

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Análise e Proteção de Uma Máquina Síncrona em  
Paralelo com uma Máquina de Indução em um  
Sistema Isolado Modelado no RTDS**

**Bruna Fernanda Pinheiro**

Itajubá, março de 2020

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Bruna Fernanda Pinheiro**

**Análise e Proteção de Uma Máquina Síncrona em  
Paralelo com uma Máquina de Indução em um  
Sistema Isolado Modelado no RTDS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**

**Orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira**

**Coorientador: Prof. Dr. Carlos Alberto Villegas Guerrero**

Itajubá, março de 2020

*Dedico este trabalho ao meu noivo e à minha família.*

# Agradecimentos

Agradeço primeiramente à Deus pela oportunidade de desenvolvimento que esse mestrado me proporcionou e por me fortalecer durante essa jornada.

Agradeço também ao meu noivo, Júlio, por todo o companheirismo que foi determinante para a conclusão dessa etapa de nossas vidas. Por viajar comigo para Itajubá nos finais de semana e passar diversos sábados e domingos, por mais de um ano, no laboratório enquanto eu desenvolvia esse projeto. Por dividir e me apoiar na realização desse sonho.

Agradeço à minha família e amigos pela compreensão e paciência que tiveram nesse período. Pelas palavras de apoio e encorajamento que foram muito importantes para mim.

Agradeço aos meus orientadores Paulo Márcio e Carlos Villegas pela oportunidade de desenvolver esse estudo, pela paciência com a minha disponibilidade limitada por causa do trabalho e todos os ensinamentos que foram essenciais para o andamento desse projeto.

Agradeço também ao coordenador do curso, Tales Pimenta, por todas as orientações e conselhos dados durante o curso que me ajudaram muito.

Por fim, agradeço também aos meus colegas da Embraer S.A. pelo apoio e por acreditarem na minha capacidade de desenvolver essa dissertação mesmo trabalhando.

# Resumo

Esse trabalho de dissertação avalia o comportamento e a proteção de um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução auto-excitado alimentando diversos tipos de cargas, em um sistema isolado, tudo modelado no Simulador Digital em Tempo Real (RTDS- *Real-Time Digital Simulator*). Uma área de estudo recente que ainda tem poucos trabalhos em desenvolvimento, principalmente utilizando máquinas de grande porte, como nesse trabalho de dissertação.

Para isso, cinco cenários de operação foram modelados a partir do sistema principal e distúrbios aplicados. Variação dos níveis de excitação da máquina síncrona e diversos tipos de curto-circuitos no sistema foram simulados para análise da reação das máquinas e das funções de proteção contra perda de excitação (ANSI 40) e diferencial (ANSI 87G) do gerador síncrono.

A sequência correta de acionamento das máquinas é analisada nesse trabalho e as funções de proteção são testadas utilizando um relé comercial de proteção de geradores conectado em *hardware-in-the-loop* ao RTDS. A dissertação apresenta a necessidade de acionamento da máquina de indução como motor, bem como as características operativas do sistema contendo um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução e a relação mestre e escravo entre eles.

A função de proteção contra perda de excitação (ANSI 40) é testada, aplicando-se a redução de 50% e 100% da excitação da máquina síncrona. Foi possível avaliar a não-atuação da proteção ANSI 40 devido à falta de potência reativa no sistema com apenas um GS em paralelo com o GI, e a atuação da proteção no sistema com dois geradores síncronos em paralelo com a máquina de indução.

Além disso, a função diferencial ANSI 87G é testada através a aplicação de curto-circuito fase-terra, fase-fase e trifásico, em dois pontos do sistema, de forma a avaliar o comportamento da proteção sob a condição de falta e analisar o comportamento do sistema. No cenário em que o circuito possui apenas uma máquina síncrona, verifica-se que o sistema perde a estabilidade ao isolar a falta. E no caso do sistema que possui dois geradores síncronos, a máquina síncrona que não foi isolada assume as cargas com o gerador de indução.

**Palavras-chave:** Gerador síncrono, Gerador de indução, Relé de proteção, Perda de excitação, Curto-circuito, Simulação em tempo real, RTDS.

# Abstract

This dissertation work evaluates the behavior and the protection of a synchronous generator in parallel with a self-excited induction generator feeding several types of loads, on an isolated system, all modeled on the Real Time Digital Simulator (RTDS). A field of recent studies that still has few works in development, especially using large machines, as in this dissertation work.

To accomplish that, five operation scenarios were modeled from the main system and several disturbances were applied. The variation of synchronous machine excitation level and several short circuit faults in the system were simulated to analyze the machines response and the loss-of-field (ANSI 40) protection function and differential (ANSI 87G) protection function.

The correct machinery initialization sequence was analyzed on this work, and the protection functions were tested by using a commercial generator protection relay connected by hardware-in-the-loop to the RTDS. The dissertation presents the necessity of initialize the induction machine as a motor, as well as the operational characteristics of the system including a synchronous generator in parallel with an induction generator and the master and slave relationship between them.

The loss-of-field protection (ANSI 40) is tested by applying the reduction of 50% and 100% of the synchronous generator excitation. It was possible to analyze the non-acting of the protection ANSI 40 due to the lack of reactive power in the system with only one SG in parallel with the IG, and the operation of the protection in the system with two synchronous generators in parallel with the induction machine.

Furthermore, the differential protection function ANSI 87G was tested by applying line-ground, line-line and three-phase short circuits in several points of the system, in order to evaluate the protection behavior under the fault condition and to analyze the system behavior. After the application of the fault on the SG terminals, it is possible to verify the motorization of the IG after the protection function operates and removes the fault from the system.

**Keywords:** Synchronous generator, Induction generator, Protection relay, Loss of excitation, Short-circuit, Real time simulation, RTDS.

# Lista de Ilustrações

Figura 1.1 -Perfil de geração de energia elétrica no Brasil em 2018 (ANEEL, 2020).....	24
Figura 2.1 – Principais componentes da máquina síncrona (GULEN, 2019). .....	30
Figura 2.2 - Estator de um gerador síncrono trifásico em construção (UMANS, 2014).....	30
Figura 2.3- Rotor de polos lisos ou rotor cilíndrico (CHAPMAN, 2013).....	31
Figura 2.4- Rotor de polos salientes (CHAPMAN, 2013). .....	31
Figura 2.5- Sistema de excitação com anéis coletores e escovas (LEÃO, 2016).....	32
Figura 2.6- Circuito de excitatriz sem escovas (CHAPMAN, 2013). .....	32
Figura 2.7 - Circuito de excitação com excitatriz piloto (CHAPMAN, 2013).....	33
Figura 2.8 - Representação de uma bobina do estator (CHAPMAN, 2013). .....	34
Figura 2.9 - Circuito equivalente por fase de um gerador síncrono (CHAPMAN, 2013).....	37
Figura 2.10 - Curva de capacidade do gerador síncrono (VELÁSQUEZ, 2015).....	38
Figura 2.11 - Exemplo de rotor gaiola de esquilo (CHAPMAN, 2013).....	39
Figura 2.12 - Máquina de indução de rotor bobinado (CHAPMAN, 2013).....	40
Figura 2.13 - Rotor gaiola de esquilo sob campo magnético girante (PATEL, 2006). .....	41
Figura 2.14 - Modelo de transformador para um motor de indução.....	42
Figura 2.15 - Circuito equivalente do rotor (CHAPMAN, 2013). .....	43
Figura 2.16 - Circuito equivalente por fase do motor de indução (CHAPMAN, 2013). .....	44
Figura 2.17 - Diagrama do fluxo de potência do motor de indução.....	45
Figura 2.18 – Forma alternativa do circuito equivalente por fase (CHAPMAN, 2013). .....	46
Figura 2.19 - Curva de conjugado vs. velocidade do motor de indução (CHAPMAN, 2013). ..	47
Figura 2.20 - Curva de conjugado vs. escorregamento da máquina de indução (UMANS, 2014). .....	48
Figura 2.21 - Gerador de indução auto excitado (BIM, 2012) .....	50
Figura 2.22- Curva de magnetização vs. característica do banco de capacitores (CHAPMAN, 2013).....	50
Figura 2.23 - Elemento mho de uma zona (REIMERT, 2006).....	53
Figura 2.24 - Elemento mho de duas zonas.....	54
Figura 2.25- Lógica do funcionamento da função ANSI 40 (SEL, 2016).....	55

Figura 2.26 - Circuito do relé diferencial: (a) condição normal; (b) falta interna (BLACKBURN e DOMIN, 2007). .....	56
Figura 2.27 - Relé diferencial percentual (REIMERT, 2006). .....	57
Figura 2.28 - Característica de <i>slope</i> do relé diferencial (REIMERT, 2006). .....	57
Figura 2.29- Curva característica do relé percentual comercial utilizado nesse trabalho (SEL, 2016). .....	58
Figura 3.1 - Foto dos <i>racks do RTDS</i> .....	61
Figura 3.2 - Biblioteca do módulo <i>Draft</i> do RSCAD. ....	62
Figura 3.3- Módulo RunTime do RSCAD. ....	63
Figura 3.4 - Sistema principal modelado no <i>Draft</i> do RSCAD. ....	64
Figura 3.5 - Representação do <i>Phase Domain Synchronous Machine</i> no Draft do RSCAD. ..	65
Figura 3.6- Relação entre tensão, corrente e fluxo magnético nos enrolamentos da máquina síncrona. ....	67
Figura 3.7- Menu de configurações da máquina síncrona no <i>Draft</i> do RSCAD. ....	68
Figura 3.8- Sistema de Excitação AC5A. ....	69
Figura 3.9- Controle AC5A adaptado ao sistema isolado desenvolvido. ....	70
Figura 3.10- Modelo GGOV1 do RSCAD. ....	71
Figura 3.11- Representação do GGOV1 no Draft do RSCAD. ....	74
Figura 3.12- Menu de configurações do GGOV1 no módulo Draft do RSCAD. ....	74
Figura 3.13 - Representação da máquina de indução no <i>Draft</i> do RSCAD. ....	76
Figura 3.14- Relação entre tensão, corrente e fluxo magnético nos enrolamentos da máquina de indução. ....	77
Figura 3.15- Menu de configurações da máquina de indução no Draft do RSCAD. ....	78
Figura 3.16- Controle da máquina de indução modelado no Draft do RSCAD. ....	79
Figura 3.17- Banco de Capacitores do módulo Draft do RSCAD. ....	80
Figura 3.18- Menu de configuração do banco de capacitores no módulo Draft do RSCAD. ..	82
Figura 3.19- Representação da máquina DC no Draft do RSCAD. ....	83
Figura 3.20- Circuito equivalente da máquina DC do RSCAD (RTDS, 2009). ....	84
Figura 3.21- Equações das tensões da máquina DC do modelo <i>_rtds_DCMAC</i> . ....	84
Figura 3.22- Menu de configurações da máquina DC no Draft do RSCAD. ....	85
Figura 3.23- Modelo do motor de indução trifásico do módulo Draft do RSCAD. ....	86
Figura 3.24- Menu de configuração do modelo <i>If_rtds_risc_sid_INDM</i> no módulo Draft do RSCAD. ....	86
Figura 3.25- Bloco de carga dinâmica do módulo Draft do RSCAD. ....	87

Figura 3.26- Transdutor de potencial do módulo Draft do RSCAD. ....	88
Figura 3.27- Transdutor de corrente do módulo Draft do RSCAD. ....	88
Figura 3.28- Diagrama unifilar do cenário 1. ....	89
Figura 3.29- Diagrama unifilar do cenário 2. ....	90
Figura 3.30- Diagrama unifilar do cenário 3. ....	91
Figura 3.31- Diagrama unifilar do Cenário 4. ....	92
Figura 3.32- Diagrama unifilar do Cenário 5. ....	93
Figura 3.33- Esquema de conexão do Hardware-in-the-loop. ....	93
Figura 4.1 - Frequência da máquina síncrona isolada ao ser acionada. ....	95
Figura 4.2- Tensão nos terminais da máquina síncrona isolada ao ser acionada. ....	96
Figura 4.3 - Medidor de velocidade da máquina síncrona e de indução no módulo <i>RunTime</i> do RSCAD. ....	96
Figura 4.4- <i>Slider</i> para controle da velocidade do motor DC e medidor da velocidade da máquina de indução em p.u. ....	97
Figura 4.5- Tensão de pico por fase da máquina síncrona (a) e de indução (b) ao serem conectadas em paralelo. ....	97
Figura 4.6- Controle do tipo de acionamento mecânico da máquina (GGOV1 ou manual) e <i>Slider</i> com o torque mecânico aplicado manualmente pelo <i>RunTime</i> do RSCAD. ....	98
Figura 4.7- Frequência das máquinas síncrona e de indução ao alterar o toque mecânico aplicado ao gerador síncrono. ....	98
Figura 4.8- Torque elétrico da máquina de indução ao inserir carga no sistema. ....	99
Figura 4.9- Potência ativa da máquina de indução ao inserir carga no sistema. ....	99
Figura 4.10- Potência ativa e reativa da máquina síncrona ao inserir carga no sistema. ....	100
Figura 4.11- Medidores de potência ativa da máquina síncrona e de indução ao conectar carga ao sistema. ....	100
Figura 4.12 – Tensões rms nas máquinas síncrona (a) e de indução (b) ao inserir carga no sistema. ....	101
Figura 4.13- Frequência da máquina síncrona e de indução ao inserir carga no sistema. ....	102
Figura 4.14- Velocidade da máquina síncrona e de indução ao inserir carga no sistema. ....	102
Figura 4.15- <i>Slider</i> para variação do valor de <i>Pref</i> do GGOV1 e medidor de frequência da máquina síncrona. ....	103
Figura 4.16 - Controle do sistema de excitação no módulo <i>RunTime</i> do RSCAD. ....	103
Figura 4.17- Velocidade da máquina síncrona ao perder totalmente a sua excitação. ....	104

Figura 4.18- Correntes do estator da máquina síncrona ao perder totalmente a sua excitação. .....	104
Figura 4.19- Tensão nas fases A (N1), B (N2) e C (N3) da máquina síncrona após perder totalmente a sua excitação. ....	105
Figura 4.20- Torque elétrico da máquina de indução durante e após a perda total de excitação da máquina síncrona. ....	105
Figura 4.21- (a) Velocidade da máquina síncrona e de indução; (b) Correntes do estator da máquina síncrona; (c) Correntes do estator da máquina de indução; (d) Correntes da carga dinâmica do sistema. ....	106
Figura 4.22- Curva de capacidade da máquina síncrona ao perder totalmente a sua excitação com alto carregamento.....	107
Figura 4.23- Trajetórias das impedâncias vistas nos terminais do gerador síncrono em três níveis diferentes de carregamento ao perder totalmente sua excitação em um plano R-X delimitado pelas duas zonas MHO configuradas em Offset Negativo. (a) Cenário 1(a). (b) Cenário 1(b). (c) Cenário 1 (c). ....	109
Figura 4.24- Simulação da perda total de excitação da máquina síncrona. (a) Excitação da máquina síncrona. (b) Potência ativa e reativa da máquina síncrona. (c) Comando de TRIP do relé comercial. (d) Status do disjuntor da máquina síncrona.....	111
Figura 4.25- Tensão rms nos terminais da máquina síncrona M1 ao perder totalmente a sua excitação em carregamento pesado. ....	112
Figura 4.26- Corrente da máquina síncrona M1 ao perder totalmente a excitação em um sistema com duas máquinas síncronas em paralelo (Cenário 2 (c)). ....	112
Figura 4.27- Potência ativa e reativa da gerador M1 no sistema com duas máquinas síncronas. ....	113
Figura 4.28- Trajetórias das impedâncias vistas nos terminais do gerador síncrono em três níveis diferentes de carregamento ao perder totalmente sua excitação em um plano R-X delimitado pelas duas zonas MHO configuradas em Offset Negativo em um sistema com duas máquinas síncronas. (a) Cenário 2 (a). (b) Cenário 2 (b). (c) Cenário 2 (c).....	114
Figura 4.29- Atuação da função ANSI 40 mostrada no SynchroWAVE em 2 (a).....	116
Figura 4.30- Atuação da função ANSI 40 mostrada no SynchroWAVE no cenário 2 (d).....	116
Figura 4.31- Atuação do relé pela função ANSI 40 após a perda total de excitação da máquina síncrona M1. (a) Excitação da máquina síncrona M1. (b) Potência ativa e reativa da máquina síncrona M1. (c) Sinal do TRIP do relé comercial. (d) Status do disjuntor da máquina síncrona M1. (e) Excitação da máquina síncrona M2.....	118

Figura 4.32- Medidores de potência dos geradores antes da perda de excitação total da máquina síncrona M1. (a) Potências da máquina síncrona M1. (b) Potências da máquina síncrona M2. (c) Potências da máquina de indução. ....	119
Figura 4.33- Potências ativa e reativa das máquinas síncronas e de indução depois da perda total de excitação do gerador M1.....	119
Figura 4.34- Frequência da máquina síncrona M2 e do gerador de indução.....	120
Figura 4.35 - Switchs para controle da inserção de resistências no terminal da máquina síncrona. (a) controle da inserção entre fases e terra (b) controle da inserção entre fases.....	121
Figura 4.36- Correntes da máquina síncrona M1 (a), corrente da máquina de indução (b), corrente de falta (c), corrente de neutro da máquina síncrona M1 (d) e corrente de neutro da máquina de indução (e) no período antes, durante e depois da falta monofásica para terra aplicada na fase A em carregamento pesado (Cenário 3c).....	122
Figura 4.37- Tensão no neutro do gerador síncrono antes, durante e depois da aplicação da falta monofásica na fase A para terra no sistema com carregamento pesado (Cenário 3c).....	123
Figura 4.38- Representação da passagem de corrente pelo aterramento do gerador síncrono. ....	124
Figura 4.39- Correntes da máquina síncrona M1 (a), corrente da máquina de indução (b), corrente de falta (c), corrente de neutro da máquina síncrona M1 (d), corrente de neutro da máquina de indução (e) e status do trip do relé comercial (f) no período antes, durante e depois da falta monofásica para terra aplicada na fase A em carregamento pesado (Cenário 3c). ...	125
Figura 4.40- Gráfico indicando a zona de operação do relé comercial limitadas pelas curvas parametrizadas para a função ANSI87G. ....	126
Figura 4.41- Tensão no secundário do TP do neutro do gerador síncrono (a), trip (b) e status do disjuntor BRKGS (c) após a atuação da função ANSI 64G pela aplicação do curto-circuito monofásico na fase A para terra no cenário 3c.....	127
Figura 4.42- Atuação da função ANSI 64G mostrada no SynchroWAVE no cenário 3c.....	127
Figura 4.43- Comportamento do sistema ao isolar a máquina síncrona depois da aplicação do curto-circuito monofásico na fase A para terra no cenário 3c. (a) Corrente da máquina síncrona; (b) Corrente da máquina de indução; (c) Corrente do MIT; (d) Corrente da carga; (e) Corrente do banco de capacitores.....	129
Figura 4.44- Correntes da máquina síncrona (a), máquina de indução (b), MIT (c), carga (d) e banco de capacitores (e) no período antes, durante e depois da aplicação da falta bifásica entre as fases A e B no sistema com carregamento pesado (Cenário 3c).....	131

Figura 4.45- Tensão nos terminais do gerador síncrono (a) e de indução (b) antes, durante e depois da aplicação da falta bifásica entre as fases A e B no sistema com carregamento pesado (Cenário 3c).....	132
Figura 4.46- Atuação do relé comercial pela função ANSI 87G em uma falta bifásica entre as fases A e B nos terminais da máquina síncrona. (a) Corrente lida pelo TC CTM1. (b) Corrente lida pelo TC CTDIFF. (c) Corrente diferencial de atuação do relé. (d) Indicação do acionamento da função ANSI 87G. ....	133
Figura 4.47- Atuação da proteção ANSI 87G ao aplicar uma falta bifásica entre as fases A e B nos terminais da máquina síncrona. (a) Corrente do gerador síncrono M1; (b) Corrente de falta; (c) Sinal de TRIP enviado pelo relé comercial; (d) Status do disjuntor BRKGES; (e) Excitação do gerador síncrono M1.....	135
Figura 4.48- Comportamento do sistema ao isolar a máquina síncrona depois da aplicação do curto-circuito bifásico entre as fases A e B. (a) Velocidades da máquina síncrona e de indução; (b) Corrente da máquina síncrona; (c) Corrente da máquina de indução; (d) Corrente do MIT; (e) Corrente da carga; (f) Corrente do banco de capacitores. ....	137
Figura 4.49- Correntes da máquina síncrona (a), máquina de indução (b), MIT (c), carga (d) e banco de capacitores (e) no período antes, durante e depois da falta trifásica em carregamento pesado (Cenário 3c).....	139
Figura 4.50- Tensão nos terminais do gerador síncrono (a) e de indução (b) antes, durante e depois da aplicação da falta trifásica no sistema com carregamento pesado (Cenário 3c). ...	140
Figura 4.51- Atuação do relé comercial pela função ANSI 87G em uma falta trifásica nos terminais da máquina síncrona. (a) Corrente lida pelo TC CTM1. (b) Corrente lida pelo TC CTDIFF. (c) Corrente diferencial de atuação do relé. (d) Indicação do acionamento da função ANSI 87G. ....	141
Figura 4.52- Atuação da proteção ANSI 87G ao aplicar uma falta bifásica entre as fases A e B nos terminais da máquina síncrona. (a) Corrente do gerador síncrono M1; (b-c-d) Corrente de falta; (e) Sinal de TRIP enviado pelo relé comercial; (f) Status do disjuntor BRKGES; (g) Excitação do gerador síncrono M1.....	143
Figura 4.53- Comportamento do sistema ao isolar a máquina síncrona depois da aplicação do curto-circuito trifásico. (a) Velocidades da máquina síncrona e de indução; (b) Corrente da máquina síncrona; (c) Corrente da máquina de indução; (d) Corrente do MIT; (e) Corrente da carga; (f) Corrente do banco de capacitores. ....	145
Figura 4.54- Corrente de falta após o curto-circuito nos terminais da máquina síncrona. ....	146

Figura 4.55- Correntes da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), corrente de neutro do gerador síncrono M1 (d), corrente de neutro do gerador síncrono M2 (e), corrente de neutro do gerador de indução (f) e corrente de falta (g) no período antes, durante e depois da falta monofásica para terra aplicada na fase A para terra em carregamento pesado (Cenário 4c). .....	149
Figura 4.56- Tensão de neutro no primário do TP do gerador síncrono ao aplicar uma falta monofásica na fase A para terra no sistema em carregamento pesado (Cenário 4c).....	149
Figura 4.57- Correntes da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), corrente de neutro do gerador síncrono M1 (d), corrente de neutro do gerador síncrono M2 (e), corrente de neutro do gerador de indução (f), corrente de falta (g) e trip (h) no período antes, durante e depois da falta monofásica para terra aplicada na fase A para terra em carregamento pesado (Cenário 4c). .....	151
Figura 4.58- Tensão no secundário do TP do neutro do gerador síncrono M1 (a), trip (b) e status do disjuntor BRKGS (c) após a atuação da função ANSI 64G pela aplicação do curto-circuito monofásico na fase A para terra no cenários 4c. ....	151
Figura 4.59- Corrente na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) ao aplicar um curto circuito monofásico na fase A para terra e com a atuação da proteção ANSI 64G.....	154
Figura 4.60- Correntes da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) no período antes, durante e depois da aplicação da falta bifásica entre as fases A e B em carregamento pesado (Cenário 4c). .....	156
Figura 4.61- Tensão na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b) e na máquina de indução (c) ao aplicar uma falta bifásica entre as fases A e B no sistema em carregamento pesado (Cenário 4c). .....	156
Figura 4.62- Atuação do relé comercial pela função ANSI 87G em uma falta bifásica entre as fases A e B da máquina síncrona. (a) Corrente lida pelo TC CTM1. (b) Corrente lida pelo TC CTDIFF. (c) Corrente diferencial de atuação do relé. (d) Indicação do acionamento da função ANSI 87G. ....	157
Figura 4.63- Corrente na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) ao aplicar um curto circuito bifásico entre as fases A e B com a atuação da proteção ANSI87G. ....	160
Figura 4.64- Correntes da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) no período antes, durante e depois da aplicação da falta trifásica no sistema em carregamento pesado (Cenário 4c). ....	162

Figura 4.65- Tensão na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b) e na máquina de indução (c) ao aplicar uma falta trifásica no sistema em carregamento pesado (Cenário 4c). .....	162
Figura 4.66- Atuação do relé comercial pela função ANSI 87G em uma falta trifásica da máquina síncrona. (a) Corrente lida pelo TC CTM1. (b) Corrente lida pelo TC CTDIFF. (c) Corrente diferencial de atuação do relé. (d) Indicação do acionamento da função ANSI 87G. .....	163
Figura 4.67- Corrente na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) ao aplicar um curto circuito trifásico com a atuação da proteção ANSI87G. ....	166
Figura 4.68- Comportamento da função ANSI 87G do relé comercial após aplicação de falta trifásica fora da região do diferencial. (a) Corrente de curto-circuito. (b) Corrente da máquina síncrona. (c) Corrente da máquina de indução. (d) Atuação do TRIP do relé comercial. (d) Status do disjuntor do gerador síncrono. ....	167

# Lista de Tabelas

Tabela 3.1- Funcionamento da máquina síncrona.....	65
Tabela 3.2- Descrição dos parâmetros do GGOV1.....	72
Tabela 3.3- Funcionamento da máquina de indução como gerador vs motor.....	79
Tabela 3.4- Carregamentos da carga dinâmica.....	87
Tabela 3.5- Carregamento das máquinas no cenário 1.....	89
Tabela 3.6- Configuração da proteção ANSI 40 no relé comercial utilizado e no modelo disponível no RSCAD.....	90
Tabela 3.7- Carregamento das máquinas no cenário 2.....	91
Tabela 3.8- Carregamento das máquinas no cenário 3.....	91
Tabela 3.9- Ajustes configurados no relé comercial da função ANSI 87G.....	92
Tabela 4.1- Convenção de sinais das potências na operação das máquinas síncrona e de indução.....	100
Tabela 4.2- SER da atuação da função ANSI no cenário 2 (b) e (d).....	115
Tabela 4.3- SER da atuação da proteção ANSI 40 em perda de 50% e 100% de excitação da máquina síncrona.....	117
Tabela 4.4- Atuação da função ANSI 87G e ANSI 64G após aplicar curto-circuito monofásico na fase A para terra nos cenários com um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução.....	128
Tabela 4.5- Atuação da função ANSI 87G após a aplicação do curto-circuito bifásico nas fases A e B nos cenários 3a, 3b e 3c.....	134
Tabela 4.6- Atuação da função ANSI 87G após a aplicação do curto-circuito trifásico nos cenários 3a, 3b e 3c.....	142
Tabela 4.7- Atuação da função ANSI 87G e ANSI 64G após aplicar curto-circuito monofásico na fase A para terra nos cenários com dois geradores síncronos em paralelo com um gerador de indução.....	152
Tabela 4.8- Atuação da função ANSI 87G após a aplicação do curto-circuito bifásico nas fases A e B nos cenários 4a, 4b, 4c e 4d.....	158
Tabela 4.9- Atuação da função ANSI 87G após a aplicação do curto-circuito trifásico nos cenários 4a, 4b, 4c e 4d.....	163

Tabela 4.10- Atuação da função ANSI 40 nos cenários 1a, 1b, 1c, 2a, 2b, 2c e 2d.....	168
Tabela 4.11- Atuação das funções ANSI 87G e ANSI 64G nas faltas monofásicas para terra, bifásicas e trifásicas nos cenários 3a, 3b, 3c, 4a, 4b, 4c e 4d. ....	169
Tabela A.1- Dados da máquina síncrona.....	178
Tabela B.1- Parâmetros do modelo de controle AC5A adaptado.....	179
Tabela C.1- Valores parametrizados no modelo GGOV1.....	180
Tabela D.1- Dados da máquina de indução.....	181
Tabela E.1- Dados da máquina DC.....	182
Tabela F.1- Dados do MIT.....	183
Tabela H.1- Ajustes da função ANSI 64G no relé comercial.....	187

# Lista de abreviaturas e siglas

AC5A	<i>Simplified Rotating Rectifier Excitation System</i>
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DC	<i>Direct Current</i>
$E_a$	Tensão no estator da máquina síncrona
$f$	Frequência
$f_s$	Frequência síncrona
GGOV1	<i>General purpose gas turbine model</i>
GI	Gerador de Indução
GPC	<i>Giga Processor Cards</i>
GS	Gerador Síncrono
GTAI	<i>Gigabit Transceiver Analogue Input Card</i>
GTAO	<i>Gigabit Transceiver Analogue Output Card</i>
GTDI	<i>Gigabit Transceiver Digital Input Card</i>
GTDO	<i>Gigabit Transceiver Digital Output Card</i>
GTFPI	<i>Inter-rack Communication Card</i>
GTWIF	<i>Workstation Interface Card</i>
$I_a$	Corrente no estator da máquina síncrona
$I_M$	Corrente de magnetização da máquina de indução
$I_1$	Corrente no estator da máquina de indução
$I_2$	Corrente no rotor referida ao primário da máquina de indução
IG	<i>Induction Generator</i>
$L_f$	Indutância do enrolamento de campo da máquina síncrona
MHP	<i>Micro Hydro Power</i>
MIT	Motor de indução trifásico
MWFA	<i>Modified Winding Function Approach</i>

$n$	Rotação da máquina
$n_{sinc}$	Rotação síncrona
$p$	Número de polos da máquina
P	Potência ativa
PB5	<i>Processor Card</i>
PID	Proporcional integral derivativo
Q	Potência reativa
$R_1$	Resistência do estator da máquina de indução
$R_2$	Resistência do rotor referida ao primário da máquina de indução
$R_a$	Resistência de armadura da máquina síncrona
$R_c$	Resistência de perda no núcleo da máquina de indução
$R_f$	Resistência do enrolamento de campo da máquina síncrona
RTC	Relação de transformação do TC
RTDS	<i>Real-Time Digital Simulator</i>
RTP	Relação de transformação do TP
$s$	Escorregamento
S	Potência aparente
SEIG	<i>Self-Excited Induction Generator</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
TC	Transdutor de corrente
TEP	Tonelada equivalente de petróleo
TP	Transdutor de potencial
$V_f$	Tensão no terminal do enrolamento de campo da máquina síncrona
$V_\phi$	Tensão no terminal da máquina
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
$X_M$	Reatância de magnetização da máquina de indução
$X_1$	Reatância de dispersão da máquina de indução
$X_2$	Reatância do rotor referida ao primário da máquina de indução
$X_S$	Reatância síncrona da máquina síncrona

# Sumário

Agradecimentos .....	4
Resumo .....	5
Abstract.....	6
Lista de Ilustrações .....	7
Lista de Tabelas .....	15
Lista de abreviaturas e siglas .....	17
1 Introdução.....	23
1.1 Levantamento Bibliográfico .....	25
1.2 Abordagem Principal e Objetivos.....	27
1.3 Estrutura da Dissertação .....	28
2 Fundamentação Teórica .....	29
2.1 Considerações Iniciais .....	29
2.2 Máquinas Elétricas Rotativas de Corrente Alternada .....	29
2.2.1 Máquina síncrona .....	29
2.2.2 Máquina síncrona operando como gerador .....	33
2.2.3 Máquina de indução.....	38
2.2.4 Máquina de indução operando como gerador.....	49
2.3 Proteção de geradores síncronos.....	51
2.3.1 Proteção contra perda de excitação (ANSI 40) .....	51
2.3.2 Proteção diferencial (ANSI 87) .....	55
2.4 Considerações Finais .....	59
3 Desenvolvimento.....	60
3.1 Considerações Iniciais .....	60

3.2	Simulador Digital em Tempo Real – RTDS .....	60
3.2.1	<i>Hardware</i> .....	60
3.2.2	<i>Software</i> .....	61
3.3	Sistema projetado para o estudo .....	63
3.4	Máquina síncrona.....	65
3.4.1	Equações da máquina síncrona no RSCAD .....	66
3.4.2	Dados da máquina .....	67
3.4.3	Sistema de excitação da máquina síncrona.....	68
3.4.4	Regulador de velocidade da máquina síncrona .....	70
3.4.5	Aterramento de neutro da máquina síncrona .....	74
3.5	Máquina de Indução.....	76
3.5.1	Equações da máquina de indução no RSCAD.....	76
3.5.2	Dados da máquina .....	78
3.6	Banco de Capacitores.....	79
3.6.1	Dados do Banco de Capacitores .....	80
3.7	Máquina de corrente contínua.....	82
3.7.1	Circuito equivalente da máquina DC.....	83
3.7.2	Dados da máquina .....	85
3.8	Cargas .....	85
3.8.1	Motor de Indução Trifásico .....	85
3.8.2	Carga Dinâmica .....	86
3.9	Medidores .....	87
3.9.1	Transdutor de potencial .....	87
3.9.2	Transdutor de corrente.....	88
3.10	Definição dos Cenários .....	89
3.10.1	Cenário 1 .....	89
3.10.2	Cenário 2 .....	90

3.10.3	Cenário 3 .....	91
3.10.4	Cenário 4 .....	92
3.10.5	Cenário 5 .....	92
3.11	Hardware-in-the-loop.....	93
3.12	Considerações Finais .....	93
4	Resultados .....	95
4.1	Considerações Iniciais .....	95
4.2	Acionamento das máquinas .....	95
4.3	Perda de excitação .....	103
4.4	Curto-circuito.....	120
4.4.1	Cenário 3- Um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução.....	121
4.4.2	Cenário 4- Dois geradores síncronos em paralelo com um gerador de indução 147	
4.4.3	Cenário 5- Curto circuito fora da região de medição dos TCs .....	166
4.5	Considerações Finais .....	167
5	Conclusões .....	170
5.1	Conclusões Gerais.....	170
5.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	173
	Referências .....	174
	Apêndice A – Dados da máquina síncrona.....	178
	Apêndice B – Parâmetros do modelo de controle AC5A.....	179
	Apêndice C – Parâmetros do modelo GGOV1.....	180
	Apêndice D – Dados da máquina de indução.....	181
	Apêndice E – Dados da máquina DC .....	182
	Apêndice F – Dados do MIT .....	183
	Apêndice G – Parâmetros da função ANSI40 com Offset Negativo .....	184
	Apêndice H – Função ANSI 64G .....	187



# 1 Introdução

A energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento das sociedades atuais. O seu consumo *per capita* pode ser vinculado aos indicadores sociais de um país. Em países em que o consumo individual por ano é menor que uma tonelada equivalente de petróleo (TEP), por exemplo, as taxas de analfabetismo, fertilidade e mortalidade infantil são mais altas e a expectativa de vida é baixa (GOLDEMBERG, 1998).

