (30 MW)

Caso 1 - Com dois geradores conectados;

Caso 2 - Com três geradores conectados.

Cenário 3 - Carga Pesada (50 MW)

Caso 1 - Com três geradores conectados;

Caso 2 - Com quatro geradores conectados.

4.4.2 Queda do Maior Motor do Sistema Durante a Partida

Durante a partida de motores de indução, é solicitada grande quantidade de potência reativa dos geradores elétricos. Neste momento, os sistemas de excitação são fortemente demandados a manter a tensão do sistema dentro dos limites operacionais. Nestas circunstâncias, o comando de desconectar um motor elétrico que está em processo de partida, isto é, ainda solicitando corrente de partida, por motivos do processo pode causar elevadas sobre tensões. Para observar o comportamento do sistema elétrico nestes casos, foram preparados os seguintes cenários:

Cenário 1 - Carga Leve (10 MW)

Caso 1 - Com dois geradores conectados;

Caso 2 - Com três geradores conectados.

Cenário 2 - Carga Média (30 MW)

Caso 1 - Com dois geradores conectados;

Caso 2 - Com três geradores conectados.

Cenário 3 - Carga Pesada (50 MW)

Caso 1 - Com três geradores conectados;

Caso 2 - Com quatro geradores conectados.

4.4.3 Perda de Geração

O evento de desconexão de um ou mais geradores impõe que os geradores remanescentes assumam abruptamente a carga ora alimentada pelos geradores que foram desconectados. Para observar o desempenho do sistema nestas ocasiões, foram preparados os seguintes cenários:

Cenário 1 - Estado inicial com dois geradores e desconexão de um gerador;

Caso 1 - Carga média (25 MW).

Cenário 2 - Estado inicial com três geradores e desconexão de um gerador;

Caso 1 - Carga média (30 MW);

Caso 2 - Carga pesada (50 MW).

Cenário 3 - Estado inicial com quatro geradores e desconexão de um gerador;

Caso 1 - Carga média (50 MW);

Caso 2 - Carga pesada (70 MW).

4.4.4 Rejeição de carga

Nas plataformas existem sistemas de segurança de processo que detectam vazamentos de gás que podem causar explosões e fumaças oriundas de incêndios. Dependendo do local onde for detectado o evento, pode ser comandado o desligamento das cargas elétricas locais ou mesmo todas as cargas elétricas de processo da plataforma. Para verificar o comportamento dos reguladores de tensão em estudo no caso mais extremo, que é o desligamento de todas as cargas elétricas de processo (remanescendo apenas as cargas essenciais para a segurança da plataforma, aproximadamente 3 MW), foram utilizados os seguintes cenários:

Cenário 1 - Dois geradores conectados;

Caso 1 - Carga média (30 MW);

Caso 2 - Carga pesada (50 MW).

Cenário 2 - Três geradores conectados;

Caso 1 - Carga média (50 MW);

Caso 2 - Carga pesada (70 MW).

Cenário 3 - Quatro geradores;

Caso 1 - Carga média (50 MW);

Caso 2 - Carga pesada (70 MW).

4.4.5 Ajustes dos relés de proteção dos geradores

O sistema elétrico implementado no *software* de simulação não incluiu os relés de proteção dos geradores. Considerando que foram feitas simulações que provocaram variações na tensão e na frequência do sistema, é importante conhecer quais são os ajustes existentes nas proteções de subtensão, sobretensão, subfrequência e sobrefrequência para que os resultados obtidos possam ser devidamente avaliados. Dessa forma, foram colocados na Tabela 6 os ajustes das proteções mencionadas.


Tabela 6 - Ajustes das proteções de subfrequência, sobrefrequência, subtensão e sobretensão.

Proteções	Ajuste	Tempo (s)
Subfrequência	57 Hz	8,0
Sobrefrequência - nível 1	63 Hz	8,0
Sobrefrequência - nível 2	66 Hz	0,5
Subtensão	80%	10,0
Sobretensão - nível 1	110%	5,0
Sobretensão - nível 2	120%	1,5
Sobretensão - nível 3	130%	0,5

4.5 Apresentação de Resultados

4.5.1 Partida do Maior Motor do Sistema

Para análise deste evento foi efetuada a partida direta em tensão plena do maior motor de indução de 13,8 kV em três diferentes cenários de carregamento. Em cada cenário de carregamento foram feitas simulações considerando a alimentação sendo feita por diferentes números de geradores. Na Figura 27 estão os dados do motor e da curva de torque x velocidade do compressor acionado.

Name: KM-T7121 In Service Incomplete 

Link to Lib Manufacturer: IEC

Number of Motors: 1

Rated Voltage: 13800 Volts (L-L)

Rated Size: 15800.000 kW

Power Factor: 0.890 Starting PF: 0.1630

Efficiency: 0.9600 FLA: 773.671 LRA/FLA: 4.0000

Poles: 4 Synchronous rpm: 1800.00

Description:

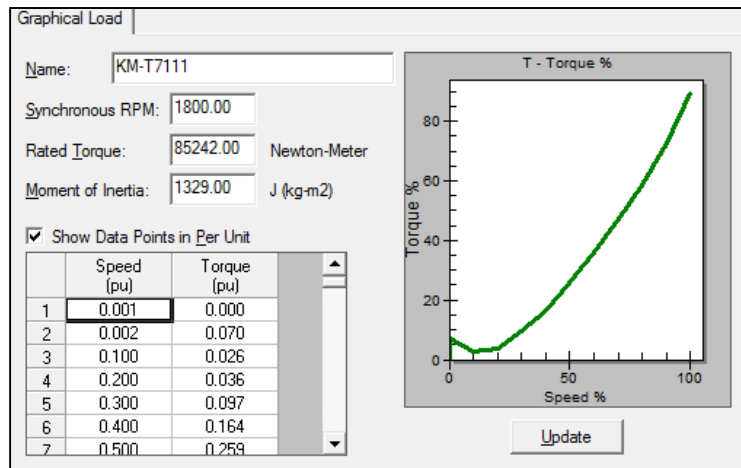
Bus Connection:

Bus: Terminal KM-T7121

Phase: A B C

Connection: Wye-Ground Wye Delta

a)



b)

Figura 27 - a) Dados do motor e b) Conjugado da carga.

4.5.1.1 Cenário 1: carga leve (10 MW)

- Caso 1

O comportamento da tensão no painel de 13,8 kV pode ser visto na Figura 28. O menor valor de tensão com o sistema de excitação estático foi de 81,8%. Já, com o sistema rotativo foi de 77,2%. Além de menor queda, o sistema estático responde de forma mais rápida. O tempo de estabilização da tensão, para entrar na margem de $\pm 3\%$ do valor

final, foi de 0,44s. No sistema rotativo, foram necessários 6,17s para o valor da tensão alcançar 97% do valor final.

Tanto o limite de queda de tensão máximo (20%), como o tempo máximo para restabelecimento da tensão (1,5s) não são atendidos com o sistema de excitação rotativo, configurando uma situação operacional impeditiva de acionamento do motor de 15,8 MW.

A simulação indica que, mesmo sem atender os critérios transitórios especificados no caso de utilização do sistema de excitação rotativo, o sistema elétrico foi capaz de acelerar o motor com os dois tipos de excitação, conforme pode ser visto na Figura 29. A diferença foi que o sistema estático conseguiu colocar o motor em velocidade nominal 0,89s antes do sistema rotativo. Esta diferença existe em função do sistema estático recuperar a tensão mais rapidamente e com maior nível de tensão o motor elétrico desenvolve um torque elétrico mais elevado.

O maior tempo de aceleração não chega a comprometer a integridade do motor, considerando que em sua folha de dados o tempo suportável de rotor bloqueado é de 16,7s.

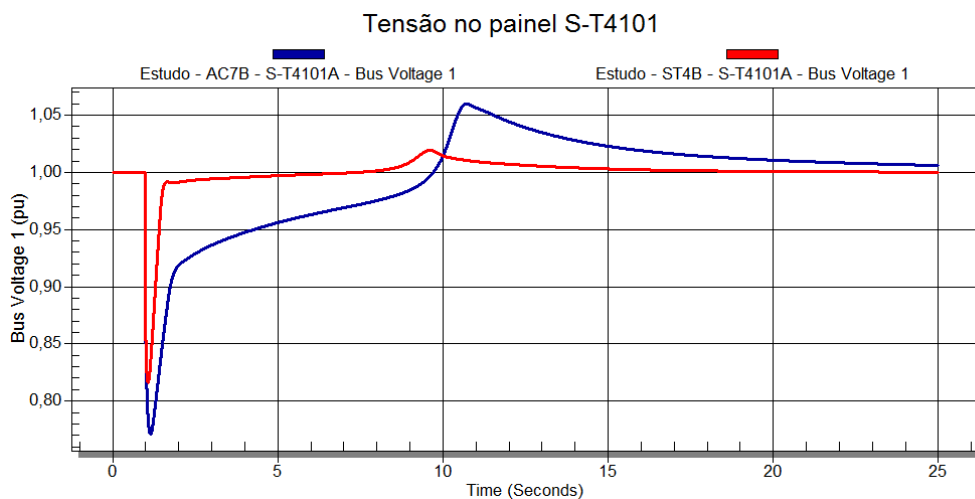


Figura 28 - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.

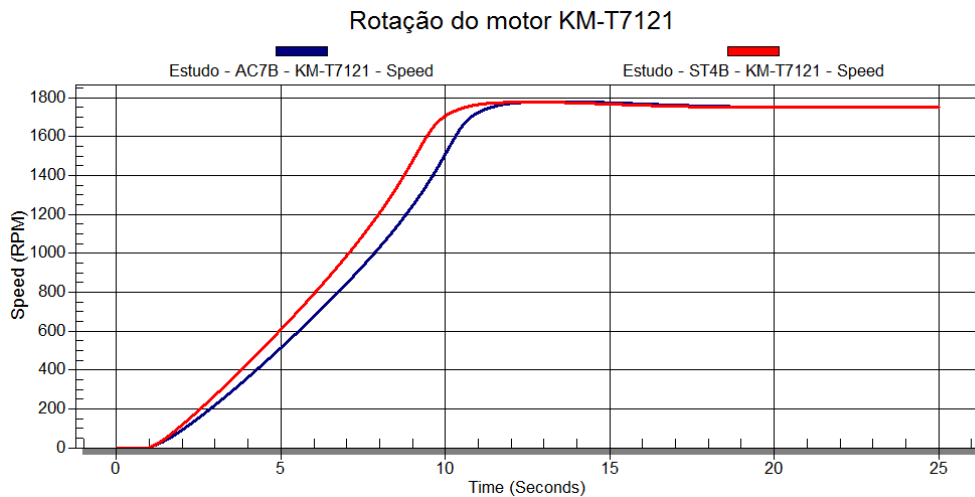


Figura 29 - Partida do motor - Cenário 1 - Caso 1 - Rotação do motor KM-T7121.

Na Figura 30 e na Figura 31 pode-se ver o comportamento das potências ativa e reativa. Para a potência ativa percebe-se que o pico de potência máxima, para o sistema de excitação estático, ocorre antes do que ocorre com o sistema rotativo. Isto acontece em virtude do motor alcançar a velocidade nominal antes com o sistema estático, passando pelo seu ponto de maior consumo de potência ativa antes. No gráfico com as potências reativas, Figura 31, o sistema estático responde mais rápido e fornece mais potência reativa. Isto está diretamente relacionado ao restabelecimento mais rápido da tensão do sistema após o acionamento do motor.

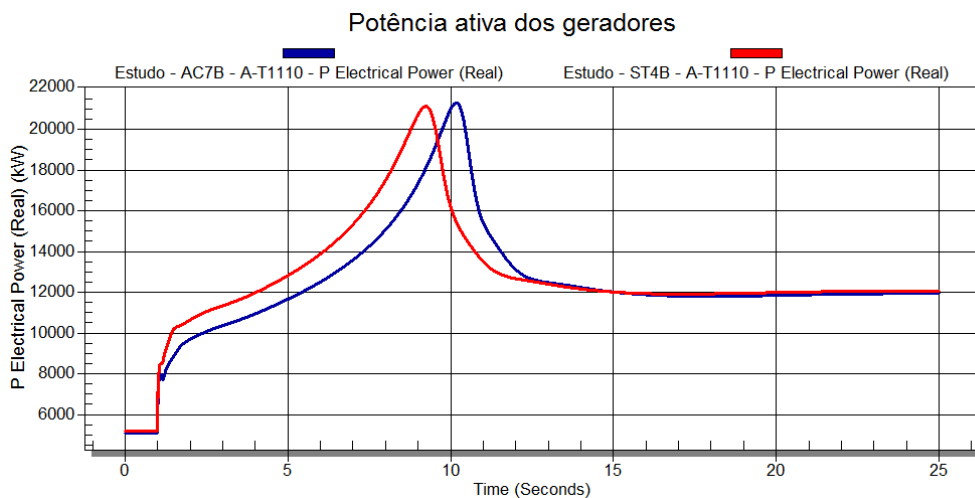


Figura 30 - Partida do motor - Cenário 1 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

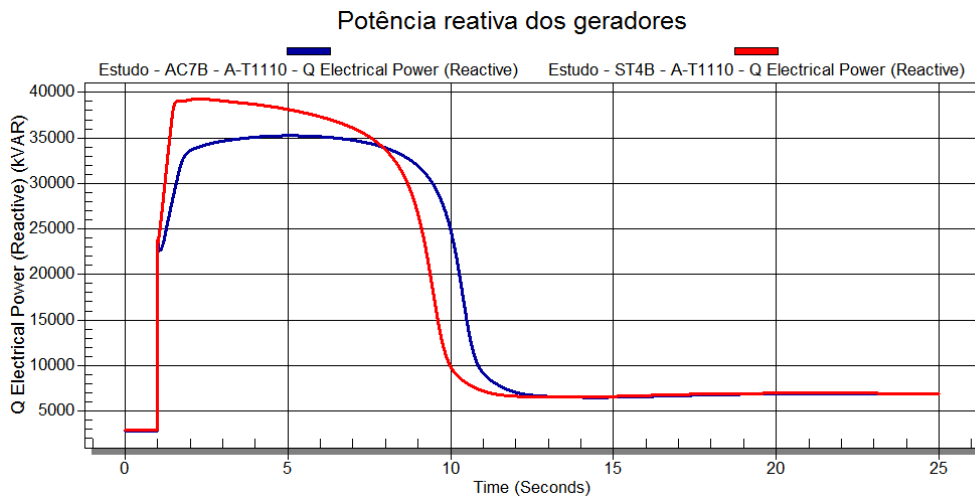


Figura 31 - Partida do motor - Cenário 1 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

Na Figura 32 tem-se o gráfico com o comportamento das tensões de campo dos geradores. Dois pontos se destacam: o valor de teto de tensão é atingido com os dois tipos de excitação, sendo que o valor de teto é atingido em menos tempo com o sistema estático. O menor tempo para atingir o valor de teto da tensão de campo como também seu maior valor absoluto estão diretamente ligados ao melhor desempenho do sistema estático perante o rotativo.

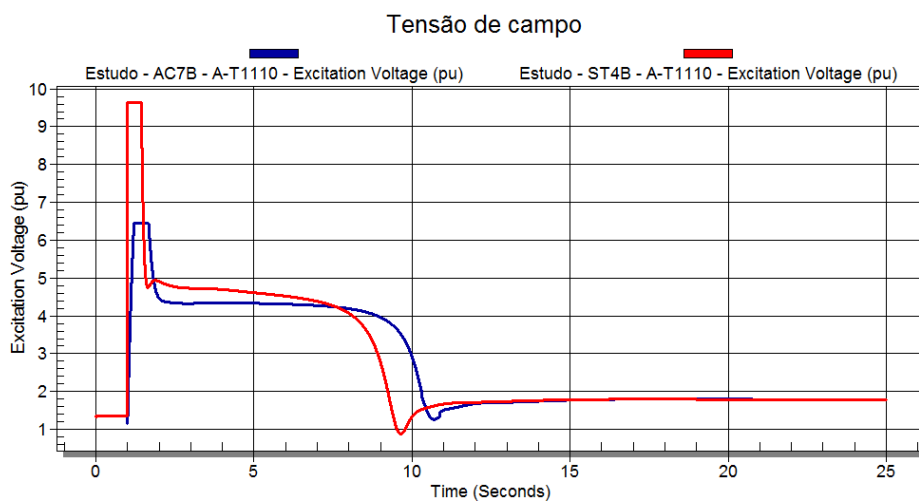


Figura 32 - Partida do motor - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores.

4.5.1.2 Cenário 2: carga média (30 MW)

Este cenário possui um carregamento maior que o cenário 1 e foi dividido em dois casos. O caso 1 com dois geradores e o caso 2 com três geradores conectados.

- Caso 1

Na Figura 33 está o gráfico da tensão no painel de 13,8 kV. No sistema de excitação ST4B, a queda de tensão foi em torno de 5% menor do que o observado com o sistema AC7B, e em torno de 0,5s a tensão já havia retornado para 97% do valor final. Já com sistema de excitação AC7B a queda de tensão observada foi de 23,2%, ultrapassando novamente o limite permitido nas referências [21] e [24] que é de 20%. Além disso, o tempo de restabelecimento da tensão foi 6,36s, sendo que o tempo máximo permitido é 1,5s.

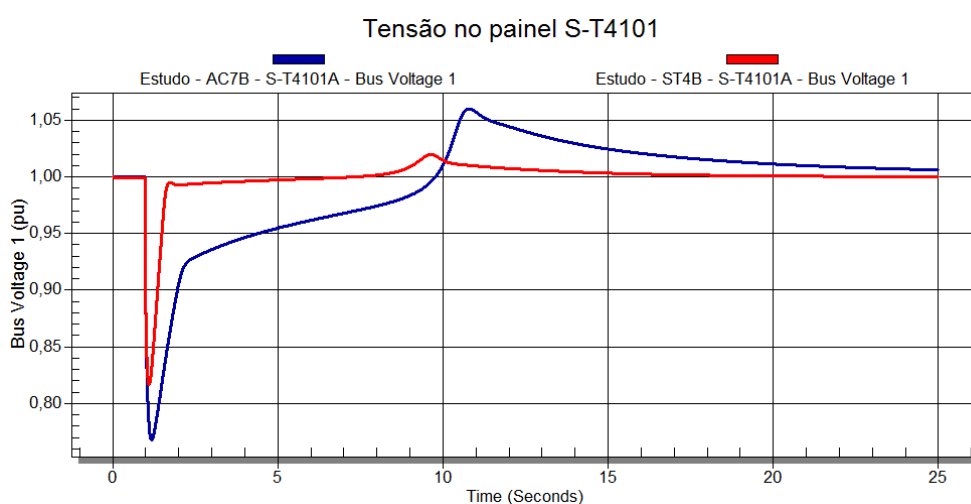


Figura 33 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.

Na Figura 34, vê-se que o motor acelerou mais rápido, novamente, com a excitação estática. O comportamento das potências ativa e reativa, Figura 35 e Figura 36, são análogos ao visto no cenário 1. Na Figura 37 estão as curvas com as tensões de campo dos geradores.

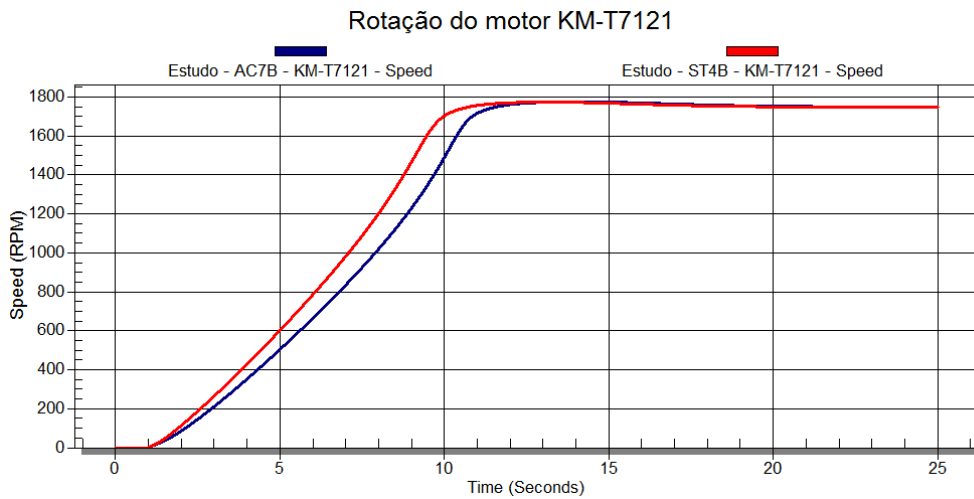


Figura 34 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Rotação do motor KM-T7121.

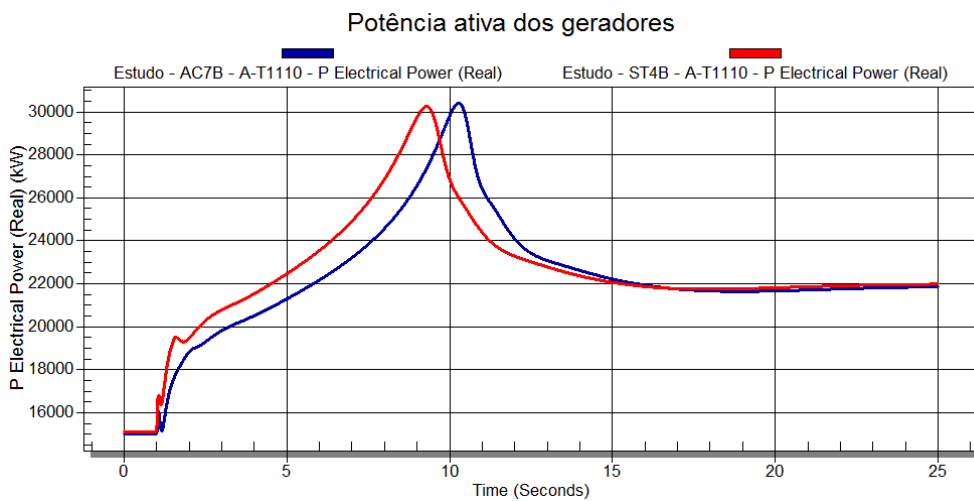


Figura 35 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

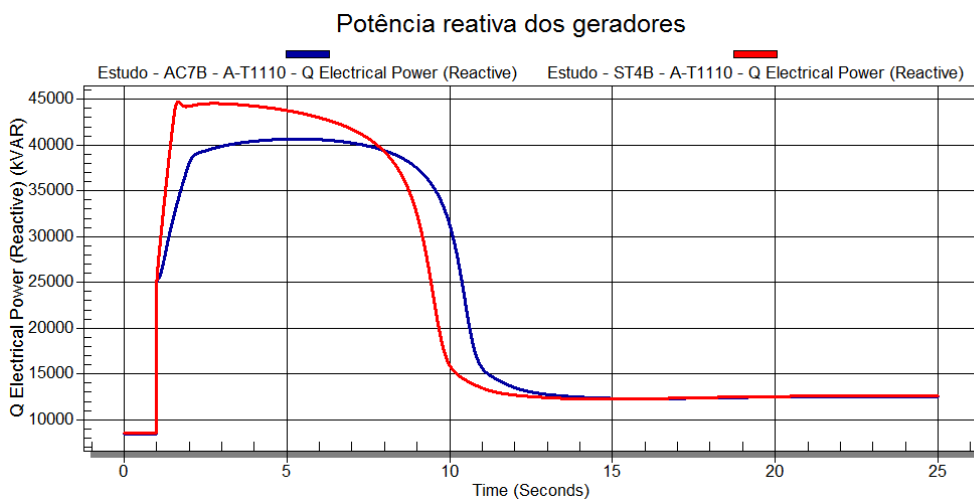


Figura 36 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

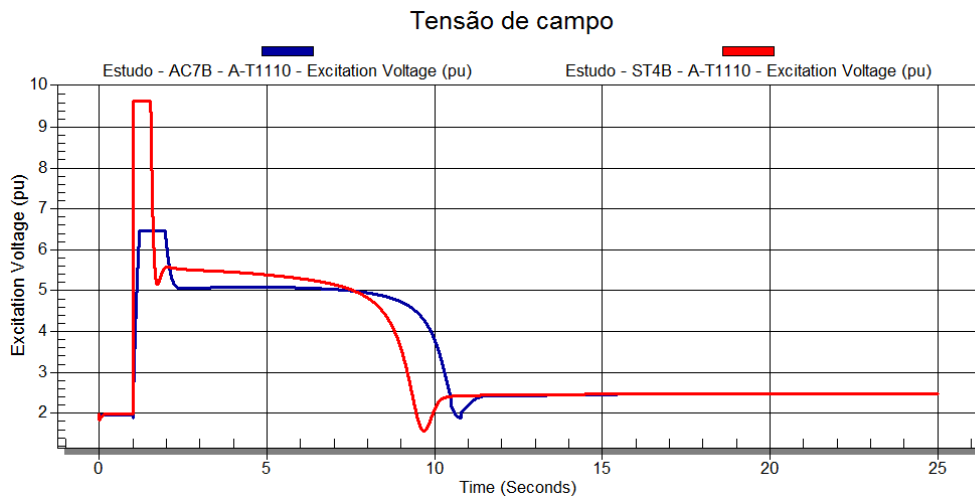


Figura 37 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores.

- Caso 2

O gráfico com a tensão no sistema está na Figura 38. Os valores mínimos de tensão observados foram 84,1% para o sistema AC7B e 88,1% para o sistema ST4B. O tempo de restabelecimento foi de 3,95s para o sistema AC7B e 0,23s para o sistema ST4B. Os valores de queda de tensão diminuíram e o tempo de resposta melhorou. Contudo, o tempo de restabelecimento da tensão ainda não foi atendido com o sistema AC7B, configurando uma situação operacional impeditiva de acionamento do motor de 15,8 MW. Novamente o tempo de aceleração do motor, de acordo com a Figura 39, é menor com o sistema ST4B e o comportamento das potências ativas, potências reativas e tensões de campo dos geradores, Figura 40, Figura 41 e Figura 42, é semelhante ao observado nos casos anteriores.