A geração de energia elétrica é a primeira etapa do processo de entrega de energia para o seu consumo. Atualmente, o Brasil possui 8925 empreendimentos em operação nessa área com, aproximadamente, 172 GW instalados (ANEEL, 2020) e a máquina síncrona é o tipo de gerador mais utilizado nessas usinas e centrais geradoras.

Essa realidade tem grande potencial de mudança, pois diversos estudos começaram a ser desenvolvidos, como mostrado no item 1.1, com o intuito de avaliar a substituição de máquinas síncronas por geradores de indução e a operação desses dois tipos de máquinas em paralelo.

As diversas vantagens do uso da máquina de indução em relação à máquina síncrona comprovam a motivação desses trabalhos, como custo de até 40% mais baixo (MACEDO, 2004), construção robusta, operação simples, menos manutenção e alta confiabilidade.

A maior parte desses estudos são realizados em usinas de geração eólica isoladas, mas analisando o perfil de geração de energia elétrica do Brasil em 2018 na Figura 1.1, fica claro que essa tendência também é uma oportunidade para outros tipos de geração, como a geração a gás em plataformas de petróleo. E considerando que esses estudos em máquinas de maior porte são muito recentes e a literatura sobre o assunto ainda é escassa, existe um grande potencial de desenvolvimento nesta área.

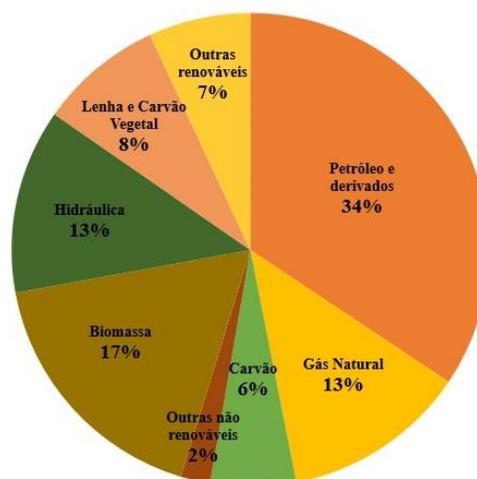


Figura 1.1 -Perfil de geração de energia elétrica no Brasil em 2018 (ANEEL, 2020).

A análise do comportamento do gerador síncrono em paralelo com o gerador de indução frente à distúrbios sofridos pelo sistema e pelas máquinas, por exemplo, é uma área extensa de pesquisa. De acordo com (LEITE, 2007), as faltas em máquinas de natureza elétrica que acontecem com maior frequência estão relacionadas a faltas no enrolamento do estator, causadas pela abertura ou curto-circuito de uma ou mais fases do enrolamento, ou problemas na conexão dos enrolamentos do estator. A função de proteção diferencial (ANSI 87) é a mais indicada nestes casos, com exceção de unidades geradores menores de 1 MVA (BLACKBURN e DOMIN, 2007).

No caso específico de máquinas síncronas, podem ocorrer falhas nos enrolamentos de campo, reduzindo ou até cessando a excitação da máquina. Este tipo de falha produz sobreaquecimento, desbalanceamento térmico, vibração, entre outros problemas que podem levar o gerador a falhas catastróficas (LEITE, 2007). Os sistemas de excitação mais modernos possuem um esquema de proteção contra falhas, porém a utilização da função de proteção contra perda de excitação (ANSI 40) é extremamente recomendada como proteção adicional ao sistema (BLACKBURN e DOMIN, 2007).

Este trabalho tem como objetivo contribuir com esse processo analisando o comportamento de um gerador síncrono, acionado por uma turbina a gás, operando em paralelo com um gerador de indução, e verificar o desempenho da proteção contra perda de excitação (ANSI 40) e diferencial do gerador síncrono (ANSI 87G) ao aplicar distúrbios nesse sistema isolado.

## 1.1 Levantamento Bibliográfico

O uso da máquina de indução como gerador de energia elétrica em sistemas isolados remotamente vem crescendo nos últimos anos em micro usinas hidrelétricas (MHP) e outros tipos de geração renovável (GAWANDE e PORATE, 2009). A operação sem escovas, manutenção e operação simples, alta confiabilidade e baixo custo são algumas das vantagens que tornaram a sua aplicação viável e foco de diversos estudos (HAQUE, 2008).

No artigo *Three-Phase Self-Excited Induction Generators: An Overview*, Bansal (2005) traz uma análise das principais características do gerador de indução auto-excitado, como aspectos de controle de tensão e a operação paralela de geradores de indução, e apresenta as vantagens da utilização de geradores de indução em sistemas isolados devido ao menor custo frente às máquinas síncronas.

O artigo *Parallel Operation Synchronous and Induction Generator on Microgrid Testbed*, Wijaya et al. (2017) mostra que para operar como gerador, a máquina assíncrona precisa consumir potência reativa para induzir tensão nos terminais do seu estator. Em sistemas isolados, essa demanda pode ser suprida por um banco de capacitores (gerador de indução auto-excitado, do inglês *SEIG*) ou por um gerador síncrono operando em paralelo.

Em *Voltage and frequency control of parallel operated synchronous generator and induction generator with STATCOM in micro hydro scheme*, Tamrakar et al. (2007) apresentam um modelo no qual o controle da tensão e frequência do sistema é feito por um *STATCOM* (compensador síncrono estático), e os experimentos desse artigo mostram que a conexão paralela de um gerador síncrono com um gerador de indução é mais simples do que a mesma conexão entre dois geradores síncronos, pois não é necessária a utilização de um painel de sincronização.

No artigo *Analysis of Synchronous and Induction Generators in Parallel Operation Mode in an Isolated Electric System*, Silva et al. (2017) descrevem as etapas de acionamento de uma máquina síncrona em paralelo com uma máquina de indução em *loop* aberto e fechado (ajuste manual e automático de tensão e frequência, respectivamente). O comportamento “mestre e escravo” entre as duas máquinas é evidenciado nos dois tipos de controle, pois ao ajustar a frequência e tensão do gerador síncrono (mestre), o gerador de indução (escravo) assume os mesmos valores dessas grandezas.

Em *Transients Analysis of Synchronous and Induction Generators in Parallel Operation Mode in an Isolated Electric System*, Silva et al. (2017) apresentam através de ensaios em laboratório a performance e as respostas de um sistema isolado alimentado por um gerador síncrono e um gerador de indução, sujeitos a transitórios devido à variação de carga. Os autores concluem que apesar da viabilidade econômica do gerador de indução, o mesmo não é capaz de manter a tensão e a frequência caso o gerador síncrono seja removido do sistema.

No artigo *Parallel Operation Repowering of Synchronous and Induction Generator*, Magalhães et al. (2016) fazem uma análise da operação de um sistema composto por um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução alimentando uma carga não-linear, mostrando que o gerador de indução, além de aumentar o fornecimento de potência ativa para o sistema, tem a capacidade de atenuar os efeitos de distorção harmônica nas correntes e tensões do sistema.

Algumas falhas podem ocorrer durante a operação das máquinas conectadas em um sistema isolado e a perda de excitação do gerador síncrono é uma delas. O artigo *Loss-of-Excitation Protection for Synchronous Generators on Isolated Systems*, Pierre (1985) evidencia por meio dos seus ensaios que a impedância vista nos terminais da máquina síncrona pode entrar ou não adequadamente nas duas zonas *MHO* de proteção delimitadas, e o reativo disponível no sistema é um dos fatores mais importantes para isso.

O artigo *Loss of Field Protection of Synchronous Generator in a Realistic Framework using RTDS* de Hasani et al. (2018) sugere que o RTDS consegue representar o comportamento da máquina síncrona sob o efeito da perda de excitação, e é a ferramenta adequada para avaliação dos métodos de proteção de gerador contra perda de excitação. Além disso, o artigo traz um resumo dos principais algoritmos propostos na literatura para a proteção contra perda de excitação, em alternativa à função ANSI 40.

No trabalho *How to Determine the Effectiveness of Generator Differential Protection*, de Fischer et al. (2014), é feita uma análise das características construtivas dos enrolamentos de estator do gerador de modo a analisar quais são as possíveis falhas no enrolamento da máquina. Além disso, são avaliados diferentes esquemas de proteção diferencial para detecção de falhas internas à máquina.

## 1.2 Abordagem Principal e Objetivos

Assim como abordado no item anterior, existe uma grande oportunidade no desenvolvimento da aplicação de máquinas de indução atuando como geradores em paralelo com os geradores síncronos, principalmente quando envolve sistemas isolados. Estudos sobre o comportamento das máquinas operando juntas neste tipo de sistema são escassos e, portanto, esse trabalho tem como objetivo principal avaliar o comportamento de um sistema isolado composto por um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução auto-excitado, alimentando diversos tipos de cargas. Além disso, avaliar o desempenho das funções de proteção ANSI 40 e 87G no GS do sistema proposto, para cinco cenários de contingência, modelados e simulados no RTDS (*Real-Time Digital Simulator*).

Os cenários são apresentados no Capítulo 3 deste trabalho, e as proteções foram testadas a partir de um relé comercial de proteção de geradores conectado ao RTDS através de um esquema de teste de *hardware-in-the-loop*. A função ANSI 40 também teve seu desempenho analisado a partir do modelo de relé disponibilizado na biblioteca do RSCAD.

Os objetivos específicos desse trabalho estão descritos nos tópicos mostrados abaixo:

- Modelar no RTDS um sistema isolado composto por um gerador síncrono acionado por uma turbina a gás e um gerador de indução auto-excitado por um banco de capacitores, ambos alimentando um motor de indução trifásico (MIT) e uma carga dinâmica de característica indutiva;
- Avaliar em tempo real a sequência de acionamento das máquinas síncrona e de indução funcionando em paralelo como geradores;
- Entender as limitações da máquina de indução atuando como gerador;
- Avaliar a relação entre as máquinas síncrona e de indução operando como geradores;
- Avaliar o comportamento do sistema ao aplicar distúrbios como a perda de excitação da máquina síncrona e curto-circuito entre as máquinas;
- Avaliar o desempenho das proteções ANSI 40 e ANSI 87G na máquina síncrona.

### 1.3 Estrutura da Dissertação

Este trabalho de dissertação está dividido em cinco capítulos, além das referências bibliográficas.

- No capítulo 1 foi apresentada uma contextualização sobre o assunto a ser tratado na dissertação, a revisão bibliográfica, os objetivos do trabalho e a estrutura da dissertação.
- No capítulo 2 são apresentados os principais conceitos com relação a máquinas síncronas e máquinas de indução, como o princípio de funcionamento, circuito equivalente, características construtivas e operação como gerador. Além disso, são tratados conceitos sobre a proteção de geradores, e o princípio de funcionamento das funções ANSI 40 e 87G.
- No capítulo 3 apresenta-se o sistema elétrico modelado e seus respectivos componentes, bem como os equipamentos utilizados para realizar as simulações. Apresentam-se também os cenários de operação definidos no sistema visando analisar a resposta dos geradores síncrono e de indução funcionando em paralelo, bem como o desempenho das funções de proteção ANSI 40 e 87G.
- No capítulo 4 são mostrados os resultados dos ensaios realizados para cada um dos cenários definidos no capítulo 3, e as análises comparativas entre cenários, bem como as respostas obtidas pelo relé comercial utilizado no sistema através de um esquema de teste de *hardware-in-the-loop*.
- No capítulo 5 são apresentadas as conclusões definidas com base nos resultados obtidos no capítulo 4, além de sugestões para trabalhos futuros.

## 2 Fundamentação Teórica

### 2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os fundamentos teóricos de máquinas elétricas rotativas de corrente alternada, em especial máquinas síncronas e de indução operando como gerador, além dos conceitos de proteção de geradores síncronos, ou mais especificamente, das proteções de perda de excitação (ANSI 40) e diferencial (ANSI 87). Estes assuntos são essenciais para a compreensão e desenvolvimento deste trabalho.

### 2.2 Máquinas Elétricas Rotativas de Corrente Alternada

As máquinas elétricas rotativas são equipamentos capazes de converter energia elétrica em energia mecânica quando acionadas como motor, e energia mecânica em energia elétrica, quando operadas como gerador.

Esta conversão de energia, chamada de conversão eletromagnética, ocorre devido à variação no fluxo magnético dentro da máquina, causado pela rotação do campo magnético próximo às bobinas, ou pela rotação mecânica das bobinas dentro de um campo magnético, ou ainda pela variação da relutância de acordo com a rotação do rotor (UMANS, 2014).

As máquinas elétricas estão divididas entre máquinas de corrente alternada (CA), e máquinas de corrente contínua (CC). As máquinas CA, se dividem em dois principais tipos: *máquinas síncronas*, onde a corrente que gera o campo magnético é fornecida aos enrolamentos de campo por uma fonte de corrente contínua separada, e as *máquinas de indução*, que por indução magnética fornecem a corrente de campo em seus enrolamentos de campo. Ambos possuem o enrolamento de campo no rotor (CHAPMAN, 2013). As máquinas CC, por sua vez, possuem o enrolamento de campo no estator.

#### 2.2.1 Máquina síncrona

A Figura 2.1 mostra as duas principais partes das quais as máquinas síncronas são constituídas, denominadas *estator* (parte estacionária) e *rotor* (parte rotativa).

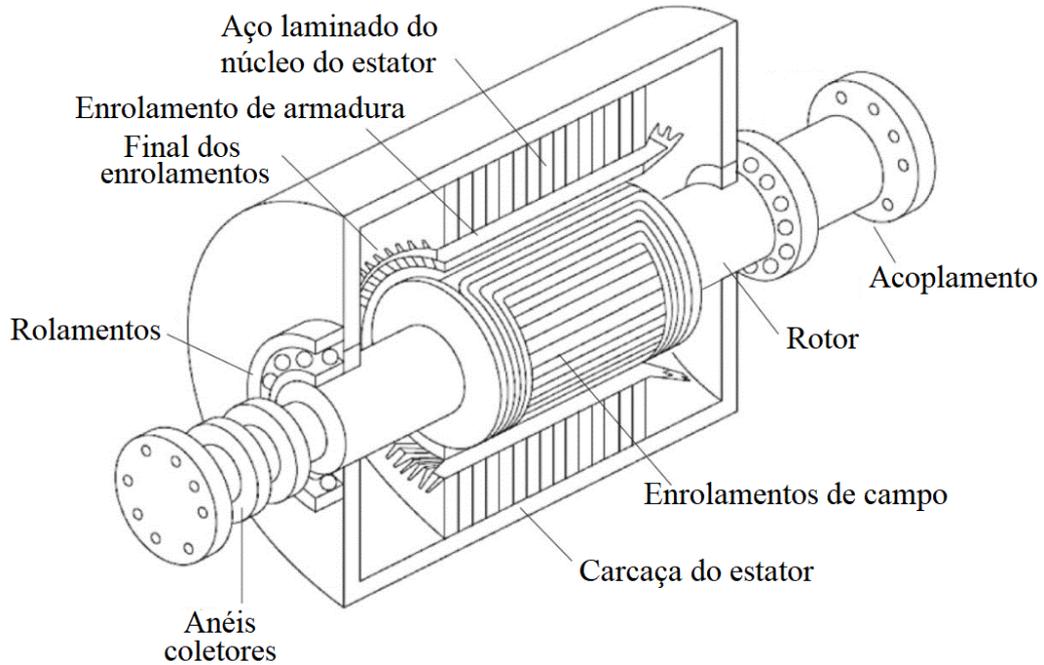


Figura 2.1 – Principais componentes da máquina síncrona (GULEN, 2019).

O estator de uma máquina síncrona é a parte fixa da máquina que envolve o rotor, de forma a permitir que este possa girar no seu interior. Um exemplo de estator pode ser visto na Figura 2.2. É composto por chapas laminadas dotadas de ranhuras, onde são alojados os enrolamentos da armadura. As chapas são feitas de material magnético de alta permeabilidade de modo a fornecerem um caminho de baixa relutância ao fluxo do campo magnético gerado no rotor, concentrando assim o campo no entreferro e diminuindo a dispersão magnética.

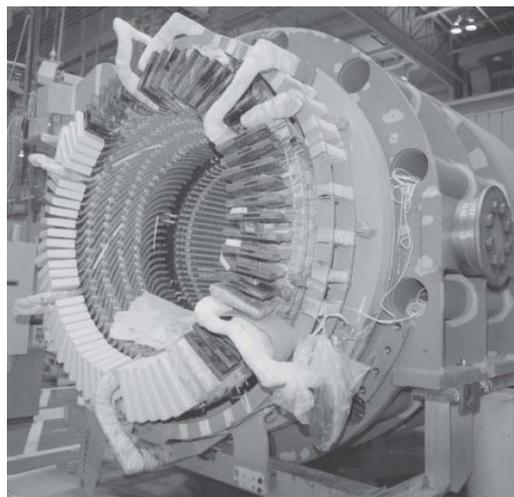


Figura 2.2 - Estator de um gerador síncrono trifásico em construção (UMANS, 2014).

O enrolamento de armadura pode ser monofásico ou trifásico e é nele em que a tensão principal alternada será induzida pelo movimento mecânico do rotor. As magnitudes de tensão

e corrente que circulam no enrolamento da armadura são elevadas, quando comparadas aos valores do enrolamento do rotor, dado que a função deste último é apenas gerar o campo magnético (CHAPMAN, 2013).

O rotor de uma máquina síncrona é a parte rotativa da máquina, composto por um eixo, um circuito magnético e um ou mais enrolamentos. Os enrolamentos do rotor também são conhecidos como enrolamentos de campo, pois são eles os responsáveis por gerar o campo magnético da máquina, através do sistema de excitação. Além disso, os enrolamentos do rotor podem ser “encaixados” e nivelados com a superfície do rotor, chamados também de polos lisos, conforme Figura 2.3, ou podem sobressaí-lo radialmente, conhecidos como polos salientes, conforme mostrado na Figura 2.4 (DEL TORO, 1999).

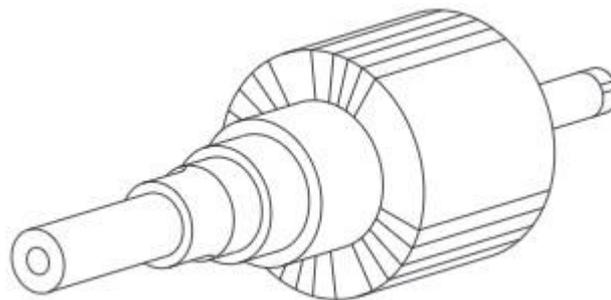


Figura 2.3- Rotor de polos lisos ou rotor cilíndrico (CHAPMAN, 2013).

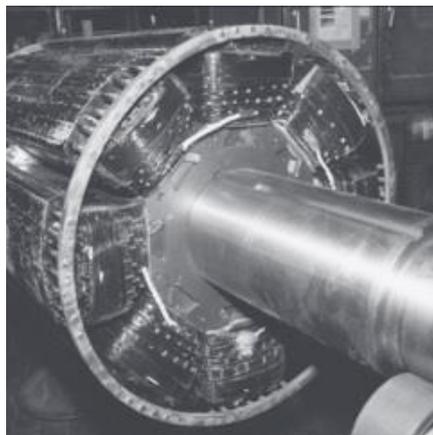


Figura 2.4- Rotor de polos salientes (CHAPMAN, 2013).

Para fornecer a potência CC necessária ao enrolamento do rotor, o sistema de excitação pode ser conectado através de dois modos. O primeiro, através de escovas estacionárias em contato com anéis coletores conectados ao eixo da máquina, conforme mostrado na Figura 2.5. Essa configuração de alimentação CC é a mais utilizada em máquinas síncronas de pequeno

porte, e também a mais barata, apesar de aumentar a frequência de manutenção demandada pelo desgaste das escovas.

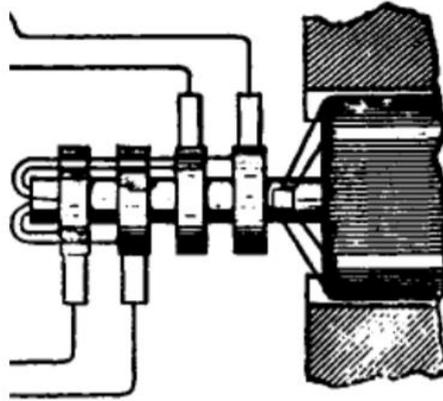


Figura 2.5- Sistema de excitação com anéis coletores e escovas (LEÃO, 2016).

Máquinas de grande porte geralmente utilizam excitatrizes sem escovas, ou do termo em inglês, *brushless*. Nesse caso, um gerador CA é acoplado diretamente no eixo da máquina síncrona. Conhecido também como excitatriz, este gerador possui seu circuito de campo montado no estator do gerador síncrono, e seu circuito de armadura (enrolamentos em que a tensão principal é induzida) montado no eixo do rotor. Este último é conectado à máquina principal através de um retificador trifásico, que converte a corrente CA gerada pela excitatriz em CC, conforme circuito apresentado pela Figura 2.6.

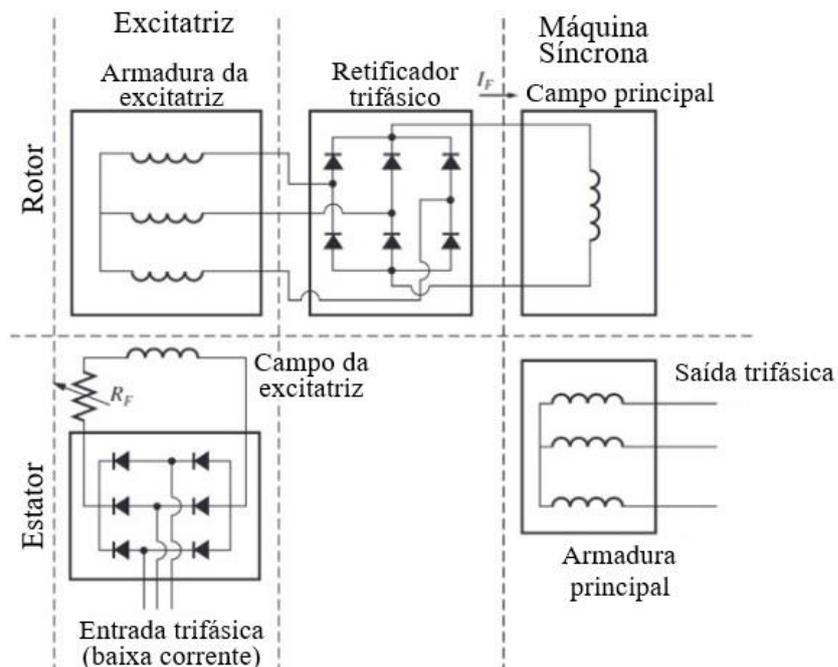


Figura 2.6- Circuito de excitatriz sem escovas (CHAPMAN, 2013).

A corrente contínua de campo do gerador síncrono pode ser controlada ao ajustar a baixa corrente alternada de campo da excitatriz. Esse tipo de excitação é mais robusto, pois não há contato mecânico entre o sistema de excitação e o rotor da máquina, o que exige menor frequência de manutenção, além de não perder potência em máquinas com alta corrente de campo pela queda de tensão que ocorre nas escovas.

Além disso, existe uma variação do sistema de excitação *brushless*, que utiliza uma excitatriz piloto. A excitatriz piloto é um pequeno gerador CA que, ao invés de enrolamentos, possui ímãs permanentes montados no rotor. Sendo assim, não é necessária fonte externa para fornecer potência à excitatriz, pois os ímãs permanentes são responsáveis por gerar o campo magnético. Este esquema, representado pela Figura 2.7, possibilita que a máquina síncrona possa trabalhar como gerador de forma totalmente independente à uma fonte externa.

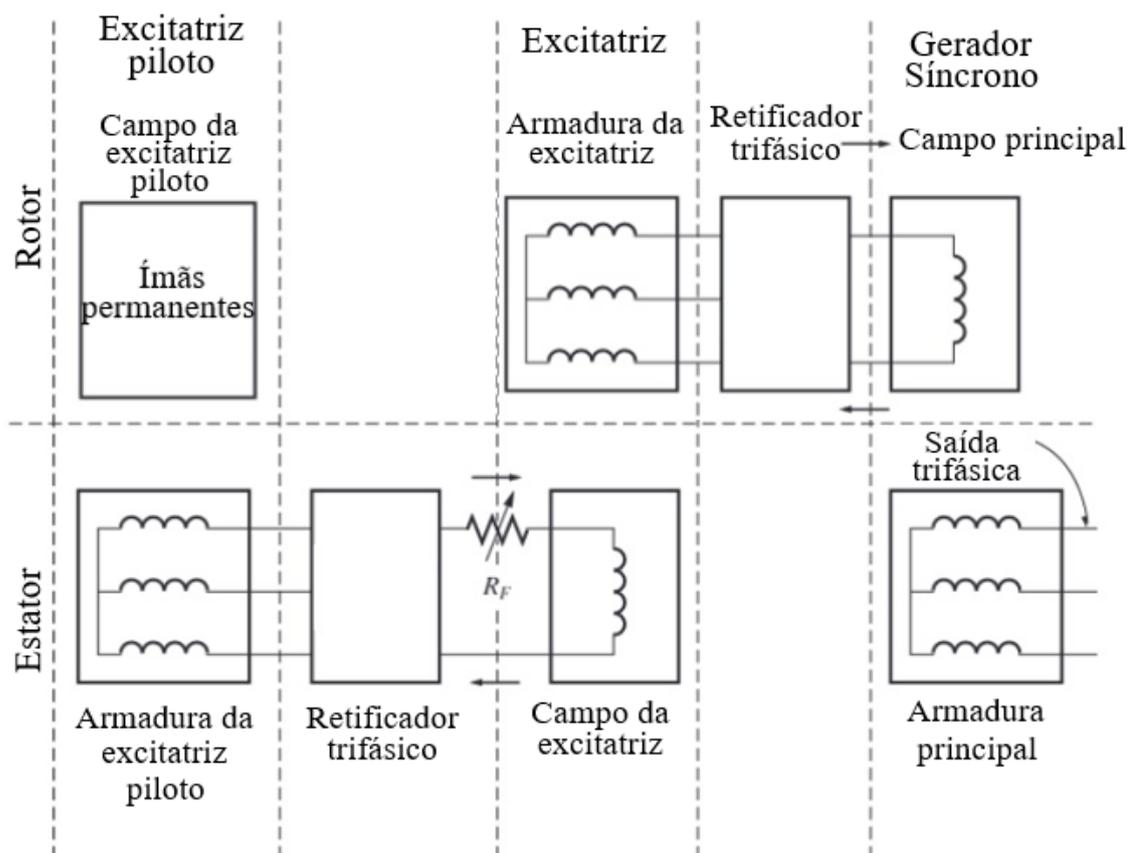


Figura 2.7 - Circuito de excitação com excitatriz piloto (CHAPMAN, 2013).

### 2.2.2 Máquina síncrona operando como gerador

Dado um rotor girante com campo magnético distribuído de forma senoidal no centro de uma bobina estacionária. Seja  $\mathbf{B}$  a densidade de fluxo no entreferro, que também varia de

forma senoidal com o ângulo mecânico, e  $\alpha$  o ângulo medido desde a direção do valor de pico da densidade de fluxo do rotor. O valor de  $\mathbf{B}$  em um ponto ao redor do rotor será dado por:

$$\mathbf{B} = B_M \cdot \cos \alpha \quad (2.1)$$

Como o rotor está girando dentro do estator, com uma velocidade angular  $\omega_m$ , então o valor de  $\mathbf{B}$  para qualquer ângulo  $\alpha$  ao redor do estator é dado pela Equação (2.2).

$$\mathbf{B} = B_M \cdot \cos(\omega_m \cdot t - \alpha) \quad (2.2)$$

De acordo com (CHAPMAN, 2013), a tensão induzida em um fio condutor dentro de um campo magnético estacionário é dada pela equação:

$$e = (\mathbf{v} \times \mathbf{B}) \cdot \mathbf{l} \quad (2.3)$$

Nesta equação,  $v$  é a velocidade do fio em relação ao campo magnético, e  $l$  o comprimento do condutor dentro do campo magnético. No caso da máquina síncrona, ao invés do campo magnético, é o condutor (enrolamento do estator) que está estacionário. Logo, é necessário adaptar a Equação (2.3) de modo que o campo seja visto como estacionário. Deste modo, a tensão induzida na bobina será a soma das tensões induzidas em cada um dos seus quatro lados, como mostra a Figura 2.8.

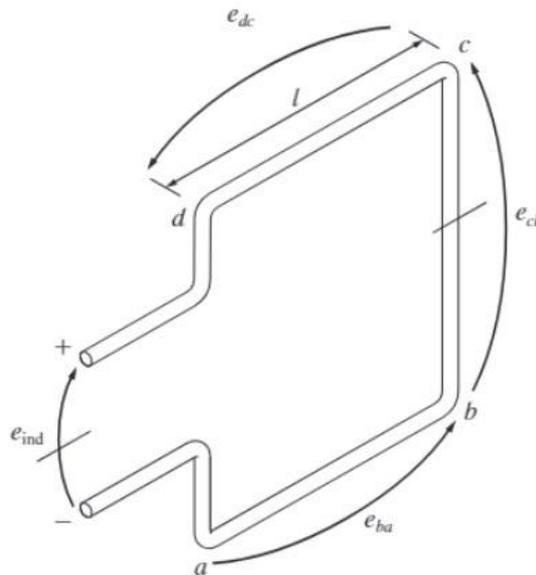


Figura 2.8 - Representação de uma bobina do estator (CHAPMAN, 2013).

Considerando que nos segmentos  $bc$  e  $da$ ,  $\alpha$  é igual à  $90^\circ$  e  $180^\circ$  respectivamente, e nestas condições o produto vetorial  $v \times \mathbf{B}$  é perpendicular a  $l$ , e portanto nulo, tem-se que:

$$e_{ind} = e_{ba} + e_{dc}$$

$$e_{ind} = -v \cdot [B_M \cdot \cos(\omega_m \cdot t - 180^\circ)] l + v \cdot [B_M \cdot \cos(\omega_m \cdot t)] \cdot l \quad (2.4)$$

Sabe-se que  $\cos \theta = -\cos(\theta - 180^\circ)$ , logo:

$$e_{ind} = v \cdot B_M \cdot l \cdot \cos(\omega_m \cdot t) + v \cdot B_M \cdot l \cdot \cos(\omega_m \cdot t)$$

$$e_{ind} = 2 \cdot v \cdot B_M \cdot l \cdot \cos(\omega_m \cdot t) \quad (2.5)$$

A velocidade nos lados da bobina paralelos ao eixo do rotor é dada por  $v = r\omega_m$ , ao passo que o fluxo que atravessa a bobina pode ser expresso como  $\varphi = 2rlB_M$ . Então, reescrevendo a Equação 2.5, tem-se:

$$e_{ind} = \varphi \cdot \omega \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad (2.6)$$

A Equação 2.6 descreve a tensão induzida em uma bobina de espira única. Generalizando para um estator com  $N_C$  espiras, tem-se a tensão total induzida na bobina:

$$e_{ind} = N_C \cdot \varphi \cdot \omega \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad (2.7)$$

No enrolamento do estator da máquina trifásica, existem três bobinas, distanciadas  $120^\circ$  entre si, cada uma com  $N_C$  espiras. Logo, as tensões resultantes em cada bobina são:

$$e_{aa'} = N_C \cdot \varphi \cdot \omega \cdot \text{sen}(\omega t \cdot V) \quad (2.8)$$

$$e_{bb'} = N_C \cdot \varphi \cdot \omega \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - 120^\circ) V \quad (2.9)$$

$$e_{cc'} = N_C \cdot \varphi \cdot \omega \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - 240^\circ) V \quad (2.10)$$

A tensão de pico em qualquer uma das fases de um estator trifásico desse tipo, considerando que  $\omega = 2\pi f$ , é dada por:

$$E_{máx} = 2 \cdot \pi \cdot N_C \cdot \varphi \cdot f \quad (2.11)$$

Logo, a tensão eficaz (RMS) de qualquer uma das fases desse estator é:

$$E_A = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} \cdot N_C \cdot \varphi \cdot f = \sqrt{2} \cdot N_C \cdot \varphi \cdot f \quad (2.12)$$

A equação acima representa a tensão nos terminais da máquina para o caso em que o estator da máquina está ligado em  $\Delta$ . Em casos em que a ligação do estator é  $Y$ , a tensão nos

terminais da máquina será  $\sqrt{3}$  vezes  $E_A$ . A Equação 2.12 ainda pode ser reduzida considerando como  $K$  uma constante que representa os aspectos construtivos da máquina.

$$E_A = K \cdot \varphi \cdot \omega \quad (2.13)$$

Apesar da Equação 2.13 apresentar o valor de tensão por fase no enrolamento do estator, alguns efeitos contribuem para que a tensão terminal do gerador seja diferente da tensão gerada nos enrolamentos. O principal impactante é a distorção do campo magnético do entreferro pela corrente que flui no estator, denominada reação de armadura. Este efeito ocorre quando uma carga é aplicada aos terminais do gerador, o que causará a circulação de corrente trifásica no estator. Esta, por sua vez, irá produzir um campo magnético na máquina, que distorce o campo magnético gerado pelo enrolamento de campo do rotor, alterando a tensão de fase resultante.

Considerando que o campo  $B_S$  produzido pela corrente do estator tem o mesmo ângulo da tensão induzida  $E_S$  no estator devido a este campo, e que o campo magnético total no entreferro da máquina é a soma dos campos do rotor  $B_R$  e do estator  $B_S$ , pode-se aplicar o mesmo raciocínio para a tensão total no terminal da máquina, que será a soma da tensão gerada internamente  $E_A$ , com a tensão da reação de armadura  $E_S$ , conforme mostrado na Equação 2.14.

$$V_\varphi = E_A + E_S \quad (2.14)$$

Dado que a tensão da reação de armadura é diretamente proporcional à corrente máxima do estator  $I_A$  sendo  $X$  uma constante de proporcionalidade, e que a mesma está “atrasada” de  $90^\circ$  do plano da corrente,  $E_S$  pode ser definido pela Equação 2.15.

$$E_S = -jX \cdot I_A \quad (2.15)$$

Substituindo a Equação 2.15 na Equação 2.14, tem-se que:

$$V_\varphi = E_A - jX \cdot I_A \quad (2.16)$$

Além do efeito da reação de armadura, de acordo com (CHAPMAN, 2013) as bobinas do estator ainda possuem uma autoindutância  $X_A$ , e uma resistência  $R_A$ . Estas grandezas, associadas à corrente  $I_A$ , também influenciam no valor de  $V_\varphi$ . Desta forma, é possível reescrever a Equação 2.16 considerando estes efeitos:

$$V_\varphi = E_A - jX_S \cdot I_A - R_A \cdot I_A \quad (2.17)$$

Na Equação 2.17, a grandeza  $X_S$  é conhecida como reatância síncrona da máquina, e é a combinação entre a autoindutância  $X_A$  e a reação da armadura  $X$ . É possível representar a Equação 2.17 através do circuito equivalente de um gerador síncrono trifásico, que também possui a representação do circuito de campo do rotor sendo alimentado por uma fonte CC.

A representação do circuito equivalente do gerador síncrono trifásico pode ser feita considerando apenas uma fase, com o circuito equivalente por fase da Figura 2.9, já que a única diferença entre as três fases do gerador são o ângulo de fase, e também considerando que a carga conectada ao gerador está equilibrada entre as três fases.

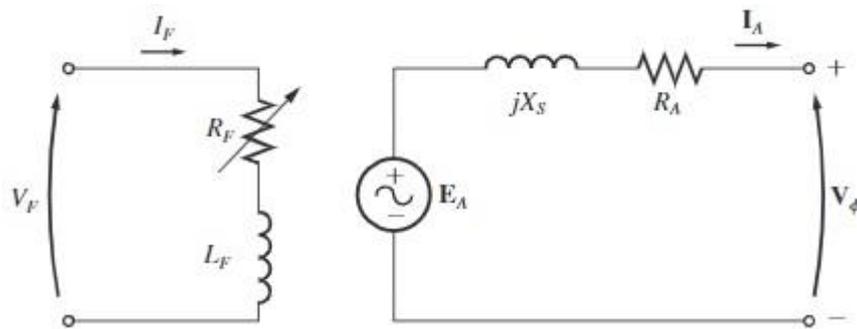


Figura 2.9 - Circuito equivalente por fase de um gerador síncrono (CHAPMAN, 2013).

Além do circuito equivalente, a principal característica do gerador síncrono é que a frequência elétrica produzida está relacionada à velocidade mecânica do gerador. Ou seja, o campo magnético gira com a mesma velocidade do rotor. A frequência elétrica resultante de um gerador síncrono é relacionada com a rotação  $n$  e com a quantidade de polos  $p$  no rotor da máquina através da Equação 2.18.

$$f = \frac{n \cdot p}{120} \quad (2.18)$$

De acordo com (UMANS, 2014), outra característica importante de um gerador síncrono é a sua curva de capacidade, que está relacionada à limitação da máquina devido ao aquecimento dos enrolamentos da armadura ou do campo. Esta curva fornece os carregamentos máximos de potência reativa para um dado valor de potência ativa, com a máquina operando na tensão de terminal nominal.

Segundo (VELÁSQUEZ, 2015), a curva de capacidade é formada por diversos trechos que representam individualmente as limitações operativas da máquina em regime permanente,

baseada nas características de projeto. A Figura 2.10 apresenta uma carta de capacidade de um gerador de polos salientes, em termos de sua potência ativa e reativa.

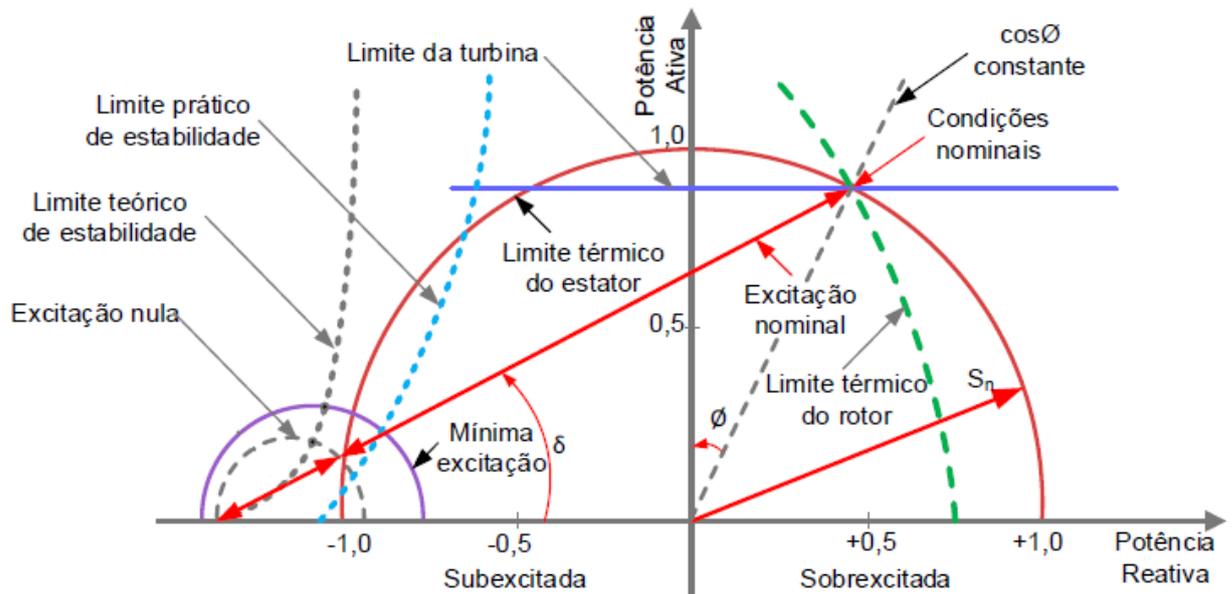


Figura 2.10 - Curva de capacidade do gerador síncrono (VELÁSQUEZ, 2015).

O limite térmico do rotor corresponde à máxima corrente que pode circular pelo enrolamento de campo sem exceder as limitações de perdas no cobre por efeito térmico. O limite térmico do estator representa a máxima corrente que pode circular pelo enrolamento de armadura sem causar danos à máquina por aquecimento excessivo. O limite de estabilidade está relacionado à estabilidade do sistema, e garante o equilíbrio entre potência ativa gerada e consumida em condições normais de operação do sistema de potência.

Finalmente, o limite de mínima excitação evita que a máquina opere com fatores de potência altamente capacitivos, e previne que o gerador opere próximo aos pontos inferiores do limite teórico de estabilidade. Além disso, o limite da turbina determina a máxima potência mecânica a ser disponibilizada no eixo do rotor pela turbina (VELÁSQUEZ, 2015).

### 2.2.3 Máquina de indução

A máquina de indução, conhecida também por máquina assíncrona, é o tipo de máquina mais utilizada na indústria, como motor, em diversos tipos de acionamentos. Além disso, é muito utilizada como gerador elétrico em parques eólicos de pequeno e grande porte, e em pequenas usinas hidroelétricas (PATEL, 2006).

A principal vantagem da máquina criada por Nikola Tesla e financiada por George Westinghouse na década de 1880, frente às máquinas síncrona e de corrente contínua, é sua construção robusta, que permite a operação da máquina sem a necessidade de uma fonte externa. Além disso, dependendo do tipo de construção do rotor, não possui anéis ou escovas para conectar o meio externo aos enrolamentos do rotor. Isso torna a máquina de indução mais rentável e econômica, pois o custo de fabricação é menor e exige menos manutenção.

Semelhante à máquina síncrona, a máquina de indução também é composta por estator e rotor. O estator da máquina de indução é a sua parte fixa, e suas ranhuras são paralelamente dispostas ao eixo da máquina com a superfície interna do estator e alojam as bobinas dos seus enrolamentos. A diferença entre o estator da máquina síncrona para a de indução é que, nesta última, o estator é responsável por induzir a corrente no rotor, assim como é feito em um transformador. Quando a máquina é excitada por uma fonte trifásica equilibrada, produz um campo magnético entre estator e rotor que gira em velocidade síncrona, de acordo com a Equação 2.18 (UMANS, 2014).

Segundo (MEHTA e MEHTA, 2002), existem dois tipos de construção de rotores para a máquina de indução: (i) rotor gaiola de esquilo e, (ii) rotor bobinado. A Figura 2.11 mostra um exemplo de rotor gaiola de esquilo.

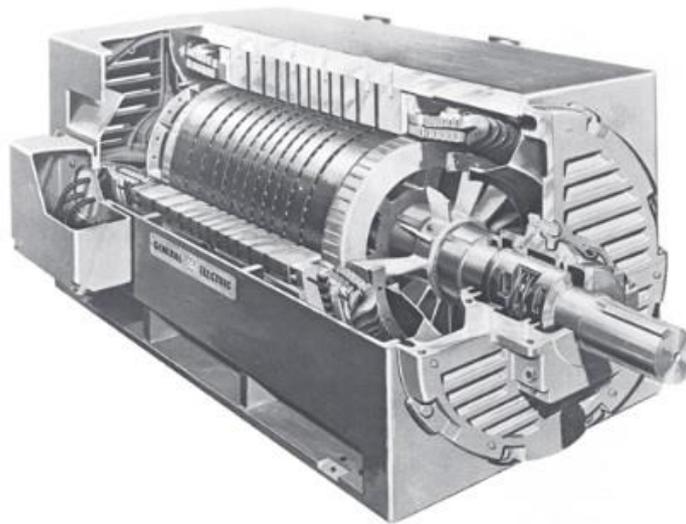


Figura 2.11 - Exemplo de rotor gaiola de esquilo (CHAPMAN, 2013).

O rotor do tipo gaiola de esquilo é constituído de barras condutoras ligadas nas duas extremidades por grandes anéis de curto-circuito e encaixadas dentro de ranhuras na sua

superfície. Devido à sua robustez e simplicidade, este é o tipo de motor de indução mais utilizado, seja a máquina de pequeno ou grande porte.

O outro tipo de rotor é o rotor bobinado, que possui um conjunto de enrolamentos trifásicos semelhantes ao do estator. A Figura 2.12 mostra uma máquina de indução com rotor bobinado. Diferente do rotor gaiola de esquilo, o rotor bobinado possui anéis deslizantes, que permitem o acesso às correntes do rotor por meio de escovas. Estas escovas, apoiadas nos anéis deslizantes, têm o papel de curto-circuitar os enrolamentos do rotor.

Apesar da vantagem de se acessar os enrolamentos do rotor, além de possibilitar a inserção de resistências extras no rotor para alterar a característica de torque versus velocidade do motor, máquinas de indução de rotor bobinado exigem maior manutenção, graças ao desgaste das suas escovas e anéis deslizantes. Além disso, também possuem maior custo que as máquinas que possuem rotor de gaiola de esquilo, por isso são utilizadas somente em aplicações específicas (CHAPMAN, 2013).

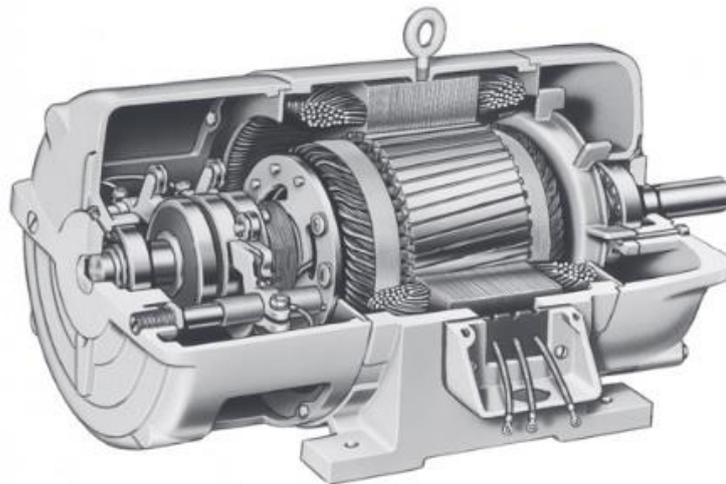


Figura 2.12 - Máquina de indução de rotor bobinado (CHAPMAN, 2013).

De acordo com (MEHTA e MEHTA, 2002), para acionar uma máquina assíncrona de  $P$  polos como motor, é necessário aplicar tensões senoidais trifásicas de frequência  $f_s$  nos terminais da máquina, que ocasionarão na circulação de correntes também trifásicas nos enrolamentos do estator. Essas correntes produzem um campo magnético girante  $B_s$  que tem sua velocidade de rotação calculada pela Equação 2.19.

$$n_{sinc} = \frac{120 \cdot f_s}{P} \quad (2.19)$$

Ao passar pelas barras do rotor, no caso de uma máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo, o fluxo magnético do campo  $B_S$  girando no sentido anti-horário, conforme Figura 2.13, induz uma tensão nas barras dada pela Equação 2.20.

$$e_{ind} = (\mathbf{v} \times \mathbf{B}) \cdot l \quad (2.20)$$

Em que  $\mathbf{v}$  é a velocidade da barra em relação ao campo magnético,  $\mathbf{B}$  é o vetor densidade de fluxo magnético e  $l$  é comprimento do condutor dentro do campo magnético.

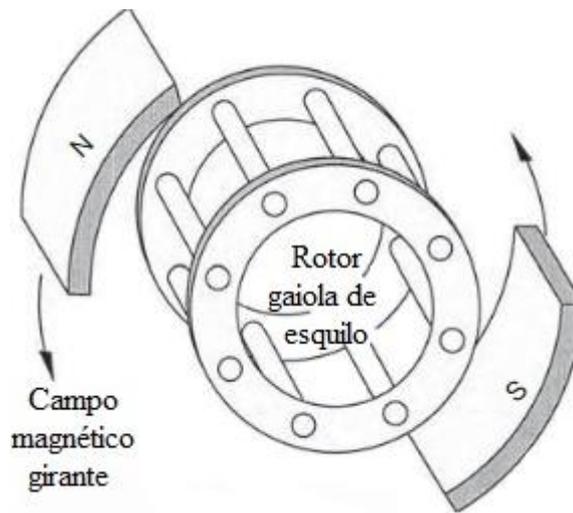


Figura 2.13 - Rotor gaiola de esquilo sob campo magnético girante (PATEL, 2006).

Segundo (CHAPMAN, 2013), é o movimento relativo do rotor em relação aos campos magnéticos do estator que induzem as tensões nas barras da gaiola de esquilo do rotor. Ao induzir tensões nos enrolamentos do rotor, as correntes elétricas que circulam nas barras do rotor resultarão em um campo magnético  $B_R$ . O efeito dos campos magnéticos  $B_S$  e  $B_R$  resultam em um campo  $B_{l\dot{q}}$ , que interage com  $B_R$  produzindo um conjugado, de acordo com a Equação 2.21. Este conjugado resultante é anti-horário, e o rotor acelera nesse sentido.

$$\tau_{ind} = k \mathbf{B}_R \times \mathbf{B}_{l\dot{q}} \quad (2.21)$$

Supondo que o rotor estivesse girando na velocidade síncrona, ou seja, na mesma velocidade que os campos girantes  $B_S$  e  $B_R$ , as barras do rotor estariam estacionárias em relação ao campo magnético, e não haveria tensão induzida. Logo, não haveria corrente circulando no rotor nem campo magnético no rotor, o que resultaria num conjugado nulo. Portanto, a velocidade do rotor da máquina de indução é menor do que a velocidade síncrona. De acordo com (PATEL, 2006), esta relação entre velocidades é chamada de velocidade de

escorregamento, ou escorregamento. A Equação 2.22 permite definir o valor percentual do escorregamento com base na velocidade síncrona  $n_{sinc}$  e na velocidade mecânica do rotor  $n_m$ .

$$s = \frac{n_{sinc} - n_m}{n_{sinc}} (100\%) \quad (2.22)$$

Considerando a relação acima, é possível observar que se o rotor estiver parado, ou bloqueado, o escorregamento  $s$  será igual a 1. Neste caso, a frequência induzida no rotor  $f_r$  será igual à frequência do estator  $f_s$ . Por outro lado, se o rotor estiver girando na velocidade síncrona, o escorregamento  $s$  será igual a 0, e a frequência no rotor será nula. Portanto, uma vez que o escorregamento é definido pela Equação 2.22, pode-se calcular a frequência do rotor através da Equação 2.23.

$$f_r = s \cdot f_s \quad (2.23)$$

A máquina de indução é assim conhecida pelo efeito de indução de tensões e correntes pelo estator no circuito do rotor. Este efeito é chamado de ação de transformador. Sendo assim, o circuito equivalente de um motor de indução, representado pela figura, é muito semelhante ao circuito equivalente de um transformador.

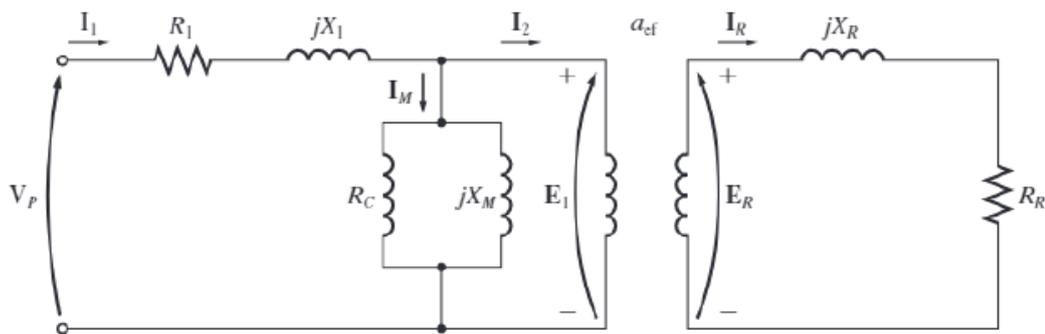


Figura 2.14 - Modelo de transformador para um motor de indução.

Assim como em um transformador, enrolamento primário da máquina de indução (estator) possui resistência  $R_l$  e reatância de dispersão  $X_l$ . Além disso, o modelo também apresenta a resistência  $R_C$  que representa as perdas no núcleo e a reatância de magnetização  $X_M$ . Este último, assim como em um transformador, representa a relutância do caminho do fluxo magnético no núcleo de ferro da máquina, porém diferente de um transformador ideal, com baixa relutância no núcleo, a máquina de indução possui alta relutância devido ao entreferro de ar. Isso reduz o acoplamento entre enrolamentos primário e secundário, o que exige maior corrente de magnetização para obter o fluxo desejado.

Considerando a relação entre estator e rotor como um transformador ideal, a tensão interna primária  $E_I$  está diretamente acoplada com a tensão do secundário  $E_R$  por meio da relação de espiras efetiva  $a_{ef}$ . Além disso, seja  $E_{R0}$  a tensão induzida no rotor quando o rotor está parado (travado ou bloqueado), a tensão induzida, assim como a frequência na Equação 2.23, será relacionada ao escorregamento da máquina através da Equação 2.24 (CHAPMAN, 2013).

$$E_R = s \cdot E_{R0} \quad (2.24)$$

A tensão é induzida no rotor, que também possui uma resistência  $R_R$  constante, e reatância em função do escorregamento e da frequência. Dado que a indutância do rotor é  $L_R$ , sua reatância pode ser calculada pela Equação 2.25.

$$X_R = 2 \cdot \pi \cdot f_r \cdot L_R \quad (2.25)$$

Substituindo a Equação 2.23 na Equação 2.25, tem-se a relação final, representada pela Equação 2.26, onde  $X_{R0}$  é a reatância do rotor quando este está bloqueado.

$$\begin{aligned} X_R &= 2 \cdot \pi \cdot s \cdot f_s \cdot L_R = s \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_s \cdot L_R) \\ X_R &= s \cdot X_{R0} \end{aligned} \quad (2.26)$$

Calculados os parâmetros de resistência e reatância do rotor da máquina de indução, pode-se calcular a corrente do rotor através da Equação 2.27.

$$I_R = \frac{s \cdot E_{R0}}{R_R + js \cdot X_{R0}} = \frac{E_{R0}}{\frac{R_R}{s} + jX_{R0}} \quad (2.27)$$

A partir da Equação 2.27, é obtido o circuito equivalente do rotor, incluindo o efeito do escorregamento variável do rotor, representado pela Figura 2.15.

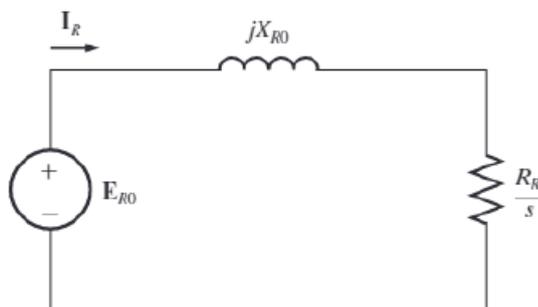


Figura 2.15 - Circuito equivalente do rotor (CHAPMAN, 2013).

Em um transformador ideal, é possível referir tensões, correntes e impedâncias do lado secundário do equipamento para o lado primário, por meio da relação de espiras do transformador. Esta relação também pode ser feita com o circuito equivalente do rotor da máquina de indução, dado que a relação de espiras é  $a_{ef}$ . Então, para a relação de tensão do rotor, tem-se a Equação 2.28.

$$E_1 = a_{ef} \cdot E_{R0} \quad (2.28)$$

Para a relação de corrente no rotor, tem-se a Equação 2.29.

$$I_2 = \frac{I_R}{a_{ef}} \quad (2.29)$$

E por fim, para a relação de impedância do rotor, é obtida a Equação 2.30.

$$Z_2 = \frac{a_{ef}^2 \cdot R_R}{s} + a_{ef}^2 \cdot jX_{R0} = \frac{R_2}{s} + jX_2 \quad (2.30)$$

A determinação dos parâmetros  $R_R$  e  $X_{R0}$  é muito difícil ou impossível no caso dos rotores de gaiola de esquilo, assim como a relação  $a_{ef}$ . Contudo, é possível determinar os valores já referidos  $R_2$  e  $X_2$  experimentalmente. Com isso, o circuito equivalente por fase da máquina de indução é dado pela Figura 2.16.

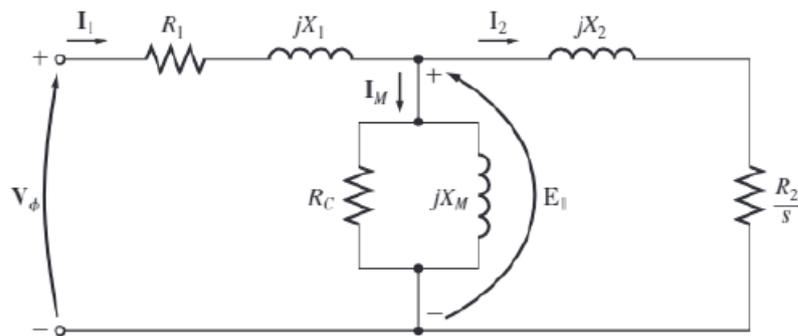


Figura 2.16 - Circuito equivalente por fase do motor de indução (CHAPMAN, 2013).

O motor de indução é um equipamento que recebe potência elétrica e a transforma em potência mecânica. Neste processo de conversão de energia, existem perdas que impedem que toda a potência elétrica aplicada nos terminais da máquina chegue no rotor em forma de potência mecânica.

Analisando o circuito equivalente da Figura 2.16, pode-se obter um fluxo de potência do motor de indução, representado pela figura. Neste fluxo, a primeira perda considerada é a perda no cobre do estator  $P_{PCE}$  por efeito *joule*, ou pelo aquecimento dos condutores. Depois, tem-se a perda no núcleo do estator  $P_{núcleo}$ , referente aos efeitos de histerese e corrente parasita. O valor remanescente descontando-se as duas perdas é chamado de potência de entreferro, ou  $P_{EF}$ , que é a potência líquida transferida ao rotor da máquina.

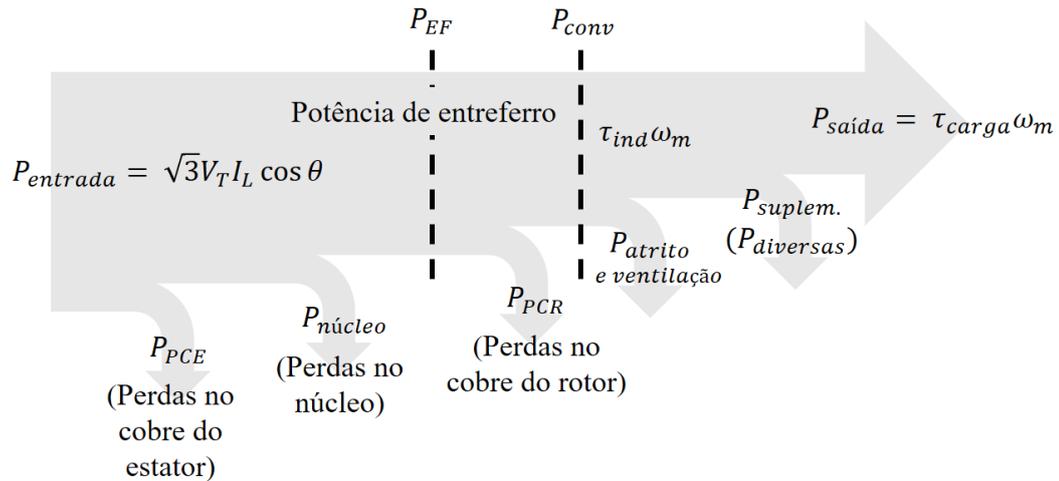


Figura 2.17 - Diagrama do fluxo de potência do motor de indução.

Após ser transferida ao rotor da máquina, uma parte da potência é perdida no cobre do rotor também por efeito *joule*, sendo essa representada por  $P_{PCR}$ . A diferença entre a potência de entreferro e a perda no cobre do rotor é a potência  $P_{conv}$ , que é a parcela de fato convertida para a forma mecânica da potência de entrada. Após a conversão, ainda existem duas parcelas de perdas mecânicas relacionadas ao atrito e ventilação da máquina,  $P_{AeV}$ , e perdas suplementares  $P_{suplem.}$ , que são descontadas de  $P_{conv}$ , resultando na potência de saída da máquina  $P_{saída}$ .

Para representar as perdas no cobre do rotor, segundo (UMANS, 2014), existe uma adequação no circuito equivalente da Figura 2.16. A potência de entreferro é a potência transferida ao rotor que, de acordo com o circuito equivalente, é consumida pelo resistor de valor  $R_2/s$ . Parte desta potência é dissipada como perda no cobre do rotor, e esta potência seria consumida em um resistor de valor  $R_2$ . Logo, segundo a Figura 2.17, a diferença entre  $P_{EF}$  e  $P_{PCR}$  é  $P_{conv}$ , que será consumida pelo resistor  $R_{conv}$  de valor definido pela Equação 2.31.

$$R_{conv} = \frac{R_2}{s} - R_2 = R_2 \left( \frac{1}{s} - 1 \right) \quad (2.31)$$

Desta forma, é possível apresentar uma forma alternativa ao circuito equivalente por fase do motor de indução, considerando separadamente a resistência do rotor referente à perda no cobre,  $R_2$ , e o termo que corresponde à potência eletromecânica entregue no rotor, representada pelo termo  $R_2(1-s)/s$ , conforme representado pela Figura 2.18.