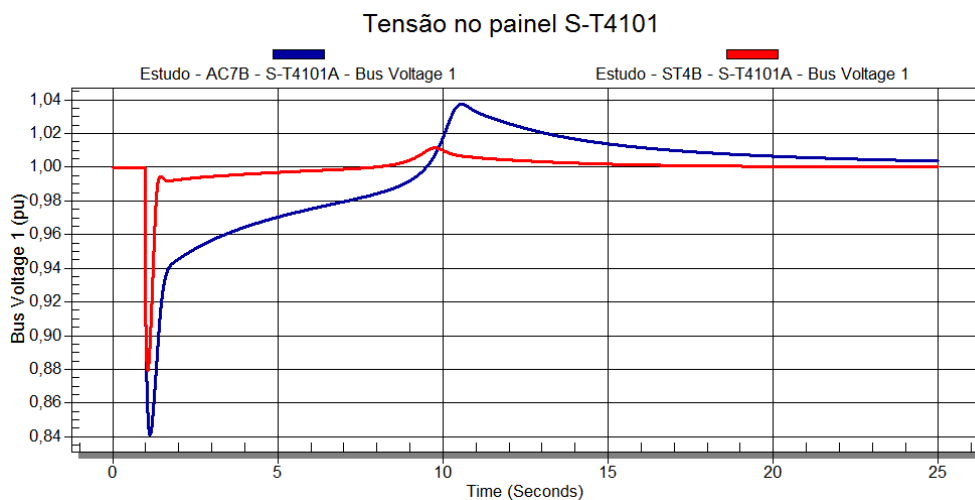


Figura 38 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.

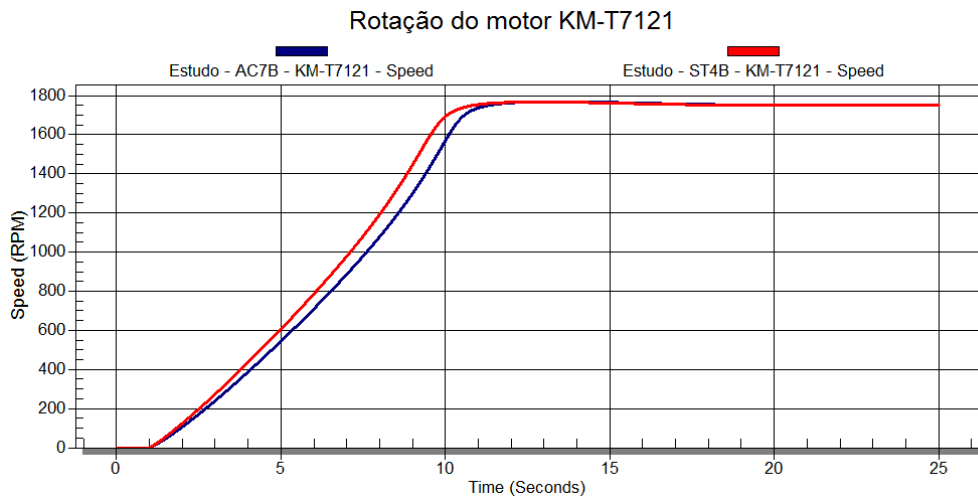


Figura 39 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Rotação do motor KM-T7121.

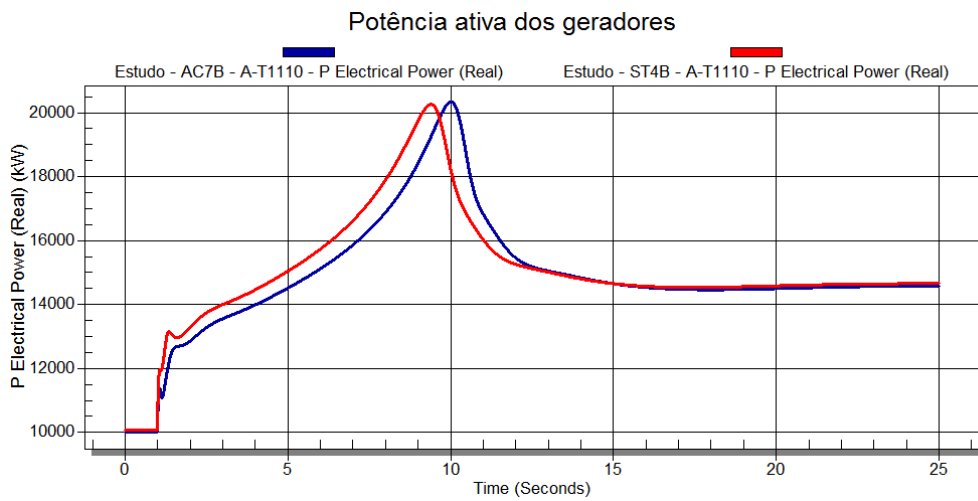


Figura 40 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

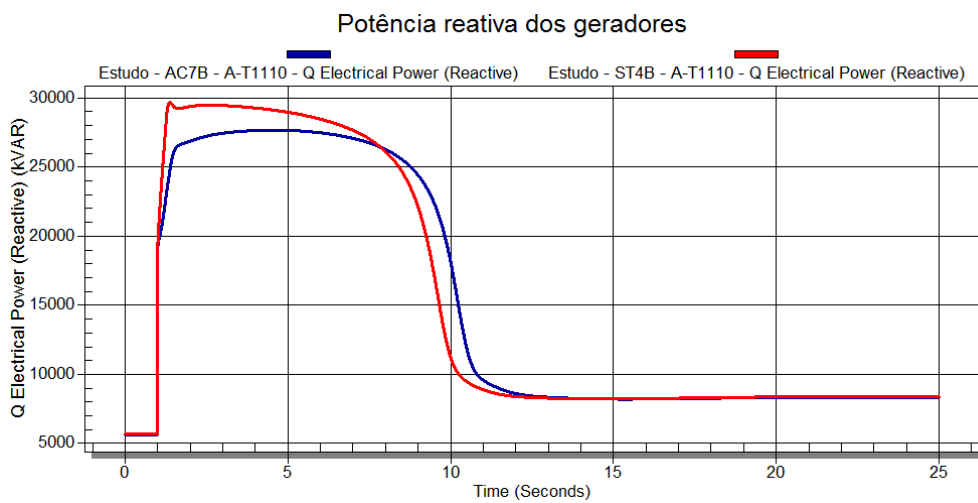


Figura 41 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

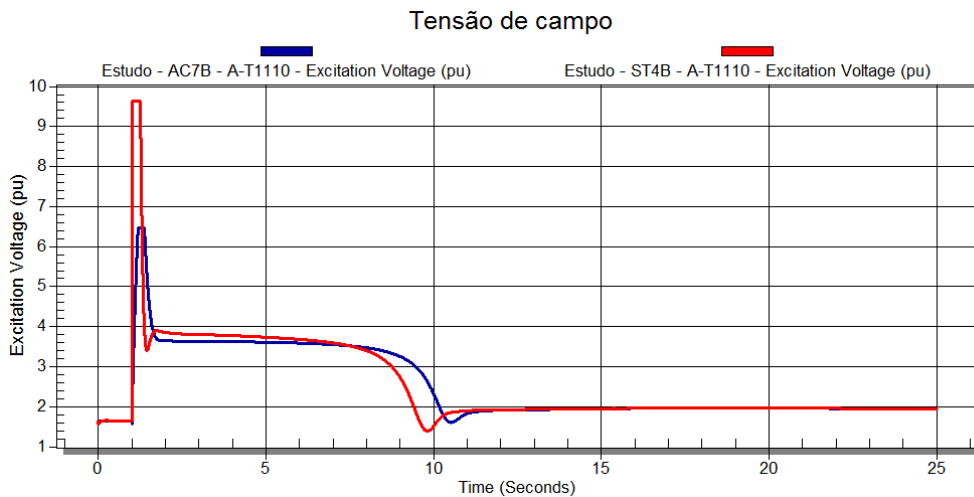


Figura 42 - Partida do motor - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores.

4.5.1.3 Cenário 3: carga pesada (50 MW)

Este cenário possui o maior carregamento dos três cenários e foi dividido em dois casos. O caso 1 com três geradores e o caso 2 com quatro geradores conectados.

- Caso 1

O gráfico com a tensão no painel de 13,8 kV está na Figura 43. As quedas de tensão encontradas foram levemente superiores ao observado no caso 2 do cenário 2. O valor mínimo de tensão com o sistema AC7B foi de 83,9% e com o sistema ST4B foi de 88,0%. Novamente o sistema rotativo não foi capaz de atender o tempo máximo de restabelecimento, apresentando um tempo de 3,88s. Os gráficos com a velocidade do motor, as potências ativas, as potências reativas e as tensões de campo dos geradores estão na Figura 44, Figura 45, Figura 46 e Figura 47, respectivamente. O comportamento de todas estas variáveis foi análogo ao observado nos casos anteriores.

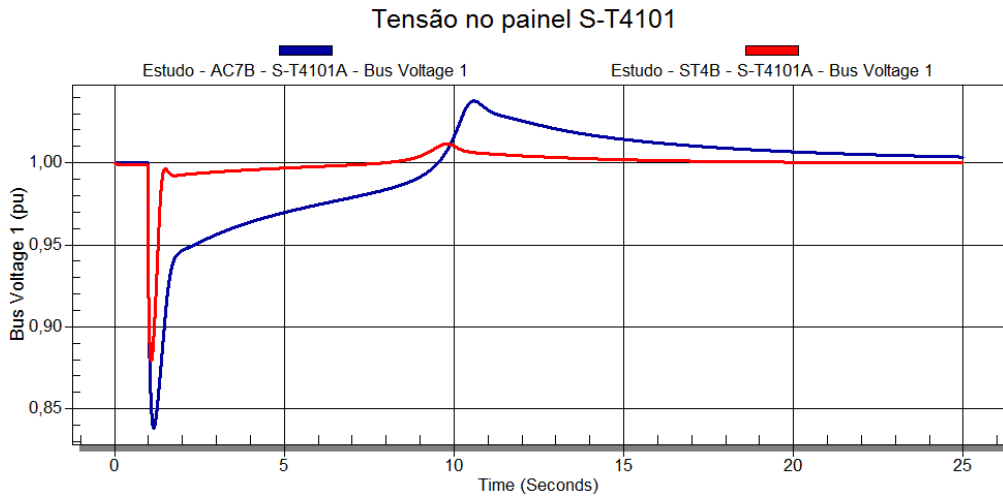


Figura 43 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.

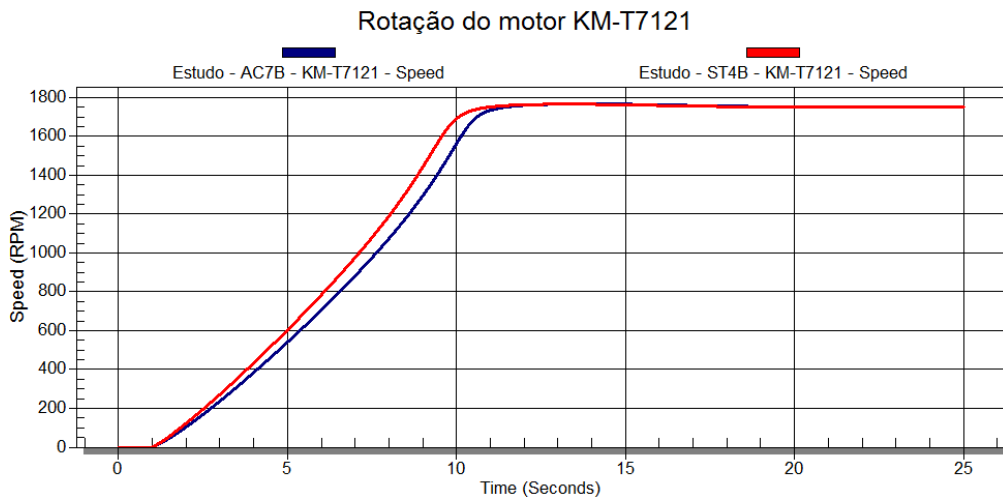


Figura 44 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Rotação do motor KM-T7121.

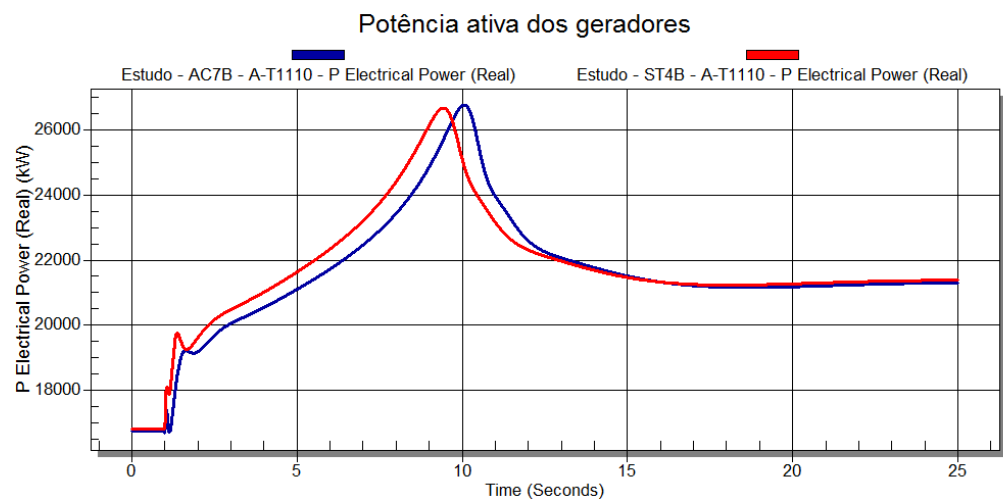


Figura 45 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

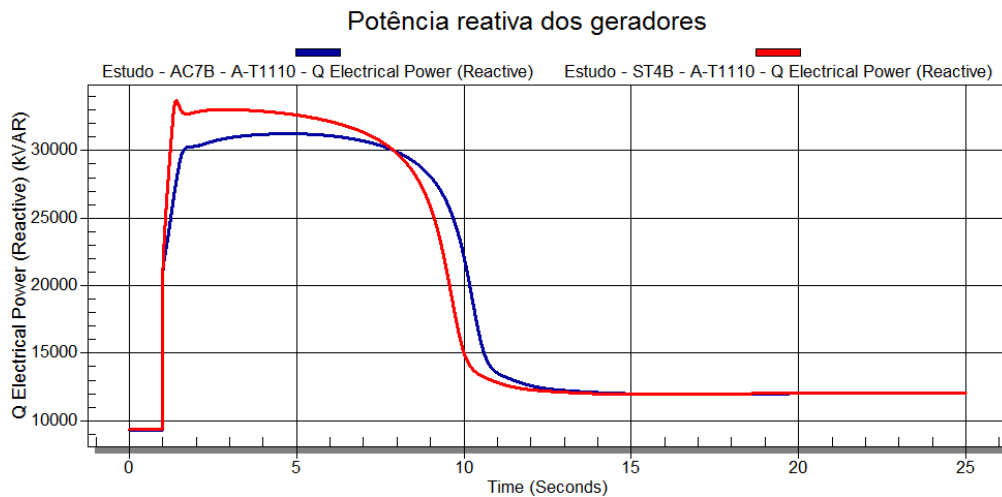


Figura 46 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

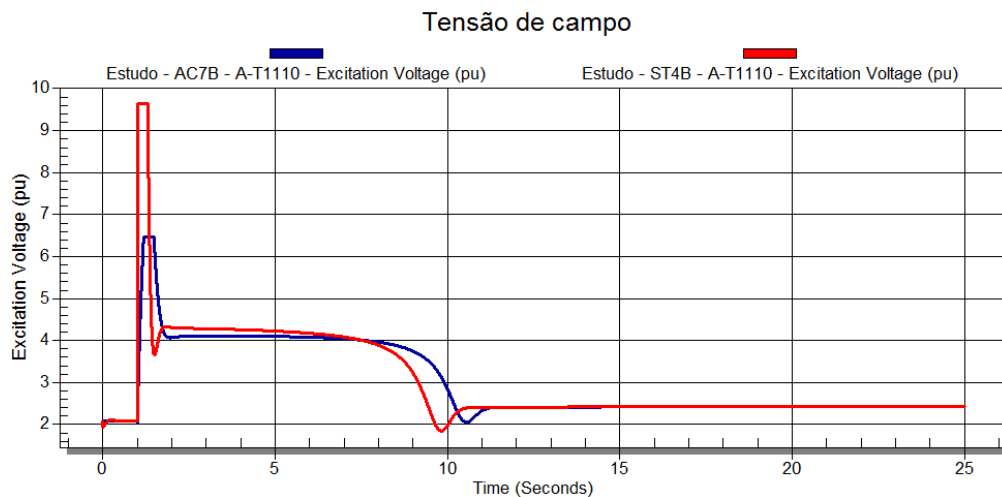


Figura 47 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores.

- Caso 2

Os valores mínimos ocorridos na tensão no painel de 13,8 kV foram 87,9% para o sistema AC7B e 91,2% no sistema ST4B, não apresentando violações ao critério. O tempo de restabelecimento da tensão com o sistema ST4B foi de 0,19s e com o sistema AC7B foi de 2,29s, não atendendo novamente ao critério de 1,5s. A velocidade do motor, as potências ativas, as potências reativas e as tensões de campo dos geradores estão na Figura 49, Figura 50, Figura 51 e Figura 52.

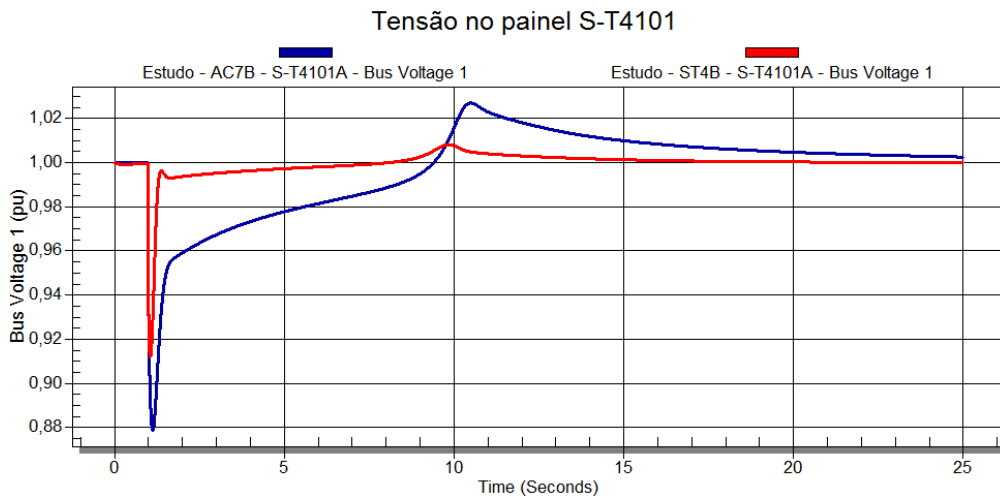


Figura 48 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão em p.u. no painel S-T4101.

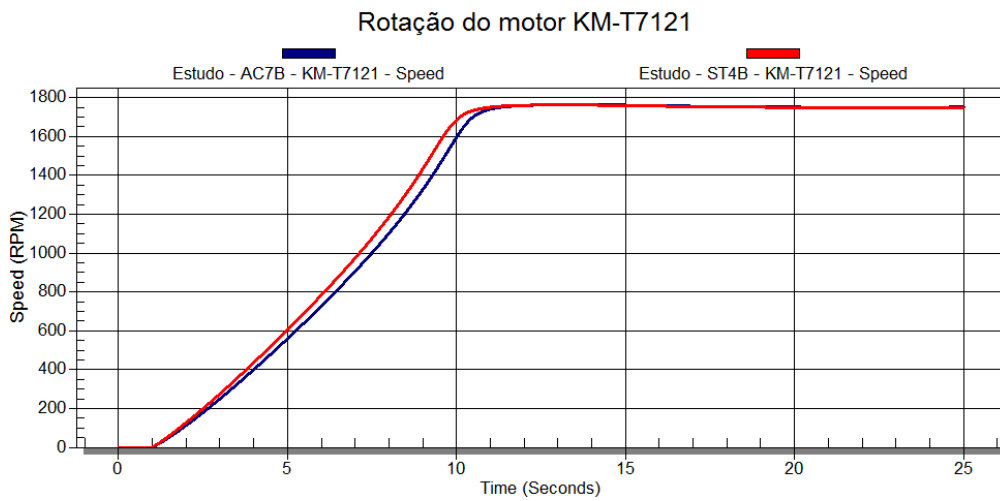


Figura 49 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Rotação do motor KM-T7121.

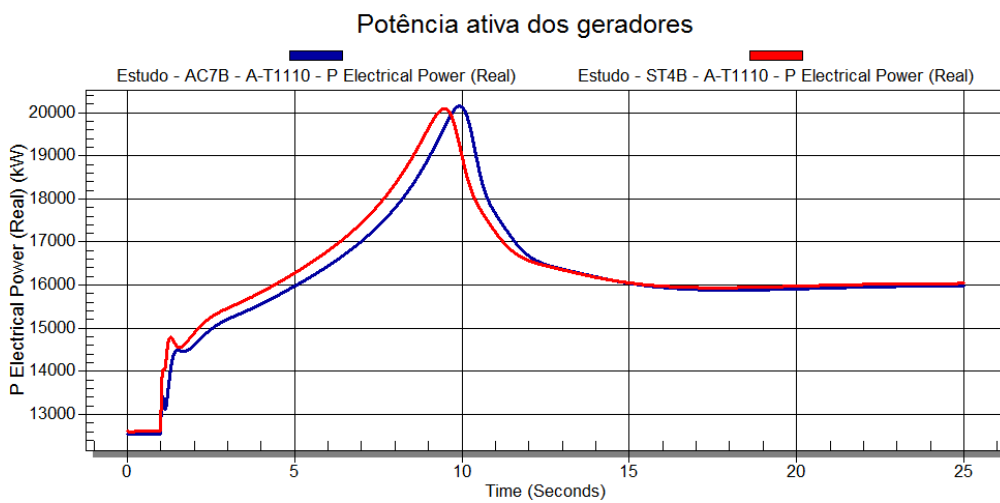


Figura 50 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

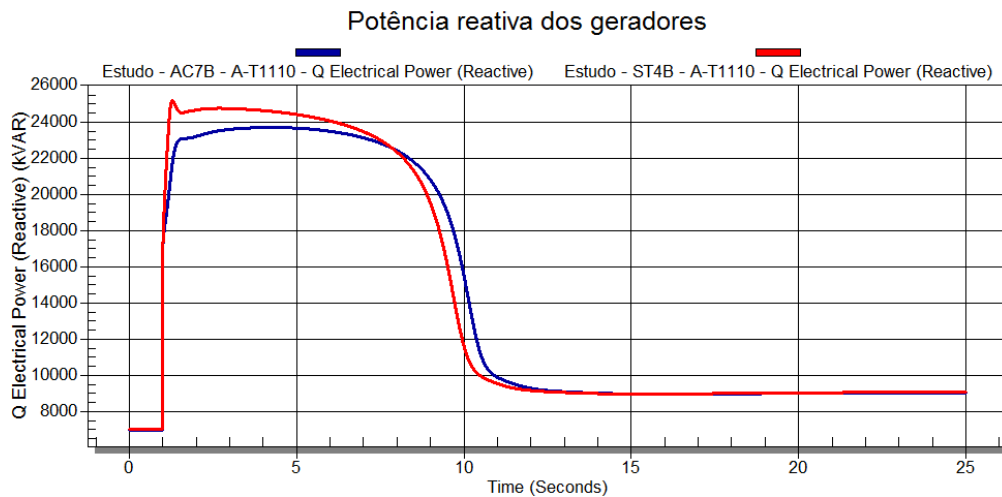


Figura 51 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

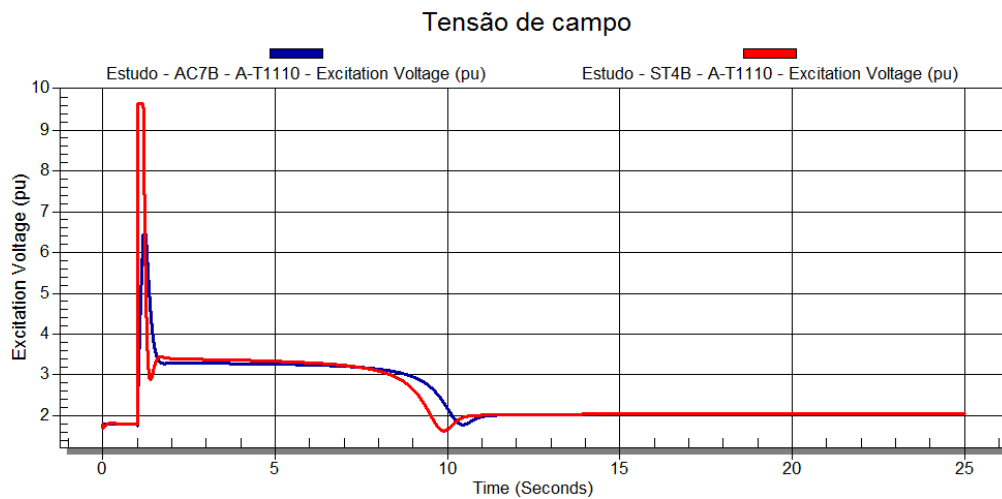


Figura 52 - Partida do motor - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores.

4.5.1.4 Conclusão sobre os resultados da partida do maior motor

A fim de permitir uma melhor visualização e avaliação dos resultados obtidos nos diversos cenários montados para a partida do motor de 15,8 MW, foram colocados na Tabela 7 os principais valores obtidos em cada caso de cada cenário.

Tabela 7 - Resultados das simulações de partida do motor de 15,8 MW.