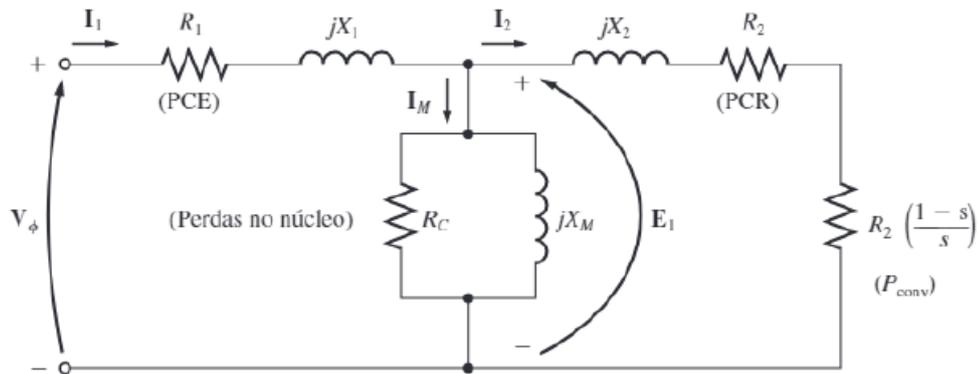


Figura 2.18 – Forma alternativa do circuito equivalente por fase (CHAPMAN, 2013).

O modelo matemático representado pelo circuito equivalente da Figura 2.18, é utilizado para a máquina operando tanto como motor quanto como gerador. Os modelos são idênticos, inclusive na convenção do sentido da corrente do estator. A única diferença são os valores negativos do conjugado eletromagnético, mecânico e de escorregamento (SIMÕES e FARRET, 2014).

A Equação 2.21 define o conjugado induzido em um motor de indução. Dado que  $\delta$  é o ângulo entre os vetores dos campos  $B_R$  e  $B_{l\dot{q}}$ , o módulo deste conjugado pode ser representado pela Equação 2.32.

$$\tau_{ind} = k \cdot B_R \cdot B_{l\dot{q}} \cdot \text{sen } \delta \quad (2.32)$$

O comportamento da curva do torque induzido é obtido analisando separadamente cada termo da Equação 2.32. O termo  $B_R$  é diretamente proporcional à corrente que circula no rotor, desde que não esteja saturado. Quando menor a velocidade do rotor, maior o escorregamento, e maior a corrente, consequentemente maior o campo do rotor. O termo  $B_{l\dot{q}}$  é diretamente proporcional à tensão  $E_1$ , que é aproximadamente constante.

O termo  $\text{sen } \delta$  pode ser expresso também por  $\text{sen } (\theta_R + 90^\circ)$  ou  $\text{cos } \theta_R$ , já que o ângulo  $\theta_R$  é o ângulo entre o vetor de campo  $B_{l\dot{q}}$  e a corrente do rotor  $I_R$ , e o campo magnético  $B_R$  está

atrasado de  $90^\circ$  da corrente do rotor. Este termo  $\cos \theta_R$  também é chamado de fator de potência do rotor, e é calculado através da Equação 2.33.

$$\theta_R = \arctg \frac{X_R}{R_R} = \arctg \frac{s \cdot X_{R0}}{R_R} \quad (2.33)$$

Logo, o fator de potência do rotor é dado pela equação 2.34. É possível observar que, quanto menor a velocidade, maior o escorregamento, maior o ângulo  $\theta_R$  e, conseqüentemente, menor o fator de potência do rotor (CHAPMAN, 2013).

$$FP_R = \cos \theta_R = \cos \left( \arctg \frac{s \cdot X_{R0}}{R_R} \right) \quad (2.34)$$

Sendo assim, o termo  $B_R$  da Equação 2.32 diminui com o aumento da velocidade do rotor, o termo  $B_{liq}$  é aproximadamente constante, e o último termo da equação,  $\sin \delta$ , aumenta com o acréscimo da velocidade do rotor. O produto dos três termos resulta na curva de conjugado versus velocidade, representada pela Figura 2.19.

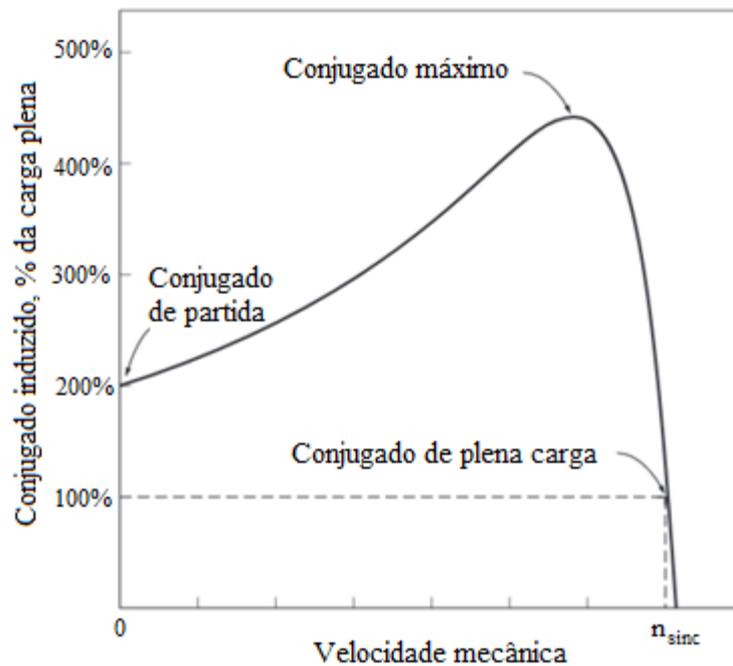


Figura 2.19 - Curva de conjugado vs. velocidade do motor de indução (CHAPMAN, 2013).

Através da Figura 2.19, é possível observar que o conjugado de partida do motor é ligeiramente maior que o conjugado a plena carga, o que possibilita acionar cargas maiores do que a nominal, em plena potência. Além disso, na região entre carga a vazio e carga plena, a

curva do conjugado é aproximadamente linear, que varia proporcionalmente com o escorregamento, e quando a velocidade é igual à velocidade síncrona, o conjugado é nulo.

A Figura 2.19 apresenta a curva de conjugado versus velocidade da máquina em sua região de operação como motor. Estendendo a faixa de operação da máquina, é possível obter a Figura 2.20, que apresenta as regiões de operação da máquina de indução funcionando como motor e gerador, além da região de frenagem.

É possível observar na Figura 2.20 que a máquina de indução funciona como motor desde a velocidade zero até atingir a velocidade síncrona. Em termos de escorregamento, a região de operação como motor está entre 1,0 e 0,0. Aumentando a velocidade do rotor, ao atingir a velocidade síncrona, a máquina de indução entra no seu ponto de flutuação em que seu conjugado é nulo. Supondo que uma força externa seja aplicada ao eixo da máquina aumentando a sua velocidade acima da síncrona, ela passa a funcionar como gerador, seu escorregamento fica, então, negativo e seu conjugado induzido é invertido, já que nesse momento ela passa a transformar energia mecânica aplicada ao rotor em energia elétrica.

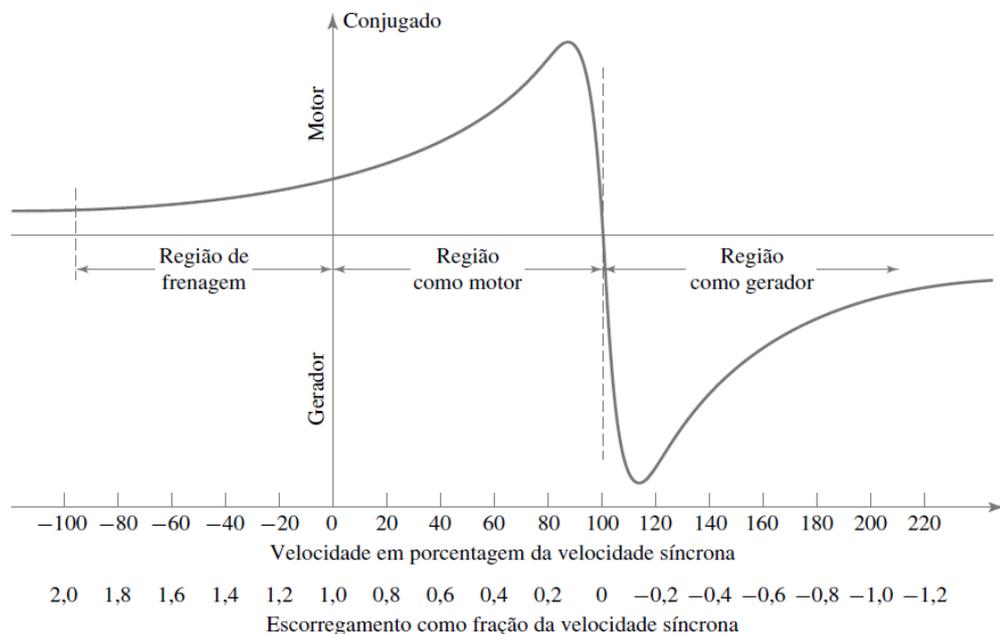


Figura 2.20 - Curva de conjugado vs. escorregamento da máquina de indução (UMANS, 2014).

Há ainda uma terceira região de operação, quando o rotor gira na velocidade contrária ao campo girante, com velocidade negativa. Neste momento, o escorregamento passa a ser negativo, e a máquina funciona na região de frenagem. Esta região é utilizada quando é

necessário frear rapidamente a máquina de indução, invertendo-se dois terminais do estator de um motor trifásico. Com a inversão, a sequência de rotação do campo é invertida, e o conjugado resultante obriga o escorregamento do motor a diminuir, fazendo com que o motor desacelere.

#### 2.2.4 Máquina de indução operando como gerador

Conforme visto no item 2.2.3 e na Figura 2.20, quando um motor de indução é acionado por uma máquina motriz externa com uma velocidade acima da velocidade síncrona, o mesmo passa a operar na região de gerador. À medida que o conjugado aplicado ao seu eixo aumenta, a potência elétrica produzida pelo gerador também aumenta, até atingir o conjugado máximo da máquina de indução. Neste ponto, se o conjugado aplicado ao gerador for maior do que o máximo, a velocidade da máquina dispara.

A principal vantagem do gerador de indução é a sua simplicidade, pois não necessita de circuito de campo separado, e não precisa ser acionado com velocidade fixa, desde que a velocidade seja superior à síncrona, o que permite a utilização de controles mais simples. Apesar disso, o gerador possui algumas limitações, como o fato de não produzir potência reativa, e de necessitar uma fonte externa de potência reativa. Quando conectado à rede elétrica, ou à alguma outra fonte externa de potência elétrica, a tensão do gerador é definida pelo sistema o qual o mesmo está conectado, e este sistema é o responsável por fornecer a potência reativa necessária e manter o campo magnético do gerador (CHAPMAN, 2013).

O gerador de indução também pode operar isolado do sistema elétrico. Neste caso, a máquina de indução é chamada de gerador de indução auto excitado, ou do inglês SEIG (*self-excited induction generator*). Para isso, um banco de capacitores é conectado à máquina para fornecer o reativo necessário para a sua excitação. Nesta condição, para operar como gerador, a máquina assíncrona precisa ter no seu rotor um campo magnético residual, decorrente da operação prévia da máquina como motor (PATEL, 2006). A Figura 2.21 mostra a conexão do gerador auto excitado, bem como seu circuito equivalente por fase.

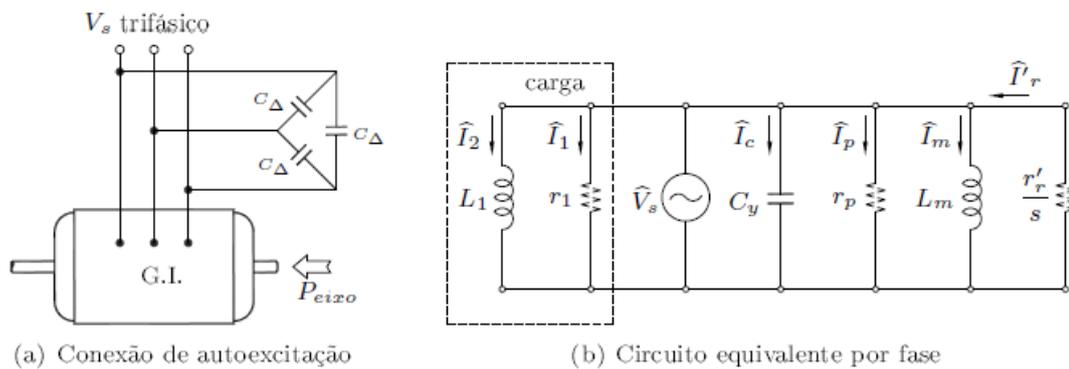


Figura 2.21 - Gerador de indução auto excitado (BIM, 2012)

Quando o rotor é colocado em rotação por uma força motriz, o campo magnético residual presente no rotor induz uma pequena tensão nos enrolamentos do estator à uma frequência proporcional à velocidade do rotor. Essa tensão induzida estabelece uma corrente de magnetização, que após circular pelos enrolamentos do estator, aumenta o fluxo magnético, e produz uma tensão maior. Este processo continua até que a tensão gerada pela máquina se iguale à tensão dos capacitores (BIM, 2012).

A Figura 2.22 mostra o gráfico com a sobreposição da curva de magnetização de uma máquina de indução com a curva da característica de tensão versus corrente de um banco de capacitores. O ponto de intersecção das duas curvas é o ponto de operação do gerador, definindo assim a tensão de terminal a vazio do gerador.

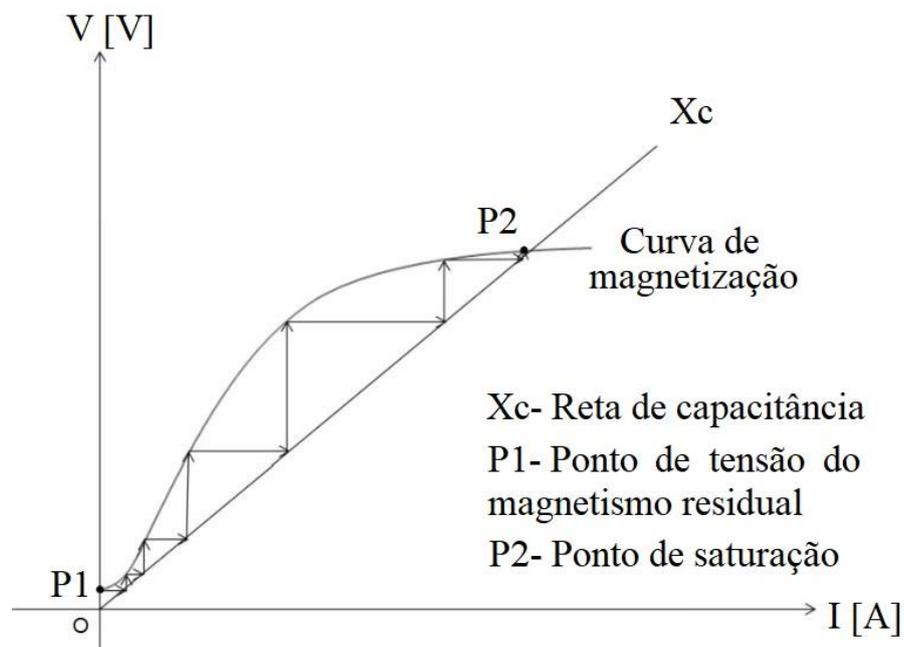


Figura 2.22- Curva de magnetização vs. característica do banco de capacitores (CHAPMAN, 2013).

À medida que a carga aumenta, as quedas de tensão internas ao gerador aumentam, provocando a diminuição da tensão. Esta diminuição de tensão terminal leva à diminuição da excitação da máquina, o que pode se tornar crítico caso as cargas ligadas ao gerador de indução também sejam indutivas.

## 2.3 Proteção de geradores síncronos

As máquinas elétricas rotativas, em especial os geradores, são equipamentos bastante complexos e estão sujeitos a diversos tipos de falha, sejam elas envolvendo os componentes elétricos da máquina, como os enrolamentos de armadura e de campo, sobreaquecimento, falhas no núcleo magnético do estator, ou até mesmo falhas mecânicas como vibração excessiva ou falhas nos rolamentos (ANDERSON, 1998).

De acordo com (BLACKBURN e DOMIN, 2007) apesar das máquinas geradoras estarem expostas a inúmeros defeitos, a incidência de faltas no gerador é muito baixa. Ainda assim é recomendável um esquema de proteção completo de modo a garantir a integridade da máquina e do sistema conectado a ela, utilizando funções de proteção e equipamentos específicos que são considerados como essenciais para a proteção contra faltas e condições anormais de operação (IEEE, 1995).

### 2.3.1 Proteção contra perda de excitação (ANSI 40)

A proteção contra perda de excitação é uma das proteções mais importantes de geradores, com o objetivo de evitar a perda de estabilidade, perda de sincronismo e possíveis danos na máquina. Segundo (BLACKBURN e DOMIN, 2007) o gerador síncrono opera com característica de reatância indutiva, ou seja, a máquina injeta potência reativa indutiva no sistema. Quando há a diminuição parcial ou total da excitação da máquina, a tensão interna do gerador síncrono diminui, fazendo com que a potência reativa fornecida pela máquina também diminua.

Segundo (REIMERT, 2006), para suprir a falta de excitação do enrolamento de campo, a máquina passa a absorver potência reativa indutiva do sistema através do enrolamento do estator. Nesta condição, a máquina pode absorver mais potência reativa do que sua potência nominal, superando assim o limite térmico do estator, discutido no item 2.2.2. Além disso, a redução da tensão interna do gerador enfraquece o acoplamento magnético entre rotor e gerador, o que pode causar a perda de sincronismo. O gerador se torna incapaz de transmitir a potência

mecânica em seu eixo para o sistema em forma de potência elétrica, e o excesso de potência mecânica faz com que o gerador acelere, e a velocidade do gerador supera a velocidade síncrona do sistema.

A situação de perda de excitação em uma máquina síncrona pode causar impactos severos ao sistema em que a mesma está conectada. Caso a máquina não seja rapidamente isolada, pode exigir do sistema elevados valores de potência reativa, causando interferência em outros componentes do sistema elétrico de potência, desde máquinas adjacentes locais, até o desligamento de linhas de transmissão e apagões regionais. Na máquina, a falta pode causar danos nos enrolamentos do estator devido às altas correntes, danos na estrutura do rotor por aquecimento devido à indução de correntes durante a operação assíncrona, falhas na isolação do núcleo magnético do estator e falhas mecânicas no eixo devido ao esforço causado pela operação assíncrona.

De acordo com (BLACKBURN e DOMIN, 2007), caso o sistema consiga suprir, sem queda de tensão expressiva, a potência reativa exigida pela máquina síncrona durante a perda de excitação, o gerador passa a funcionar como um gerador de indução. Caso contrário, acontece a perda de sincronismo.

Para evitar que o gerador opere nesta condição, ou os danos descritos anteriormente, a proteção padrão para a perda de sincronismo utiliza relés de distância que monitoram a impedância vista nos terminais da máquina, de modo a identificar com maior rapidez a perda de excitação no gerador sem ser necessário o monitoramento das grandezas elétricas do enrolamento de campo (REIMERT, 2006). Segundo (MARDEGAN, 2010), existem dois esquemas utilizados para monitorar as impedâncias durante a perda de excitação. A primeira consiste na utilização de uma ou duas unidades mho para proteção da máquina. A segunda é uma combinação do relé de distância com um relé direcional e um relé de subtensão, instalada nos terminais do gerador, com *offset* positivo nos elementos mho. Este segundo não será tratado neste capítulo pois não foi utilizado neste trabalho.

#### 2.3.1.1 Esquema de proteção com uma unidade mho.

De acordo com (REIMERT, 2006), este esquema utiliza um único elemento mho conectado aos terminais do gerador de modo a monitorar a impedância do gerador. A impedância vista nos terminais do gerador durante a ocorrência da perda de excitação possui uma característica única, que permite diferenciar a perda de excitação dos demais distúrbios

transitórios no sistema de potência, e sua magnitude varia conforme o carregamento do gerador síncrono antes do instante da falta.

Para um carregamento pré-falta próximo à plena carga do gerador, a reatância medida pelo relé durante o evento de perda de excitação terá um valor ligeiramente superior à  $X_d'$  (reatância transitória de eixo direto não saturada). Já para o gerador com carga leve antes da falta, a reatância medida pelo relé durante a falta será um pouco menor do que  $X_d$  (reatância síncrona de eixo direto não saturada). Logo, a proteção deve ser configurada de maneira a cobrir todos os valores de reatância entre  $X_d'$  e  $X_d$ . Então, para atender este critério, o elemento mho é configurado no eixo  $R$ - $X$  como um círculo de diâmetro igual a  $X_d$ , e *offset* igual a  $1/2 X_d'$ , conforme mostrado na Figura 2.23 (REIMERT, 2006).

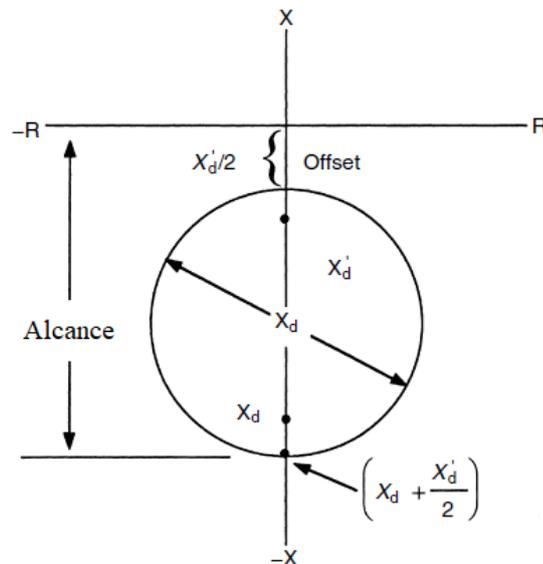


Figura 2.23 - Elemento mho de uma zona (REIMERT, 2006).

Segundo (REIMERT, 2006), é aplicado um *delay* de tempo para evitar que o relé atue devido a outros distúrbios ou transitórios no sistema, visto que a impedância vista pelos terminais da máquina pode entrar na zona de proteção do relé momentaneamente e atingir valores próximos a  $X_d$ . É comum que este valor de *delay* esteja na faixa entre 1,0 a 2,0 segundos.

### 2.3.1.2 Esquema de proteção com duas unidades mho.

O esquema de proteção com uma unidade mho, apesar de cobrir todos os casos de perda de excitação, apresenta como principal desvantagem o tempo de *delay* aplicado ao relé para que ele não atue devido a condições transitórias. Porém, este *delay* permite que casos mais severos de perda de excitação, como o caso em que o gerador está com carga plena e que a impedância

medida nos terminais da máquina durante a falta atinge valores próximos de  $X_d'$ , permaneçam em modo de falha por mais tempo. Isso pode ocasionar danos indesejados na própria máquina e no sistema elétrico em que ela está conectada (REIMERT, 2006).

Logo, é utilizado um segundo elemento mho para operar mais rapidamente nos casos de perda de excitação mais severos. Este elemento tem um delay típico de 0,0 a 0,4 segundos, e sua abrangência é menor, de modo que as excursões da impedância medida nos terminais da máquina em casos de oscilações e transitórios não atinjam seus limites. A Figura 2.24 mostra o esquema da proteção de perda de excitação com dois elementos mho do relé comercial utilizado nesse trabalho (SEL, 2016) e as equações de cálculo dos diâmetros das duas zonas pode ser visto no Apêndice G.

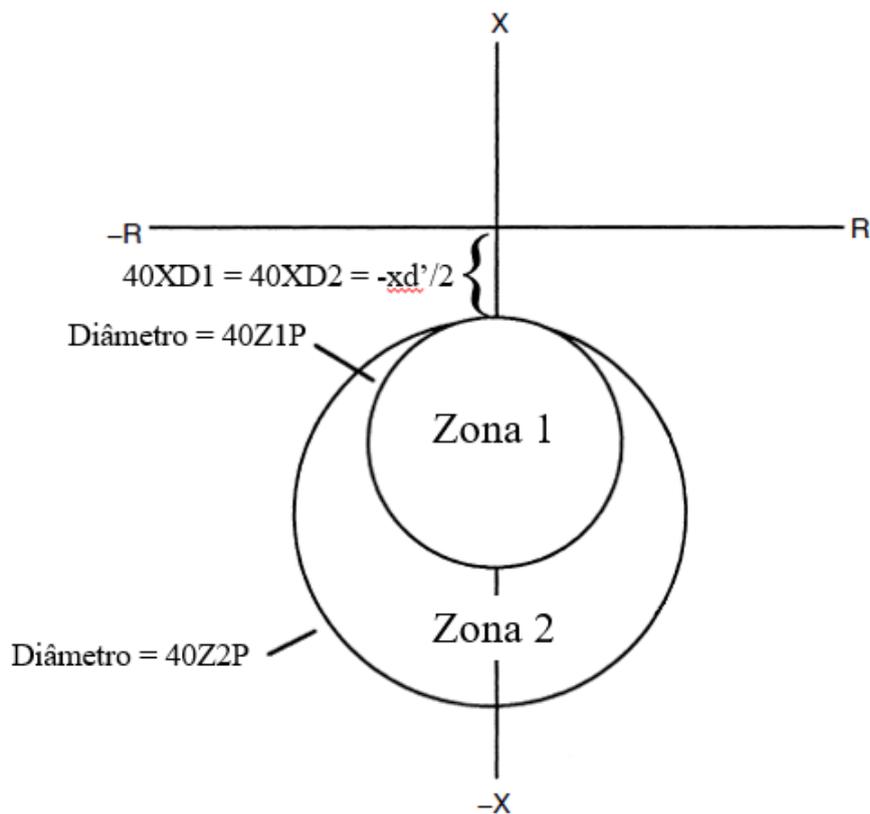


Figura 2.24 - Elemento mho de duas zonas.

A Figura 2.25 mostra a lógica de acionamento da função ANSI 40 de *offset* negativo desse relé comercial. O relé verifica a trajetória das impedâncias calculadas através das correntes e tensões medidas pelos TCs conectados à máquina protegida. Caso a impedância vista nos terminais do gerador entre em Zona 1 (Diâmetro  $40Z1P$  e *offset*  $40XD1$ ), a variável  $40Z1$  é acionada instantaneamente e a  $40ZIT$  é acionada se a impedância permanecer dentro dessa zona durante  $40Z1D$  segundos. Caso a impedância entre em Zona 2, a variável  $40Z2$  é

acionada instantaneamente e a variável 40Z2T é acionada, caso a impedância permanece por 40Z2D segundos dentro da segunda zona. Nesse trabalho as variáveis 40Z1T e 40Z2T foram utilizadas para acionar o *trip* do relé.

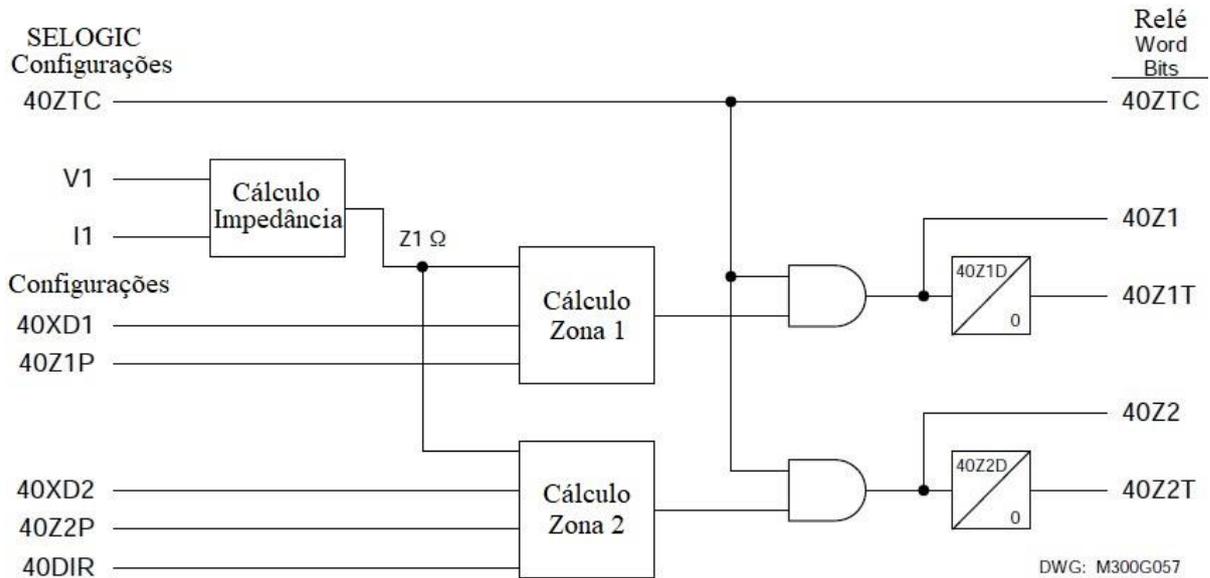


Figura 2.25- Lógica do funcionamento da função ANSI 40 (SEL, 2016).

### 2.3.2 Proteção diferencial (ANSI 87)

Segundo (BLACKBURN e DOMIN, 2007) a proteção diferencial é uma das filosofias de proteção mais utilizadas, podendo ser aplicada em transformadores, linhas, geradores, barramentos e outros dispositivos. De acordo com (REIMERT, 2006), para a aplicação de geradores, a função de proteção diferencial promove a proteção contra falhas nos enrolamentos do estator, de modo a desligar do sistema a máquina, sua excitação e desativar a máquina motriz na decorrência de um curto circuito.

A filosofia de proteção diferencial visa detectar falhas dentro de uma zona de proteção. A zona é delimitada pela utilização de transformadores de corrente, de modo a comparar as correntes obtidas pelos enrolamentos secundários dos TCs. A Figura 2.26 representa o modelo básico da proteção diferencial em duas condições: (a) condição normal de operação, e (b) condição de falta interna (BLACKBURN e DOMIN, 2007).

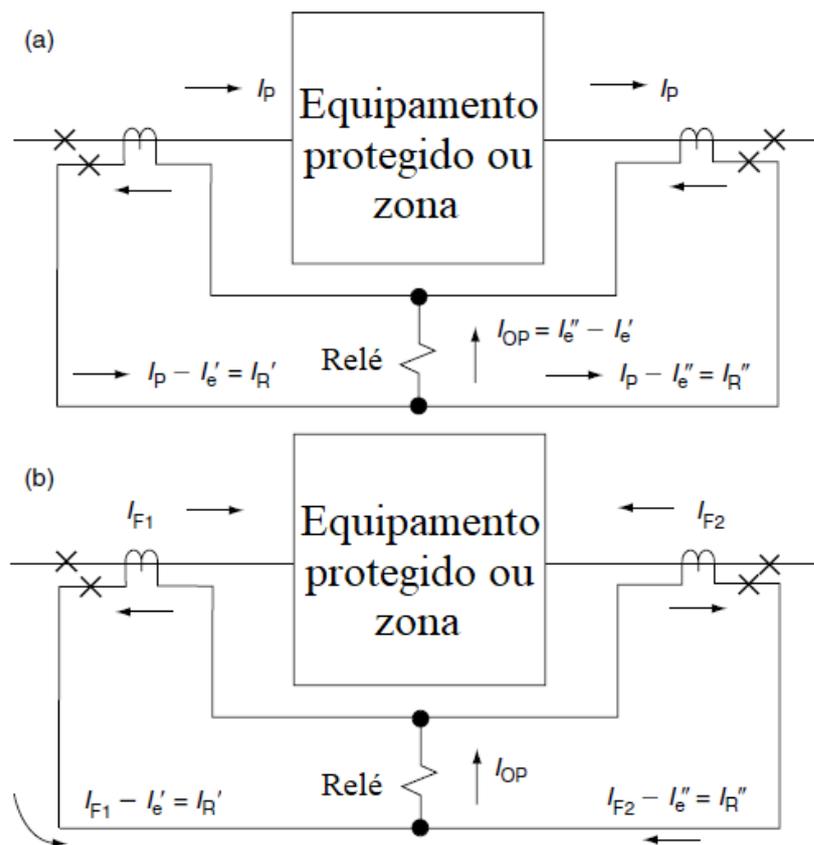


Figura 2.26 - Circuito do relé diferencial: (a) condição normal; (b) falta interna (BLACKBURN e DOMIN, 2007).

O princípio de funcionamento do relé estabelece que durante a operação normal do sistema, a soma das correntes que entra no relé deve ser igual à soma das correntes que saem. A corrente de operação  $I_{OP}$  idealmente será zero, porém nunca chegará a ser nula devido às tolerâncias dos TCs e das perdas dentro da área protegida (ex.: perdas por efeito *joule* nos enrolamentos da máquina) (BLACKBURN e DOMIN, 2007).

O relé diferencial percentual, segundo (REIMERT, 2006), foi desenvolvido para superar as deficiências do relé diferencial ideal. A Figura 2.27 mostra a representação do relé diferencial percentual, que possui bobinas de restrição e uma bobina de operação.

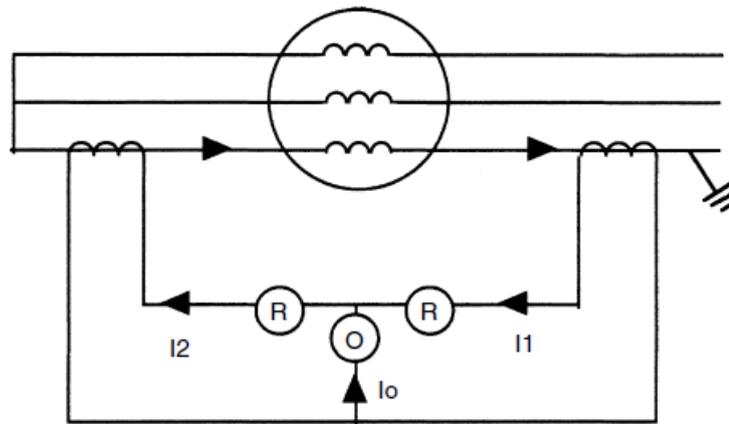


Figura 2.27 - Relé diferencial percentual (REIMERT, 2006).

O princípio de funcionamento é baseado nos relés eletromecânicos. Estes relés diferenciais apresentam características de corrente de restrição *versus* corrente de operação definidas de acordo com sua construção. Esta característica é conhecida como *slope*, e define, para cada valor de corrente de restrição, o limite percentual da corrente de operação em função da corrente de restrição para que o relé atue. A Figura 2.28 mostra a característica de *slope* de um relé diferencial percentual. Nos relés eletromecânicos, esta característica geralmente é fixa. Já nos relés digitais modernos, os valores do *slope* da proteção podem ser ajustados (REIMERT, 2006).

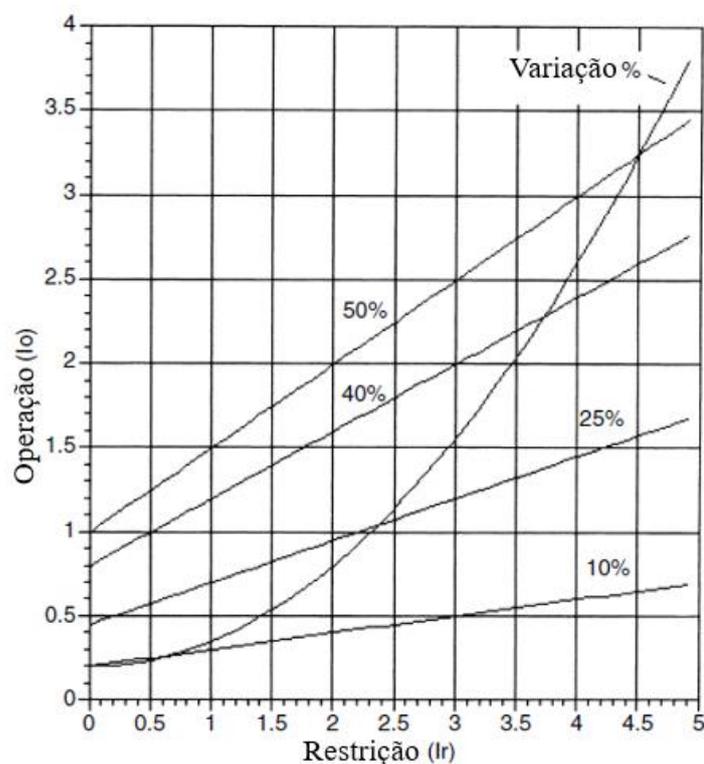


Figura 2.28 - Característica de *slope* do relé diferencial (REIMERT, 2006).

A maioria dos relés diferenciais é do tipo percentual. Estes apresentam maior sensibilidade para faltas internas de baixa intensidade. O relé é conectado ao secundário dos TCs através das bobinas de restrição R. A corrente que circula nestas bobinas tende a restringir a operação do relé. Por outro lado, associada às bobinas de restrição está a bobina de operação O, que por sua vez tende a operar quando há passagem de corrente (BLACKBURN e DOMIN, 2007).

A Figura 2.29 mostra as regiões de operação do relé comercial utilizado nesse trabalho. Caso as correntes de restrição e operação calculadas através das medições dos TCs que delimitam a região de proteção do elemento protegido fiquem entre U87P e O87P e as curvas do SLP1 e SLP2, o relé aciona a variável 87R e o *trip* é acionado. Caso fiquem abaixo da reta O87P e das curvas do SLP1 e SLP2, a proteção não atua.

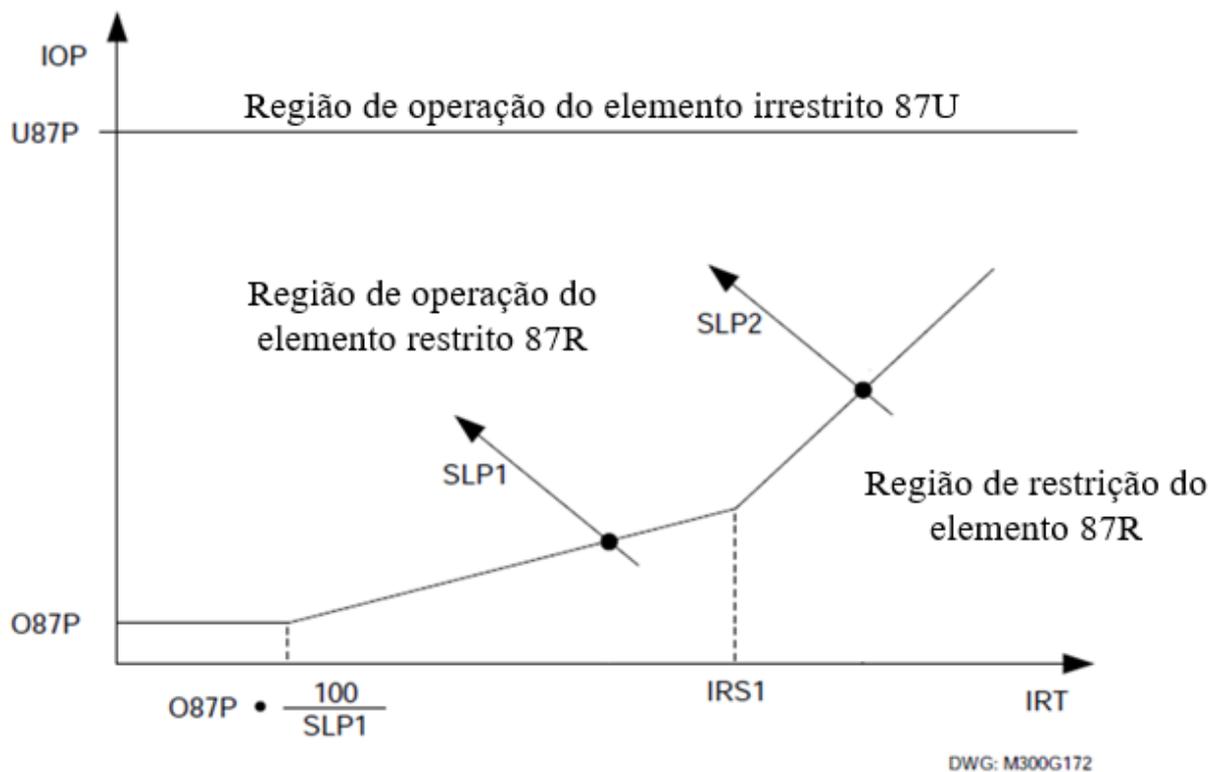


Figura 2.29- Curva característica do relé percentual comercial utilizado nesse trabalho (SEL, 2016).

De acordo com (REIMERT, 2006), a corrente de restrição é dada pela relação  $(I_1+I_2)/2$ , e a corrente na bobina de operação é  $I_1-I_2$ . Assumindo os valores, em operação normal, de  $I_1 = 30 [A]$  e  $I_2 = 25 [A]$ , por exemplo, obtém-se uma corrente de restrição de  $27,5 [A]$  e uma corrente na bobina de operação de  $5 [A]$ . Logo, a corrente de operação do relé será de  $5/27,5 =$

0,18, ou seja, 18%. Neste caso, para que o relé não atue incorretamente, o *slope* deve ser definido com um valor superior à 18%.

Já no caso de uma falta interna à zona de proteção do gerador, assumindo os mesmos valores, a corrente  $I_2$  assumiria o sentido contrário à operação norma. Logo, a corrente de restrição seria  $(I_1 - I_2)/2$ , ou seja, 2,5 [A], e a corrente na bobina de operação  $I_1 + I_2$ , ou seja, 55 [A]. Portanto, a corrente de operação do relé seria de  $55/2,5 = 22$ , ou seja, 2200%, e o relé diferencial atuaria.

Segundo (REIMERT, 2006), além do *slope*, é necessário definir a corrente mínima de operação para correntes de restrição de até 5 [A]. Se cada TC apresentar um erro de até 2% no secundário, o erro total esperado será de 4%, produzindo uma corrente de operação de 0,2 [A]. De acordo com (SEL, 2016), para evitar a atuação indevida do relé, o ajuste da corrente mínima de operação em 0,3 [A] apresenta uma performance satisfatória.

## 2.4 Considerações Finais

Nesse capítulo foram apresentados os principais conceitos sobre as características físicas e funcionamento das máquinas síncrona e de indução para auxílio no entendimento da modelagem do sistema e seu comportamento ao ser acionado e ao sofrer distúrbios.

As proteções ANSI 40 e ANSI 87G também foram explicadas, já que elas são aplicadas na proteção do gerador síncrono durante os ensaios executados nesse trabalho.

## 3 Desenvolvimento

### 3.1 Considerações Iniciais

Nesse capítulo são apresentados todos os modelos e especificações dos componentes (gerador síncrono e seus sistemas de excitação e regulação de velocidade, máquina de indução, motor DC, carga dinâmica, banco de capacitores e TCs e TPs de medição) do sistema modelado. É descrito também, o simulador utilizado para a aplicação dos testes e o ajuste das proteções aplicadas no gerador síncrono durante os ensaios.

### 3.2 Simulador Digital em Tempo Real – RTDS

O RTDS é um simulador totalmente digital que simula em tempo real o comportamento do sistema elétrico em diversos cenários. Ele foi desenvolvido com uma arquitetura de processamento customizada para resolver modelos matemáticos de simulação de transitórios eletromagnéticos em equipamentos de potência.

As placas de interface de sinais analógicos e de comunicação do RTDS permitem que sinais de corrente e tensão sejam aplicados em dispositivos reais de proteção e controle para a realização de estudos de novas tecnologias, análises de acionamentos e falhas, comissionamentos e diversos testes com monitoramento de resposta dos sistemas em tempo real. As características do RTDS podem ser divididas em duas partes: *Hardware* e *Software* e ambas são descritas a seguir.

#### 3.2.1 *Hardware*

Diferentes tamanhos de sistemas podem ser simulados, pois o hardware do RTDS é modular, então, diversos *racks* podem ser colocados em paralelo. Cada *rack* possui cartões de interface e processamento e todos eles são conectados por um barramento comum. Para a realização desse trabalho, o simulador utilizado, mostrado na Figura 3.1, possui as seguintes características:

- 4 racks com um total de 15 cartões de processamento modelo GPC (*Giga Processor Cards*) e PB5 (*Processor Card*): Unidade utilizada no processamento e solução dos sistemas;

- 4 placas de interface GTWIF (*Workstation Interface Card*): gerencia a comunicação intra-racks e com a rede local (usuário);
- 2 placas de entrada e 2 de saída digital GTDI/GTDO (*Gigabit Transceiver Digital Input/Output Card*): São as interfaces de comunicação digital entre o RTDS e equipamentos externos;
- 2 placas de interface digital GTFPI (*Inter-Rack Communication Card*): fazem a conexão dos bornes de entrada e saída digitais do painel frontal do simulador com os cartões de processamento;
- 2 placas de entrada e 2 de saída analógica GTAI/GTAO (*Gigabit Transceiver Analogue Input/Output Card*): São as interfaces de comunicação analógica entre o RTDS e equipamentos externos.



Figura 3.1 - Foto dos racks do RTDS

### 3.2.2 Software

A interface entre o RTDS e o usuário é feita pelo *software* RSCAD. Ele permite a modelagem de sistemas, a sua execução, operação e mostra os resultados da simulação para serem gravados e documentados (FORSYTH e KUFFEL, 2007). O *software* é operado utilizando sete módulos: *FileManager*, *Draft*, *TLine*, *Cable*, *RunTime*, *MultiPlot* e *ComponentBuilder*. Nesse trabalho dois deles foram utilizados: *Draft* e *RunTime*.

O *Draft* é o módulo permite que os sistemas sejam modelados copiando os componentes da biblioteca e os conectando, conforme mostrado na Figura 3.2.

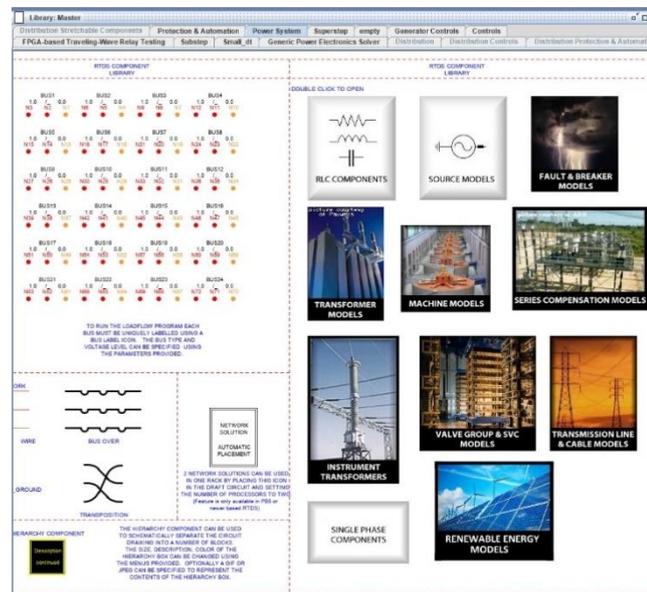


Figura 3.2 - Biblioteca do módulo *Draft* do RSCAD.

Os parâmetros de cada componente podem ser ajustados através do menu propriedades, acessado ao clicar com o botão direito em cima de sua figura representativa. E após conectar todo o sistema, a simulação deve ser compilada para posteriormente ser executada no módulo *RunTime*.

O *RunTime* é o módulo do RSCAD em que é possível operar os sistemas construídos no *Draft* e se comunica com as placas GTWIF via *Ethernet*. A comunicação é bidirecional e permite que as simulações sejam baixadas e executadas e as respostas do sistema sejam mostradas na tela do *RunTime*. Com isso, é possível alterar diversos ajustes e operar os componentes do circuito para avaliar em tempo real a resposta do sistema. As respostas podem ser avaliadas através de medidores e gráficos e os ajustes feitos através de chaves, *sliders* (permite o ajuste manual do valor da variável controlada) e etc, conforme mostrado na Figura 3.3.

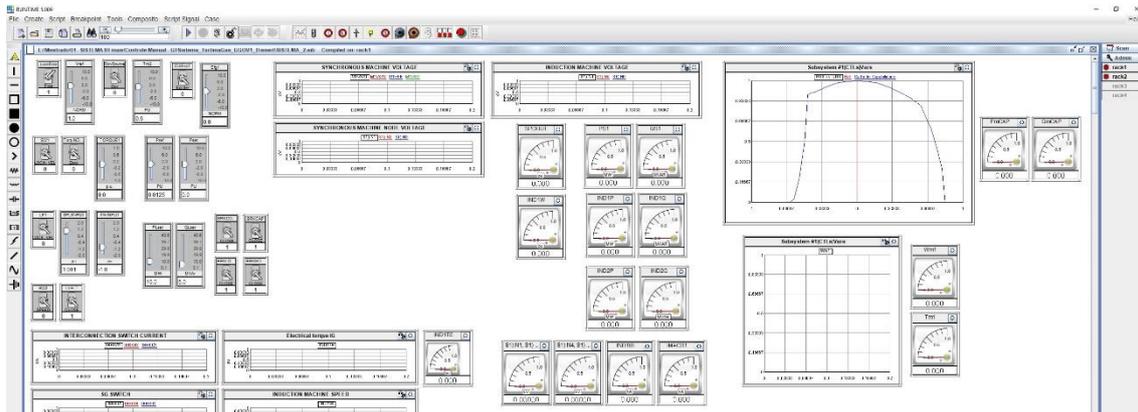


Figura 3.3- Módulo *RunTime* do RSCAD.

### 3.3 Sistema projetado para o estudo

Para esse estudo, foi projetado um sistema composto por uma máquina síncrona com seu sistema de excitação AC5A adaptado e acionado por uma turbina a gás GGOV1; uma máquina de indução, em paralelo com a máquina síncrona, acionada por um motor DC e auto-excitada por um banco de capacitores; uma carga ativa e reativa dinâmica; um motor de indução trifásico (MIT); disjuntores para auxiliar na operação do sistema e isolar os componentes com a atuação da proteção; e transformadores de corrente e de potencial para a leitura das tensões e correntes pelos relés.

O sistema foi adaptado no decorrer dos ensaios para que mais cenários fossem criados e mais dados coletados para as análises de comportamento e todos eles serão mostrados no decorrer desse trabalho. O sistema principal projetado é mostrado na Figura 3.4 e cada elemento do sistema é explicado em seguida.

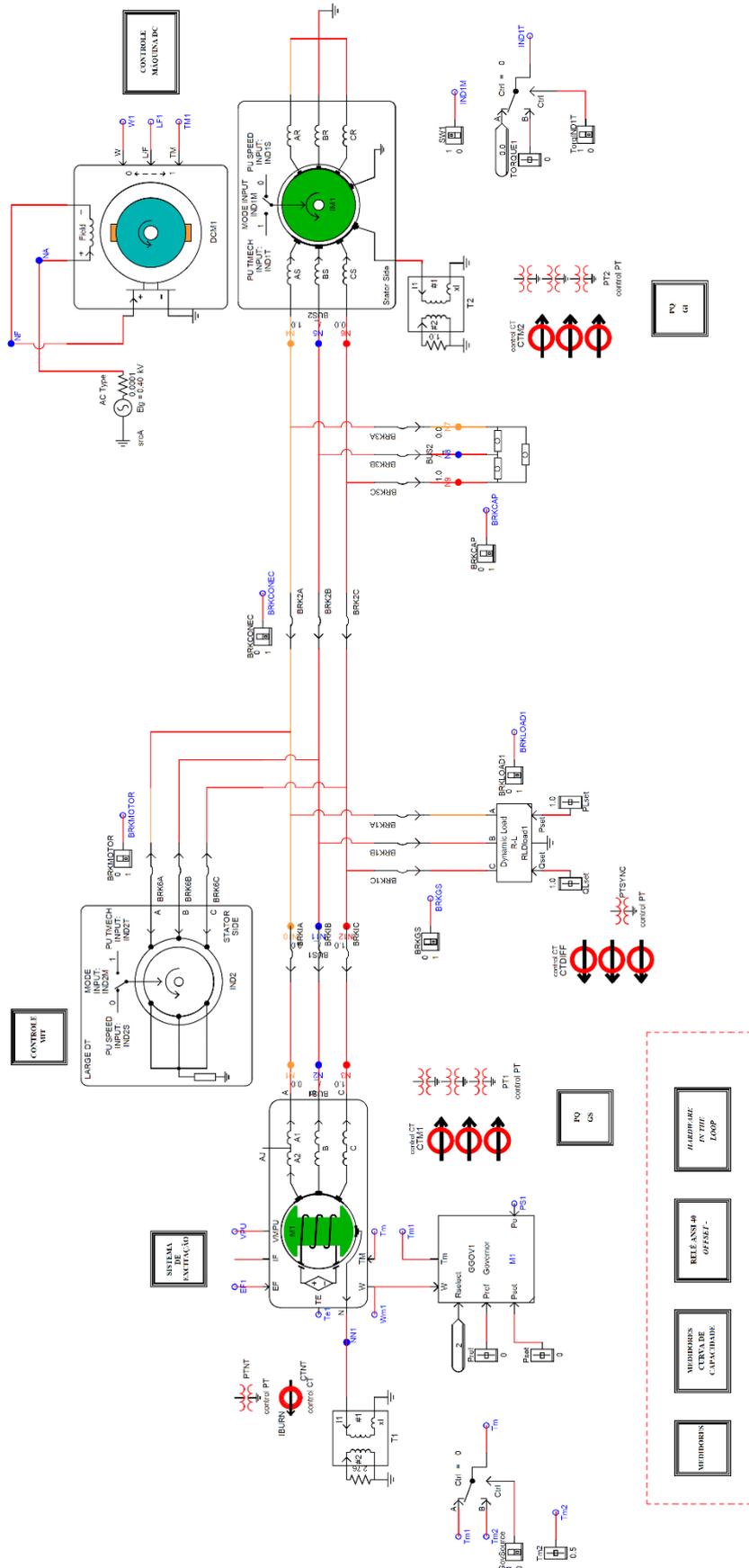


Figura 3.4 - Sistema principal modelado no *Draft* do RSCAD

### 3.4 Máquina síncrona

O módulo *Draft* do RSCAD possui 10 modelos de máquinas síncronas disponíveis. O modelo escolhido nesse trabalho para atuar como um dos geradores de energia chama-se *Phase Domain Synchronous Machine* (Máquina Síncrona de domínio de fase) e pode ser encontrado na biblioteca “*Power Systems*” em “*Machine Models*”. Sua representação no *software* é mostrada na Figura 3.5:

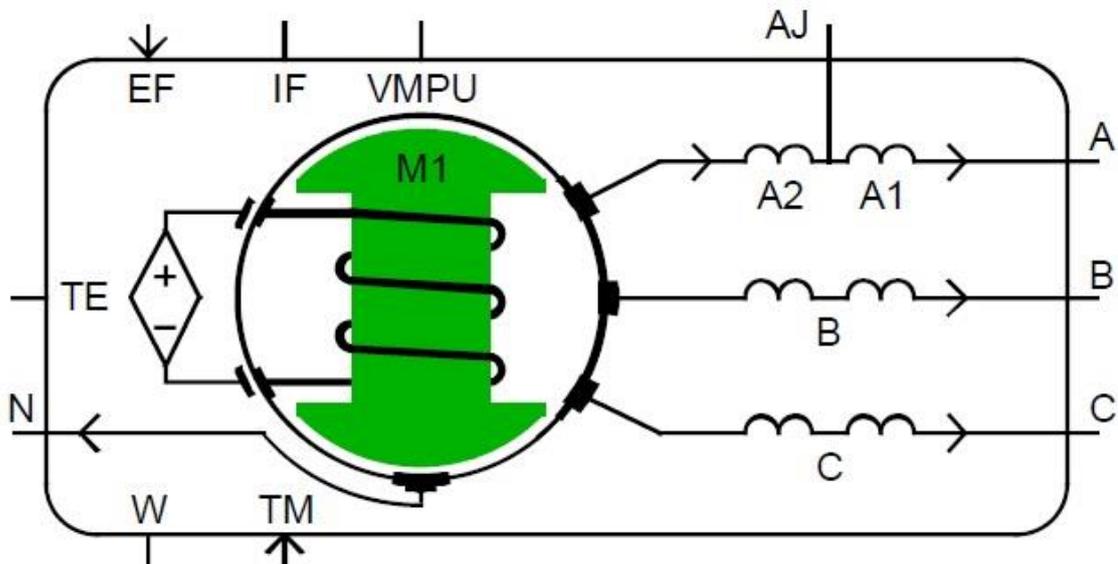


Figura 3.5 - Representação do *Phase Domain Synchronous Machine* no Draft do RSCAD.

No modelo da máquina, A, B e C representam os terminais dos enrolamentos do estator das três fases da máquina, AJ é o ponto disponível para a aplicação de falta no enrolamento do estator na fase A, N é o neutro da máquina, W é o terminal para coletar a velocidade do rotor da máquina, TM é o torque mecânico para o acionamento da máquina, TE é o torque elétrico da máquina síncrona, EF é a tensão aplicada nos enrolamentos de campo (rotor), IF é a corrente dos enrolamentos de campo e VMPU é a tensão da máquina em p.u.

O funcionamento da máquina síncrona como motor ou gerador pode ser explicado pela Tabela 3.1.

Tabela 3.1- Funcionamento da máquina síncrona

Velocidade	Torque Positivo	Torque Negativo
+	Gerador	Motor
-	Motor	Gerador

Quando a velocidade do rotor é positiva, o torque elétrico positivo da máquina representa a sua operação como gerador e o torque elétrico negativo corresponde a sua operação como motor. No caso da velocidade do rotor negativa, a operação da máquina é contrária à velocidade positiva.

### 3.4.1 Equações da máquina síncrona no RSCAD

O modelo de máquina síncrona `_rtds_PDSM_FLT_v2` utilizado nesse trabalho tem suas equações resolvidas pelo método de domínio de fase incorporado (*embedded phase domain approach*). O termo domínio de fase (*phase domain*) significa que os valores de indutância dos enrolamentos da máquina variam de acordo com a mudança de posição do rotor e o nível de saturação.

O termo incorporado (*embedded*) refere-se à influência do sistema na resolução das equações diferenciais da máquina. Essa metodologia apresenta um desempenho numérico superior quando comparado com métodos convencionais, como o uso da transformada de Park para determinar o circuito equivalente da máquina nos eixos  $d$ ,  $q$  e  $0$  (DEHKORDI et al, 2005). Existem dois métodos para calcular a matriz de indutância da máquina:

**Método baseado em D-Q:** Nessa abordagem, os enrolamentos saudáveis e com falta criam uma força magnetomotriz senoidal perfeita. Isso porque, esse método não mostra os harmônicos espaciais gerados pela distribuição dos enrolamentos. Mas quanto mais próximo ao ponto de falta for das terminações dos enrolamentos, a força magnetomotriz dos sub-enrolamentos será menos senoidal, só que essa aproximação não é muito precisa. A vantagem é que o usuário não precisa saber a geometria do rotor e a distribuição dos enrolamentos, nesse método.

**Método baseado em MWFA:** Esse método baseia-se na *Modified Winding Function Approach* (MWFA) (AL-NUAIM e TOLIYAT, 1998), em que a distribuição dos enrolamentos é considerada no cálculo das indutâncias dos enrolamentos da máquina. Os dados mínimos solicitados nesse método são: número de pólos, número de espaçamentos entre as ranhuras, distribuição dos enrolamentos e a geometria dos pólos do rotor. Com isso, essa abordagem mostra corretamente os harmônicos espaciais e as indutâncias de pequenas porções de um enrolamento podem ser representadas com maior precisão. Devido à dificuldade de conseguir essas informações pela maioria dos usuários do RTDS, o método MWFA não está disponível no RSCAD.

Ao excitar os enrolamentos de campo com corrente contínua, o campo magnético combinado com o movimento de rotação do rotor induzem tensões nos enrolamentos de armadura. A relação entre a tensão, a corrente e o fluxo magnético nos enrolamentos da máquina síncrona são descritos na Figura 3.6.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \\ v_{fdr} \\ v_{kdr} \\ v_{kqr} \end{bmatrix}}_{\underline{v}_{fkdqr}} = \underbrace{\begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_{[r_s]} \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ r_{fd} & 0 & 0 \\ 0 & r_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & r_{kq} \end{bmatrix}}_{[r_r]} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \\ i_{fdr} \\ i_{kdr} \\ i_{kqr} \end{bmatrix}}_{\underline{i}_{fkdqr}} + \frac{d}{dt} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{bs} \\ \psi_{cs} \\ \psi_{fdr} \\ \psi_{kdr} \\ \psi_{kqr} \end{bmatrix}}_{\underline{\psi}_{fkdqr}}$$

Figura 3.6- Relação entre tensão, corrente e fluxo magnético nos enrolamentos da máquina síncrona

Em que,  $v_{as}$ ,  $v_{bs}$  e  $v_{cs}$  são as tensões das fases a, b e c do estator;

$v_{fdr}$ ,  $v_{kdr}$  e  $v_{kqr}$  são as tensões do rotor;

$[r_s]$  é a matriz das resistências dos enrolamentos do estator;

$[r_r]$  é a matriz das resistências dos enrolamentos do rotor;

$i_{as}$ ,  $i_{bs}$  e  $i_{cs}$  são as correntes que circulam nos enrolamentos do estator;

$i_{fdr}$ ,  $i_{kdr}$  e  $i_{kqr}$  são as correntes que circulam nos enrolamentos do rotor;

$\psi_{as}$ ,  $\psi_{bs}$  e  $\psi_{cs}$  são os fluxos magnéticos concatenados do estator;

$\psi_{fdr}$ ,  $\psi_{kdr}$  e  $\psi_{kqr}$  são os fluxos magnéticos concatenados do rotor.

### 3.4.2 Dados da máquina

O modelo foi parametrizado com base em dados reais de uma máquina síncrona de 31,25 MVA e na Figura 3.7 é mostrado o menu de configurações do `_rtds_PDSM_FLT_v2` em que essas informações foram inseridas.

_rtds_PDSM_FLT_v2.def	
SIGNAL NAMES FOR RUNTIME AND D/A	
OUTPUT OPTIONS	ENABLE MONITORING IN RUNTIME
MACHINE ZERO SEQUENCE IMPEDANCES	MECHANICAL DATA AND CONFIGURATION
MACHINE ELECT DATA: GENERATOR FORMAT	
MACHINE INITIAL LOAD FLOW DATA	DQ-BASED MACHINE MODEL CONFIGURATION
GENERAL MODEL CONFIGURATION	PROCESSOR ASSIGNMENT

Figura 3.7- Menu de configurações da máquina síncrona no *Draft* do RSCAD.

Nesse modelo, os dados de potência aparente, tensão nominal e frequência da máquina são configurados na aba *General Model Configuration* do menu. Na aba de dados elétricos da máquina são inseridos os valores de reatância, resistência e constante de tempo do gerador síncrono. A reatância de sequência zero tem seu valor configurado na aba *Machine Zero Sequence Impedances* e os dados mecânicos da máquina, como constante de inércia e coeficiente de amortecimento mecânico são inseridos na aba *Mechanical Data and Configuration*. Os valores configurados do gerador síncrono utilizado nesse trabalho são mostrados na Tabela A.1 do Apêndice A.

A máquina síncrona nesse modelo pode ser controlada pela velocidade (*lock mode*) ou pelo torque (*free mode*). No *lock mode*, as equações mecânicas são ignoradas e a velocidade do rotor é definida por um controle estabelecido pelo usuário. Já no *free mode*, o acionamento é feito pelo torque mecânico aplicado ao eixo da máquina e a velocidade do rotor é calculada através das equações de *swing*. O modelo parametrizado para esse trabalho foi configurado no modo *free* através de uma chave no *RunTime* do RSCAD.

### 3.4.3 Sistema de excitação da máquina síncrona

Como explicado no capítulo 2, para converter energia mecânica em elétrica, é necessário aplicar uma corrente contínua nos enrolamentos do rotor da máquina síncrona para que o campo magnético gerado induza uma força magnetomotriz nos enrolamentos do estator a partir da movimentação do rotor da máquina. O sistema de excitação utilizado nesse trabalho para fornecer a corrente contínua à máquina é uma adaptação do modelo padronizado AC5A.

Esse é um tipo de sistema de excitação CA definido por (IEEE, 2016) que tem seu regulador alimentado por uma fonte, como um gerador de ímã permanente, e utiliza retificadores rotativos para alimentar os enrolamentos de campo da máquina. Tem como vantagem a não utilização de escovas e anéis coletores em seus componentes e é amplamente

utilizado pela indústria em sistemas em que nem todos os dados detalhados são conhecidos (IEEE, 2016).

Na Figura 3.8 é mostrada a malha de controle do sistema de excitação do IEEE AC5A. A tensão de referência  $V_{REF}$  é comparada com a tensão terminal  $V_C$  e o erro originado dessa relação é somado ao sinal estabilizador  $V_S$ , que tem a função de amenizar oscilações de baixa frequência que aparecem devido à interação entre sistemas de controle de máquinas distintas. A resultante desse somatório passa e sofre influência da malha de controle com variáveis  $K_A$  e  $T_A$  (ganho e a constante de tempo do regulador, respectivamente) que representa os tiristores do regulador de tensão. Essa resultante também é limitada nessa etapa pelos valores máximo ( $V_{RMAX}$ ) e mínimo ( $V_{RMIN}$ ) definidos de tensão.