Parâmetros	Cenário 1		Cenário 2				Cenário 3			
	Caso 1		Caso 1		Caso 2		Caso 1		Caso 2	
	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B
Máxima queda de tensão no painel S-T4101 (%)	22,8%	18,2%	23,2%	18,2%	15,9%	11,9%	16,1%	12,0%	12,1%	8,8%
Tempo de restabelecimento da tensão ($\pm 3\%$ do valor final) (s)	6,17	0,44	6,36	0,53	3,95	0,23	3,88	0,34	2,29	0,19
Tempo de aceleração do motor (s)	10,35	9,46	10,49	9,61	10,32	9,67	10,37	9,64	10,31	9,61

Em dois casos com a utilização do sistema de excitação rotativo nos quais havia dois geradores alimentando o sistema elétrico, o limite máximo de queda de tensão foi ultrapassado, isto é, as quedas de tensão encontradas durante a partida do motor ultrapassaram 20%. O não atendimento do limite máximo de queda de tensão no cenário 1 - caso 1 e no cenário 2 - caso 1, casos estes com dois geradores conectados, representa um forte transtorno operacional, visto que para acionar o primeiro motor da compressão principal são necessários três dos quatro geradores existentes. Além disto, em todos os casos de todos os cenários, o sistema de excitação rotativo não foi capaz de atender o tempo de restabelecimento da tensão, necessitando de 2,29s até 6,17s para entrar na região de assentamento.

O sistema estático conseguiu atender tanto o critério de máxima queda de tensão como o critério de tempo de restabelecimento da tensão em todos os casos propostos. Este resultado representaria um real aumento de continuidade da produção e flexibilidade operacional.

Com intuito de evidenciar a limitação do sistema de excitação rotativo em atender os critérios transitórios mencionados durante a partida do referido motor, são colocadas na Figura 53 e na Figura 54 oscilografias de partidas reais deste motor estando o sistema elétrico com dois geradores conectados.

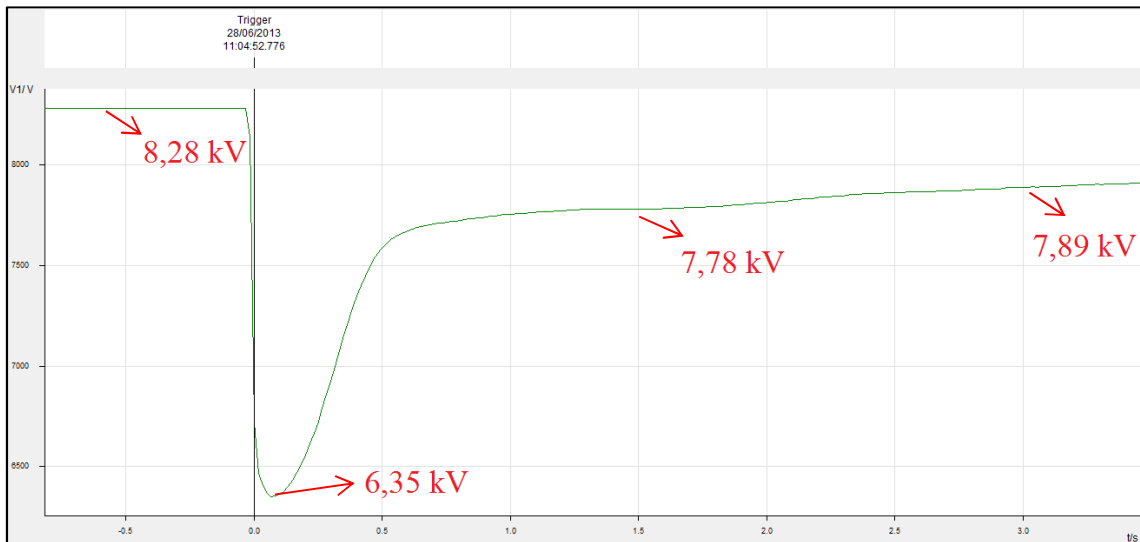


Figura 53 - Oscilografia de partida do motor de 15,8 MW realizada em 28.06.2013, durante comissionamento.

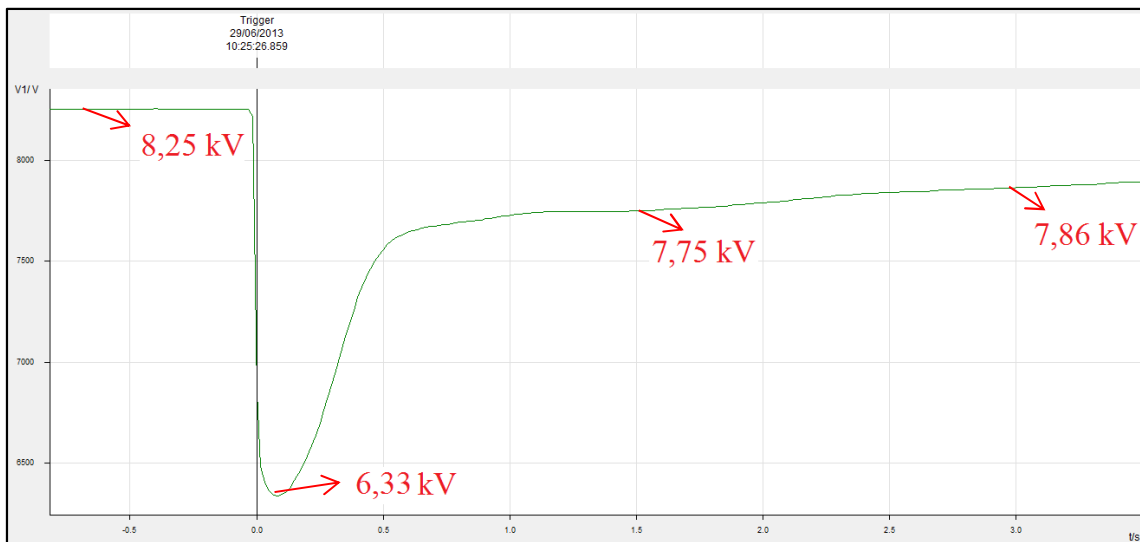


Figura 54 - Oscilografia de partida do motor de 15,8 MW realizada em 29.06.2013, durante comissionamento.

Os dados relativos a estas duas oscilografias e a simulação do cenário 1 - caso 1 com excitação rotativa foram colocados na Tabela 8. Além disso, foi feita mais uma simulação elevando a tensão para 1,037 p.u. a fim de ter o mesmo valor de tensão inicial utilizado na partida registrada na oscilografia da Figura 53. Os gráficos com os perfis de tensão desta simulação extra estão na Figura 55.

Os valores percentuais de tensão mínima, tensão após 1,5s e após 3s são muito semelhantes, demonstrando que a simulação foi capaz de reproduzir o comportamento registrado do sistema.

Tabela 8 - Medidas relativas às partidas do motor de 15,8 MW coletadas das oscilografias e das simulações.

	Tensão antes da partida (kV)	Tensão mínima (kV)	Queda de tensão (%)	Valor da tensão após 1,5s (kV)	Valor da tensão após 1,5s (%)	Valor da tensão após 3s (kV)	Valor da tensão após 3s (%)
Oscilografia do dia 28.06.2013	8,28	6,35	23,31%	7,78	93,96%	7,89	95,29%
Oscilografia do dia 29.06.2013	8,25	6,33	23,27%	7,75	93,94%	7,86	95,27%
Simulação com tensão elevada	8,28	6,38	22,95%	7,73	93,36%	7,83	94,57%
Simulação cenário 1 - caso 1	7,96	1,81	22,80%	7,40	92,99%	7,55	94,85%

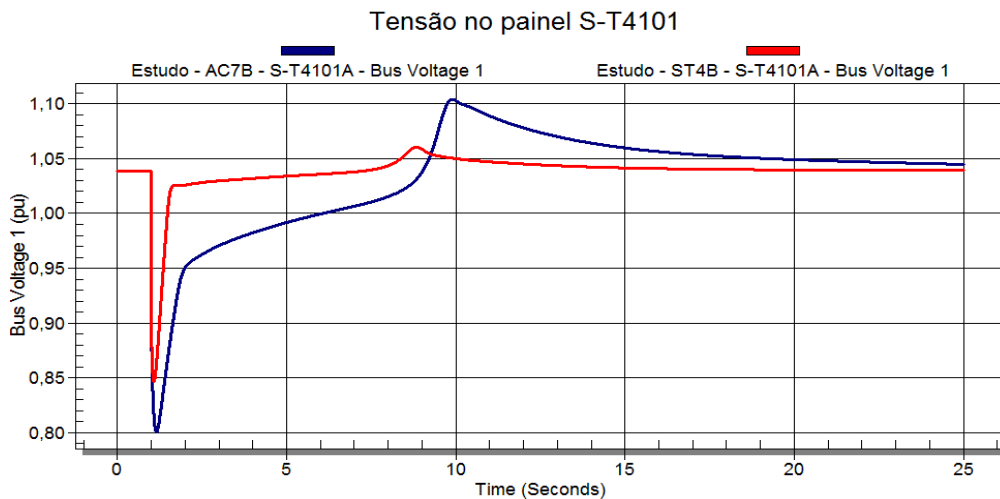


Figura 55 - Partida do motor com tensão elevada - Tensão em p.u. no painel S-T4101.

O primeiro ponto observado das oscilografias é que mesmo tendo-se elevado a tensão do sistema em 3,9% antes da partida do motor ($\frac{8,28 \text{ kV}}{7,97 \text{ kV}} = 103,9\%$), a queda de tensão máxima permitida foi ultrapassada ($\frac{6,35 \text{ kV}}{7,97 \text{ kV}} = 79,7\%$). Outro ponto é: após 1,5s da partida do motor a tensão do sistema não havia retornado à região de $\pm 3\%$ do valor final, o que significa o não atendimento do critério de tempo de restabelecimento da tensão. A simulação feita estando o sistema com 8,28 kV antes da partida apresentou um valor mínimo de tensão de 6,38 kV e após 1,5s a tensão tinha se recuperado para 7,73 kV, valores bem semelhantes aos registrados nos eventos reais.

De forma geral, com os valores obtidos nas simulações aliados aos observados nas oscilografias, fica caracterizado que tanto na simulação como no sistema real, o sistema rotativo não atende aos requisitos previstos para a circunstância de partida do maior motor estando o sistema com apenas dois geradores.

4.5.2 Queda do Maior Motor do Sistema Durante a Partida

A simulação de queda durante a partida também foi feita considerando o maior motor de indução da plataforma. Na simulação foi escolhido o instante 1s para o comando de partida do motor e o instante 5s para o desligamento do motor. As simulações foram realizadas em três possíveis cenários de carregamento e em casos com números diferentes de geradores conectados.

4.5.2.1 Cenário 1: carga leve (10 MW)

Este é o cenário de baixo carregamento, o qual foi dividido em dois casos. O caso 1 com dois geradores conectados e o caso 2 com três geradores conectados.

- Caso 1

No gráfico da Figura 56 fica bastante destacada a sobretensão que ocorre após a abertura do disjuntor do motor. O pico de tensão atingiu 122% com o sistema AC7B e 120,0% com o sistema ST4B. Considerando que o limite máximo é 120%, o limite não é respeitado com a excitação rotativa e está no limiar do atendimento com o sistema estático. Este resultado é bastante importante para balizar a prática da elevação da tensão do sistema antes do acionamento de um motor. Com a tensão do sistema em um valor mais alto, o valor absoluto mínimo que a tensão atingirá será menos baixo, contudo se ocorrer um insucesso durante a partida de um motor de indução, os equipamentos serão expostos a sobretensões consideravelmente altas, inclusive acima do permitido nas referências [21], [22], [23] e [24].

As potências ativas e reativas dos geradores sofrem uma abrupta queda e as tensões de campo dos geradores atingem seus valores mínimos após a abertura do disjuntor do

motor, conforme pode ser visto na Figura 57, Figura 58 e Figura 59. No caso da excitação rotativa, o valor da tensão de campo chega a zero durante o transitório, enquanto o sistema estático aplica tensão de teto negativa de forma a estabelecer em menor tempo o valor nominal da tensão do painel S-T4101.

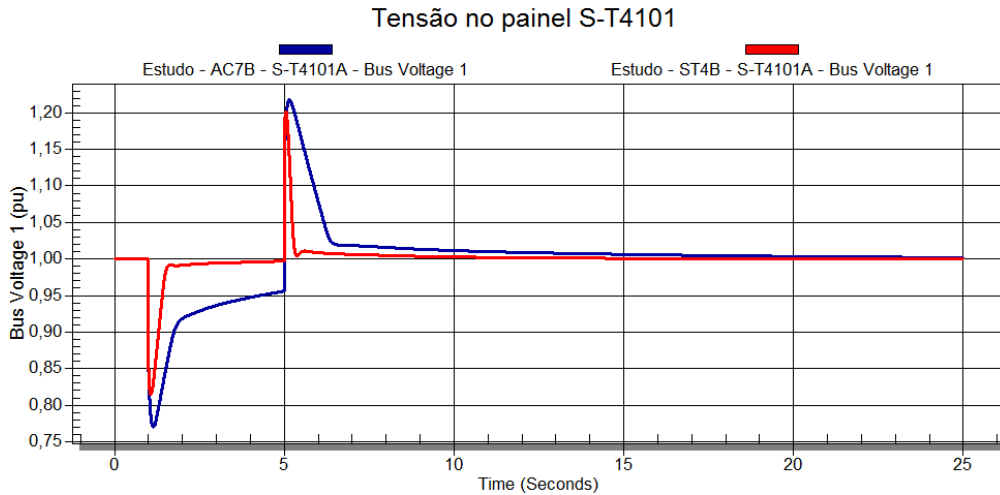


Figura 56 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.

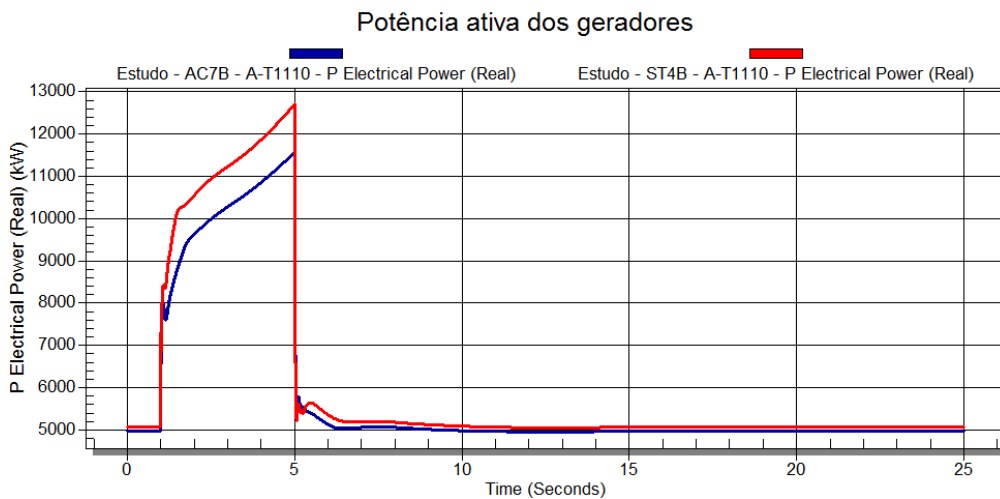


Figura 57 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

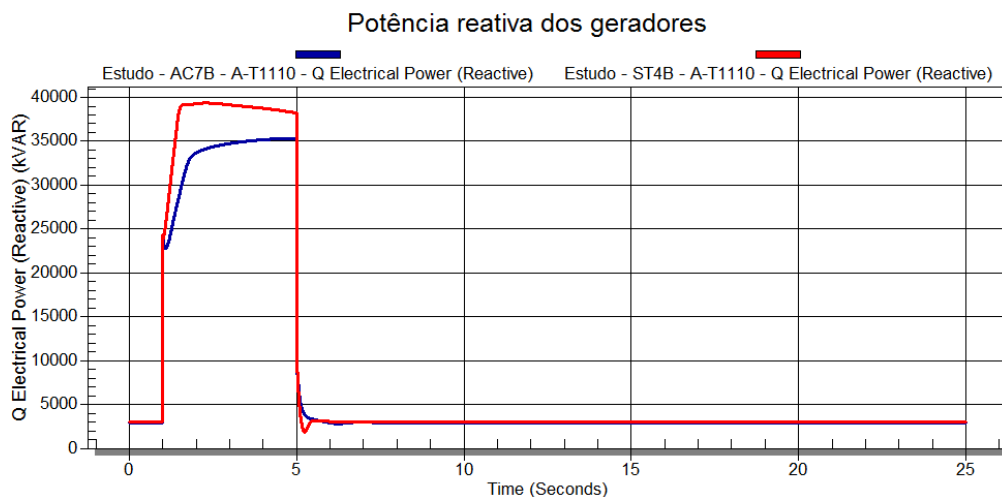


Figura 58 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

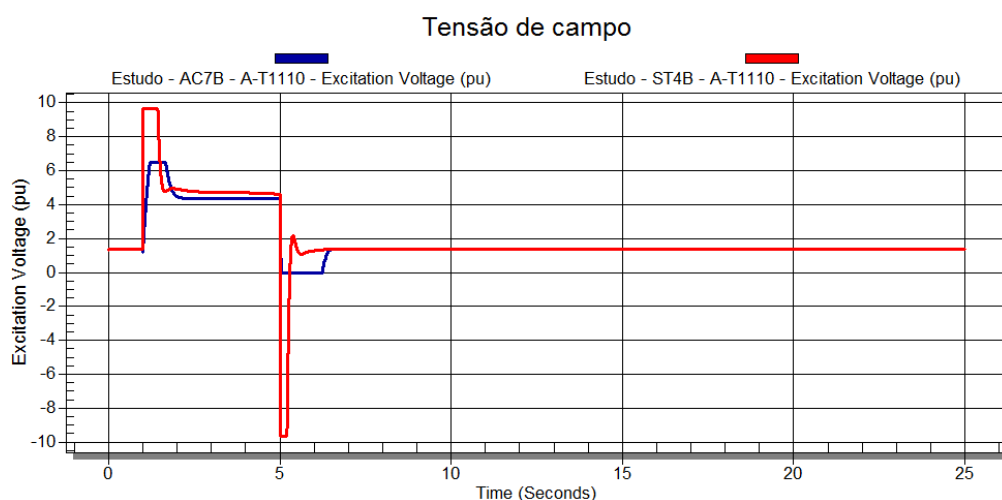


Figura 59 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores.

- Caso 2

Os valores de sobretensão encontrados, 114,5% para o sistema AC7B e 113,1% para o sistema ST4B, não ultrapassaram o limite referenciado. Isto ocorreu devido ao caso 2 possuir um gerador a mais do que o caso 1, de forma que o montante de potência reativa que cada gerador precisou diminuir, após o desligamento do motor, foi menor. Os gráficos com as potências ativas, potências reativas e tensões de campo dos geradores estão na Figura 61, Figura 62 e Figura 63 e apresentam comportamento análogo ao caso anterior.

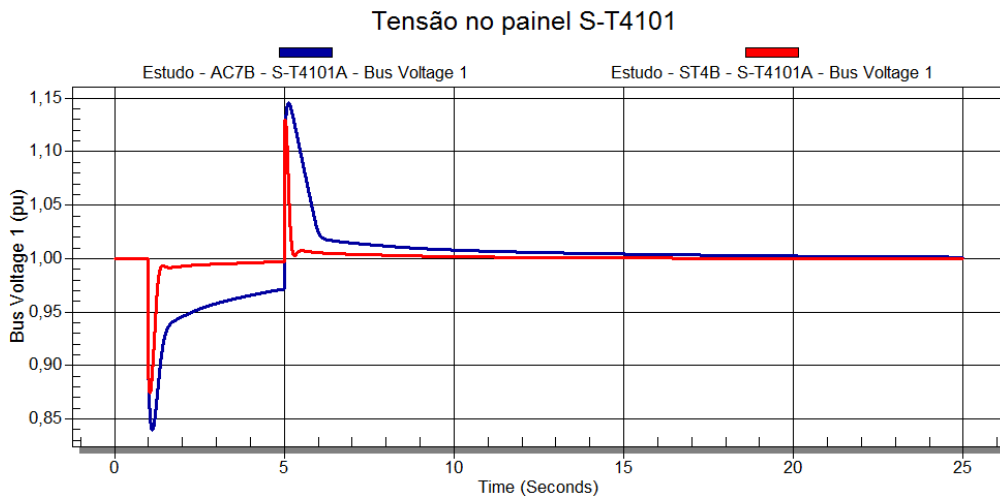


Figura 60 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.

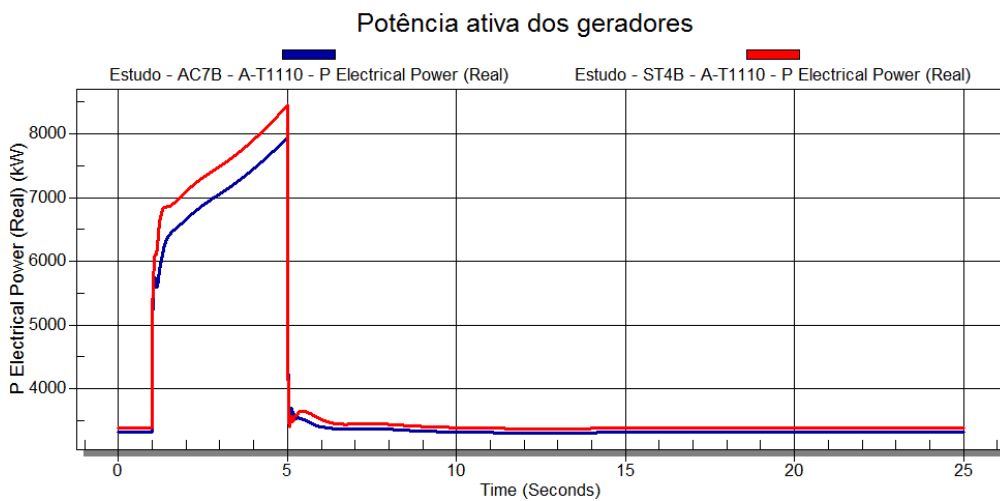


Figura 61 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

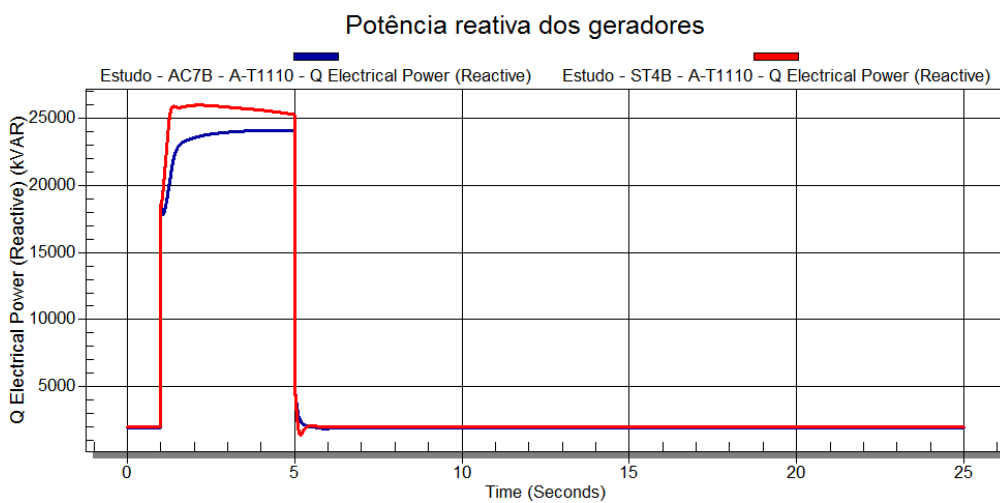


Figura 62 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

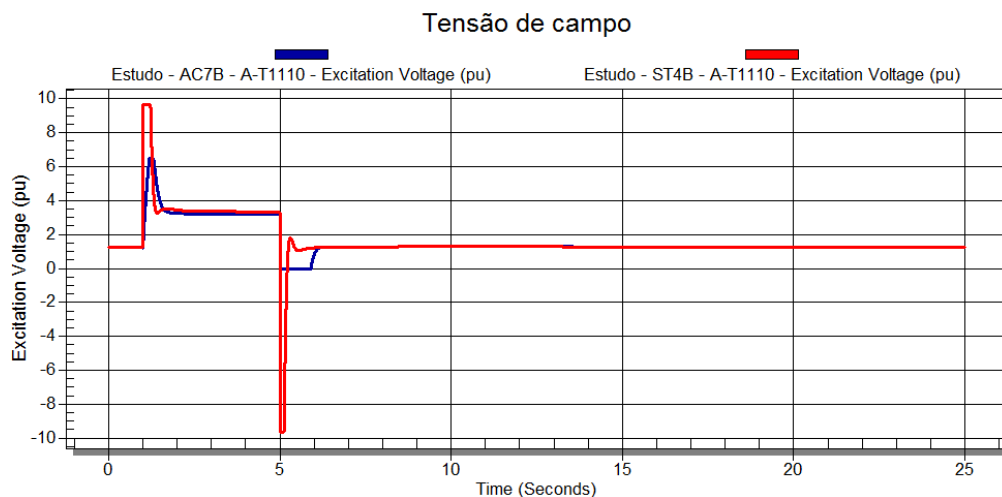


Figura 63 - Queda durante a partida - Cenário 1 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores.

4.5.2.2 Cenário 2: carga média (30 MW)

Da mesma forma que foi feito no cenário 1, este cenário foi dividido em dois casos. O caso 1 com dois geradores conectados e o caso 2 com três geradores conectados.

- Caso 1

Neste cenário, onde existe um maior carregamento, os valores observados de sobre-tensão foram menores do que os obtidos com um carregamento menor. Com o sistema AC7B a sobre-tensão foi de 120% e com o sistema ST4B foi de 118%, de acordo com a Figura 64. A justificativa para a ocorrência de menores valores de sobre-tensão reside na presença do maior número de motores de indução, os quais, transitoriamente, consomem parte do reativo que o motor desligado deixou de consumir. O comportamento da queda abrupta de potência ativa e reativa fornecida pelos geradores e a variação de suas tensões de campo podem ser vistos na Figura 65, na Figura 66 e na Figura 67.