Devido aos altos valores de  $K_A$  para atingir pequenos erros de regulação, a resposta transitória do regulador não é satisfatória. Então, para amortecer o sinal, uma malha estabilizadora com realimentação negativa na entrada do regulador é adicionada.

O sinal passa, então, para a segunda parte do modelo de controle AC5A: A excitatriz. A constante de tempo  $T_E$  do bloco integrador subtraído de um ganho  $K_E$  e de uma função de saturação a vazio  $S_E(E_{FD})$  representam juntos o atraso da resposta da excitatriz. E a função não linear composta por  $S_E(E_{FD})$  é definida por dois pontos da curva de saturação em circuito aberto.

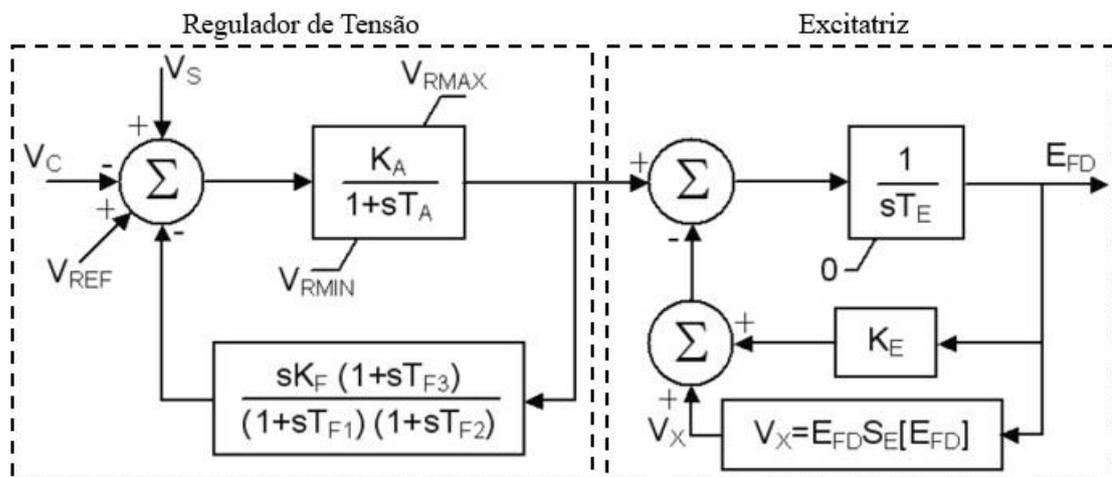


Figura 3.8- Sistema de Excitação AC5A.

Com o intuito de melhorar a resposta dinâmica da máquina síncrona conectada ao sistema isolado modelado, o sistema de excitação AC5A padrão do IEEE foi adaptado. A Figura 3.9 mostra o sistema de excitação do sistema para esse estudo.

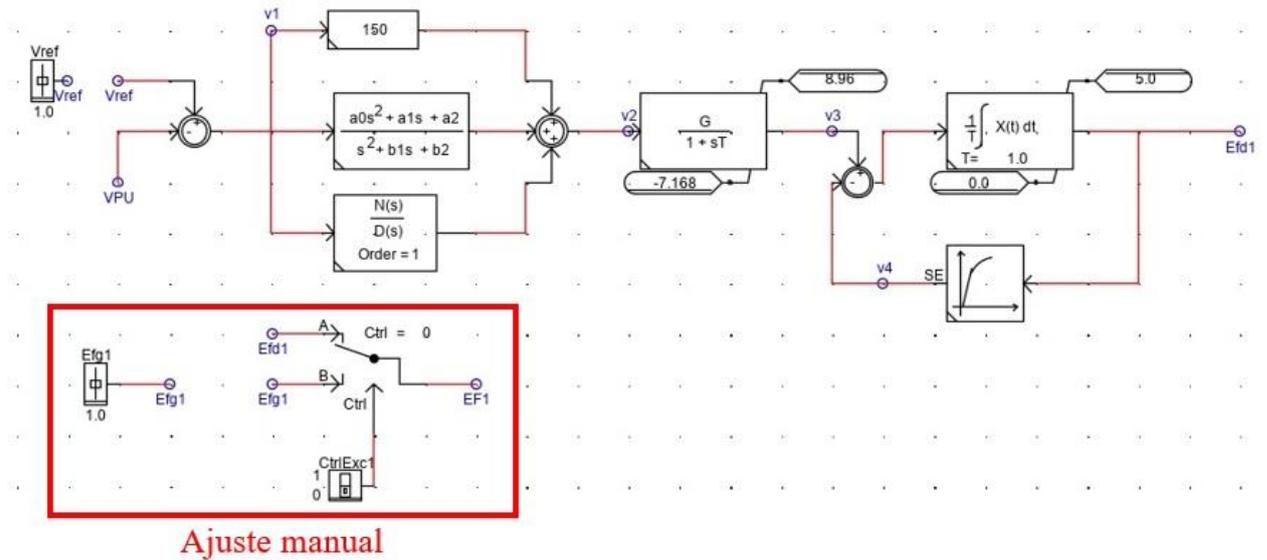


Figura 3.9- Controle AC5A adaptado ao sistema isolado desenvolvido.

Deve-se observar que um bloco para o ajuste manual da tensão de excitação da máquina foi adicionado ao modelo para permitir simulações de perda de excitação parcial e total do gerador síncrono. Os valores das variáveis do sistema de excitação da máquina síncrona mostrados na Figura 3.9 são descritos na Tabela B.1 do Apêndice B.

#### 3.4.4 Regulador de velocidade da máquina síncrona

A operação da máquina síncrona como gerador depende, basicamente, do seu sistema de excitação e da força mecânica externa aplicada ao eixo do seu rotor. As turbinas a vapor, a gás, eólicas e hidráulicas são exemplos de máquinas que convertem a energia dos fluídos em trabalho no eixo dos geradores elétricos.

Nesse trabalho foi utilizado o modelo GGOV1 (IEEE, 2013) para acionar a máquina síncrona e regular a sua velocidade. Esse modelo foi proposto pelo WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) (PEREIRA et al, 2003) com o objetivo de oferecer uma representação mais precisa dos sistemas de reguladores de velocidade para unidades de turbinas térmicas e a gás. A Figura 3.10 mostra as malhas de controle do modelo GGOV1 do RSCAD.

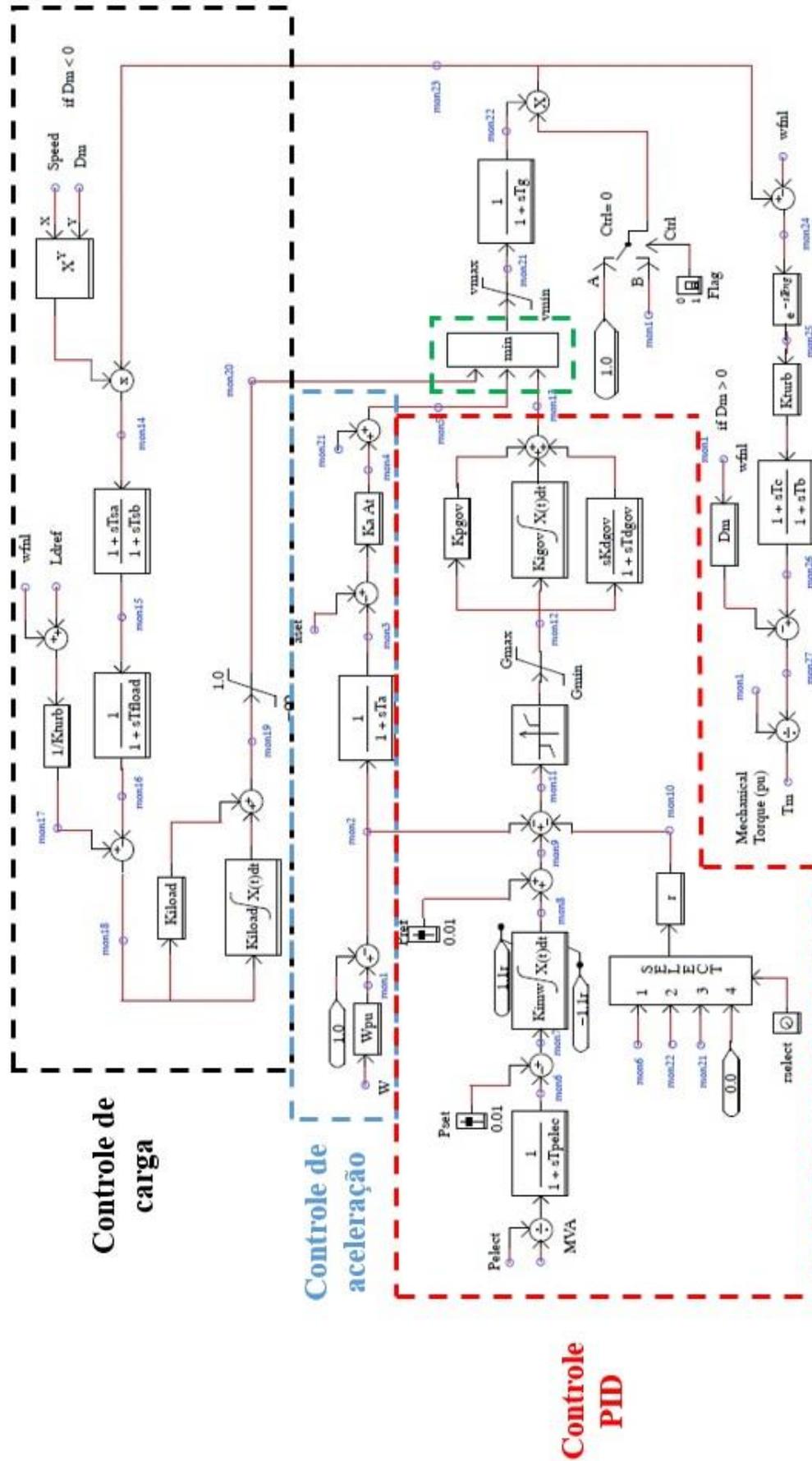


Figura 3.10- Modelo GGOV1 do RSCAD.

O retângulo verde mostrado na Figura 3.10 destaca o seletor de menor valor do GGOV1 que tem a função de definir o tipo de controle de velocidade aplicado na turbina a gás. Ou seja, o controle escolhido determina a quantidade de torque mecânico ( $T_m$ ) que a turbina aplica no eixo da máquina síncrona.

Esse modelo possui três tipos de controle disponíveis: Controle PID (Proporcional/ Integral/ Derivativo), controle de aceleração e controle de carga. E seus parâmetros são descritos na Tabela 3.2:

Tabela 3.2- Descrição dos parâmetros do GGOV1.

Parâmetro	Unidade	Descrição
r	p.u.	<i>Droop</i> permanente
Tpelec	s	Constante de tempo de potência elétrica
Gmax	p.u.	Máximo valor do sinal de erro da velocidade
Gmin	p.u.	Mínimo valor do sinal de erro da velocidade
Kpgov	p.u.	Ganho proporcional do regulador
Kigov	p.u.	Ganho integral do regulador
Kdgo	p.u.	Ganho derivativo do regulador
Tdgo	s	Constante de tempo de controle derivativo do regulador
vmax	p.u.	Limite máximo da posição da válvula
vmin	p.u.	Limite mínimo da posição da válvula
sTg	s	Constante de tempo do atuador
Kturb	p.u.	Ganho da turbina
Wfnl	p.u.	Fluxo de combustível em velocidade nominal sem carga no gerador
Tb	s	Constante de tempo de atraso da turbina
Tc	s	Constante de tempo de espera da turbina
Teng	s	Atraso no tempo de transporte do motor a diesel
Tfload	s	Constante de tempo do limitador de carga
Kpload	p.u.	Ganho proporcional do limitador de carga para o controle PI
Kiload	p.u.	Ganho integral do limitador de carga para o controle PI
Ldref	p.u.	Valor de referência de limite de carga
Dm	p.u.	Coefficiente de sensibilidade de velocidade
Kimw	p.u.	Ganho de controle de potência (reset)
Pset	MW	Ponto de ajuste do controlador de potência elétrica

Pref	p.u.	Tem unidade de velocidade em p.u.
Aset	p.u.	Ponto de ajuste do limite de aceleração
Ka	p.u.	Ganho do limitador de aceleração
Ta	p.u.	Constante de tempo do limitador de velocidade
Tsa	s	Constante de tempo de espera de detecção de temperatura
Tsb	s	Constante de tempo de atraso de detecção de temperatura
db		Zona morta da velocidade do regulador
Rup		Taxa máxima de aumento do limite de carga
Rdown		Taxa máxima de redução do limite de carga
rselect	-	Seletor do sinal de <i>droop</i>

O controle de carga tem como entradas o fluxo de combustível ( $W_{fnl}$ ) e o valor de referência de limite de carga ( $Ldref$ ). Ele funciona como um limitador de temperatura, já que para definir este último parâmetro de entrada, o usuário precisa conhecer os valores da potência máxima da turbina a gás para diferentes condições ambientais.

O segundo tipo de controle, o de aceleração, processa a velocidade da máquina síncrona através de um bloco derivativo com um filtro de atraso, então, a taxa de variação da velocidade resultante é comparada com o valor estipulado em  $Aset$ . Para turbinas à gás da GE, o valor de  $Aset$  é 0,01 p.u./s (IEEE, 2013).

Os controles de aceleração e de carga podem ser desabilitados selecionando valores altos para  $Aset$  e  $Ldref$ , respectivamente. Nesse caso, o controle do torque mecânico aplicado à máquina síncrona será feito pelo PID, que permite a seleção do sinal de *droop* através de 4 diferentes tipos de sinais de realimentação: Potência elétrica, saída do regulador, curso da válvula ou até mesmo, sem realimentação. Uma das entradas do PID é o parâmetro  $Pset$ , que tem a função de manter a potência elétrica da máquina em seu valor de condição inicial, mas ele só é ativado, caso o  $Kimw$  for ajustado com um valor diferente de zero. A potência elétrica da máquina é outro parâmetro de entrada desse controlador e  $Pref$  é um parâmetro de referência de velocidade dado em p.u.

Após a seleção do tipo de controle do regulador de velocidade, o sinal passa pelos blocos das malhas de controle que representam a turbina a gás e o valor de torque mecânico é usado como entrada no modelo da máquina síncrona do sistema simulado no RSCAD. Em regime permanente, a potência mecânica entregue pela turbina modelada é dada pela Equação 3.1.

$$P_{mech} = K_{turb}(W_f - W_{fnl}) \quad (3.1)$$

A Figura 3.11 mostra a representação do regulador de velocidade no *Draft* do RSCAD utilizado nesse trabalho.

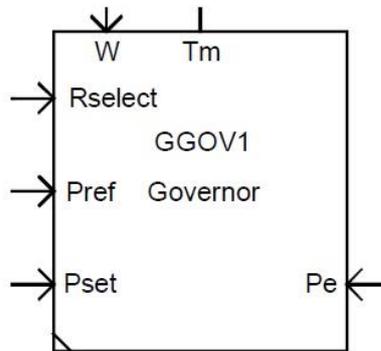


Figura 3.11- Representação do GGOV1 no *Draft* do RSCAD.

Em que,  $W$  é a velocidade da máquina síncrona;

$Tm$  é o torque mecânico aplicado pela turbina a gás no rotor da máquina;

$Pe$  é a potência elétrica fornecida pela máquina síncrona.

Os valores foram parametrizados na aba de configuração do modelo, conforme Figura 3.12.

_rtds_GGOV1v3.def						
CONFIGURATION		GOVERNOR/TURBINE PARAMETERS				
Name	Description	Value	Unit	Min	Max	
Gen	Generator Name	M1				

Figura 3.12- Menu de configurações do GGOV1 no módulo *Draft* do RSCAD.

Esses dados foram fornecidos pelo fabricante da turbina (VALLE, 2018) e são mostrados na Tabela C.1 do Apêndice C.

#### 3.4.5 Aterramento de neutro da máquina síncrona

Durante um curto-circuito a terra nos enrolamentos do estator do gerador, o comportamento das correntes depende fortemente do tipo de aterramento de neutro utilizado na máquina síncrona (REIMERT, 2006). O aterramento é empregado com o propósito de limitar as correntes de falta e, com isso, reduzir os danos causados por esse tipo de falha nos

enrolamentos da máquina, além de limitar as sobretensões temporárias e transitórias e ser um meio de detecção de falhas a terra (IEEE C62.92.2).

Para máquinas síncronas de médio e grande porte, geralmente são utilizados aterramentos de alta impedância através do uso de um transformador de distribuição monofásico conectado a um resistor de baixo valor.

Para esse trabalho, foi utilizado um transformador de 50kVA e 13800/240 V conectado a um resistor de 2,76  $\Omega$ , dimensionado a partir da equação mostrada na Equação 3.2 (ANDERSON, 1999):

$$R_c = \frac{X_c}{3 \cdot N^2} \quad (3.2)$$

Em que,  $X_c$  é a reatância capacitiva total por fase nos terminais do gerador síncrono e  $N$  é a relação de transformação do transformador de aterramento.

A reatância capacitiva  $X_c$  é calculada pela Equação 3.3:

$$X_c = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C} \quad (3.3)$$

Em que,  $f$  é a frequência do sistema, nesse caso, 60 Hz e  $C$  é a capacitância vista nos terminais do gerador e a capacitância do enrolamento (por fase)  $C_o$  da máquina utilizada nesse estudo é de 0,097 $\mu$ F, segundo seus dados de placa. Então, substituindo esses valores na Equação 3.3, tem-se:

$$X_c = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 0,097 \cdot 10^{-6}}$$

$$X_c = 27346,21 \Omega \quad (3.4)$$

E dado que o transformador de aterramento utilizado é de 13800/240 V, então:

$$N = \frac{13800 V}{240 V}$$

$$N = 57,5 \quad (3.5)$$

Substituindo 3.4 e 3.5 na equação 3.2, tem-se:

$$R_c = \frac{27346,21}{3.57,5^2}$$

$$R_c = 2,76 \Omega$$

### 3.5 Máquina de Indução

O módulo *Draft* do RSCAD possui 5 modelos de máquina de indução monofásica e trifásica disponíveis. Para esse trabalho, foi escolhido o modelo chamado `_rtds_INDM` para operar como um dos geradores do sistema e pode ser encontrado na biblioteca “*Power Systems*” em “*Machine Models*”. Sua representação no *software* é mostrada na Figura 3.13:

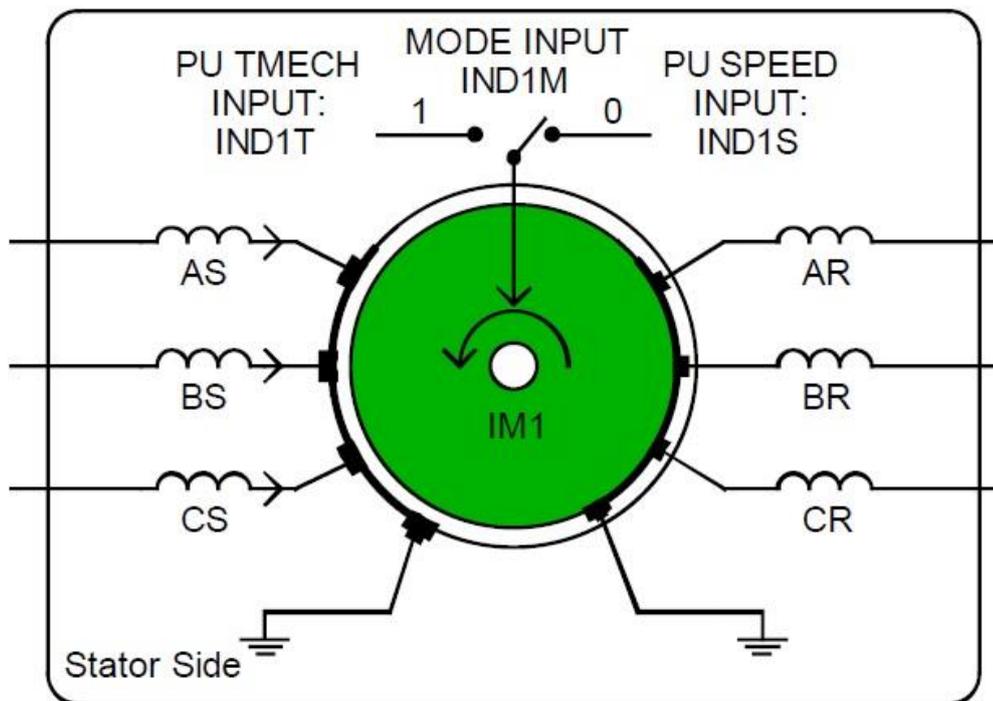


Figura 3.13 - Representação da máquina de indução no *Draft* do RSCAD.

Em que, AS, BS e CS são os terminais dos enrolamentos do estator nas fases A, B e C, respectivamente e AR, BR e CR são os terminais dos enrolamentos do rotor nas fases A, B e C, respectivamente, da máquina de indução.

#### 3.5.1 Equações da máquina de indução no RSCAD

A máquina de indução é alimentada por corrente alternada para que o campo girante entre rotor e estator induza tensões nos enrolamentos de armadura do gerador, quando acionado mecanicamente.

Para que a corrente seja induzida no estator é necessário que o rotor gire e que haja um magnetismo residual nele. O magnetismo residual pode ser obtido através da operação da máquina assíncrona primeiro como motor e/ou com a ligação de um banco de capacitores na máquina para que a demanda de reativo do gerador de indução seja fornecido (auto-excitação).

A relação entre tensão, corrente e fluxo magnético nos enrolamentos da máquina assíncrona é mostrada na Figura 3.14.

$$\begin{array}{c}
 \underbrace{\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \\ v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix}}_{\underline{v}_{abcrcs}} = \underbrace{\begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_{[r_s]} \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ r_r & 0 & 0 \\ 0 & r_r & 0 \\ 0 & 0 & r_r \end{bmatrix}}_{[r_r]} + \underbrace{\begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \\ i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix}}_{\underline{i}_{abcrcs}} + \frac{d}{dt} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{bs} \\ \psi_{cs} \\ \psi_{ar} \\ \psi_{br} \\ \psi_{cr} \end{bmatrix}}_{\underline{\psi}_{abcrcs}}
 \end{array}$$

Figura 3.14- Relação entre tensão, corrente e fluxo magnético nos enrolamentos da máquina de indução.

Em que,  $v_{as}$ ,  $v_{bs}$  e  $v_{cs}$  são as tensões das fases a, b e c do estator;

$v_{ar}$ ,  $v_{br}$  e  $v_{cr}$  são as tensões do rotor;

$[r_s]$  é a matriz das resistências dos enrolamentos do estator;

$[r_r]$  é a matriz das resistências dos enrolamentos do rotor;

$i_{as}$ ,  $i_{bs}$  e  $i_{cs}$  são as correntes que circulam nos enrolamentos do estator;

$i_{ar}$ ,  $i_{br}$  e  $i_{cr}$  são as correntes que circulam nos enrolamentos do rotor;

$\psi_{as}$ ,  $\psi_{bs}$  e  $\psi_{cs}$  são os fluxos magnéticos concatenados do estator;

$\psi_{ar}$ ,  $\psi_{br}$  e  $\psi_{cr}$  são os fluxos magnéticos concatenados do rotor.

Os valores de indutância variam com a posição do rotor da máquina de indução e com a saturação, assim como mostrado na máquina síncrona. Em máquinas que possuem seus enrolamentos distribuídos de forma senoidal, as indutâncias variarão com a posição do rotor de

forma também senoidal. Além disso o modelo da máquina de indução `_rtds_INDM` utilizado nesse trabalho tem suas equações resolvidas pelo método de domínio de fase incorporado (*embedded phase domain approach*), assim como o modelo escolhido da máquina síncrona.

### 3.5.2 Dados da máquina

O modelo foi parametrizado com base em dados reais de uma máquina de indução de 11 MW e na Figura 3.15 é mostrado o menu de configurações do `_rtds_INDM` em que essas informações foram inseridas.

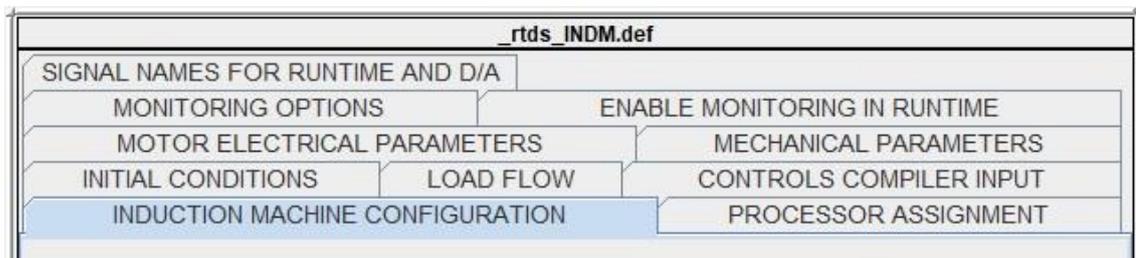


Figura 3.15- Menu de configurações da máquina de indução no *Draft* do RSCAD.

A Tabela D.1 do Apêndice D mostra os dados da máquina de indução configurada no software RSCAD para esse trabalho.

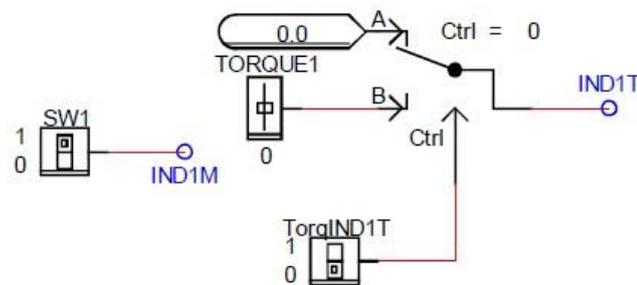
Nesse modelo, a máquina de indução pode funcionar como motor ou gerador. Ao atribuir o valor zero para o parâmetro *SWI* do menu de configuração da máquina, ela está configurada no modo LOCK, portanto, a máquina irá responder com a velocidade *INDIS* (parâmetro de configuração da velocidade da máquina de indução) selecionada. Nesse cenário, para atuar como gerador, a sua velocidade deve estar acima da velocidade síncrona e caso sua velocidade esteja abaixo da síncrona, a máquina atuará como motor.

No caso da atribuição do valor 1 ao parâmetro *SW* da máquina, ela estará configurada no modo FREE, então, ela responderá ao torque da carga *INDIT* (parâmetro de configuração do torque da máquina de indução). Com isso, para operar como gerador o torque da carga deve ser positivo, caso contrário, a máquina atuará como motor. A Tabela 3.3 resume o funcionamento da máquina de indução explicado.

Tabela 3.3- Funcionamento da máquina de indução como gerador vs motor.

Configuração	Gerador	Motor
Torque	Positivo	Negativo
Velocidade	>Síncrona da Máquina	<Síncrona da Máquina

Nesse trabalho, a máquina de indução foi configurada para operar como gerador, então, foi atribuído o valor zero ao parâmetro *SW* para que ela atuasse no modo LOCK. Seu torque foi zerado, conforme mostrado na Figura 3.16 e sua velocidade controlada por um motor de corrente contínua.

Figura 3.16- Controle da máquina de indução modelado no *Draft* do RSCAD.

O neutro da máquina de indução também foi aterrado com alta impedância através de um transformador monofásico de distribuição, com as mesmas características do transformador descrito em 3.4.5, conectado a uma resistência de 1  $\Omega$ . Nesse caso, a definição da impedância de aterramento foi feita ao variar os valores da resistência conectada ao transformador monofásico simulando curto-circuitos monofásicos para terra até que as correntes de falta ficassem limitadas a valores entre 3 a 25A (ARAÚJO, 2015).

### 3.6 Banco de Capacitores

Para induzir corrente nos enrolamentos do estator do gerador de indução, é necessário que haja rotação no rotor da máquina e que o magnetismo dos seus enrolamentos seja mantido por uma fonte de potência reativa. O banco de capacitores tem a função de suprir essa demanda e por isso foi dimensionado e incluído no sistema modelado para esse trabalho.

A Figura 3.17 mostra a representação desse componente no módulo *Draft* do RSCAD que pode ser conectado em delta ou estrela.

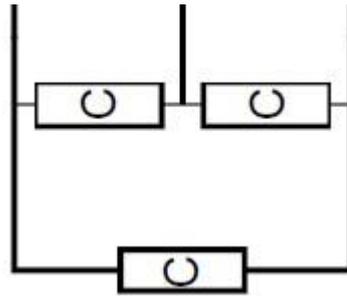


Figura 3.17- Banco de Capacitores do módulo *Draft* do RSCAD.

No sistema modelado para esse trabalho, o banco de capacitores foi conectado em delta, pois esse tipo de ligação impede a circulação de terceiro harmônico no sistema.

### 3.6.1 Dados do Banco de Capacitores

O banco de capacitores foi dimensionado para atender a demanda de reativo da máquina de indução operando como gerador. Para definir a capacitância do banco, calcula-se a potência reativa nominal do gerador de indução dada pela equação 3.6 (SILVA et al, 2017).

$$Q = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \text{sen}\phi \quad (3.6)$$

Em que,  $V$  e  $I$  são a tensão e a corrente nominal da máquina de indução, respectivamente, e  $\phi$  é calculado através do fator de potência do gerador ( $\cos \phi = 0,89$ ), dado pela equação 3.7.

$$\phi = \text{arc cos } 0,89 = 27,13^\circ \quad (3.7)$$

Segundo os dados de placa da máquina de indução modelada nesse trabalho, o seu rendimento é de 96,5%, com isso, a corrente nominal  $I$  é calculada por:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V \cdot 0,965} \quad (3.8)$$

Substituindo os dados da máquina de indução mostrados na Tabela D.1 do Apêndice D em 3.8, tem-se:

$$I = \frac{12,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 0,965}$$

$$I = 535,8 \text{ A} \quad (3.9)$$

Substituindo a equação 3.7 e 3.9 em 3.6 tem-se:

$$Q = \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 535,8 \cdot \text{sen } 27,13^\circ$$

$$Q = 5,84 \text{ MVar} \quad (3.10)$$

Em seguida, a potência reativa nominal dada pela equação 3.10 é multiplicada por um fator  $F_c$  de 1,2 (SILVA et al, 2017).

$$Q_{\text{geração}} = F_c \cdot Q$$

$$Q_{\text{geração}} = 1,2 \cdot 5,84 \cdot 10^6$$

$$Q_{\text{geração}} = 7,01 \text{ MVar} \quad (3.11)$$

Dado que a reatância capacitiva do banco é calculada pela equação 3.12.

$$X_c = \frac{3 \cdot V^2}{Q_{\text{geração}}} \quad (3.12)$$

Substitui-se os valores de tensão e  $Q_{\text{geração}}$  (calculado em 3.11) na equação 3.12.

$$X_c = \frac{3 \cdot (13,8 \cdot 10^3)^2}{7,01 \cdot 10^6}$$

$$X_c = 81,53 \Omega \quad (3.13)$$

Com isso, a capacitância por fase do banco é calculada substituindo o valor de  $X_c$  (3.13) em 3.14.

$$C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot X_c} \quad (3.14)$$

$$C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 81,53}$$

$$C \cong 33 \mu F$$

Na Figura 3.18 é mostrado o menu de configuração do banco de capacitores do módulo *Draft* do RSCAD.

**If\_rtds\_sharc\_sld\_SHUNTCAP**

**CONFIGURATION**

Name	Description	Value	Unit	Min	Max
CuF	Shunt Capacitance per phase	33	uF	1E-9	1E6
type	Connection type	Delta ▼		0	1
NR	Include Neutral Connection Point?	No ▼		0	1
Imon	Monitor Branch Current in RunTime?	No ▼			
DA	Monitor Branch Current at Analogue Output Port?	No ▼			

Figura 3.18- Menu de configuração do banco de capacitores no módulo *Draft* do RSCAD.