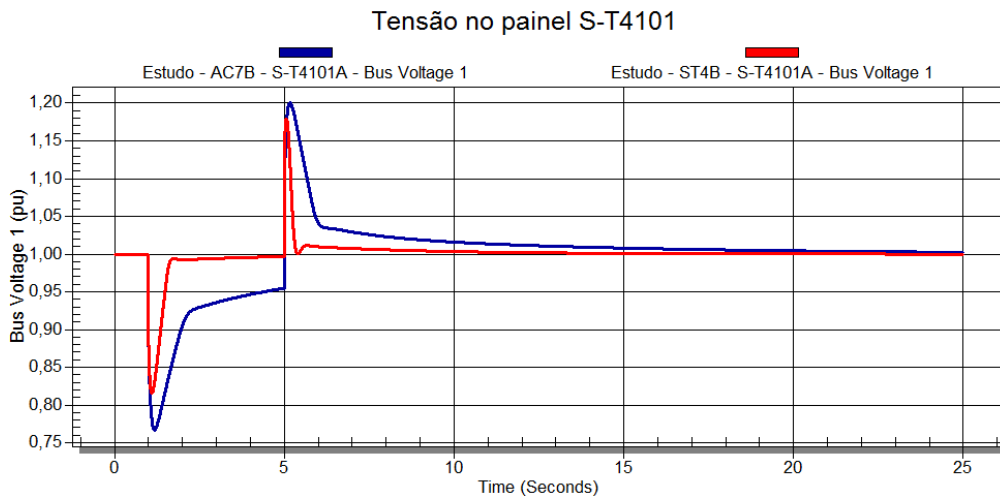


Figura 64 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.

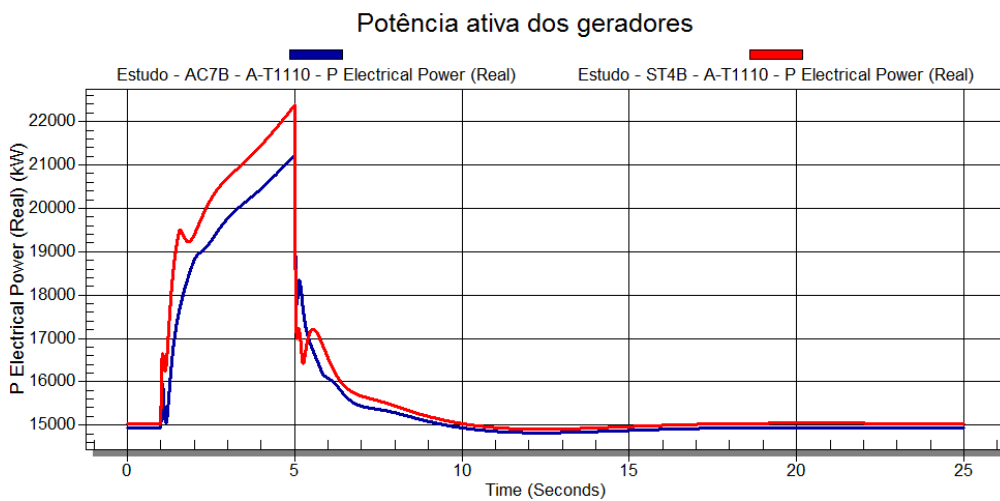


Figura 65 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

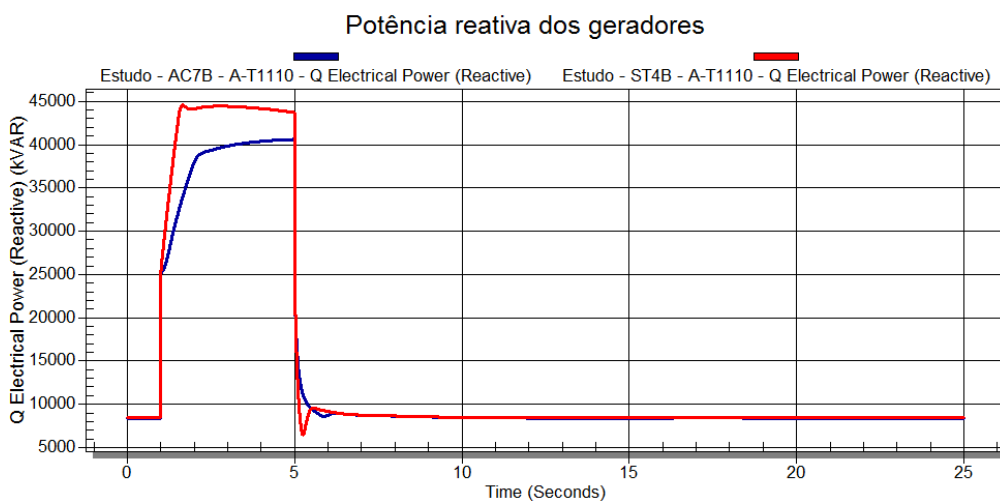


Figura 66 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

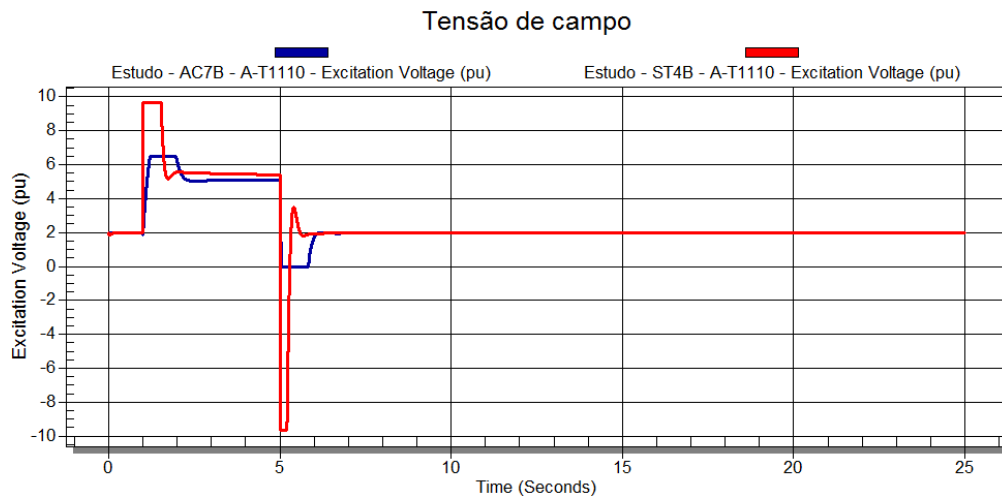


Figura 67 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores.

- Caso 2

A colocação do terceiro gerador para o mesmo valor de carregamento do caso 1 resultou em menores valores de sobretensão. O sistema AC7B apresentou 113,5% e o sistema ST4B 111,7% de sobretensão. Na Figura 69, na Figura 70 e na Figura 71 não foram notadas diferenças significativas no comportamento das potências ativas, potências reativas e tensões de campo dos geradores em relação ao observado nos casos anteriores.

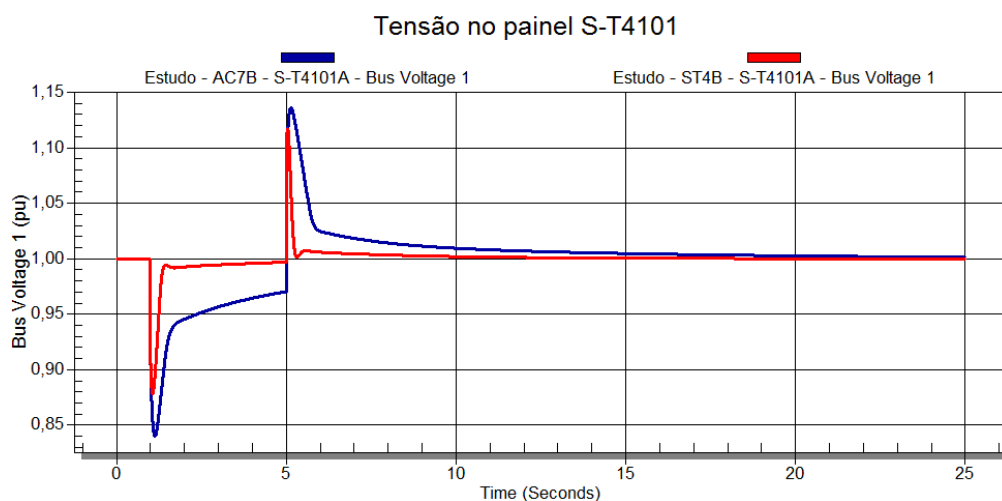


Figura 68 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.

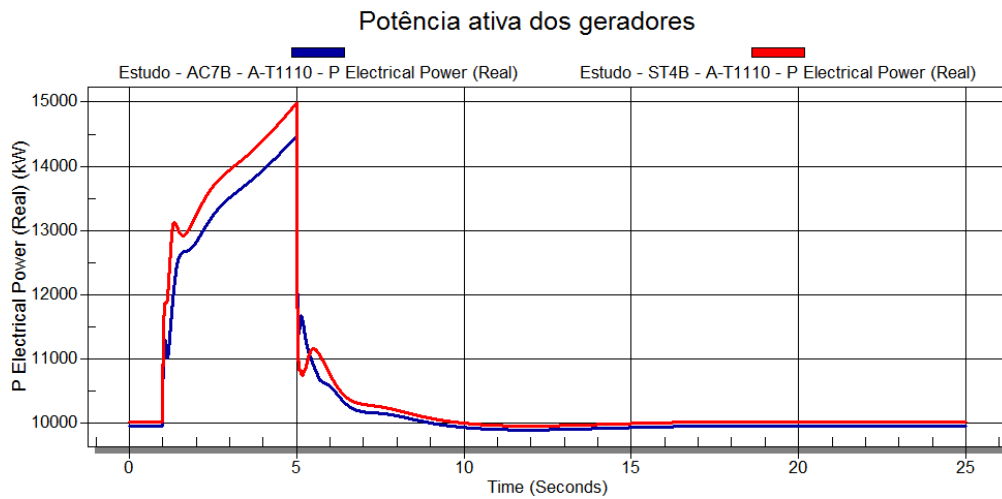


Figura 69 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

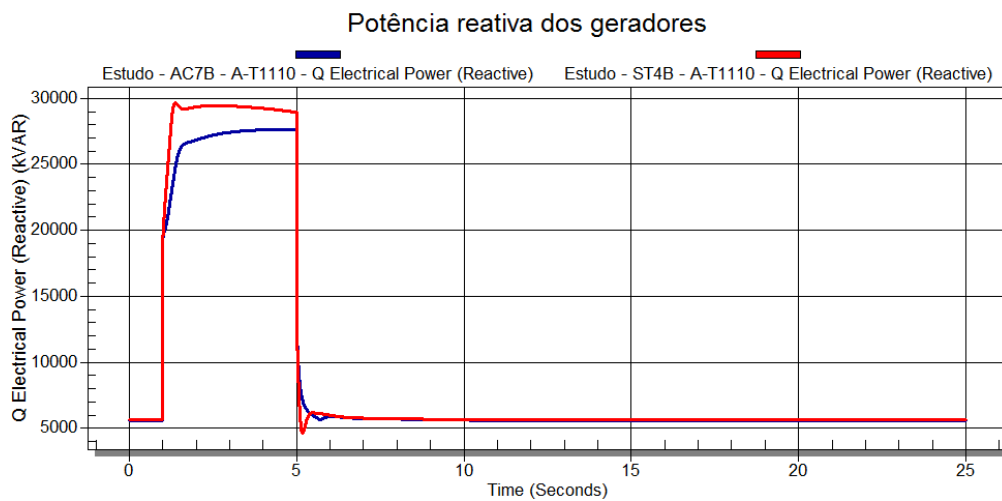


Figura 70 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

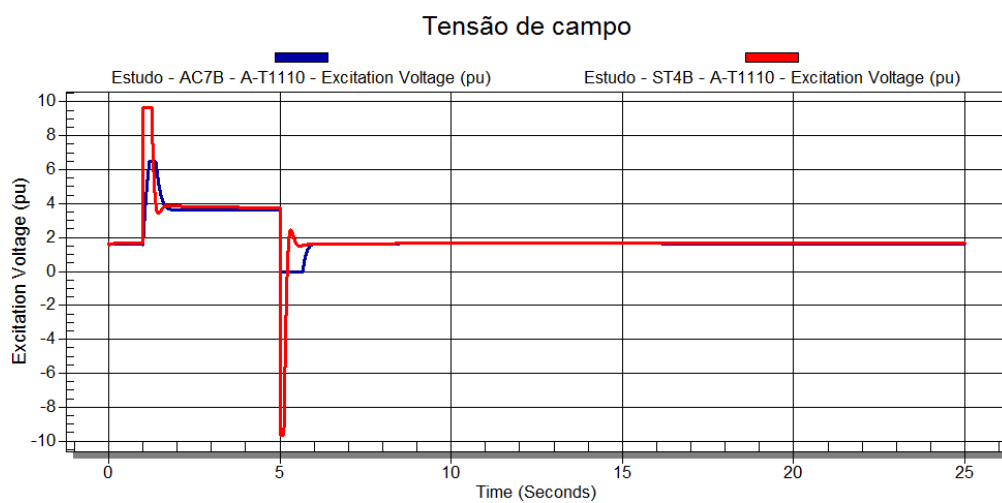


Figura 71 - Queda durante a partida - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores.

4.5.2.3 Cenário 3: carga pesada (50 MW)

Este cenário foi dividido em dois casos. O caso 1 possui três geradores conectados e o caso 2 com quatro geradores conectados.

- Caso 1

O valor máximo de sobretensão obtido com o sistema AC7B foi de 113% e com o sistema ST4B foi de 110,9%, vistos na Figura 72. Estes valores não infringem os limites máximos transitórios, de forma que a ocorrência deste evento está dentro dos eventos aceitáveis que ocorram no sistema elétrico. As variações de potência ativa, potência reativa e tensão de campo dos geradores estão na Figura 73, na Figura 74 e na Figura 75.

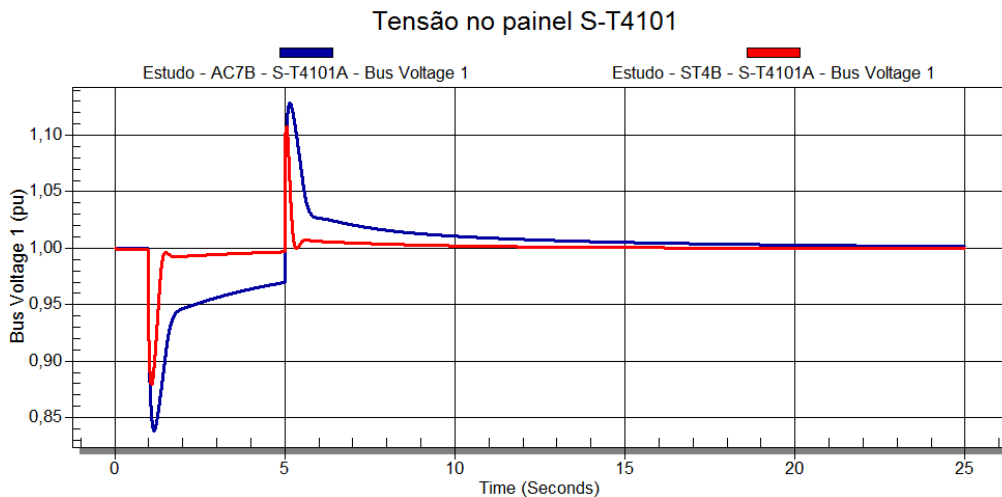


Figura 72 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.

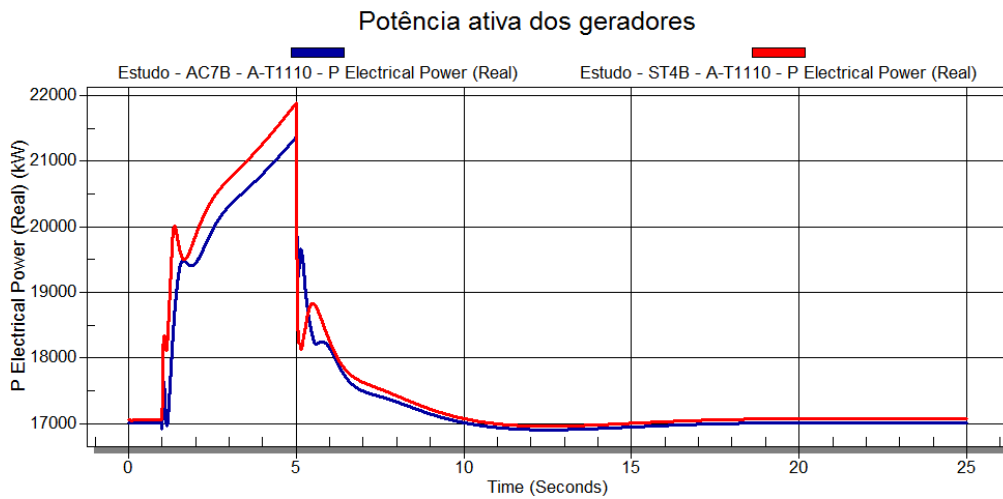


Figura 73 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

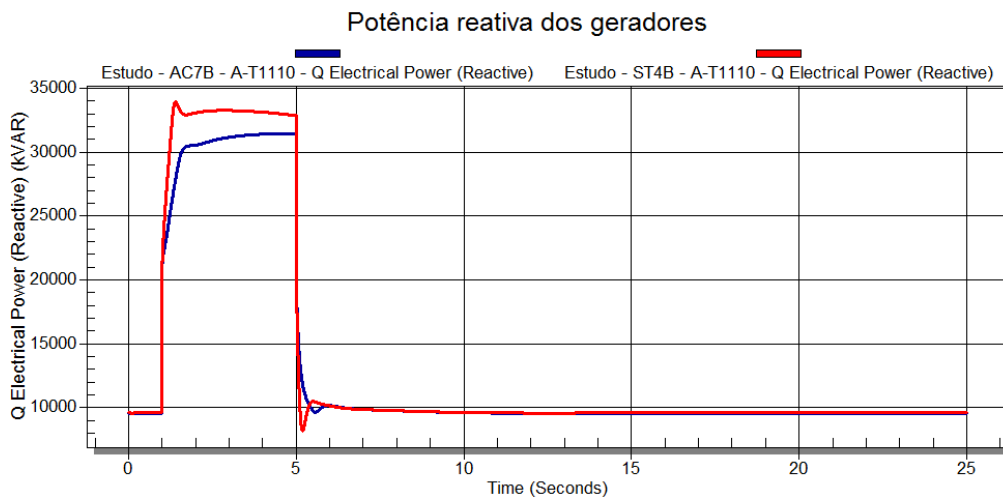


Figura 74 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

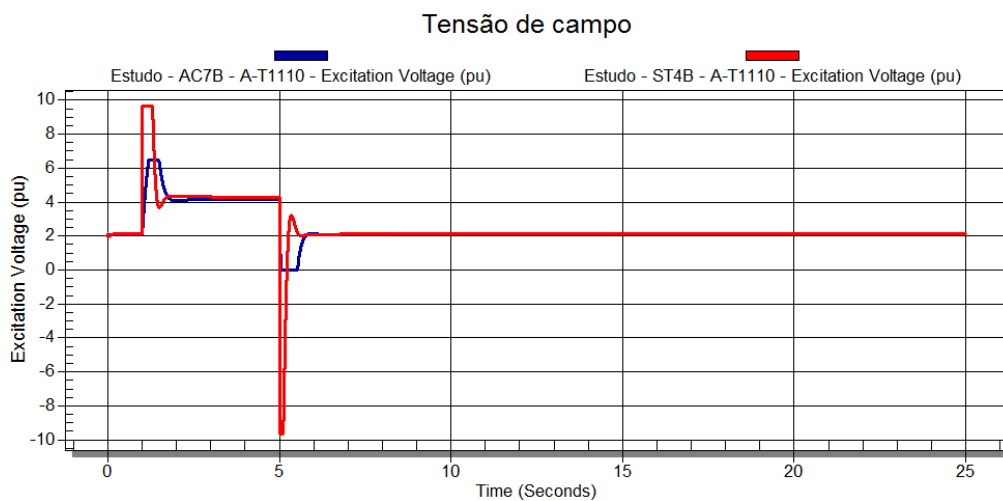


Figura 75 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão de campo dos geradores.

- Caso 2

Os resultados obtidos estão nos gráficos da Figura 76, da Figura 77, da Figura 78 e da Figura 79. Os critérios máximos não foram violados, pois a sobretensão máxima registrada com o sistema AC7B foi de 109,9% e com o sistema ST4B foi de 108,3%.

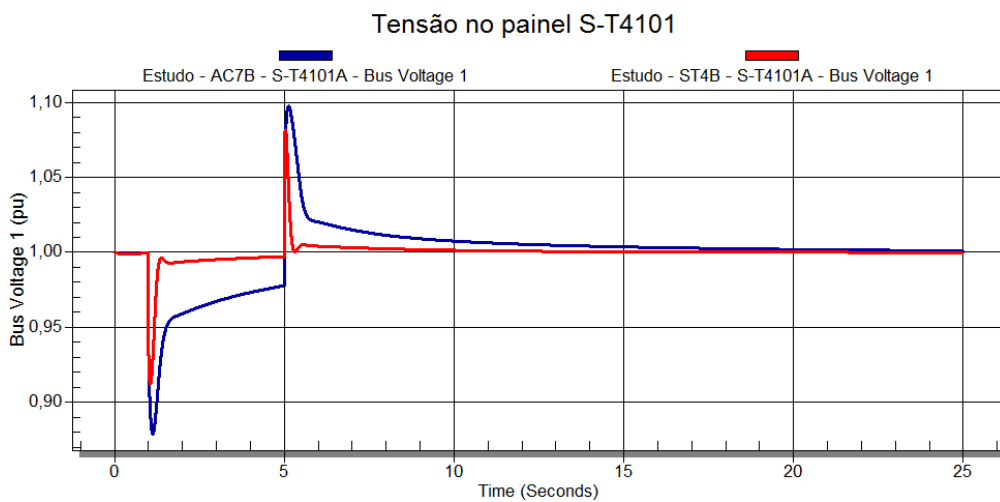


Figura 76 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.

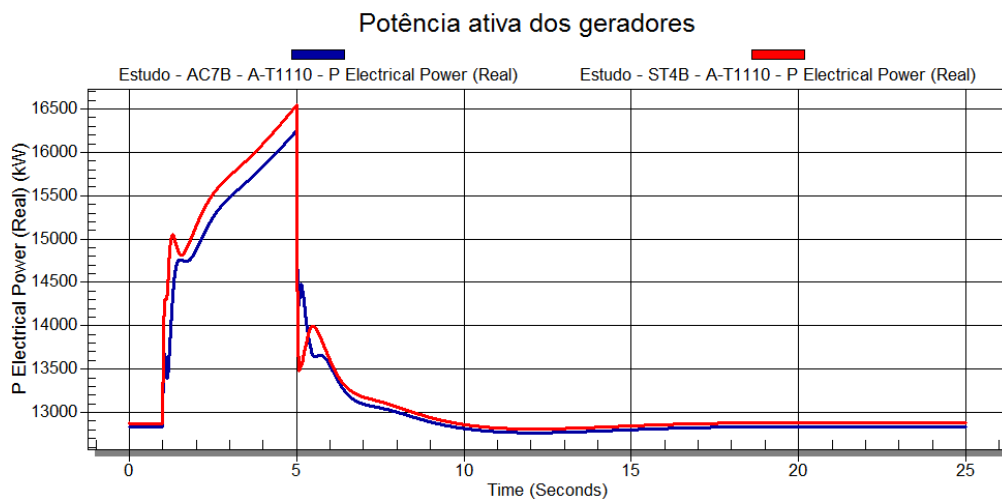


Figura 77 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

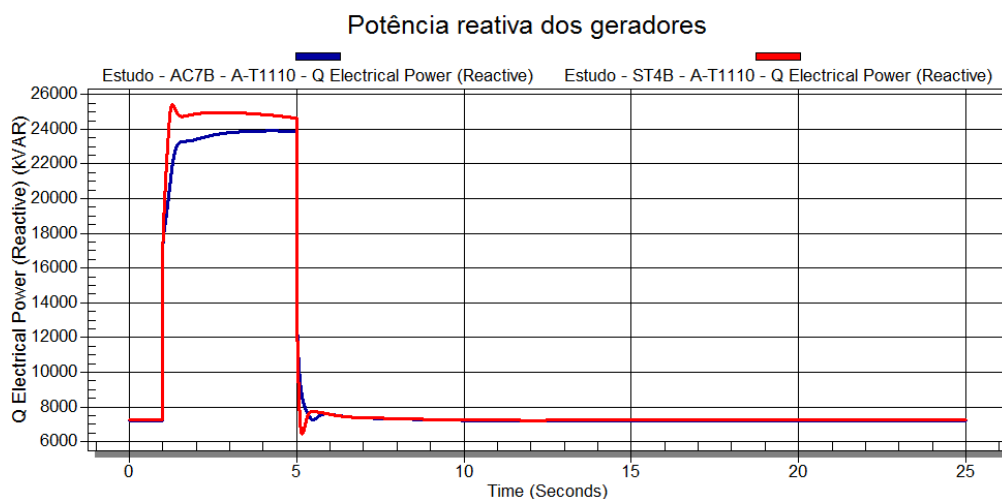


Figura 78 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

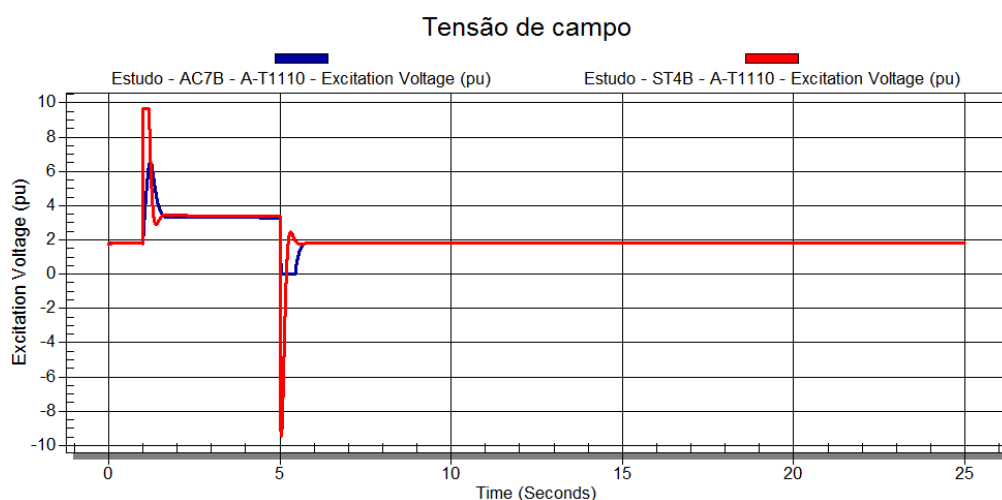


Figura 79 - Queda durante a partida - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão de campo dos geradores.

4.5.2.4 Conclusão sobre os resultados da queda do motor durante a partida

Os resultados de todos os cenários e casos da simulação de insucesso de partida do maior motor foram colocados na Tabela 9.

Tabela 9 - Resultados das simulações de queda do motor durante sua partida.

Parâmetros	Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3			
	Caso 1		Caso 2		Caso 1		Caso 2		Caso 1		Caso 2	
	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B
Varição de tensão acima do nominal no painelS-T4101 (%)	22,0%	20,0%	14,5%	13,1%	20,0%	18,0%	13,5%	11,7%	13,0%	10,9%	9,9%	8,3%
Tempo de restabelecimento da tensão após o trip do motor ($\pm 3\%$ do valor final) (s)	1,33	0,28	0,96	0,23	1,24	0,27	0,82	0,21	0,79	0,21	0,58	0,18

No cenário 1 - caso 1, o limite transitório de sobretensão é ultrapassado com o sistema de excitação rotativo e é limiarmente atingido com a excitação estática. A obtenção deste valor é bastante importante para balizar devidamente a prática do *field forcing* que é muitas vezes utilizada antes da partida direta de um motor de indução. A prática conhecida como *field forcing* nos sistemas elétricos de plataformas de petróleo é a elevação da tensão de operação do sistema elétrico antes do acionamento de um motor de porte significativo perante os geradores instalados. O intuito é que o valor absoluto da tensão do sistema não atinja valores muito baixos. Contudo, partidas que por quaisquer motivos sejam abortadas causarão sobretensões que podem ultrapassar em muito o limite normativo e implicar em desligamento geral em casos de atuação de proteções de sobretensão.

Todas as simulações realizadas consideraram que a tensão do sistema estava em 1 pu antes da partida e, mesmo assim, os valores de sobretensão foram de 108,3% com um sistema estático com quatro geradores conectados até 122,0% para um sistema rotativo com dois geradores conectados.

4.5.3 Perda de Geração

A simulação de desconexão abrupta de geração foi realizada comandando a abertura dos disjuntores principais dos geradores. Foram montados cenários com diferentes carregamentos e número de geradores. O evento de desconexão foi selecionado para ocorrer no instante 2s.

Nos resultados, que são apresentados a seguir, pode-se notar que tanto o evento de desconexão de geradores como também o evento de descarte de carga, são menos severos que os eventos de partida de motores e desconexão durante a partida. Assim, com o intuito priorizar os resultados com mais importância para a análise, os gráficos com o comportamento da tensão de campo dos geradores foram coletados apenas nos eventos de partida e desconexão durante a partida.

4.5.3.1 Cenário 1: estado inicial com dois geradores

- Caso 1: carga média (25 MW)

O comportamento da tensão do sistema, das potências ativas e reativas dos geradores estão nos gráficos da Figura 80, da Figura 81 e da Figura 82, respectivamente. O valor mínimo de tensão observado foi de 96,3% com o sistema AC7B e 97,1% com o sistema ST4B. Estes valores de queda estão longe do limite transitório máximo aceitável. O evento de desconexão de geração se mostrou menos impactante do que o evento de partida de motores. O esforço ao qual o sistema de controle de tensão é exposto é significativamente menor no evento de desconexão de um gerador do que em um evento de partida de motor, pois, por exemplo, no evento de partida de motores em um caso similar (cenário 1 - caso 1), cada gerador precisou aumentar 33 Mvar na potência reativa fornecida, enquanto que neste evento de desconexão, o gerador remanescente precisou aumentar sua potência reativa em 7,5 Mvar.

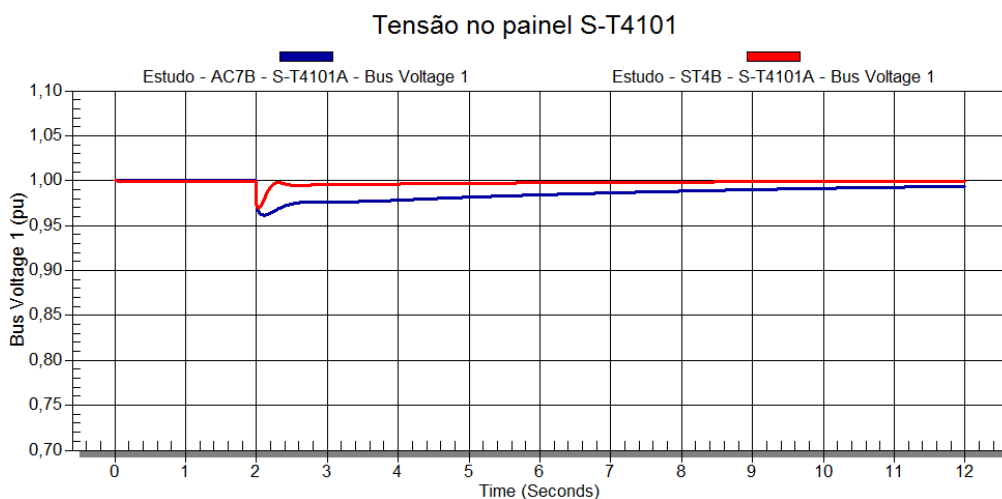


Figura 80 - Perda de geradores - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.

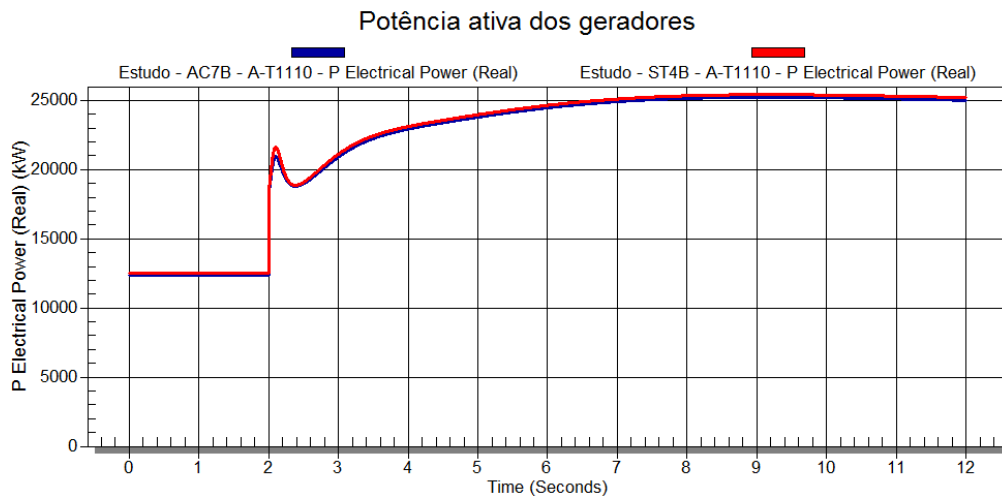


Figura 81 - Perda de geradores - Cenário 1 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

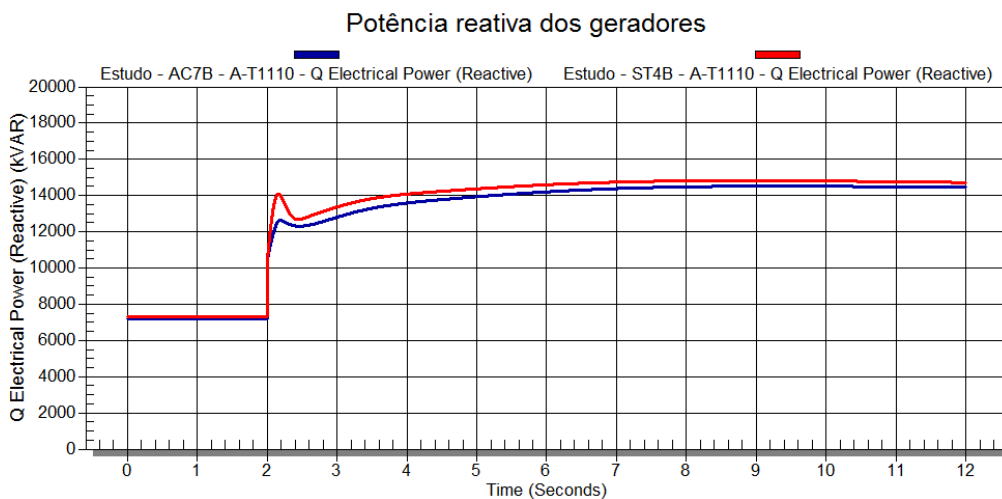


Figura 82 - Perda de geradores - Cenário 1 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

4.5.3.2 Cenário 2: estado inicial com três geradores

- Caso 1: carga média (30 MW)

Neste caso, o gerador que foi desconectado estava fornecendo em torno de 10 MW e 5,6 Mvar. Após a sua desconexão, os dois geradores remanescentes tiveram que assumir, cada um, 5 MW e 2,8 Mvar. Esta variação de carga representa um impacto pequeno nos geradores, de forma que os valores mínimos de tensão observados foram 98,3% para o sistema AC7B e 98,7% para o sistema ST4B.

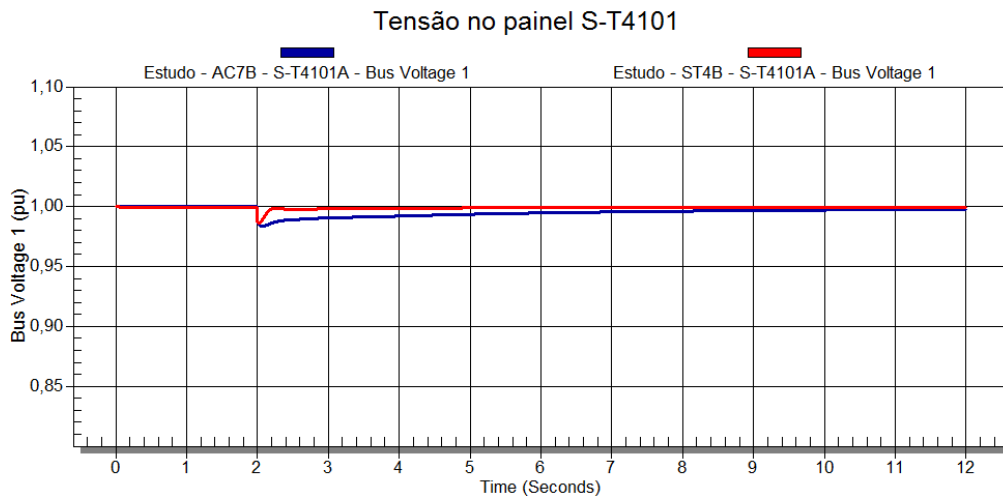


Figura 83 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.

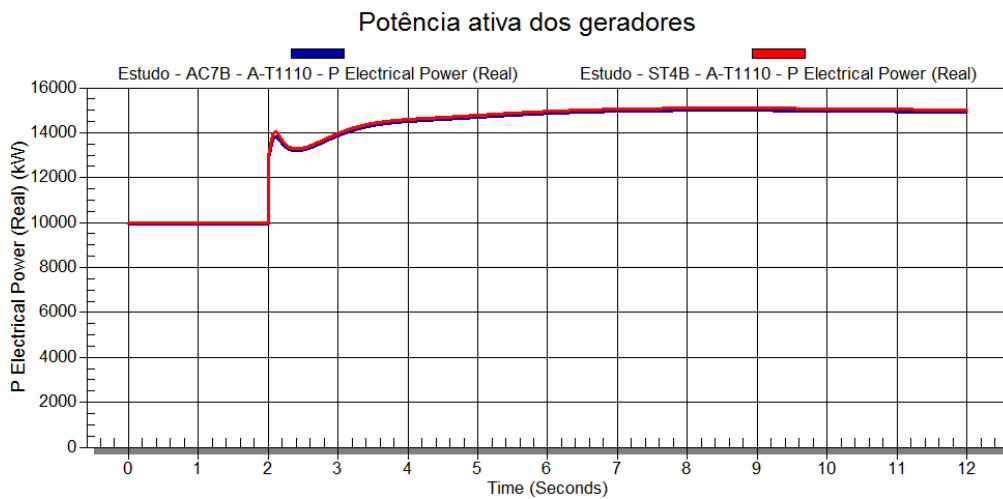


Figura 84 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

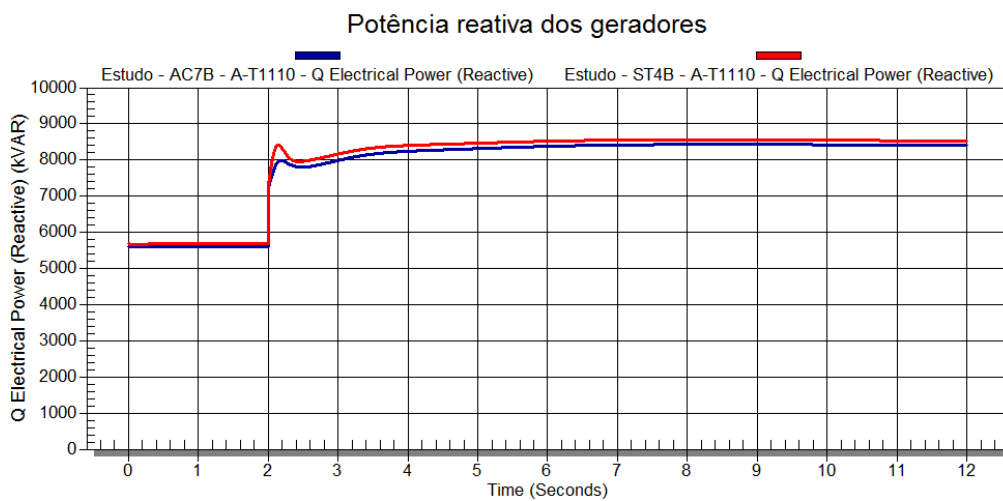


Figura 85 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

- Caso 2: carga média (50 MW)

O gerador que foi desconectado estava fornecendo em torno de 17 MW e 9,5 Mvar. Com sua desconexão os geradores remanescentes assumiram 8,5 MW e 4,75 Mvar, cada. Como esta variação foi superior à ocorrida no caso 1, era esperado que os valores de queda de tensão fossem maiores, como de fato ocorreu. As tensões mínimas encontradas foram 97,4% com o sistema AC7B e 98% com o sistema ST4B, conforme a Figura 86. As variações de potência ativa e reativa estão na Figura 87 e na Figura 88.

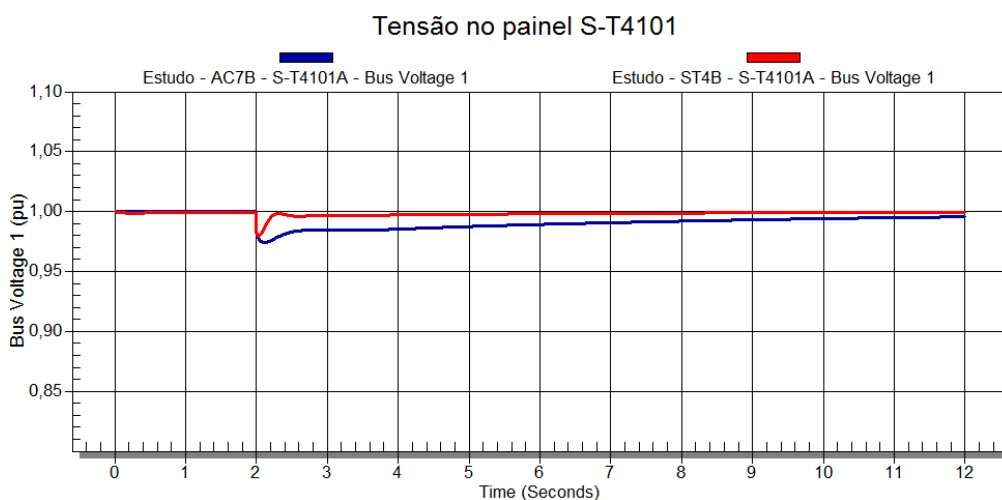


Figura 86 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.

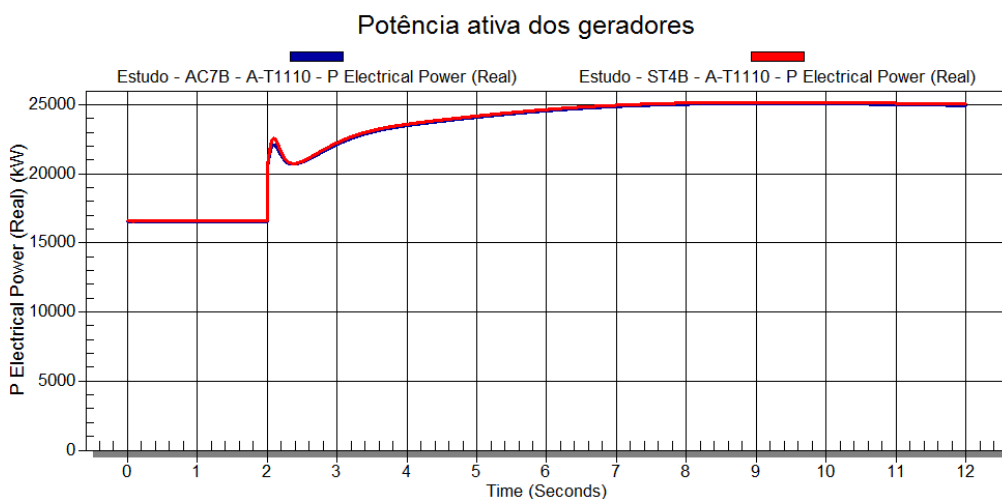


Figura 87 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

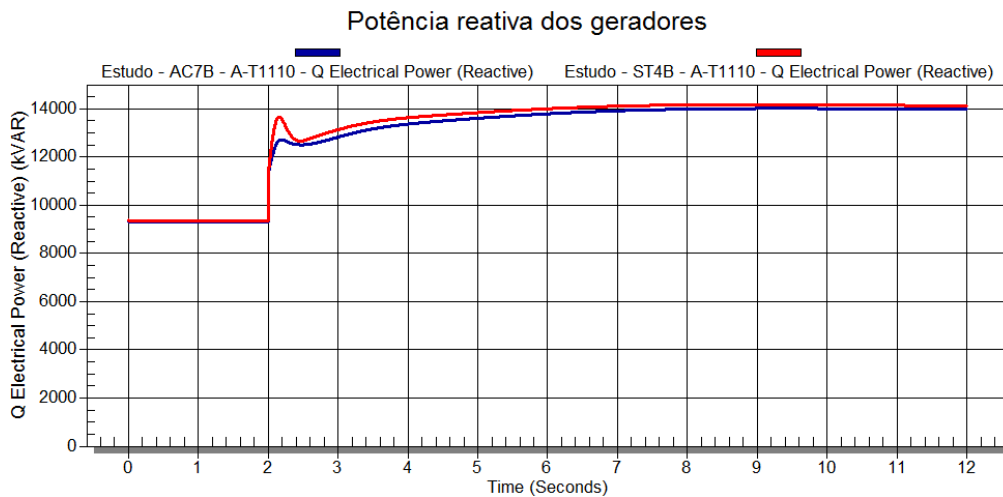


Figura 88 - Perda de geradores - Cenário 2 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

4.5.3.3 Cenário 3: estado inicial com quatro geradores

- Caso 1: carga média (50 MW)

O gerador desconectado estava fornecendo em torno de 12,5 MW e 7,0 Mvar, obrigando aos três geradores remanescentes assumirem 4,2 MW e 2,3 Mvar, cada um. Este aumento de potência solicitado de cada gerador pode ser visto na Figura 90 e na Figura 91. Os valores mínimos de tensão foram 98,6% com o sistema AC7B e 98,9% com o sistema ST4B.

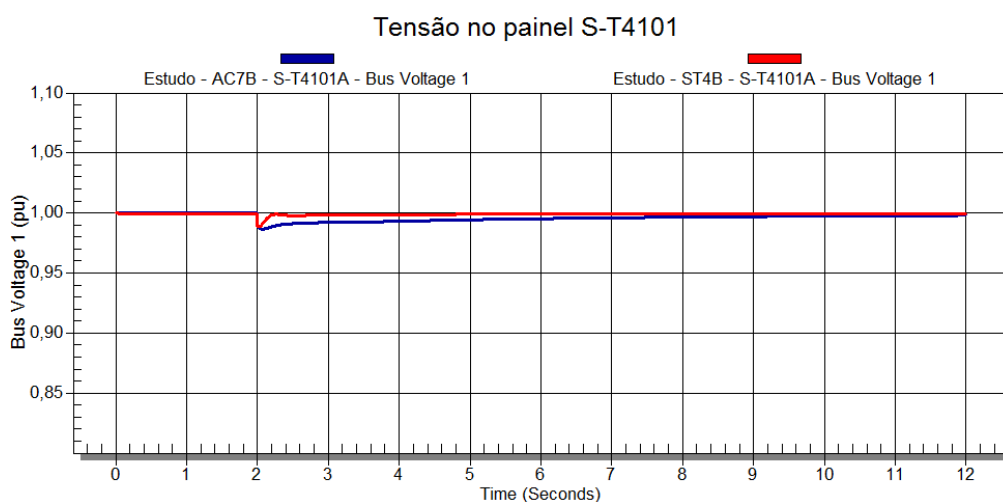


Figura 89 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.

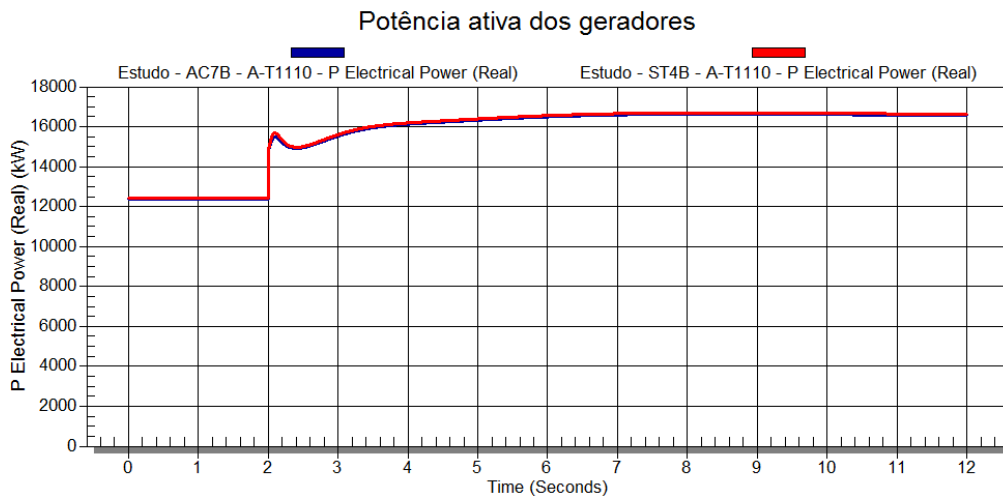


Figura 90 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

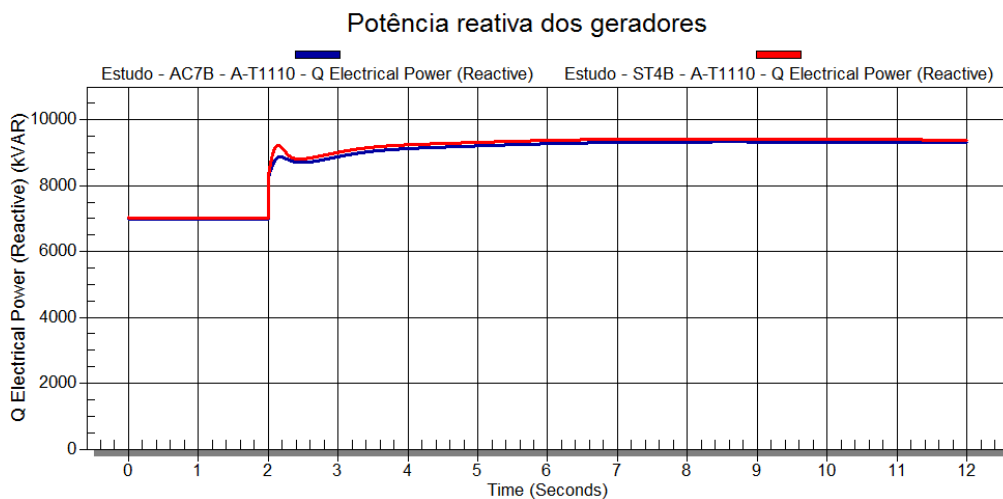


Figura 91 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

- Caso 2: carga pesada (70 MW)

O gerador que foi desconectado estava fornecendo em torno de 17,5 MW e 10,2 Mvar, obrigando os três geradores remanescentes a assumirem 5,8 MW e 3,4 Mvar, cada um, como visto na Figura 93 e na Figura 94.

Mesmo este cenário sendo o de maior carregamento previsto para o sistema elétrico, a queda abrupta de um gerador não representa grande transitório para os geradores em comparação com o acionamento do motor de indução de 15,8 MW. A percepção desta afirmação está nos valores mínimos de tensão encontrados na Figura 92, 97,9% com o

sistema AC7B e 98,4% com o sistema ST4B, estarem bem próximos do valor normal de operação.

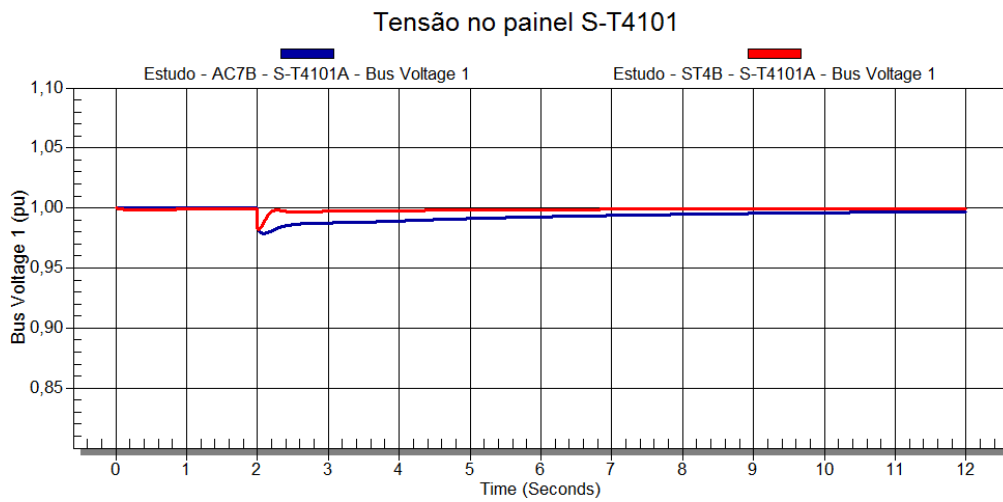


Figura 92 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.