### 3.7 Máquina de corrente contínua

Apesar de poder operar como gerador ou motor, a máquina de corrente contínua (DC) geralmente é usada para converter energia elétrica em mecânica, pois a sua aplicação na geração acarretaria na necessidade do uso de retificadores em sua saída caso conectada à rede. Então, o motor escolhido nesse trabalho para acionar a máquina de indução e controlar a sua velocidade, representando a atuação de uma turbina, foi a máquina de corrente contínua, assim como no ensaio feito em (SILVA et al, 2017).

O módulo *Draft* do RSCAD possui 2 modelos de máquina DC disponíveis e o modelo simulado no sistema em estudo possui apenas um circuito de campo. Essa máquina pode ser encontrada na biblioteca “*Power Systems*” em “*Machine Models*”. Sua representação no *software* é mostrada na Figura 3.19.

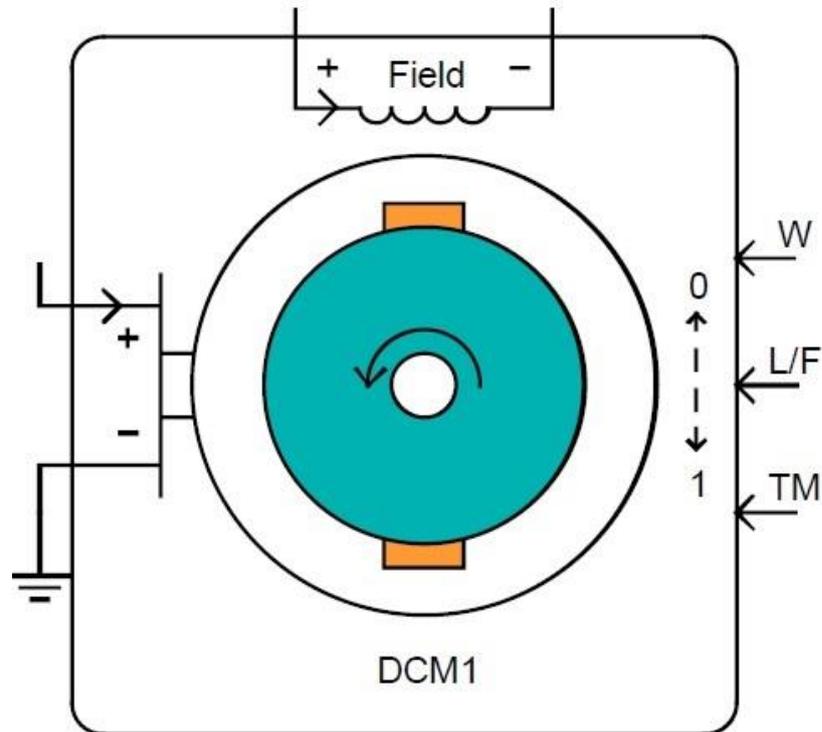


Figura 3.19- Representação da máquina DC no *Draft* do RSCAD.

Em que,  $W$  é o terminal de controle de velocidade,  $L/F$  é o seletor do modo de operação da máquina (*Lock* ou *Free*),  $TM$  é o torque mecânico fornecido ao motor e os terminais do *Field* são responsáveis pela alimentação do circuito de campo da máquina.

Caso o seletor  $L/F$  for configurado em 1, a velocidade da máquina será controlada através do terminal  $W$ . Mas se o seletor  $L/F$  for configurado em 0, então, a velocidade da máquina será determinada pelas equações mecânicas de *swing* e o torque mecânico a acionará através do terminal  $TM$ .

### 3.7.1 Circuito equivalente da máquina DC

O circuito equivalente da máquina DC do modelo `_rtds_DCMAC` do módulo *Draft* do RSCAD é mostrado na Figura 3.20.

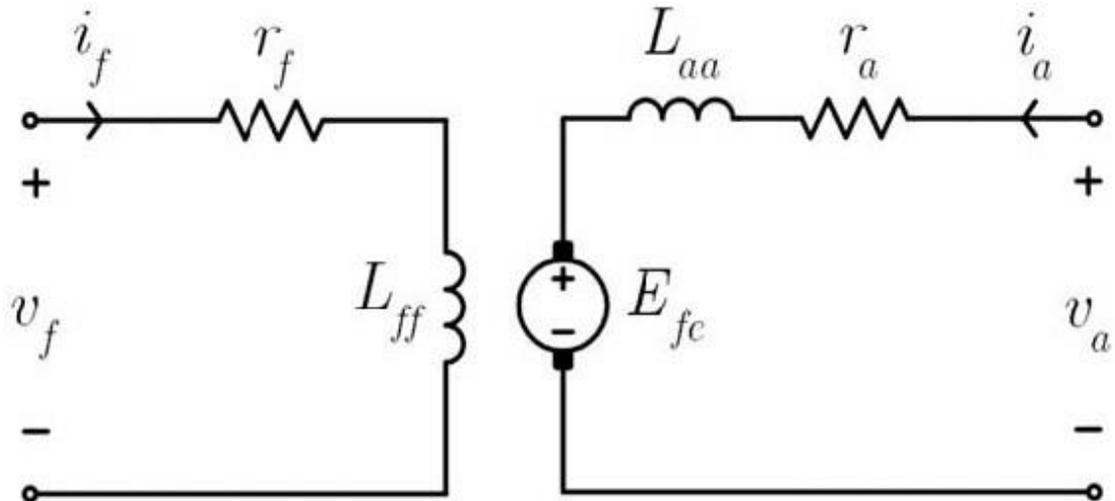


Figura 3.20- Circuito equivalente da máquina DC do RSCAD (RTDS, 2009).

Em que,  $r_f$  e  $r_a$  são as resistências de campo e de armadura, respectivamente;

$L_{ff}$  e  $L_{aa}$  são as indutâncias de campo e de armadura, respectivamente;

$v_f$  e  $v_a$  são as tensões de campo e de armadura, respectivamente;

$i_f$  e  $i_a$  são as correntes de campo e de armadura, respectivamente.

A partir do circuito equivalente e da segunda lei de Kirchhoff, as equações de tensão da máquina podem ser desenvolvidas e mostradas na Figura 3.21.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} v_f \\ v_a \end{bmatrix}}_{\underline{v}} = \underbrace{\begin{bmatrix} L_{ff} & 0 \\ 0 & L_{aa} \end{bmatrix}}_{[L]} \cdot \underbrace{\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_f \\ i_a \end{bmatrix}}_{\underline{i}} + \underbrace{\begin{bmatrix} r_f & 0 \\ 0 & r_a \end{bmatrix}}_{[r]} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} i_f \\ i_a \end{bmatrix}}_{\underline{i}} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ E_{fe} \end{bmatrix}}_{\underline{E}_{fe}}$$

Figura 3.21- Equações das tensões da máquina DC do modelo \_rtds\_DCMAC.

A tensão efetiva induzida nos enrolamentos de armadura  $E_{fe}$  pode ser expressa, conforme mostrado pela equação 3.15.

$$E_{fe} = E_{f0} - AR \quad (3.15)$$

Em que,  $E_{f0}$  é a tensão induzida nos enrolamentos do rotor por influência dos enrolamentos de campo;

$AR$  é a tensão devido a reação dos enrolamentos de armadura.

A tensão induzida nos enrolamentos de armadura  $E_{f0}$  é uma função do fluxo total de cada polo ( $\varphi$ ) e da velocidade da máquina ( $W$ ) multiplicados por uma constante  $k$ , como mostrado na equação 3.16.

$$E_{f0} = k \cdot \varphi \cdot W \quad (3.16)$$

O torque elétrico da máquina é calculado, conforme mostrado na equação 3.17.

$$T_e = k \cdot \varphi \cdot i_a \quad (3.17)$$

### 3.7.2 Dados da máquina

O modelo foi parametrizado com base em dados de uma máquina DC padrão do módulo *Draft* do RSCAD de 0,4 kV e na Figura 3.22 é mostrado o menu de configurações do `_rtds_DCMAC` em que essas informações foram inseridas.

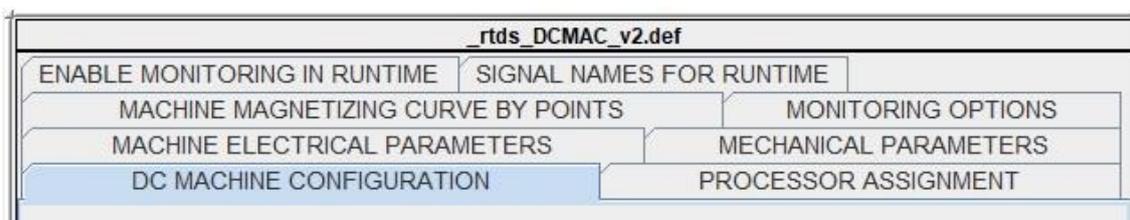


Figura 3.22- Menu de configurações da máquina DC no *Draft* do RSCAD.

A Tabela E.1 do Apêndice E mostra os dados do motor DC configurado no software RSCAD para esse trabalho.

## 3.8 Cargas

As cargas do sistema modelado para esse trabalho foram representadas por um motor de indução trifásico (MIT) e uma carga dinâmica que permite a variação das potências ativa e reativa consumidas.

### 3.8.1 Motor de Indução Trifásico

O funcionamento do MIT baseia-se na mesma equação apresentada na Figura 3.14 da máquina de indução utilizada como um dos geradores do sistema modelado para esse estudo. A diferença entre os dois modelos é a utilização, nesse caso, da transformada de *Park* para referenciar as variáveis do rotor da máquina nos eixos  $d$ ,  $q$  e  $0$  de forma que as suas equações não dependam da variação da posição do rotor (RTDS, 2009).

A Figura 3.23 mostra a representação do modelo de motor de indução trifásico disponível na biblioteca “Power Systems” em “Machine Models” do módulo *Draft* do RSCAD.

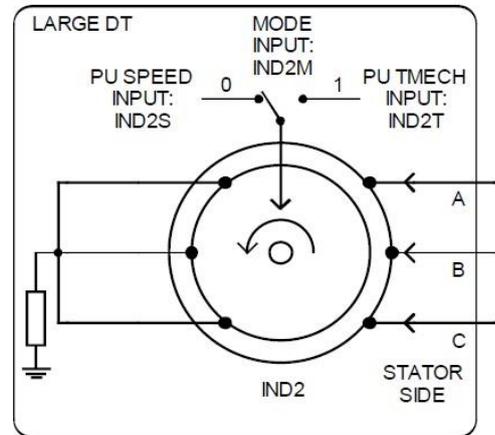


Figura 3.23- Modelo do motor de indução trifásico do módulo *Draft* do RSCAD.

O ajuste dos parâmetros da máquina de indução trifásica é feito no menu de configuração do módulo *Draft* do RSCAD mostrado na Figura 3.24.

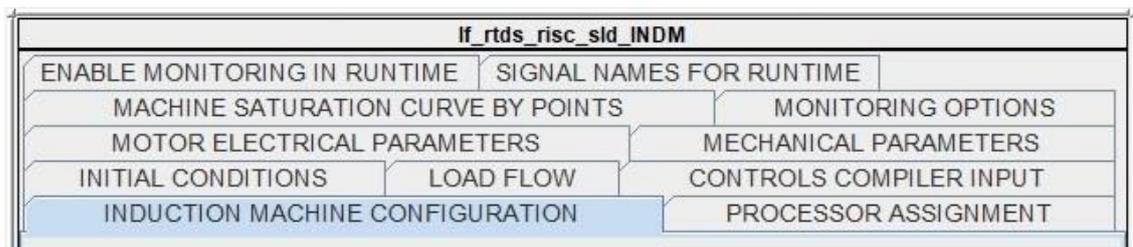


Figura 3.24- Menu de configuração do modelo *If\_rtds\_risc\_sid\_INDM* no módulo *Draft* do RSCAD.

Para a configuração do MIT utilizado no sistema desse trabalho foram utilizados dados padrão do próprio RSCAD que são mostrados na Tabela F.1 do Apêndice F.

### 3.8.2 Carga Dinâmica

O bloco *Dynamic Load*, mostrado na Figura 3.25 representa impedâncias trifásicas que através de *sliders* tem seu consumo de potência ativa ( $P_{set}$ ) e reativa ( $Q_{set}$ ) ajustados, além de permitir que esses valores sejam variados durante as simulações.

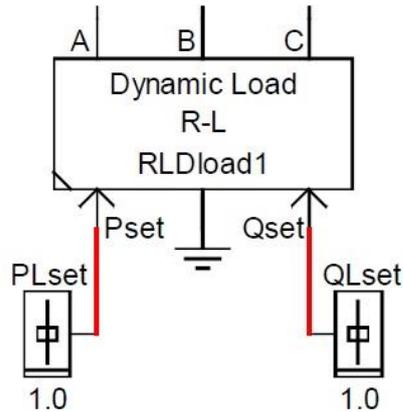


Figura 3.25- Bloco de carga dinâmica do módulo *Draft* do RSCAD.

Para o sistema modelado, uma carga dinâmica foi inserida e três cenários de carregamentos foram definidos nas simulações, conforme mostrado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4- Carregamentos da carga dinâmica.

Cenários	P (MW)	Q (MVar)
Carregamento leve	5	5
Carregamento médio	10	5
Carregamento pesado	25	8

### 3.9 Medidores

Para a avaliação da atuação de algumas proteções do gerador síncrono no sistema modelado foram usados transformadores de potencial e de corrente para redução das tensões e correntes elétricas em níveis adequados para leitura em um relé comercial através de um esquema de teste em *hardware-in-the-loop*.

#### 3.9.1 Transdutor de potencial

O transdutor de potencial (TP) tem a função de reduzir as tensões que são aplicadas nos seus enrolamentos do primário em níveis menores na saída do seu secundário (padrão de 115V ou 66,4V). A Figura 3.26 mostra a representação desse componente no módulo *Draft* do RSCAD.

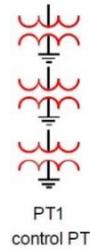


Figura 3.26- Transdutor de potencial do módulo *Draft* do RSCAD.

A parametrização do TP conectado aos terminais do gerador síncrono modelado no sistema em estudo é determinada pela relação entre a tensão nominal do sistema definida pela máquina síncrona e a tensão padrão de 115V no seu secundário, conforme mostrado na equação 3.18.

$$RTP = \frac{13800}{115} = \frac{N_p}{N_s} \quad (3.18)$$

### 3.9.2 Transdutor de corrente

O transdutor de corrente (TC) tem a função de reduzir as correntes que são aplicadas nos seus enrolamentos do primário em níveis menores na saída do seu secundário (valor típico: 5A). A Figura 3.27 mostra a representação do TC no módulo *Draft* do RSCAD.



Figura 3.27- Transdutor de corrente do módulo *Draft* do RSCAD.

A relação de transformação do TC usado nesse trabalho é dada pela equação 3.19.

$$RTC = \frac{INOM_p}{5 A} \quad (3.19)$$

Em que  $INOM$  é a corrente nominal da máquina síncrona calculada pela equação 3.20.

$$INOM = \frac{SNOM}{\sqrt{3} \cdot VNOM} = \frac{31,25 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \times 10^3} = 1307,406 A \quad (3.20)$$

Substituindo 3.20 em 3.19, tem-se:

$$RTC = \frac{1307,406 A}{5 A} = 261,48$$

Vale ressaltar que não existe RTC comercial com essa relação, mas optou-se por trabalhar com os valores nominais da máquina na simulação computacional.

### 3.10 Definição dos Cenários

Cinco cenários foram modelados a partir do sistema mostrado no item 3.3 para a análise do comportamento das máquinas e do desempenho das proteções ANSI 40 e ANSI 87G do gerador síncrono frente aos distúrbios aplicados ao conectar o RTDS em *hardware-in-the-loop* com um relé comercial.

#### 3.10.1 Cenário 1

O primeiro cenário é constituído por um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução auto-excitado, pelo banco de capacitores, ambos alimentando um motor de indução trifásico e uma carga dinâmica de característica indutiva, conforme mostrado na Figura 3.28:

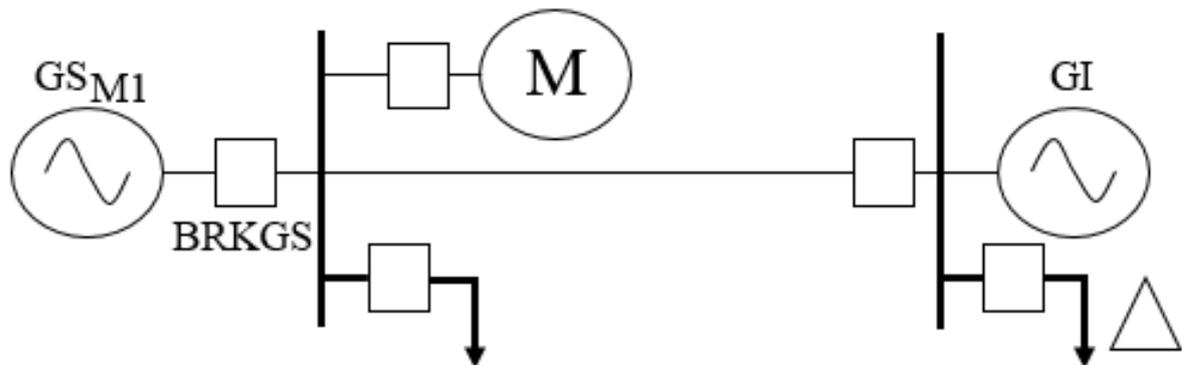


Figura 3.28- Diagrama unifilar do cenário 1.

Esse cenário possui três tipos de carregamentos descritos na Tabela 3.5.

Tabela 3.5- Carregamento das máquinas no cenário 1.

Cenário	Carga Dinâmica	MIT
<b>Cenário 1 (a)</b>	5 MW e 5 MVar	Não conectado
<b>Cenário 1 (b)</b>	10 MW e 5 MVar	Conectado
<b>Cenário 1 (c)</b>	25 MW e 8 MVar	Conectado

A função ANSI 40 foi testada nesse cenário no modelo de relé disponível no RSCAD e pelo relé comercial conectado em *Hardware-in-the-loop* com o RTDS. As correntes e tensões

lidas pelos relés são medidas nos enrolamentos do estator do gerador síncrono e no disjuntor BRKGS, através de TCs. Os ajustes são mostrados na Tabela 3.6 (O cálculo dos ajustes é mostrado no Apêndice G):

Tabela 3.6- Configuração da proteção ANSI 40 no relé comercial utilizado e no modelo disponível no RSCAD.

SIGLA	DESCRIÇÃO	AJUSTE
E40	Habilitar a função	Y
40Z1P	Diâmetro MHO da zona 1	13,2949 $\Omega$
40XD1	Reatância de <i>offset</i> da zona 1	-1,6599 $\Omega$
40Z1D	Tempo de atraso do <i>pickup</i>	0,0000 s
40Z2P	Diâmetro MHO da zona 2	19,4937 $\Omega$
40XD2	Reatância de <i>offset</i> da zona 2	-1,6599 $\Omega$
40Z2D	Tempo de atraso de <i>pickup</i>	1,0000 s

### 3.10.2 Cenário 2

O segundo cenário é constituído por dois geradores síncronos em paralelo entre eles e em paralelo com um gerador de indução auto-excitado, pelo banco de capacitores, que alimentam um motor de indução trifásico e uma carga dinâmica de característica indutiva, conforme mostrado na Figura 3.29.

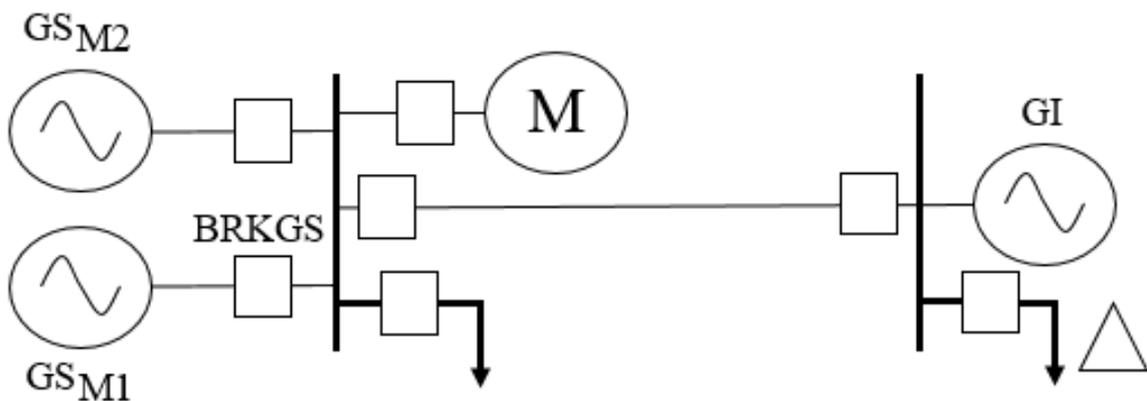


Figura 3.29- Diagrama unifilar do cenário 2.

A Tabela 3.7 mostra os quatro níveis de carregamentos testados nesse cenário.

Tabela 3.7- Carregamento das máquinas no cenário 2.

Cenário	Carga Dinâmica	MIT
<b>Cenário 2 (a)</b>	5 MW e 5 MVar	Não conectado
<b>Cenário 2 (b)</b>	10 MW e 5 MVar	Conectado
<b>Cenário 2 (c)</b>	25 MW e 8 MVar	Conectado
<b>Cenário 2 (d)</b>	50 MW e 25 MVar	Conectado

A função ANSI 40 também foi testada nesse segundo cenário com as leituras de correntes e tensões feitas no mesmo arranjo descrito no Cenário 1. Os ajustes dessa proteção são especificados na Tabela 3.6.

### 3.10.3 Cenário 3

O terceiro cenário é semelhante ao Cenário 1, mas com a aplicação de falta (monofásica na fase A para terra, bifásica entre as fases A e B e trifásica) dentro da zona de proteção (ponto indicado na Figura 3.30).

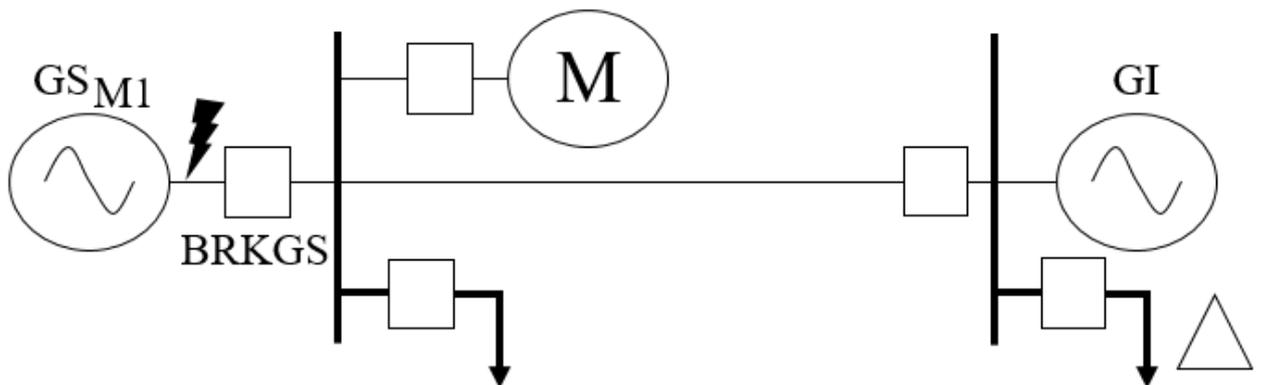


Figura 3.30- Diagrama unifilar do cenário 3.

Esse cenário possui três tipos de carregamentos descritos na Tabela 3.8.

Tabela 3.8- Carregamento das máquinas no cenário 3.

Cenário	Carga Dinâmica	MIT
<b>Cenário 3 (a)</b>	5 MW e 5 MVar	Não conectado
<b>Cenário 3 (b)</b>	10 MW e 5 MVar	Conectado
<b>Cenário 3 (c)</b>	25 MW e 8 MVar	Conectado

A função ANSI 87G foi testada nesse cenário e a leitura das tensões e correntes feita pelo relé comercial foi feita utilizando o mesmo arranjo descrito no Cenário 1. Os valores configurados nos ajustes dessa proteção são mostrados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9- Ajustes configurados no relé comercial da função ANSI 87G.

SIGLA	DESCRIÇÃO	AJUSTE
E87	Habilitar a função	Y
U87P	Elemento de <i>pick-up</i> irrestrito	10,00
O87P	Elemento de <i>pick-up</i> restrito	0,30
SLP1	Porcentagem de inclinação restrito ( <i>slope</i> 1)	40%

#### 3.10.4 Cenário 4

O quarto cenário é semelhante ao Cenário 2, mas com aplicação de falta (monofásica na fase A para terra, bifásica entre as fases A e B e trifásica) dentro da região de proteção (ponto mostrado na Figura 3.31).

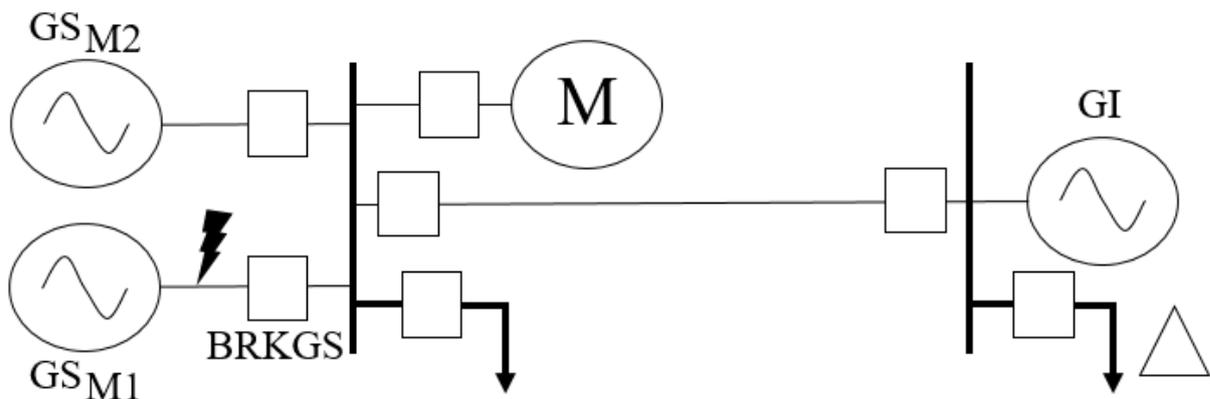


Figura 3.31- Diagrama unifilar do Cenário 4.

A função ANSI 87G também foi testada nesse quarto cenário e a leitura das tensões e correntes feita pelo relé comercial foi feita com o mesmo arranjo dos TCs indicado no Cenário 1. Os ajustes dessa proteção são especificados na Tabela 3.9.

#### 3.10.5 Cenário 5

O quinto cenário é semelhante ao Cenário 1, mas com aplicação de falta (monofásica na fase A para terra, bifásica entre as fases A e B e trifásica) fora da região de proteção (no ponto indicado na Figura 3.32).

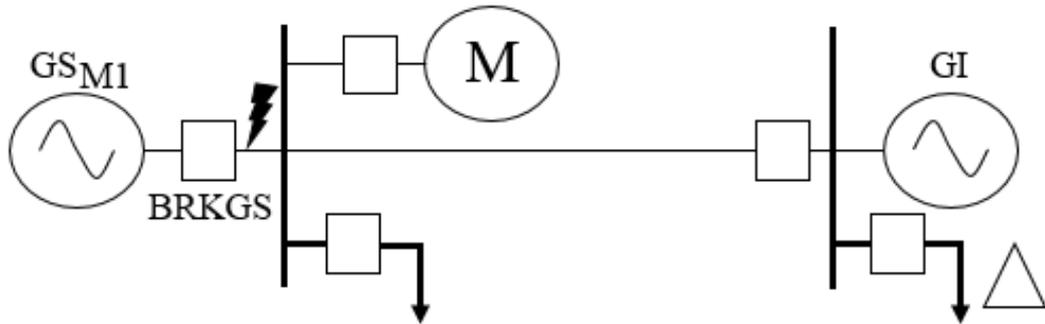


Figura 3.32- Diagrama unifilar do Cenário 5.

A função ANSI 87G foi testada nesse cenário e a leitura das tensões e correntes feita pelo relé comercial utilizado foi feita com o mesmo arranjo dos TCs indicado no Cenário 1. Os ajustes dessa proteção são especificados na Tabela 3.9.

### 3.11 Hardware-in-the-loop

Para avaliar o desempenho das proteções nos cinco cenários descritos, um relé comercial foi conectado ao RTDS através do cartão GTA0 e GTFPI, conforme mostrado na Figura 3.33.

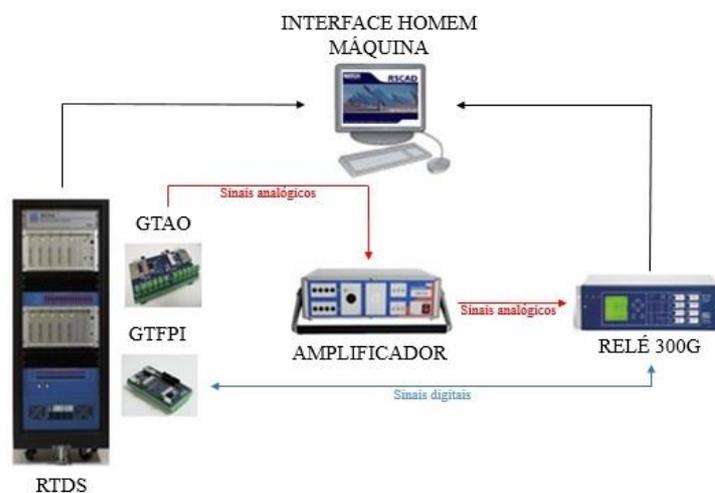


Figura 3.33- Esquema de conexão do *Hardware-in-the-loop*.

Ao manipular o controle dos cenários modelados no RSCAD do RTDS, os sinais analógicos medidos pelos TCs e TPs conectados nos terminais da máquina síncrona são enviados pelo cartão GTA0 para o relé comercial depois de serem amplificados pelo CMS 156. Essa informação é analisada pelo relé que pode ou não mandar o comando de *trip* digital para o RTDS através do cartão GTFPI depois de ler o *status* do disjuntor do sistema.

### 3.12 Considerações Finais

Nesse capítulo foi explicado o funcionamento de cada componente constituinte do sistema modelado separadamente. Além disso, foram apresentadas as especificações de cada um deles para melhor entendimento do sistema desenvolvido e dessa forma facilitar o entendimento das análises de comportamento do sistema, apresentadas no Capítulo 4, quando todos os componentes estão conectados.

Os cinco cenários desenvolvidos a partir do sistema principal, mostrado na Figura 3.4, para a aplicação dos testes foram delimitados com: um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução, dois geradores síncronos em paralelo com o gerador de indução, a aplicação de curto-circuito dentro da região de proteção no circuito com um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução, aplicação de curto-circuito dentro da região de proteção no sistema com dois geradores síncronos em paralelo com um gerador de indução e aplicação de curto-circuito fora da região de proteção medida pelos TCs e TPs.

Os ajustes das proteções ANSI 40 e ANSI 87G utilizadas no gerador síncrono também foram mostrados.

## 4 Resultados

### 4.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são mostrados os resultados dos ensaios realizados para cada um dos cinco cenários definidos no capítulo 3, as análises comparativas entre cenários, bem como as respostas obtidas pelo relé comercial utilizado no sistema através do *hardware-in-the-loop*.

O capítulo é dividido em: Acionamento das máquinas, perda de excitação do gerador síncrono e aplicação de curto-circuito no sistema.

### 4.2 Acionamento das máquinas

A operação do sistema, definido no cenário 1, é iniciada acionando as máquinas síncrona e de indução isoladamente. A máquina síncrona é acionada mecanicamente, por sua turbina a gás, operando como gerador e sua velocidade é controlada pelo regulador GGOV1 para manter a frequência do sistema em 60 Hz, conforme mostrado na Figura 4.1. Seu circuito de excitação AC5A fornece corrente contínua nos enrolamentos de campo da máquina e regula a tensão nos terminais do estator em 13,8 kV, como pode ser visto na Figura 4.2.