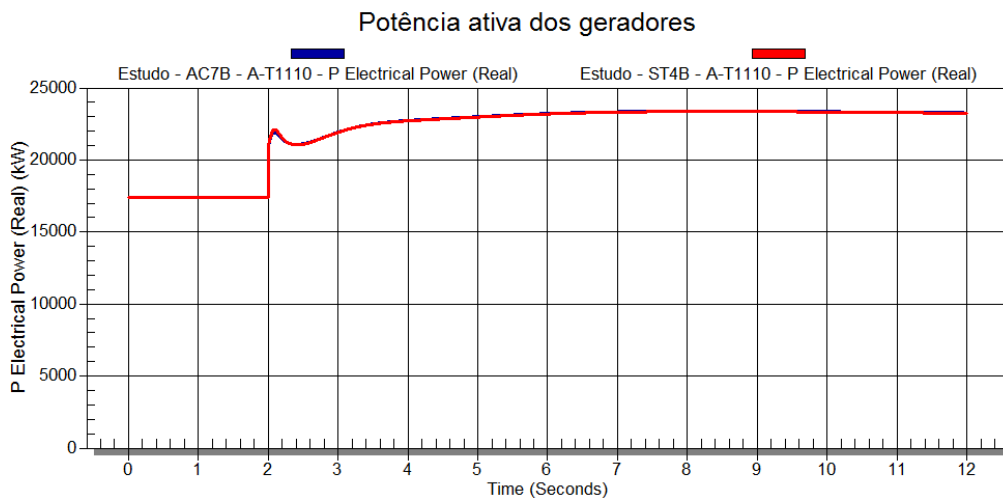


Figura 93 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

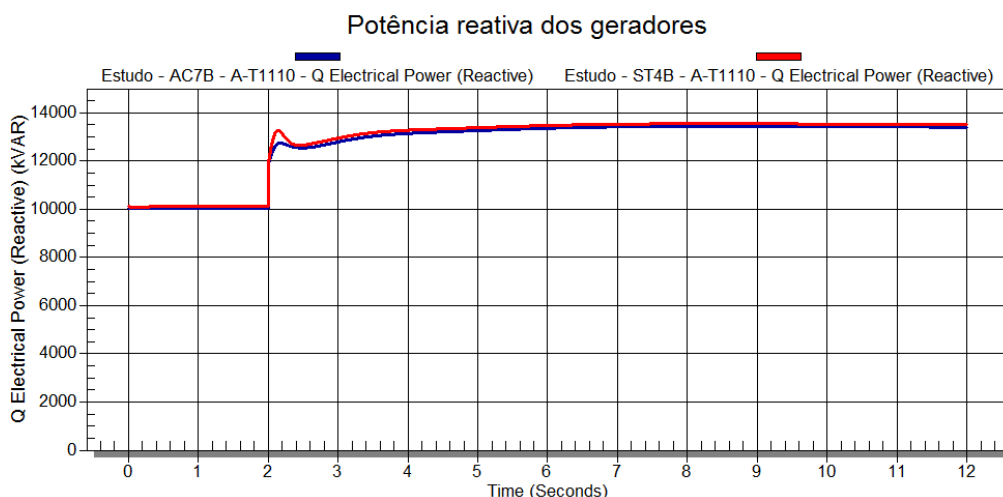


Figura 94 - Perda de geradores - Cenário 3 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

4.5.3.4 Conclusão sobre os resultados da perda de geração

Os resultados de todos os cenários e casos da simulação de desconexão de geradores foram colocados na Tabela 10.

Tabela 10 - Resultados das simulações de desconexão de geradores.

Parâmetros	Cenário 1		Cenário 2				Cenário 3			
	Caso 1		Caso 1		Caso 2		Caso 1		Caso 2	
	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B
Máxima queda de tensão no painel S-T4101 (%)	3,7%	2,9%	1,7%	1,3%	2,6%	2,0%	1,4%	1,1%	2,1%	1,6%
Tempo de restabelecimento da tensão ($\pm 3\%$ do valor final) (s)	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

De forma geral, a desconexão de um gerador se mostrou como um evento menos severo do que o evento de partida do motor de indução e do que o evento de queda durante a partida do motor de indução. Em todos os casos simulados os critérios de queda máxima de tensão e de tempo de restabelecimento foram atendidos.

O sistema de excitação estático apresentou resultados melhores do que o sistema rotativo, porém nada que representasse significativa diferença no desempenho do sistema.

4.5.4 Rejeição de Carga

A simulação do evento de rejeição de todas as cargas de produção foi selecionada para ocorrer no instante 2s. Foram montados cenários com diferentes números de geradores e casos com carregamentos diferentes.

4.5.4.1 Cenário 1: dois geradores conectados

- Caso 1: carga média (30 MW)

Após a rejeição das cargas era esperado a ocorrência de aumento de tensão do sistema. A sobretensão observada com o sistema AC7B foi de 107,3% e com o sistema ST4B foi de 106,4%, conforme a Figura 95. A rejeição de carga dos geradores pode ser vista na Figura 96 e na Figura 97. Na Figura 98 foi colocado o gráfico da frequência do sistema. A frequência máxima obtida da simulação foi 62,9 Hz e como o nível mais baixo da proteção de sobrefrequência é 63 Hz, não deve ocorrer atuação desta proteção.

Ainda sobre a variação de frequência ocorrida no sistema, conforme esperado, não foi observada diferença nas respostas quando se utiliza a excitação rotativa ou excitação estática, pois nestes dois casos é utilizado o mesmo modelo de controlador de velocidade (GGOV1).

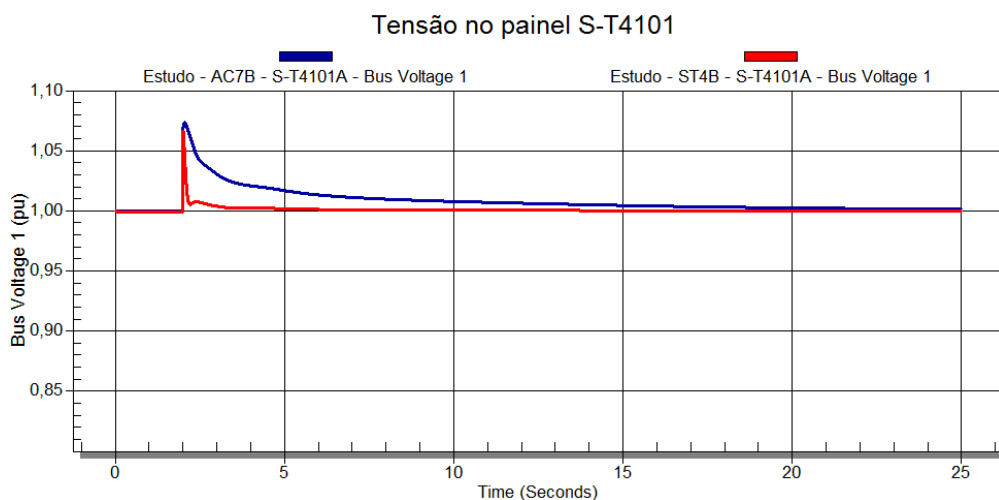


Figura 95 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.

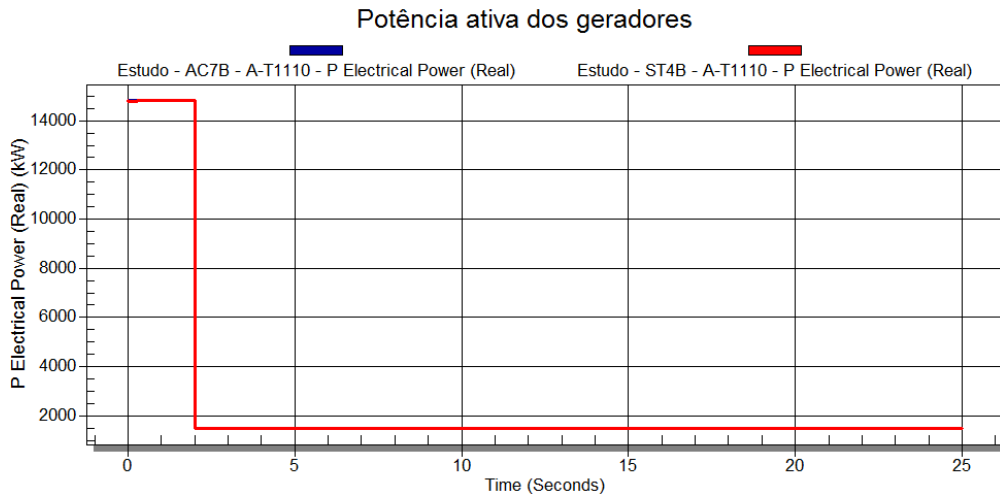


Figura 96 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

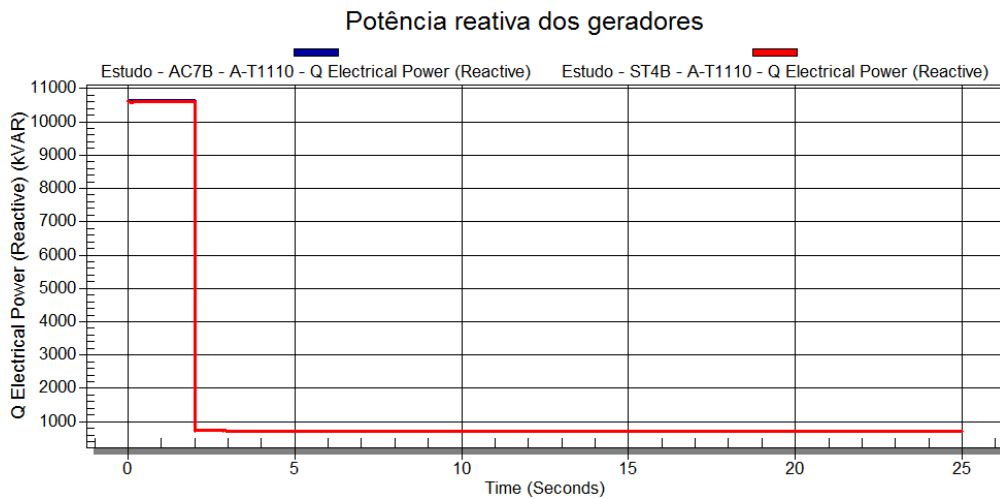


Figura 97 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

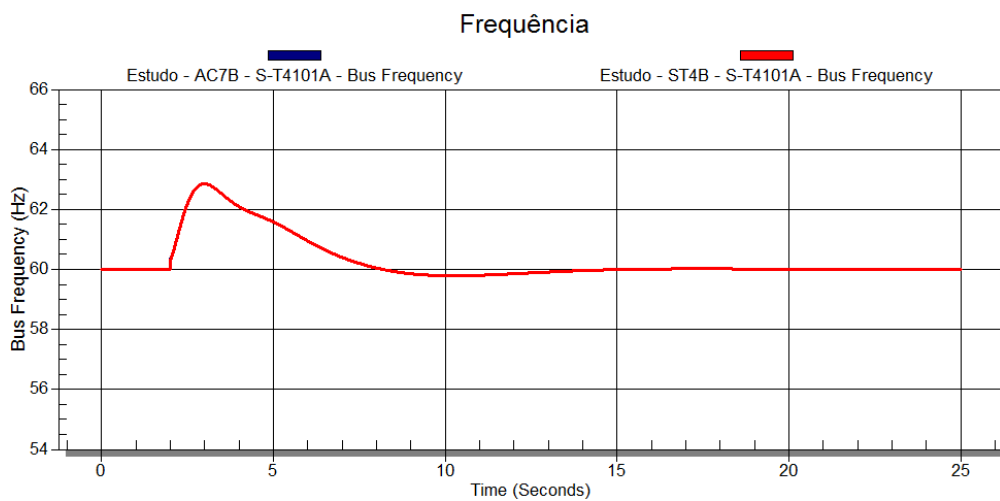


Figura 98 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 1 - Frequência do sistema.

- Caso 2: carga média (50 MW)

Ainda dentro do cenário 1, o caso 2 possui um carregamento maior, que pode ser visto na Figura 100 e na Figura 101. Desta forma, era esperado que as variações transitórias fossem superiores as apresentadas no caso 1. Isto de fato ocorreu, a sobretensão máxima com o sistema AC7B foi de 114,2% e com o sistema ST4B foi de 111,9%. São valores expressivos de sobretensão, contudo não violam o limite de 120%. Porém, o tempo de restabelecimento da tensão com a excitação rotativa foi de 2,74s, o que infringe o tempo máximo permitido (1,5s). Para a excitação estática o tempo foi 0,17s, bem abaixo do limite.

Além de maior variação na tensão, também era esperado que após a rejeição de carga a frequência excursionasse mais que no caso anterior. Desta vez a frequência do sistema chegou a 64,9 Hz, conforme a Figura 102, valor que sensibiliza a proteção de sobrefrequência. Porém, esta variação não deve causar a atuação da proteção, pois o regulador de velocidade conseguiu trazer a frequência do sistema para valores menores que 63 Hz em 2,3s e o ajuste de tempo do relé é 8s.

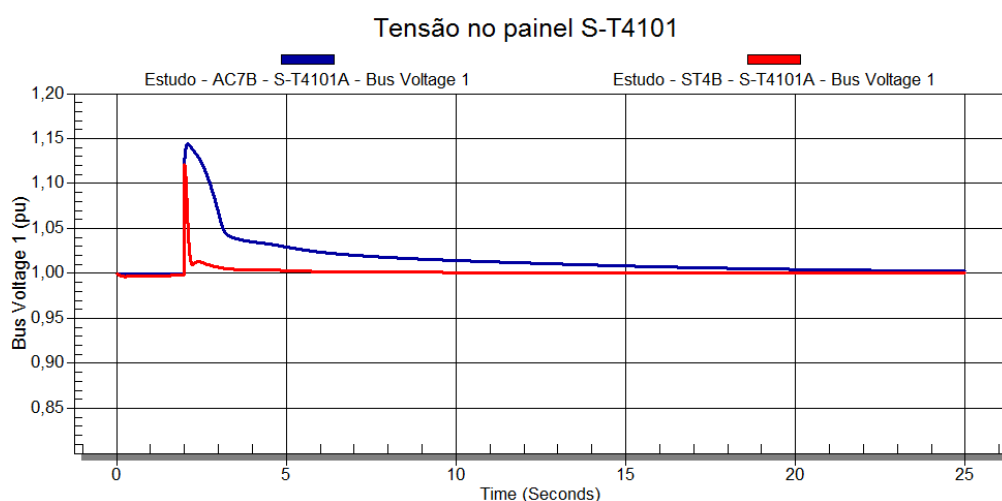


Figura 99 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.

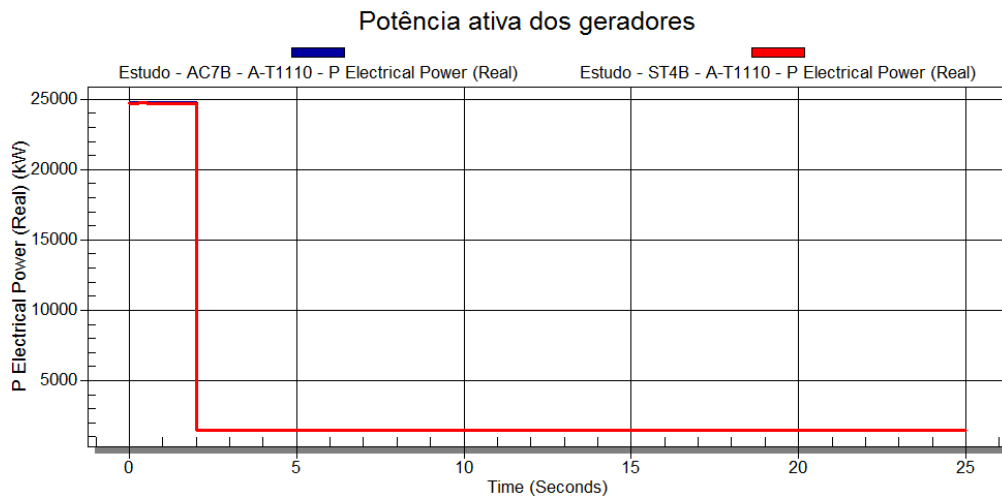


Figura 100 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

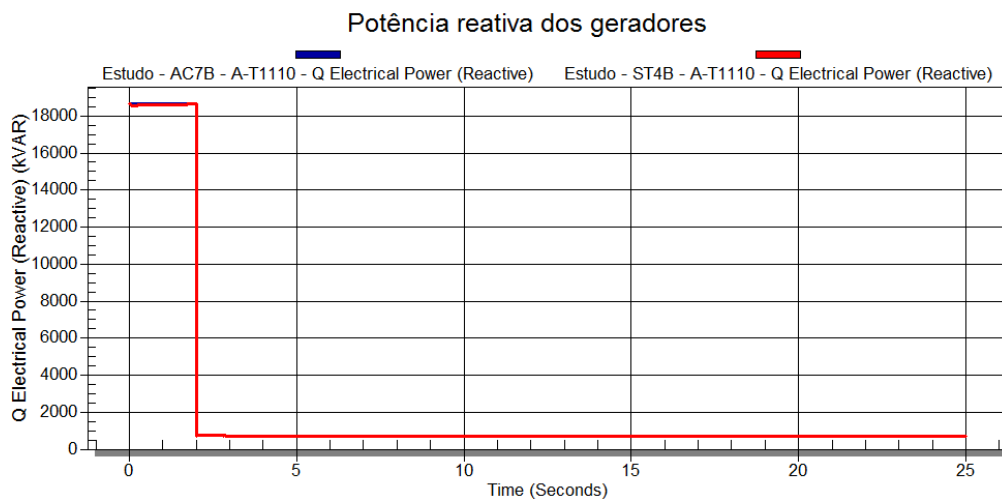


Figura 101 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

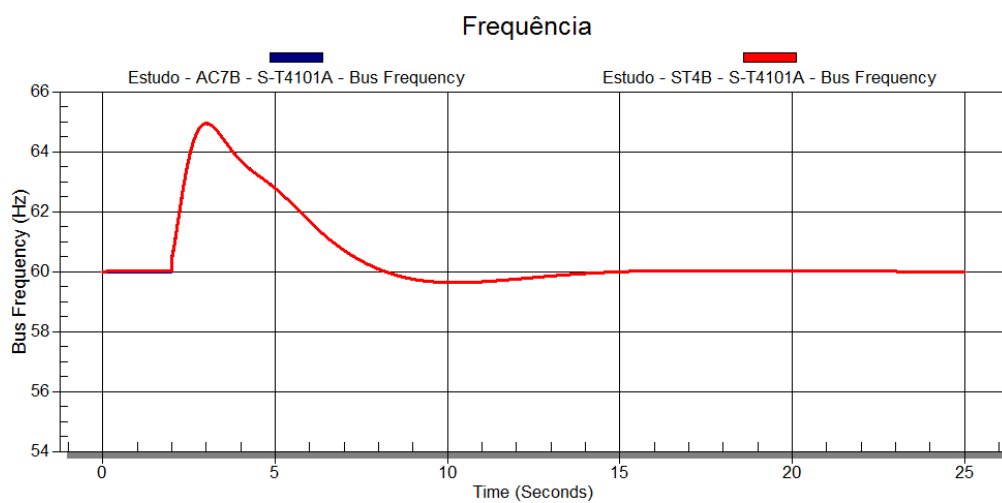


Figura 102 - Rejeição de carga - Cenário 1 - Caso 2 - Frequência do sistema.

4.5.4.2 Cenário 2: três geradores conectados

- Caso 1: carga média (50 MW)

Neste caso as sobretensões observadas foram: 109,0% com o sistema AC7B e 107,9% com o sistema ST4B, de acordo com a Figura 103. A sobrefrequência máxima vista na Figura 106 foi 63,3 Hz. Nesta simulação houve a rejeição de aproximadamente 47 MW e 36 Mvar, vistos na Figura 104 e na Figura 105. O valor de frequência que o sistema chegou novamente sensibiliza a proteção, porém a frequência retorna antes do tempo de ajuste configurado.

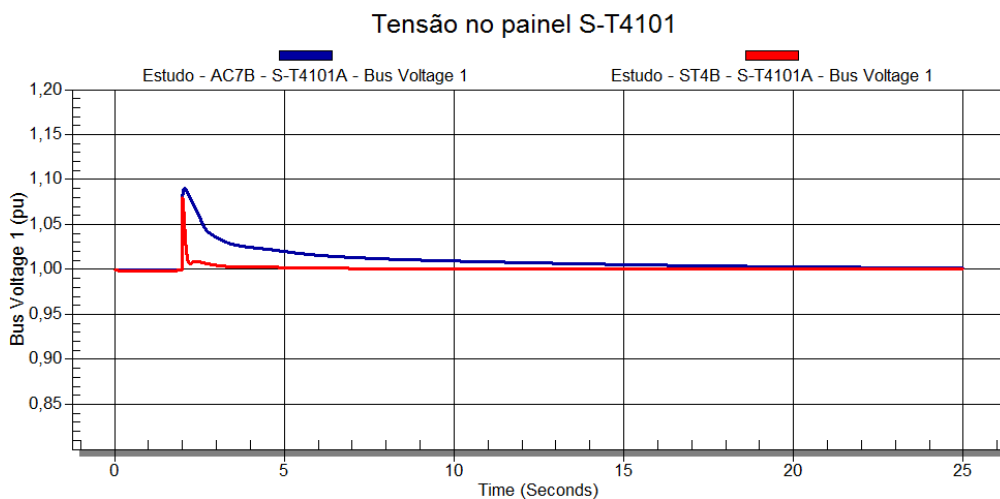


Figura 103 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.

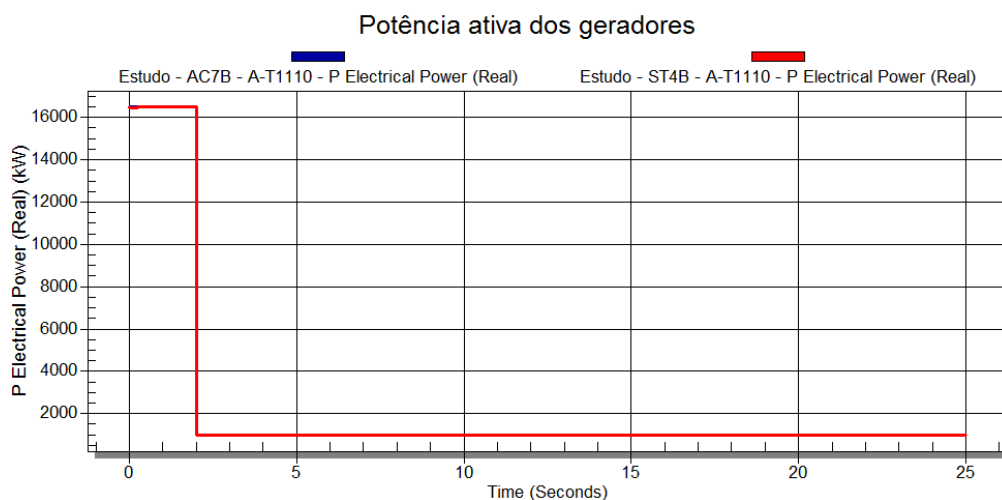


Figura 104 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

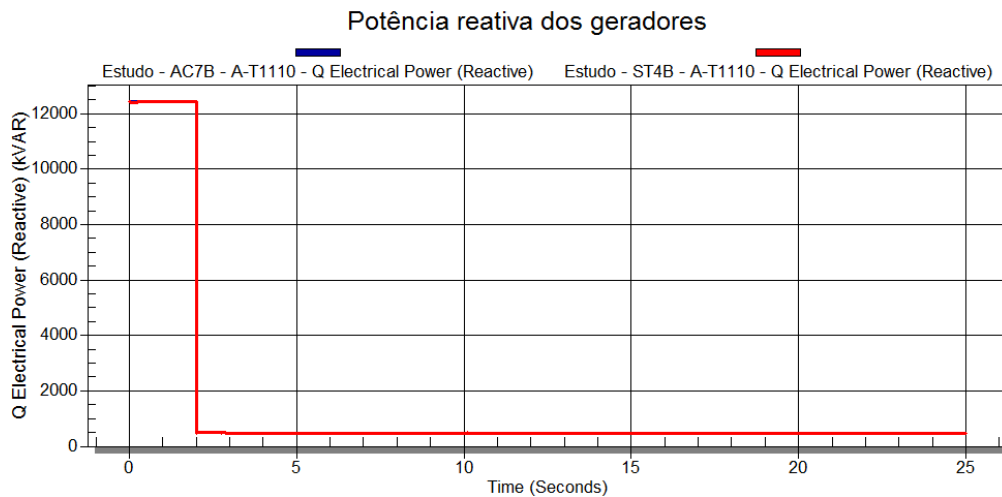


Figura 105 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

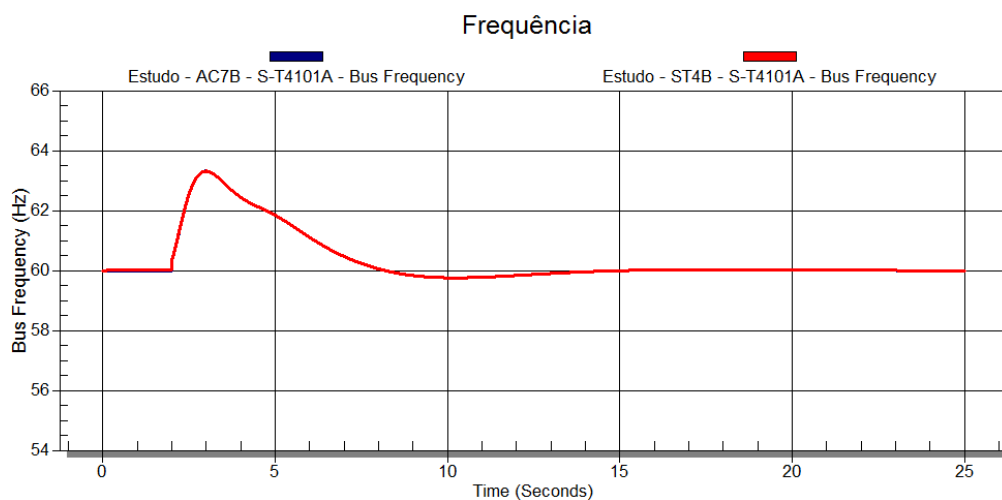


Figura 106 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 1 - Frequência do sistema.

- Caso 2: carga pesada (70 MW)

Os valores de sobretensão se apresentaram superiores aos do caso 1. O valor máximo da tensão com o sistema AC7B foi de 115,5% e com o sistema ST4B foi de 112,7%, de acordo com a Figura 107. Novamente, o tempo de restabelecimento máximo da tensão não foi atendido com a excitação rotativa, pois foram necessários 3,0s para entrar na região requerida. Para o sistema estático, em 0,19s a tensão já estava dentro dos limites previstos.

A frequência do sistema está na Figura 110. O valor máximo foi de 64,8 Hz, após o descarte que pode ser visto na Figura 108 e na Figura 109. A frequência ficou 2,2s acima de 63 Hz, tempo este que não causa atuação da proteção de sobrefrequência.

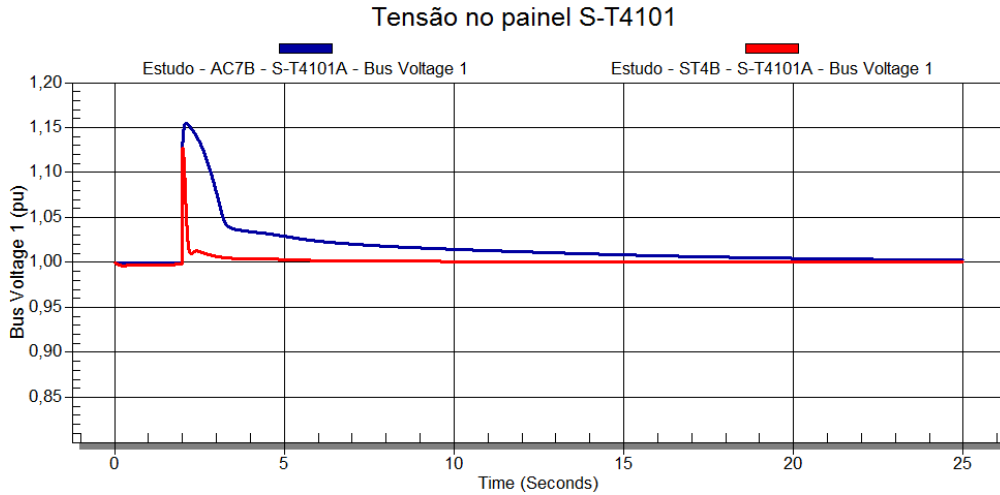


Figura 107 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.

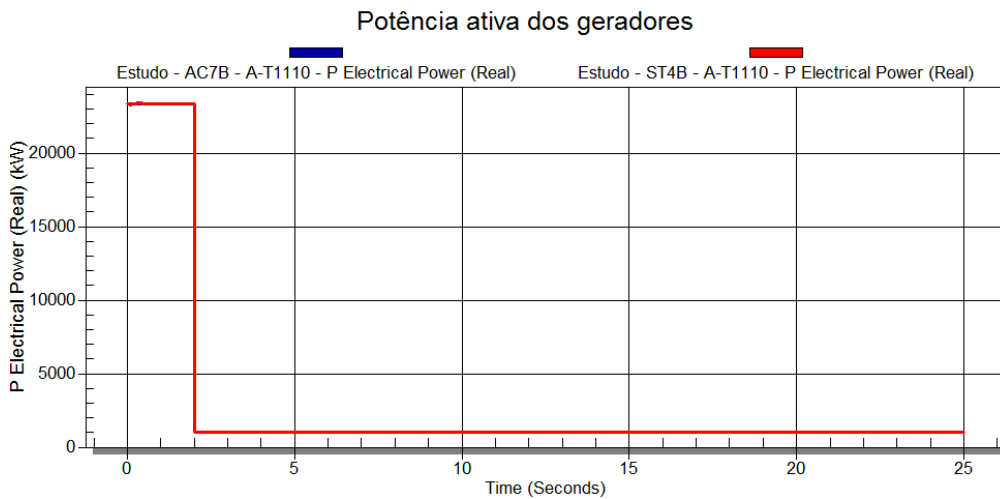


Figura 108 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

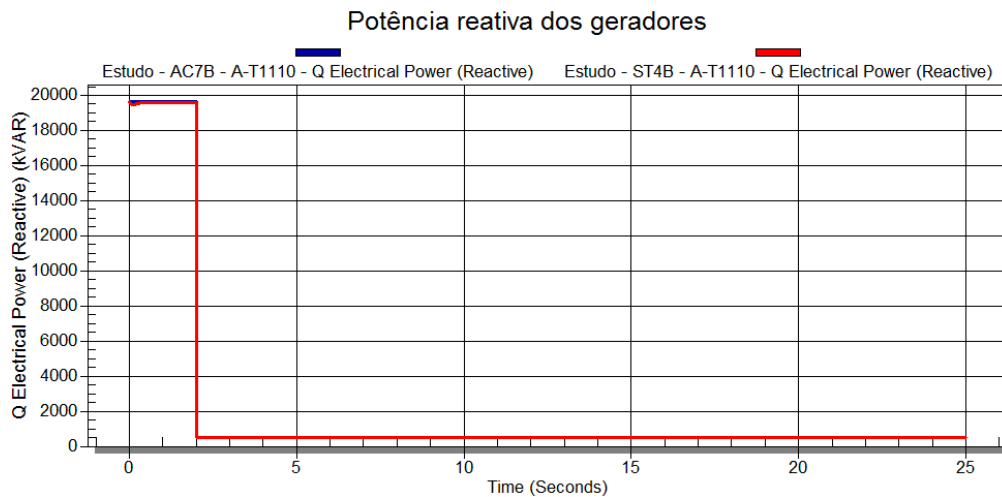


Figura 109 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

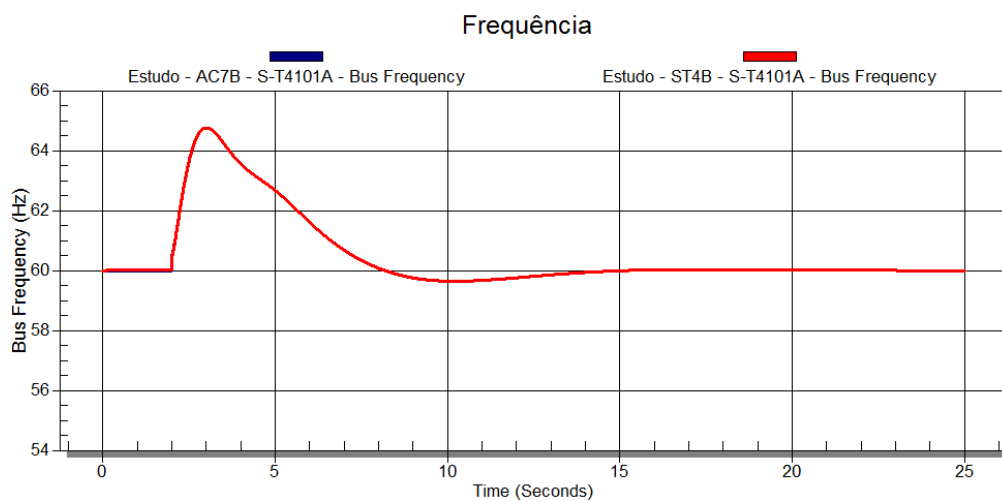


Figura 110 - Rejeição de carga - Cenário 2 - Caso 2 - Frequência do sistema.

4.5.4.3 Cenário 3: quatro geradores conectados

Os casos 1 e 2 do cenário 3 possuem os mesmos carregamentos dos casos 1 e 2 do cenário 2, com a diferença que no cenário três existem quatro geradores conectados.

- Caso 1: carga média (50 MW)

A tensão do sistema está na Figura 111. Os valores de sobretensão já não são tão significantes, sendo 106,5% com o sistema AC7B e 105,9% com o sistema ST4B. O sistema de excitação rotativo passa a atender o critério de tempo de restabelecimento da tensão, levando 0,81s para entrar na região prevista pelo critério. As variações de

potencia ativa, potência reativa e frequência estão na Figura 112, Figura 113 e Figura 114, respectivamente.

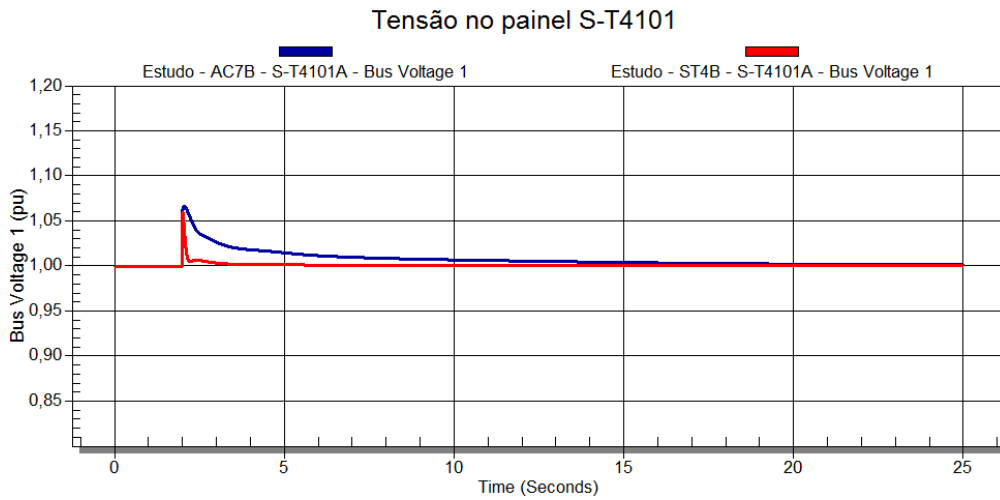


Figura 111 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 1 - Tensão no painel S-T4101.

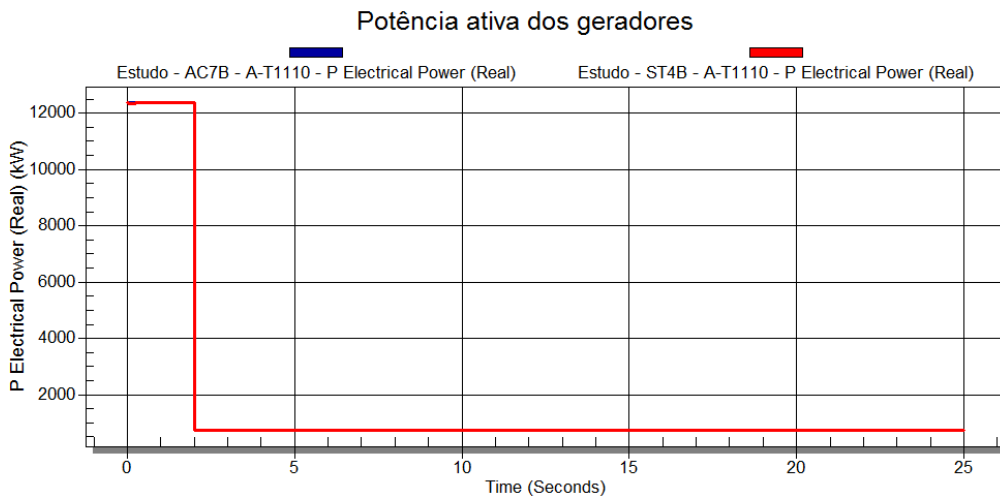


Figura 112 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 1 - Potência ativa dos geradores.

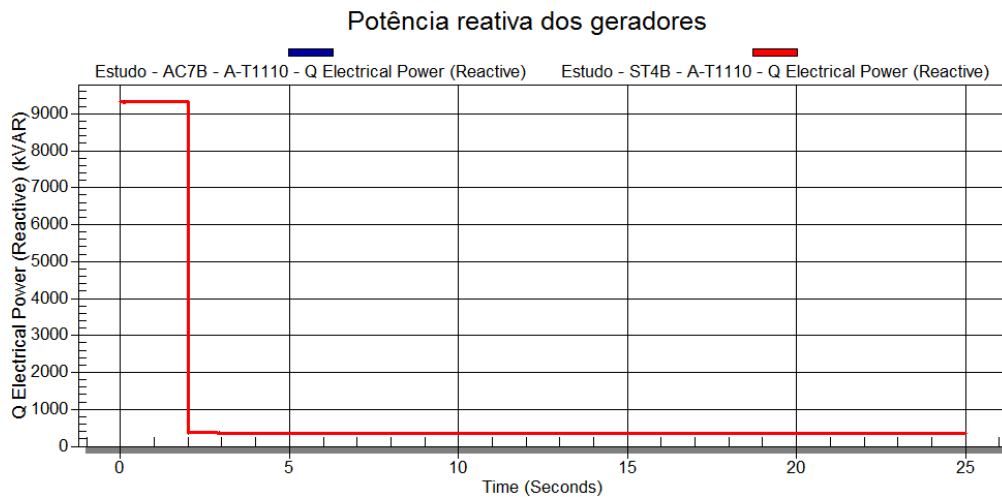


Figura 113 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 1 - Potência reativa dos geradores.

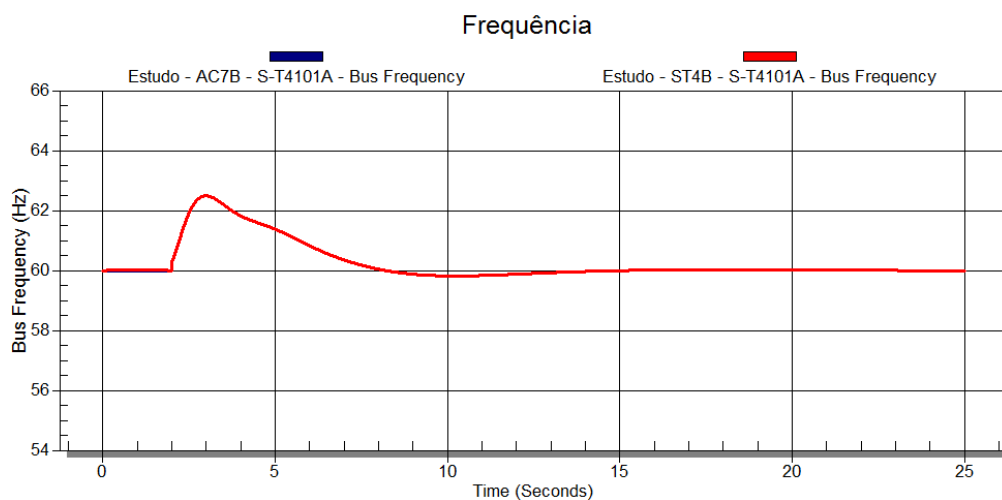


Figura 114 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 1 - Frequência do sistema.

- Caso 2: carga pesada (70 MW)

Os valores de sobretensão se apresentaram maiores do que os vistos no caso 1, conforme esperado. Havendo uma perda abrupta de um valor maior de carga, tanto ativa quanto reativa, até a ação dos reguladores de tensão dos geradores acontecer, a tensão do sistema manifestará uma maior sobretensão. Os maiores valores registrados de tensão foram 111,0% com o sistema AC7B e 109,3% com o sistema ST4B, conforme a Figura 115. Neste caso, o sistema rotativo ultrapassou limiarmente o limite de tempo de restabelecimento, pois somente após 1,63s a tensão do sistema entrou na faixa prevista. Na Figura 116 e na Figura 117 estão as potências ativas e reativas dos geradores e na Figura 118 está a frequência do sistema.

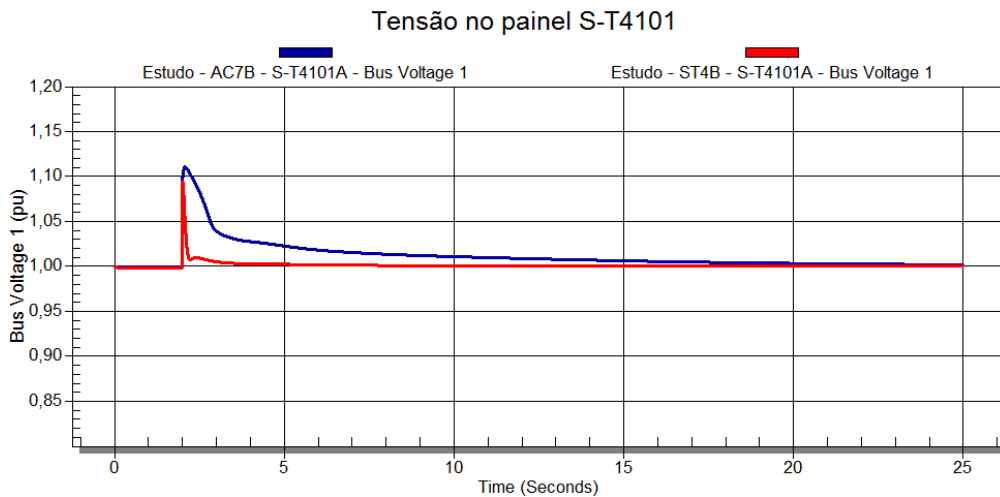


Figura 115 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 2 - Tensão no painel S-T4101.

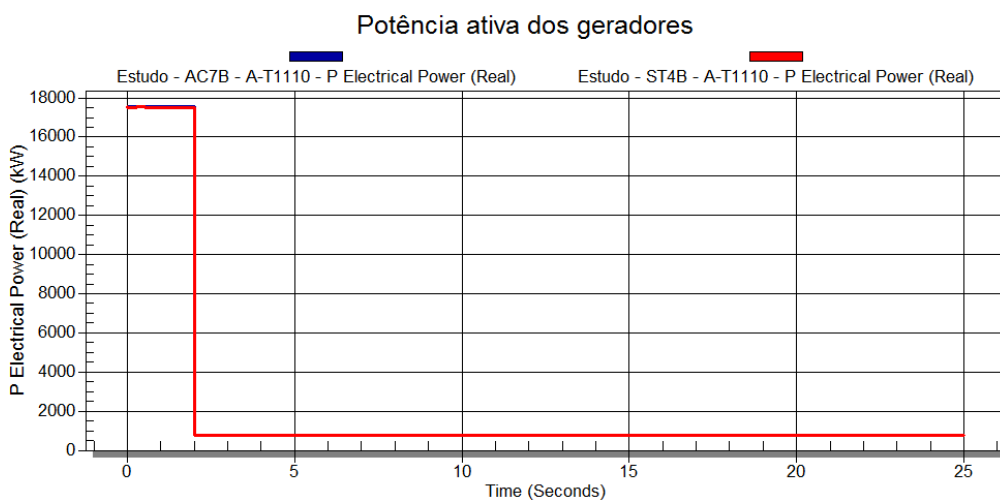


Figura 116 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 2 - Potência ativa dos geradores.

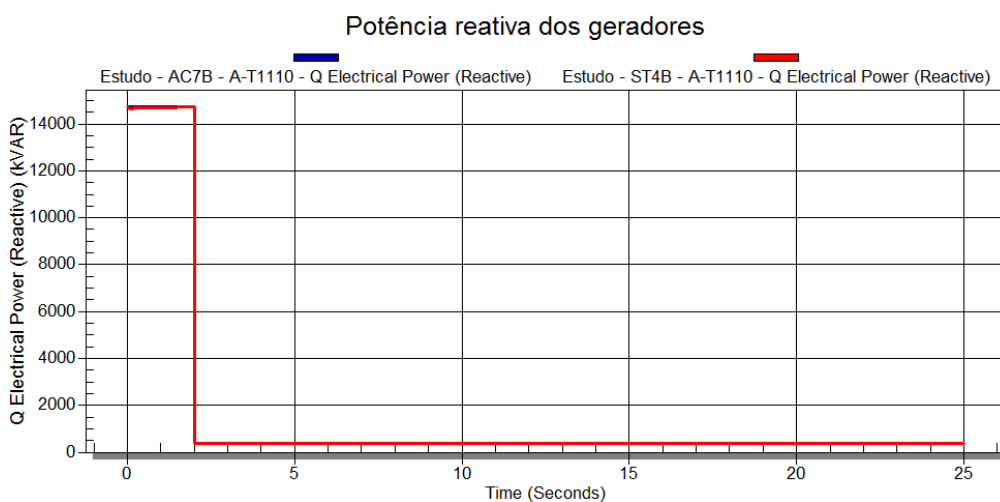


Figura 117 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 2 - Potência reativa dos geradores.

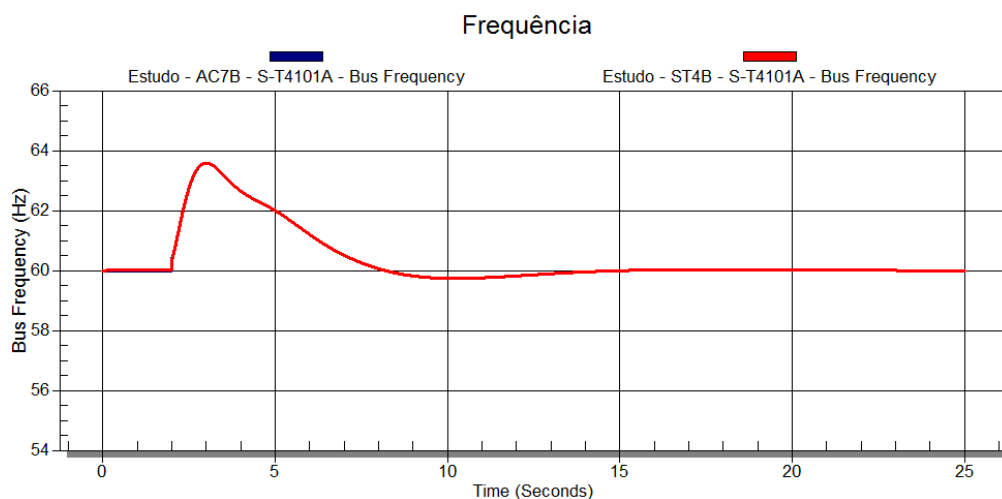


Figura 118 - Rejeição de carga - Cenário 3 - Caso 2 - Frequência do sistema.

4.5.4.4 Conclusão sobre os resultados da rejeição de carga

Os principais resultados de todos os cenários e casos montados para a simulação de rejeição de cargas foram concatenados e colocados na Tabela 11.

Tabela 11 - Resultados das simulações de rejeição de carga.

Parâmetros	Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3			
	Caso 1		Caso 2		Caso 1		Caso 2		Caso 1		Caso 2	
	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B	AC7B	ST4B
Varição de tensão acima do nominal no painel S-T4101 (%)	7,3%	6,4%	14,2%	11,9%	9,0%	7,9%	15,5%	12,7%	6,5%	5,9%	11,0%	9,3%
Tempo de restabelecimento da tensão após o trip do motor ($\pm 3\%$ do valor final) (s)	0,99	0,10	2,74	0,17	1,36	0,13	3,00	0,19	0,81	0,11	1,63	0,17

O sistema de excitação rotativo nos casos de maior carregamento (caso 2) dos três cenários não foi capaz de restabelecer a tensão do sistema dentro do tempo requerido pelo critério (1,5s). Para o sistema estático não foi observada dificuldade de atendimento deste critério, pois o maior tempo necessário foi 0,19s.

Em relação ao critério de sobretensão máxima permitida, nem o sistema rotativo nem o sistema estático infringiu o critério. Contudo, valores significativos foram observados com o sistema rotativo, por exemplo, 115,5% no caso 2 do cenário 2, cenário este com a alimentação sendo feita por três geradores em carga pesada (70 MW).

A principal conclusão é a limitação do sistema de excitação rotativo em atender o critério de tempo de restabelecimento da tensão nos três cenários nos casos de maior carregamento.

Capítulo 5 Conclusão e Trabalhos Futuros

Neste trabalho são apresentados resultados de simulação do comportamento dinâmico do sistema elétrico de uma plataforma de produção de petróleo. Foram realizadas simulações de partida de um motor de indução de grande porte, simulações de queda durante a partida deste motor, simulações de desconexão de geradores e, por fim, simulações de rejeição de carga. As simulações foram feitas considerando a utilização de geradores ora com excitação rotativa ora com excitação estática.

A análise dos resultados do primeiro evento simulado, partida do maior motor de indução, revela uma grande diferença entre o desempenho dinâmico do sistema elétrico quando o sistema de excitação rotativo dos geradores síncronos foi substituído pelo sistema de excitação estático. Pode ser observado que, para não violar o critério de máxima queda de tensão, são necessários mais geradores equipados com o sistema de excitação rotativo do que com o sistema de excitação estático. Além disso, o sistema de excitação rotativo não foi capaz de atender ao critério de tempo máximo para restabelecimento da tensão em nenhum caso de nenhum cenário.

O não atendimento a estes dois critérios com o sistema de excitação rotativo não foi observado somente na simulação, mas também foi verificado em duas oscilografias reais de partida do mesmo motor.

Os valores obtidos nas duas oscilografias e os resultados das simulações, em cenários equivalentes às situações operacionais dos momentos das oscilografias, foram muito semelhantes, o que mostra que o modelo implementado no *software* é representativo do sistema real.

Os resultados das simulações do segundo tipo de evento, queda do maior motor durante sua partida, trazem luz sobre a elevada sobretensão a que o sistema elétrico é exposto

quando há insucesso na partida do motor. Assim, deve-se avaliar criteriosamente a prática de elevar-se a tensão do sistema antes do acionamento dos motores de indução de grande porte. Quanto à comparação dos resultados para os dois tipos de sistema de excitação, foi observado que, em um dos casos, o sistema de excitação rotativo não respeitou o limite transitório de sobretensão referenciado, sendo executada a partida do motor com a tensão do sistema no valor nominal. Neste ponto, cabe dizer que se fosse elevada a tensão do sistema antes da partida para não violar o critério de máxima queda de tensão e houvesse um comando de desligar o motor durante sua partida, ocorreria uma sobretensão ainda maior que a observada no cenário 1 - caso 1, com o sistema de excitação rotativo. Assim, fica exposta a falta de margem de manobra dos atuais sistemas elétricos das plataformas.

Nas simulações de desconexão de geradores, os resultados mostraram que este evento representa uma perturbação menos severa para o sistema elétrico do que os eventos de partida e queda do motor de indução durante a partida. O sistema de excitação estático, novamente, apresentou resultados melhores, contudo nada que representasse diferença significativa no desempenho.

Nas simulações de rejeição de carga, último evento simulado, não foram observadas violações do limite de máxima variação de tensão para os dois sistemas de excitação. Porém, o sistema de excitação rotativo mais uma vez não atendeu ao critério de tempo de restabelecimento da tensão nos três cenários para os casos de maior carregamento, ou seja, onde foi simulada uma maior rejeição de potência reativa.

Considerando o conjunto de simulações realizadas e os resultados observados, pode-se dizer que, de uma forma geral, o sistema estático propicia excursões menores com recuperação mais rápida da tensão do sistema em todas as perturbações simuladas. A resposta mais lenta do sistema rotativo implicou em violações dos dois principais critérios em diversos cenários propostos. As violações do limite máximo de variação transitória de tensão foram sanadas basicamente aumentando o número de geradores ou limitando o valor do carregamento do sistema, o que podem ser vistas como limitações operacionais sérias. Estas limitações impactam diretamente no desempenho destas importantes plantas industriais.

Os resultados das simulações considerando o sistema de excitação estático mostraram que não foi necessário nem conectar mais geradores, nem limitar o carregamento do sistema para que não houvesse violação dos critérios. Isto, considerando a nova realidade de sistemas elétricos das plataformas em termos de carregamento e potência nominal dos motores de indução de partida direta, indica que os sistemas excitação estáticos são, indiscutivelmente, uma alternativa técnica para melhoria da continuidade operacional.

Por fim, é importante lembrar que a avaliação de desempenho, assunto que foi trabalhado nesta dissertação, é uma primeira etapa que deve reger qualquer processo de modificação de tecnologia para os sistemas de excitação dos geradores. Outras avaliações não menos importantes, mas que não estiveram no escopo desta dissertação, devem, também, compor o processo. Podem ser citados a avaliação da confiabilidade, o tempo de fornecimento, o custo, a manutenção, o número de fornecedores, etc. É esperado que ponderando devidamente todos estes critérios, a melhor solução para a planta industrial, como um todo, seja alcançada.

TRABALHOS FUTUROS

Nesta dissertação, o foco foi direcionado para a comparação do desempenho de dois sistemas de excitação, considerando os ajustes dos controladores fornecidos pelos próprios fabricantes do gerador que, no caso em estudo, também é o fabricante do regulador de tensão.

Um possível trabalho futuro seria, a partir de técnicas para ajustes de parâmetros, buscar aperfeiçoar a resposta de cada um dos sistemas de excitação, a fim de verificar a possibilidade de melhoria do desempenho dos sistemas estudados nesta dissertação.

Outro possível trabalho futuro seria avaliar o desempenho do sistema de excitação rotativo *brushless* apresentado na referência [36] onde, ao invés de utilizar uma ponte

de diodos rotativos, é utilizada uma ponte rotativa tiristorizada com disparo sem fio. Nesta topologia, a modificação seria mínima perante o utilizado atualmente, pois somente seria acrescentado o circuito de disparo dos tiristores, o que não representa impacto significativo na manutenção do sistema. Esta topologia pode apresentar uma resposta mais rápida, pois a tensão no campo do gerador principal é diretamente controlada através do disparo da ponte, e ainda com a possibilidade de aplicação de tensões negativas ao circuito de campo do gerador.

Referências Bibliográficas

- [1] MCFADDEN, R. H. "Power-System Analysis: What It Can Do for Industrial Plants", *IEEE Transactions on Industry and General Applications*, v. IGA-7, pp. 181-188, Mar./Apr. 1971.
- [2] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. 1 ed. Palo Alto, McGraw-Hill, 1993.
- [3] SKM SYSTEMS ANALYSIS, I. *I*SIM Reference Manual - Transient Stability Analysis*. SKM Systems Analysis, Inc., 2008.
- [4] MARCHON, R. *Desempenho Dinâmico de Sistemas Industriais Frente à Modelagem dos Motores Elétricos de Indução*. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2014.
- [5] BAYNE, J. P., KUNDUR, P., WATSON, W. "Static Exciter Control to Improve Transient Stability", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 94, pp. 1141-1146, 1975.
- [6] LEE, W., CHEN, M., GIM, J. "Dynamic Stability Analysis of an Industrial Power System", *IEEE Transaction on Industry Applications*, v. 31, n 4, JULY/AUGUST 1995.
- [7] CALDERON-GUIZAR, J. G., SANCHEZ-GARCIA, H. M. "Dynamic Response Analysis of Small Industrial Power Systems". *Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIV)*, Panamá, Noviembre 2014.
- [8] PEREZ, E. A., LEE, W.-J., BAKER, J. "Parametric study to evaluate the transient stability of an industrial power system". *Industry Applications Conference Fourtieth IAS Annual Meeting*, pp. 1518 - 1523, [S.l.], 2005.
- [9] MCFADDEN, R. H. "Stability Considerations for Industrial Power System", *IEEE Transaction on Industry Applications*, v. IA-13, n. 2, pp. 107-115, March/April 1977.
- [10] WATANABE, M., MITANI, Y., IKI, H., et al. "Transient Stability Assessment of Industrial Power Systems with Detailed Models Implementation". *Industry Applications Society Annual Meeting*, Orland, Oct 2011.
- [11] ESHRAGHNIA, R., KLEEN, R. "Modeling and Simulation of the Transient

- Response of 138.75 MVA Synchronous Generator with Rotating and Static Excitation Systems”. *IEEE Power and Energy Society T&D Conference and Exposition*, Chicago, April 2014.
- [12] IEEE COMMITTEE REPORT. “Excitation System Dynamic Characteristics”. *IEEE Power and Energy Society Summer Meeting*, San Francisco, July 1972.
- [13] IEEE COMMITTEE REPORT. “Excitation System Models for Power System Stability Studies”, *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-100, n. 2, pp. 494-509, 1981.
- [14] IEEE. “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”. Standard IEEE 421.5, April 2006.
- [15] GLANINGER-KATSCHNIG, A., NOWAK, F., BACHLE, M., Taborda, J. “New Digital Excitation System Models in Addition to IEEE.421.5 2005”. *Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, July 2010.
- [16] KOESSLER, R. “Techniques for Tuning Excitation System Parameters”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 3, n. 4, pp. 785-791, Dec 1988.
- [17] SAJNEKAR, D. M, DESHPANDE, S. B., MOHARIL, R. M. “Efficient PID Controller Tuning Method Selection to be Used in Excitation System of Brushless Synchronous Generator”. *International Conference on Computation of Power, Energy Information and Communication (ICCPEIC)*, Melmaruvathur, April 2016.
- [18] KUNDUR, P., NEGPAL, M., MOSHREF, A., MORISON, G. K. “Experience with Testing and Modeling of Gas Turbines”. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Columbus, v. 2, pp. 652-656, January/February 2001.
- [19] YEE, S. K., MILANOVIC, J. V., HUGHES, F. M. “Overview and Comparative Analysis of Gas Turbine Models for System Stability Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n.1, February 2008.
- [20] IEEE COMMITTEE REPORT. “Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies”, *IEEE Power & Energy Society*, January 2013.
- [21] AMERICAN BUREAU OF SHIPPING. Steel Vessels. Part 4: Vessel Systems and Machinery. 2010.
- [22] DET NORSKE VERITAS. Offshore Standard DNV-OS-D201 Electrical Installations. 2008.
- [23] BUREAU VERITAS. Electrical Systems On Board Offshore Units And Installations. 1998.

- [24] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 61892-1 Unidades marítimas fixas e móveis - Instalações Elétricas Parte 1: Requisitos e condições gerais. 2013.
- [25] MELLO, F. P. *Dinâmica das Máquinas Elétricas I*. 1 ed. Universidade Federal de Santa Maria. 1979.
- [26] IEEE STANDART 421.1. IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines. 2007.
- [27] ANDERSON, P., FOUAD, A. *Power System Control and Stability*. 2 ed. Piscataway, Wiley-IEEE Press, 2003.
- [28] IEEE STANDART 399. IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. 1997.
- [29] IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION FOR DYNAMIC PERFORMANCE. “Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n.3, August 1995.
- [30] KUNDUR, P., PASERBA, J., AJJARAPU, V., et al. “Definition and Classification of Power System Stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n.2, May 2004.
- [31] TARANTO, G. N. *Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência - Notas de Aula COE754*. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2015.
- [32] CALDEIRA, N. *Aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência em Reguladores de Velocidade e Turbinas*. Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, Brasil, 2009.
- [33] BRUSH. *Computer Representation of Brushless Excitation System - SPE90046.BEJ/1*. 2009.
- [34] BRUSH. *Exciter Model and Block Diagram, Comperj Brazil, Tender Ref. OPP00336*. 2012.
- [35] GE ENERGY. Data for Grid Interconnection Studies of Large Gas Turbine and Combined Cycle Plants. 2010.
- [36] NOLAND, J., LUNDIN, U. “Step time response evaluation of different synchronous generator excitation systems”. *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Brussels, April 2016.

Anexo A Dados dos Equipamentos

Elétricos

Os dados dos principais equipamentos elétricos que integram o sistema estudado são apresentados a seguir.

Tabela 12 - Geradores principais.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência aparente	S (kVA)	35000
Fator de potência	FP	0,8
Tensão	V_n (kV)	13,8
Frequência (Hz)	f (Hz)	60
Corrente nominal (A)	I_n (A)	1464
Reatância subtransitória de eixo direto	X''_d (%)	0,17
Reatância transitória de eixo direto	X'_d (%)	0,31
Reatância síncrona de eixo direto	X_d (%)	2,22
Reatância subtransitória de eixo quadratura	X''_q (%)	0,26
Reatância síncrona de eixo quadratura	X_q (%)	1,15
Resistência do estator	R_s (%)	0,277
Constante de tempo subtransitória de eixo direto, em curto-circuito	T''_d (s)	0,03
Constante de tempo transitória de eixo direto, em curto-circuito	T'_d (s)	1,20
Constante de tempo subtransitória de eixo direto, em circuito aberto	T''_{do} (s)	0,05
Constante de tempo transitória de eixo direto, em circuito aberto	T'_{do} (s)	8,50
Constante de tempo subtransitória de eixo quadratura, em curto-circuito	T''_q (s)	0,03
Constante de tempo subtransitória de eixo quadratura, em circuito aberto	T''_{qo} (s)	0,12
Inercia do Gerador	J (kgm ²)	2626
Inercia da Turbina	J (kgm ²)	1814,16
Constante de Inercia Total	H(s)	2,25

Tabela 13 - Parâmetros do governador GGOV1.

Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor
R	0,04	Tfload	3
Rselect	1	Kpload	1
Tpelec	1	Kiload	0,2
Maxerr	0,05	Ldref	1,2
Minerr	-0,05	Dm	0
Kpgov	5	Ropen	1
Kigov	2	Rclose	-1
Kdgo	5	Kimw	0
Tdgo	0,1	Pmwset	N/A
Vmax	1	Aset	1
Mmin	0,15	Ka	10
Tact	0,5	Ta	0,1
Kturb	1,5	Db	0
Wfnl	0,18	Rup	0,5
Tb	0,5	Rdown	-0,5
Tc	0	Tsa	0
Flag	0	Tsb	0
Teng	0	-	-

Tabela 14 - Parâmetros dos sistemas de excitação AC7B e ST4B.

AC7B		ST4B	
Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor
KPR	15	Snt	800
KIR	0,125	Ek	6
KDR	0	Utsec	480
TDR	0	Xnt	0,288
KPA	38,5	KPR	50
KIA	0	KIR	12,5
TE	0,31	KPM	0,3125
KC	0,37	KIM	0
KD	1,28	KG	0
KE	1	TA	0,005
KF1	0	VBMAX	9,64
KF2	0,117	KP	9,64
KF3	0,012	Kj	8,8
TF	1,5	Zetap	0
Semax	0,0017	XI	0
Vemax	6,7	KC	0,083
SE 0,75max	0,0006	-	-
VE 0,75max	5	-	-

Tabela 15 - Transformadores T-T2201A/B/C/D.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência	S (kVA)	1250
Tensão primária nominal	Vn1 (kV)	13,8
Tensão secundária nominal	Vn2 (kV)	6,6
Posição do tap primário	(%)	0
Posição do tap secundário	(%)	0
Ligação		Dyn11
Impedância de sequência positiva	Z (%)	0,8898+j5,4276
Corrente de magnetização	Im (%)	0,7

Tabela 16 - Transformadores T-T4251A/B e T-T4152A/B.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência	S (kVA)	3500
Tensão primária nominal	V _{n1} (kV)	13,8
Tensão secundária nominal	V _{n2} (kV)	0,48
Posição do tap primário	(%)	0
Posição do tap secundário	(%)	0
Ligação		Dyn11
Impedância de sequência positiva	Z (%)	0,5507+j9,6042
Corrente de magnetização	Im (%)	0,5

Tabela 17 - Motores KM-T7111/21/31 (Compressores de gás).

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (MW)	15,8
Tensão nominal	V _n (kV)	13,8
Fator de potência nominal	PF	0,89
Eficiência nominal	η	0,96
Corrente nominal	I _n (A)	773,7
Número de polos	-	4
Velocidade nominal	n (rpm)	1770
Corrente de partida	I _p (p.u.)	4
Conjugado de partida (p.u.)	T _p (p.u.)	0,5
Conjugado máximo (p.u.)	T _m (p.u.)	1,8
Fator de potência na partida	FP _p	0,17
Resistência do estator	R _s (%)	0,43
Reatância do estator	X _s (%)	20,10
Resistência do rotor referida ao estator	R _r (%)	4,16
Reatância do rotor referida ao estator	X _r (%)	10,20
Reatância de magnetização	X _m (%)	658,30
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	1248
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	1329
Constante de Inércia	H (s)	2,62

Tabela 18 - Motor KM-T7171 (Compressor booster).

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (MW)	1,34
Tensão nominal	V_n (kV)	13,8
Fator de potência nominal	PF	0,9
Eficiência nominal	η	0,952
Corrente nominal	I_n (A)	65,43
Número de polos	-	2
Velocidade nominal	n (rpm)	3575
Corrente de partida	I_p (p.u.)	5
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	0,6
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	1,8
Fator de potência na partida	FP_p	0,13
Resistência do estator	R_s (%)	0,40
Reatância do estator	X_s (%)	9,99
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,40
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	9,99
Reatância de magnetização	X_m (%)	300,00
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	49,00
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	2,50
Constante de Inércia	H (s)	2,67

Tabela 19 - Motor PM-T2211/21/31/41.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (MW)	0,8
Tensão nominal	V_n (kV)	6,6
Fator de potência nominal	PF	0,82
Eficiência nominal	η	0,898
Corrente nominal	I_n (A)	95
Número de polos	-	4
Velocidade nominal	n (rpm)	1777
Corrente de partida	I_p (p.u.)	4
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	0,75
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	1,95
Fator de potência na partida	FP_p	0,2
Resistência do estator	R_s (%)	1,38
Reatância do estator	X_s (%)	16,4
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	3,22
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	7,6
Reatância de magnetização	X_m (%)	290,80
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	5,00
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	4,70
Constante de Inércia	H (s)	0,18

Tabela 20 - Motor PM-T2621A/B/C/D.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (MW)	0,85
Tensão nominal	V_n (kV)	13,8
Fator de potência nominal	PF	0,9
Eficiência nominal	η	0,938
Corrente nominal	I_n (A)	42
Número de polos	-	2
Velocidade nominal	n (rpm)	3562
Corrente de partida	I_p (p.u.)	5
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	0,55
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	2
Fator de potência na partida	FP_p	0,938
Resistência do estator	R_s (%)	1,39
Reatância do estator	X_s (%)	17,9
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	2,60
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	3,7
Reatância de magnetização	X_m (%)	617,40
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	22,00
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	1,40
Constante de Inércia	H (s)	1,76

Tabela 21 - Motor PM-T2641/51/61.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (MW)	4,55
Tensão nominal	V_n (kV)	13,8
Fator de potência nominal	PF	0,91
Eficiência nominal	η	0,965
Corrente nominal	I_n (A)	216,8
Número de polos	-	2
Velocidade nominal	n (rpm)	3575
Corrente de partida	I_p (p.u.)	5
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	0,45
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	2
Fator de potência na partida	FP_p	0,11
Resistência do estator	R_s (%)	0,2112
Reatância do estator	X_s (%)	6,7870
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,2424
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	3,8040
Reatância de magnetização	X_m (%)	206,20
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	64,60
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	3,04
Constante de Inércia	H (s)	0,96

Tabela 22 - Motor PM-T6221/31/41/51.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (MW)	3,0
Tensão nominal	V_n (kV)	13,8
Fator de potência nominal	PF	0,91
Eficiência nominal	η	0,965
Corrente nominal	I_n (A)	142,9
Número de polos	-	2
Velocidade nominal	n (rpm)	3585
Corrente de partida	I_p (p.u.)	714
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	0,4
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	1,9
Fator de potência na partida	FP_p	0,11
Resistência do estator	R_s (%)	0,4666
Reatância do estator	X_s (%)	8,8870
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,2275
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	6,8730
Reatância de magnetização	X_m (%)	1319,00
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	58,00
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	2,20
Constante de Inércia	H (s)	1,30

Tabela 23 - Motor KM-T6201A/B/C/D.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	185
Tensão nominal	V _n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,88
Eficiência nominal	η	0,95
Corrente nominal	I _n (A)	291
Número de polos	-	4
Velocidade nominal	n (rpm)	1785
Corrente de partida	I _p (p.u.)	6
Conjugado de partida (p.u.)	T _p (p.u.)	1,6
Conjugado máximo (p.u.)	T _m (p.u.)	2
Fator de potência na partida	FP _p	0,33
Resistência do estator	R _s (%)	0,0307
Reatância do estator	X _s (%)	0,3671
Resistência do rotor referida ao estator	R _r (%)	0,0151
Reatância do rotor referida ao estator	X _r (%)	0,5236
Reatância de magnetização	X _m (%)	441,1310
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	5,77
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	1,11
Constante de Inércia	H (s)	0,58

Tabela 24 - Motor PM-T2403A/B/C/D.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	300
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,9
Eficiência nominal	η	0,95
Corrente nominal	I_n (A)	460
Número de polos	-	2
Velocidade nominal	n (rpm)	3560
Corrente de partida	I_p (p.u.)	6
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	1
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	1,9
Fator de potência na partida	FP_p	0,196
Resistência do estator	R_s (%)	0,0430
Reatância do estator	X_s (%)	1,0996
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,0548
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	0,6261
Reatância de magnetização	X_m (%)	51,8094
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	5,36
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	1,12
Constante de Inércia	H (s)	1,38

Tabela 25 - Motor PM-T7911A/B/C.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	350
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,91
Eficiência nominal	η	0,966
Corrente nominal	I_n (A)	525
Número de polos	-	2
Velocidade nominal	n (rpm)	3573
Corrente de partida	I_p (p.u.)	5
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	1,75
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	2,4
Fator de potência na partida	FP_p	0,2
Resistência do estator	R_s (%)	0,4900
Reatância do estator	X_s (%)	9,2500
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,4900
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	9,2500
Reatância de magnetização	X_m (%)	300,0000
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	4,79
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	0,50
Constante de Inércia	H (s)	0,98

Tabela 26 - Motor PM-T2502A/B/C/D.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	300
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,88
Eficiência nominal	η	0,966
Corrente nominal	I_n (A)	470
Número de polos	-	4
Velocidade nominal	n (rpm)	1778
Corrente de partida	I_p (p.u.)	6
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	0,95
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	1,8
Fator de potência na partida	FP_p	0,194
Resistência do estator	R_s (%)	0,0266
Reatância do estator	X_s (%)	0,4417
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,0255
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	0,4676
Reatância de magnetização	X_m (%)	14,0525
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	7,01
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	1,48
Constante de Inércia	H (s)	0,44

Tabela 27 - Motor PM-T2501A/B/C/D.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	132
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,9
Eficiência nominal	η	0,947
Corrente nominal	I_n (A)	203
Número de polos	-	2
Velocidade nominal	n (rpm)	3565
Corrente de partida	I_p (p.u.)	6
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	1,6
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	2,2
Fator de potência na partida	FP_p	0,36
Resistência do estator	R_s (%)	0,0281
Reatância do estator	X_s (%)	0,2961
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,0196
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	0,5053
Reatância de magnetização	X_m (%)	16,9836
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	2,26
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	0,08
Constante de Inércia	H (s)	0,28

Tabela 28 - Motor PM-T2601A/B/C/D.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	350
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,89
Eficiência nominal	η	0,954
Corrente nominal	I_n (A)	541
Número de polos	-	4
Velocidade nominal	n (rpm)	1775
Corrente de partida	I_p (p.u.)	6
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	0,95
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	1,65
Fator de potência na partida	FP_p	0,12
Resistência do estator	R_s (%)	0,0241
Reatância do estator	X_s (%)	0,4210
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,0251
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	0,4782
Reatância de magnetização	X_m (%)	14,4545
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	8,16
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	2,97
Constante de Inércia	H (s)	0,50

Tabela 29 - Motor KM-T1811/21/31/41.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	260
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,84
Eficiência nominal	η	0,955
Corrente nominal	I_n (A)	425
Número de polos	-	4
Velocidade nominal	n (rpm)	1785
Corrente de partida	I_p (p.u.)	5
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	1,9
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	1,7
Fator de potência na partida	FP_p	0,2
Resistência do estator	R_s (%)	0,5000
Reatância do estator	X_s (%)	8,3200
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,5000
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	8,3000
Reatância de magnetização	X_m (%)	300,0000
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	7,58
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	1,11
Constante de Inércia	H (s)	0,50

Tabela 30 - Motor B-UH-GN-6651001A/B/C/D-01A/B/C/D.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	175
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,85
Eficiência nominal	η	0,95
Corrente nominal	I_n (A)	284
Número de polos	-	4
Velocidade nominal	n (rpm)	1780
Corrente de partida	I_p (p.u.)	5
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	1,15
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	1,7
Fator de potência na partida	FP_p	0,07
Resistência do estator	R_s (%)	0,0277
Reatância do estator	X_s (%)	0,3452
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,0162
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	0,5899
Reatância de magnetização	X_m (%)	14,7970
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	6,86
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	0,18
Constante de Inércia	H (s)	0,61

Tabela 31 - Motor M-B-UH-GN-5268001-01A/B/C/D.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	175
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,85
Eficiência nominal	η	0,95
Corrente nominal	I_n (A)	284
Número de polos	-	4
Velocidade nominal	n (rpm)	1785
Corrente de partida	I_p (p.u.)	5
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	1,4
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	1,7
Fator de potência na partida	FP_p	0,07
Resistência do estator	R_s (%)	0,0277
Reatância do estator	X_s (%)	0,3452
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,0162
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	0,5899
Reatância de magnetização	X_m (%)	14,7970
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	6,86
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	0,18
Constante de Inércia	H (s)	0,61

Tabela 32 - Motor PM-T2201A/B.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	200
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,88
Eficiência nominal	η	0,792
Corrente nominal	I_n (A)	376
Número de polos	-	2
Velocidade nominal	n (rpm)	3518
Corrente de partida	I_p (p.u.)	6
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	2
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	2,2
Fator de potência na partida	FP_p	0,51
Resistência do estator	R_s (%)	0,0274
Reatância do estator	X_s (%)	0,0815
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,0592
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	0,0860
Reatância de magnetização	X_m (%)	3,7056
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	0,37
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	0,40
Constante de Inércia	H (s)	0,24

Tabela 33 - Motor PM-T3105.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	200
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,88
Eficiência nominal	η	0,792
Corrente nominal	I_n (A)	376
Número de polos	-	2
Velocidade nominal	n (rpm)	3518
Corrente de partida	I_p (p.u.)	6
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	2
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	2,2
Fator de potência na partida	FP_p	0,51
Resistência do estator	R_s (%)	0,0274
Reatância do estator	X_s (%)	0,0815
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,0592
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	0,0860
Reatância de magnetização	X_m (%)	3,7056
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	0,37
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	0,47
Constante de Inércia	H (s)	0,26

Tabela 34 - Motor PM-T2622.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	90
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,86
Eficiência nominal	η	0,945
Corrente nominal	I_n (A)	146
Número de polos	-	4
Velocidade nominal	n (rpm)	1780
Corrente de partida	I_p (p.u.)	6
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	1,9
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	2
Fator de potência na partida	FP_p	0,3
Resistência do estator	R_s (%)	0,8600
Reatância do estator	X_s (%)	8,2900
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,8600
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	8,2900
Reatância de magnetização	X_m (%)	300,0000
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	2,33
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	2,68
Constante de Inércia	H (s)	0,85

Tabela 35 - Motor PM-T2671A/B.

Parâmetros	Símbolo / Unidade	Valor
Potência nominal	P (kW)	150
Tensão nominal	V_n (kV)	0,44
Fator de potência nominal	PF	0,81
Eficiência nominal	η	0,95
Corrente nominal	I_n (A)	256
Número de polos	-	8
Velocidade nominal	n (rpm)	895
Corrente de partida	I_p (p.u.)	6
Conjugado de partida (p.u.)	T_p (p.u.)	1,1
Conjugado máximo (p.u.)	T_m (p.u.)	2,1
Fator de potência na partida	FP_p	0,26
Resistência do estator	R_s (%)	0,0290
Reatância do estator	X_s (%)	0,3033
Resistência do rotor referida ao estator	R_r (%)	0,0853
Reatância do rotor referida ao estator	X_r (%)	0,2489
Reatância de magnetização	X_m (%)	8,7600
Momento de inércia do motor	J (kgm ²)	16,30
Momento de inércia da carga	J (kgm ²)	4,50
Constante de Inércia	H (s)	0,50