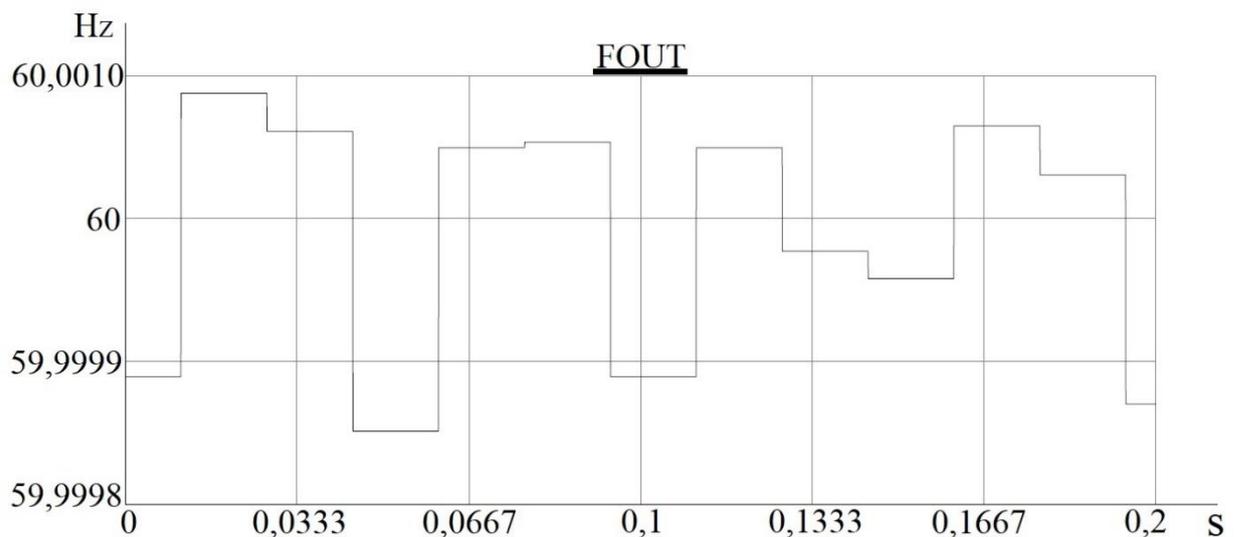


Figura 4.1 - Frequência da máquina síncrona isolada ao ser acionada

A máquina de indução, por sua vez, é acionada pelo motor DC com sua velocidade menor que a síncrona e o seu banco de capacitores de 33  $\mu$ F por fase conectado a ela. O processo

de conexão das máquinas é, então, iniciado ao aumentar a velocidade da máquina de indução até a velocidade síncrona  $n_{sinc}$  para que ela opere no ponto de flutuação mostrado na Figura 2.20.

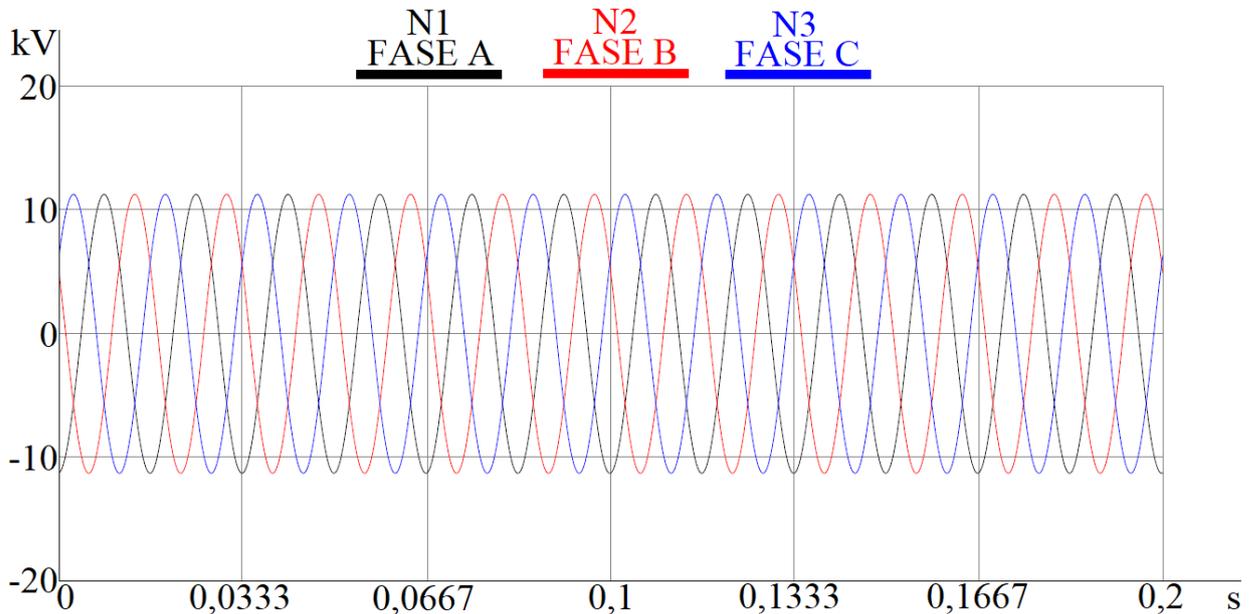


Figura 4.2- Tensão nos terminais da máquina síncrona isolada ao ser acionada.

A Figura 4.3 mostra que ambas as máquinas estão em velocidade síncrona de 1 p.u. através do medidor do módulo do *RunTime* do RSCAD.

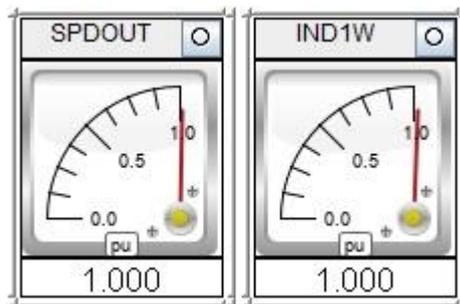


Figura 4.3 - Medidor de velocidade da máquina síncrona e de indução no módulo *RunTime* do RSCAD.

Então, o disjuntor de conexão das máquinas é fechado e o motor DC é acionado (ajuste no *slider* do SPDINPUT no *RunTime* do RSCAD) para aumentar a velocidade da máquina de indução de modo que fique acima da síncrona, conforme mostrado na Figura 4.4. Com isso, a referida máquina passa a operar como gerador.

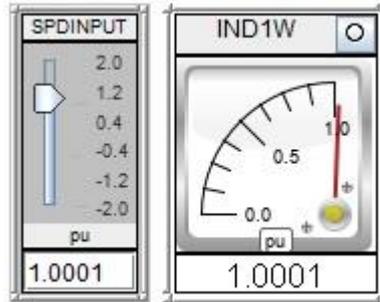


Figura 4.4- *Slider* para controle da velocidade do motor DC e medidor da velocidade da máquina de indução em p.u.

Pode-se observar na Figura 4.5 que as tensões por fase das máquina síncrona e de indução são iguais após a conexão dos dois geradores.

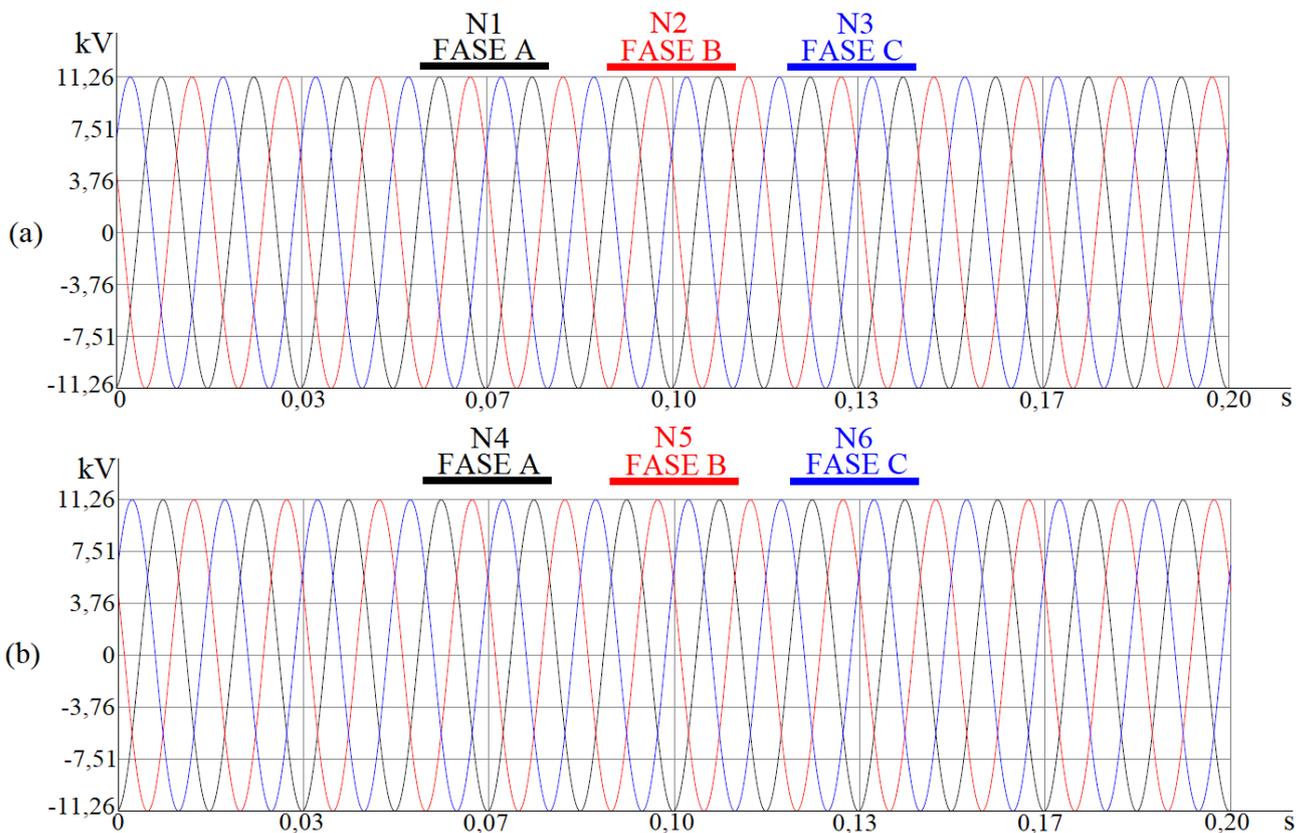


Figura 4.5- Tensão de pico por fase da máquina síncrona (a) e de indução (b) ao serem conectadas em paralelo.

Este comportamento ocorre porque a tensão e frequência do sistema são definidas pela máquina síncrona e qualquer alteração nessas duas grandezas por parte do gerador síncrono irá refletir também no gerador de indução. Então, ao passar o controle do regulador de velocidade da máquina síncrona para manual e alterar o torque mecânico aplicado nela (*slider Tm2*),

conforme mostrado na Figura 4.6, a frequência do gerador síncrono aumenta e a frequência da máquina de indução também muda, conforme o gráfico da Figura 4.7, comprovando a existência de uma relação mestre e escravo entre eles.

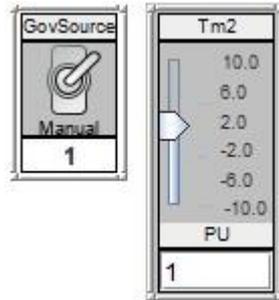


Figura 4.6- Controle do tipo de acionamento mecânico da máquina (GGOV1 ou manual) e *Slider* com o torque mecânico aplicado manualmente pelo *RunTime* do RSCAD.

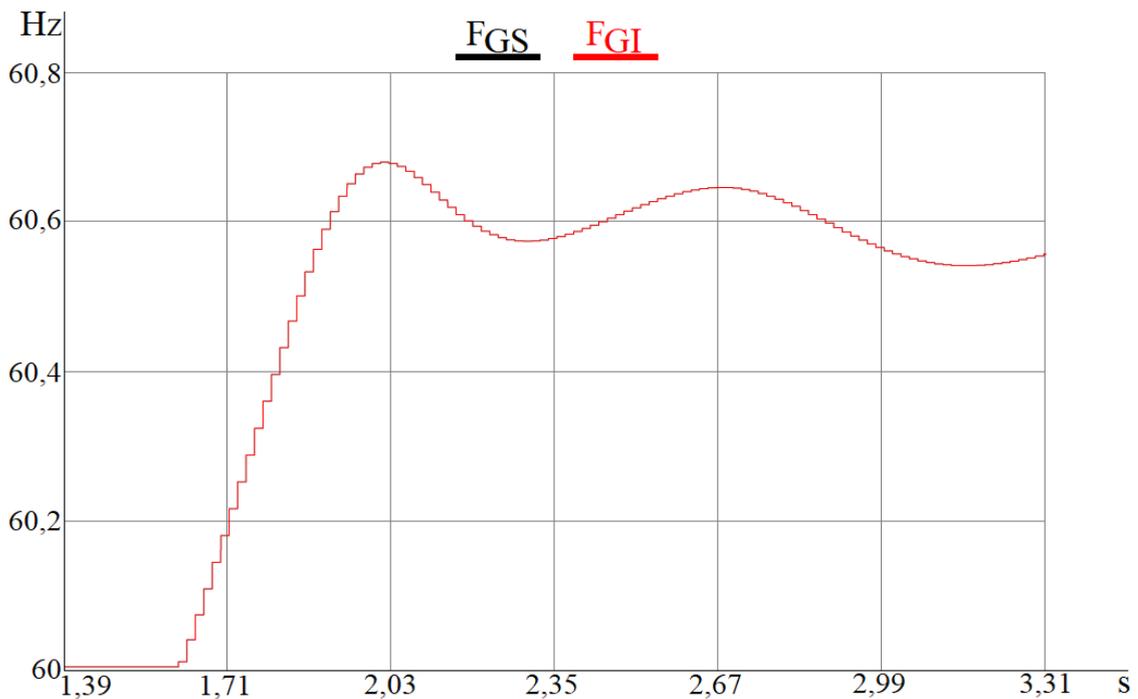


Figura 4.7- Frequência das máquinas síncrona e de indução ao alterar o toque mecânico aplicado ao gerador síncrono

Após a conexão das máquinas, a carga dinâmica de 5 MW e 5MVA<sub>r</sub> é interligada ao sistema. Com a velocidade da máquina de indução maior que a síncrona, seu torque elétrico positivo aumenta, conforme mostrado na Figura 4.8, pois a máquina atua como gerador fornecendo potência ativa à carga, conforme mostrado pela Figura 4.9.

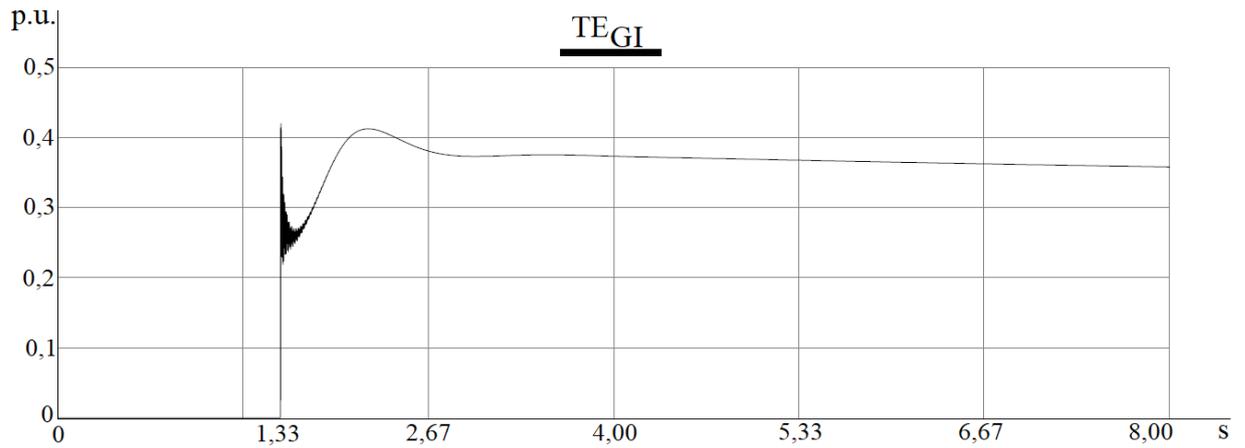


Figura 4.8- Torque elétrico da máquina de indução ao inserir carga no sistema.

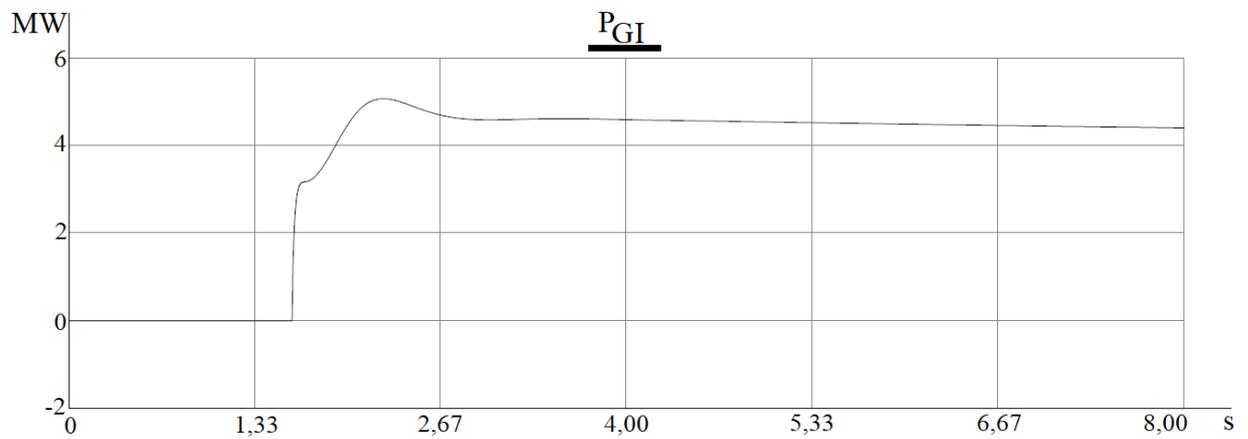


Figura 4.9- Potência ativa da máquina de indução ao inserir carga no sistema.

Nesse cenário, a máquina síncrona também fornece potência ao sistema, conforme mostrado na Figura 4.10. É possível observar que, enquanto o gerador de indução consome reativo durante a sua operação, a máquina síncrona supre essa demanda do sistema em conjunto com o banco de capacitores.

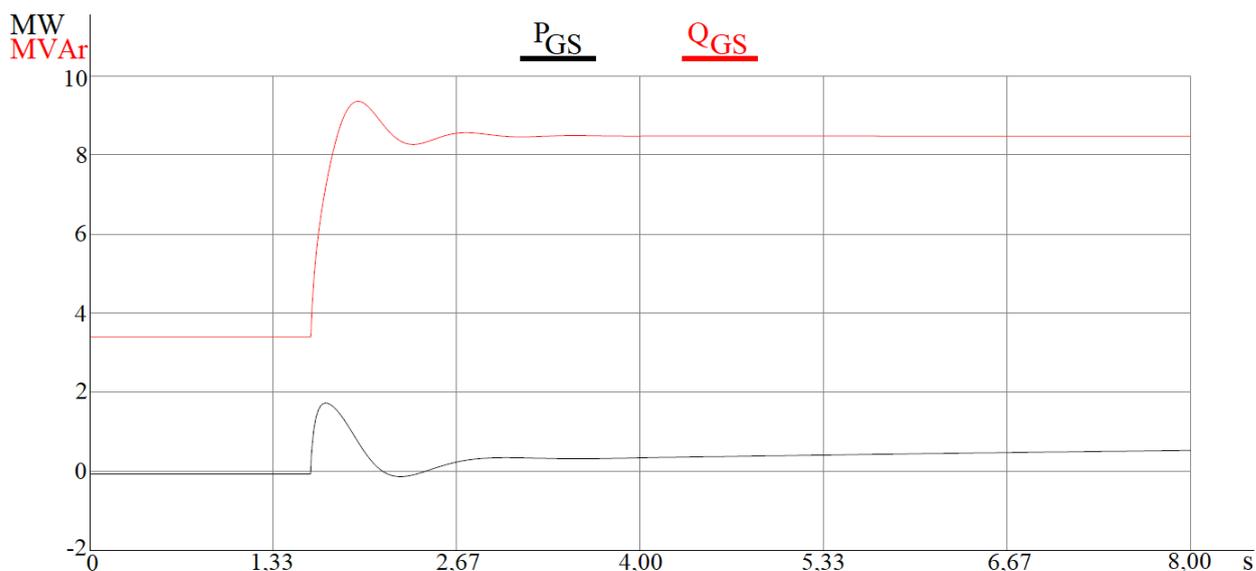


Figura 4.10- Potência ativa e reativa da máquina síncrona ao inserir carga no sistema.

Além disso, é possível notar que quase toda a carga resistiva do sistema é suprida pelo gerador de indução, conforme mostrado nos medidores de potência ativa das duas máquinas na Figura 4.11.

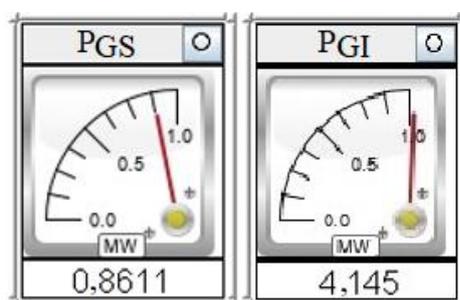


Figura 4.11- Medidores de potência ativa da máquina síncrona e de indução ao conectar carga ao sistema.

Na Tabela 4.1 é apresentada a convenção de sinais das potências ativa e reativa das máquinas síncrona e de indução durante as suas operações. Note que a potência fornecida pela máquina síncrona e de indução possui sinal positivo e quando a potência é consumida o sinal é negativo, conforme Figura 4.11.

Tabela 4.1- Convenção de sinais das potências na operação das máquinas síncrona e de indução.

	<b>Gerando</b>	<b>Consumindo</b>
<b>Gerador Síncrono</b>	+	-
<b>Gerador de Indução</b>	+	-

A inclusão de carga indutiva no sistema aumenta a corrente demandada dos geradores, e por consequência, a tensão diminui em aproximadamente 1%. É possível observar na Figura 4.12 que essa queda é temporária, pois a tensão volta a 7,967 kVrms, após a atuação do controle AC5A que regula (aumenta) a tensão de excitação nos enrolamentos de campo do gerador síncrono. Respeitando a relação “mestre e escravo” entre as máquinas, essa variação de tensão também é vista nos terminais do gerador de indução que segue o seu “mestre”.

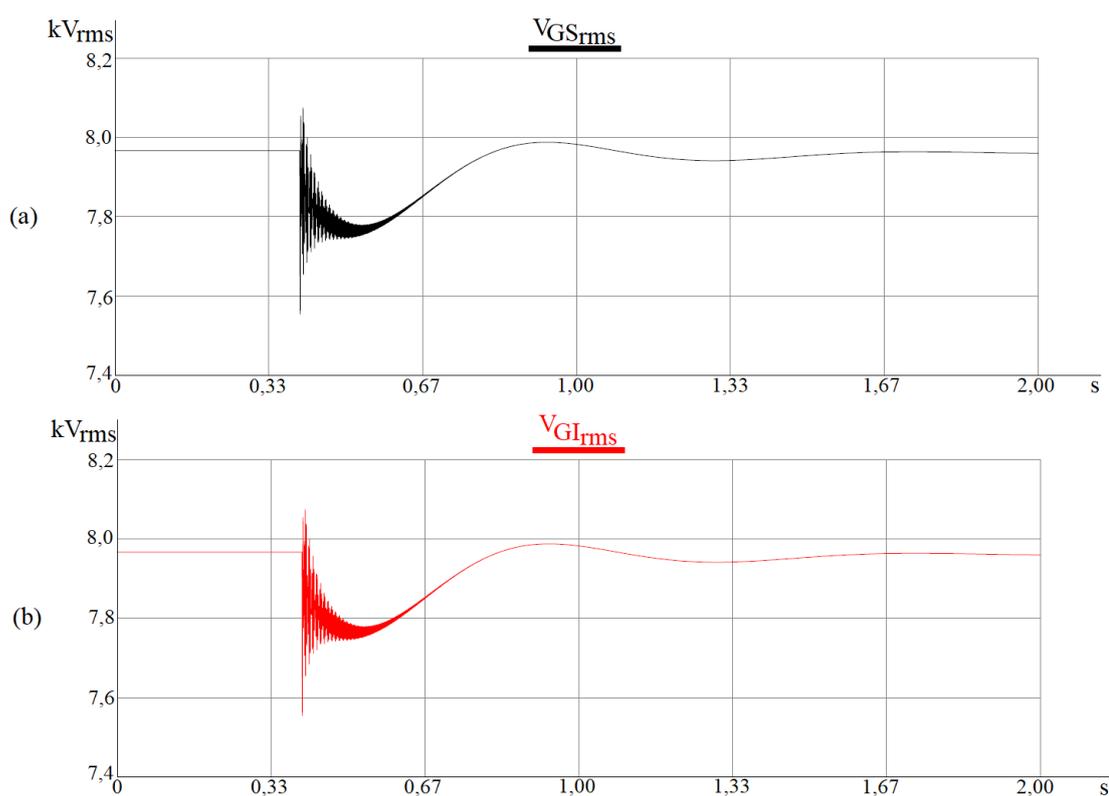


Figura 4.12 – Tensões rms nas máquinas síncrona (a) e de indução (b) ao inserir carga no sistema.

Outro fator importante a ser analisado é a diminuição da frequência do sistema ao incluir uma carga à ele, conforme mostrado na Figura 4.13.

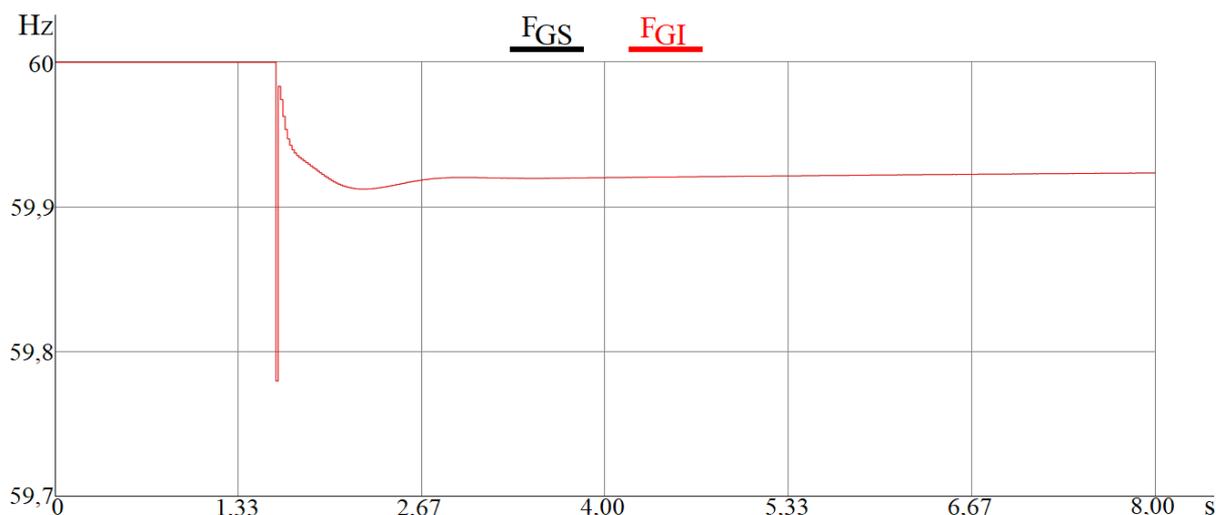


Figura 4.13- Frequência da máquina síncrona e de indução ao inserir carga no sistema.

Isso ocorre, pois no momento do fechamento do disjuntor, a corrente elétrica da carga é induzida e um torque elétrico é criado (conjugado induzido) no sentido oposto ao conjugado mecânico aplicado no rotor causando, então, a diminuição da velocidade da máquina síncrona, conforme representado na Figura 4.14, e por consequência, a variação da frequência do sistema, respeitando a relação entre elas mostrada na Equação 2.18.

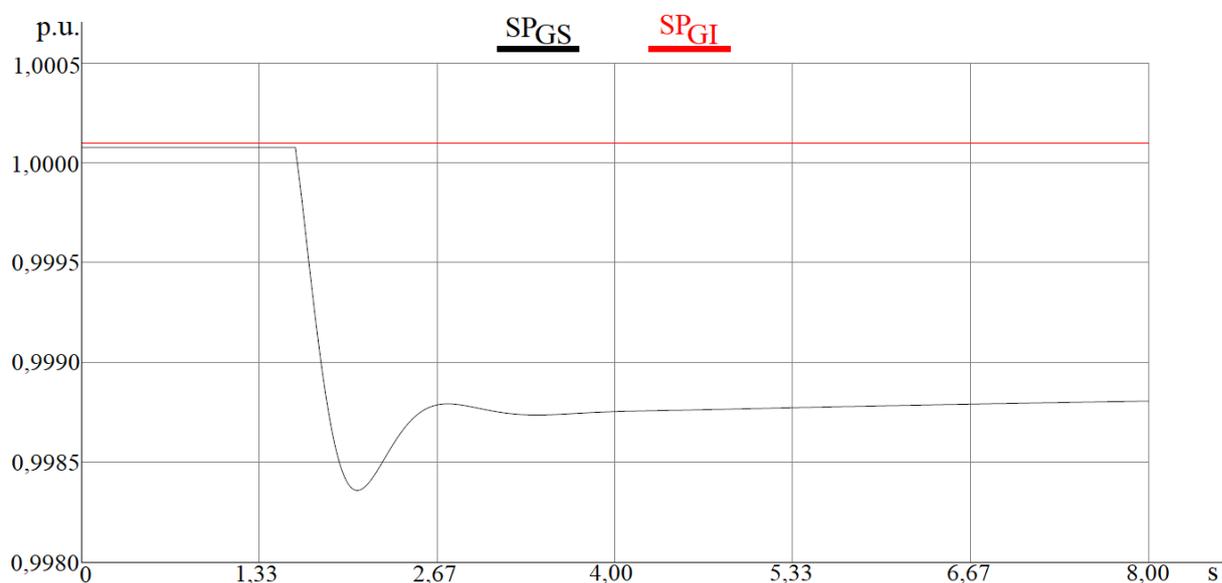


Figura 4.14- Velocidade da máquina síncrona e de indução ao inserir carga no sistema.

O aumento da frequência do sistema pode ser feito atuando no parâmetro *Pref* do componente GGOV1 pelo *Slider* disponível no módulo *RunTime* do RSCAD, mostrado na Figura 4.15. Dessa forma, o torque mecânico aplicado pela turbina a gás no eixo da máquina síncrona é aumentado, acelerando a máquina até que sua frequência volte ao valor de 60 Hz.

Esse controle pode ser feito de forma automática utilizando um AGC (*Automatic Generation Control*), mas que não será apresentado aqui, pois não é o foco desse trabalho.

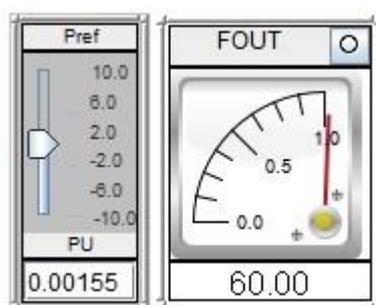


Figura 4.15- *Slider* para variação do valor de *Pref* do GGOV1 e medidor de frequência da máquina síncrona.

### 4.3 Perda de excitação

A abertura acidental do disjuntor de campo da máquina síncrona é uma das possíveis causas da sua perda total de excitação, conforme descrito no item 2.3.1. Para simular essa falha no sistema, a tensão do circuito de excitação do gerador síncrono foi reduzida instantaneamente para zero ao configurar o controle do sistema de excitação para manual, conforme mostrado na Figura 4.16.

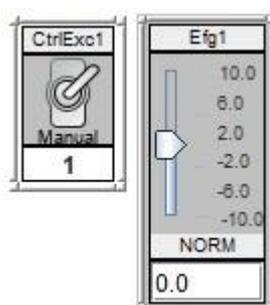


Figura 4.16 - Controle do sistema de excitação no módulo *RunTime* do RSCAD.

A Figura 4.17 mostra que a velocidade da máquina síncrona aumenta nesse caso, já que o regulador de velocidade está configurado para entregar a mesma quantidade de potência mecânica.

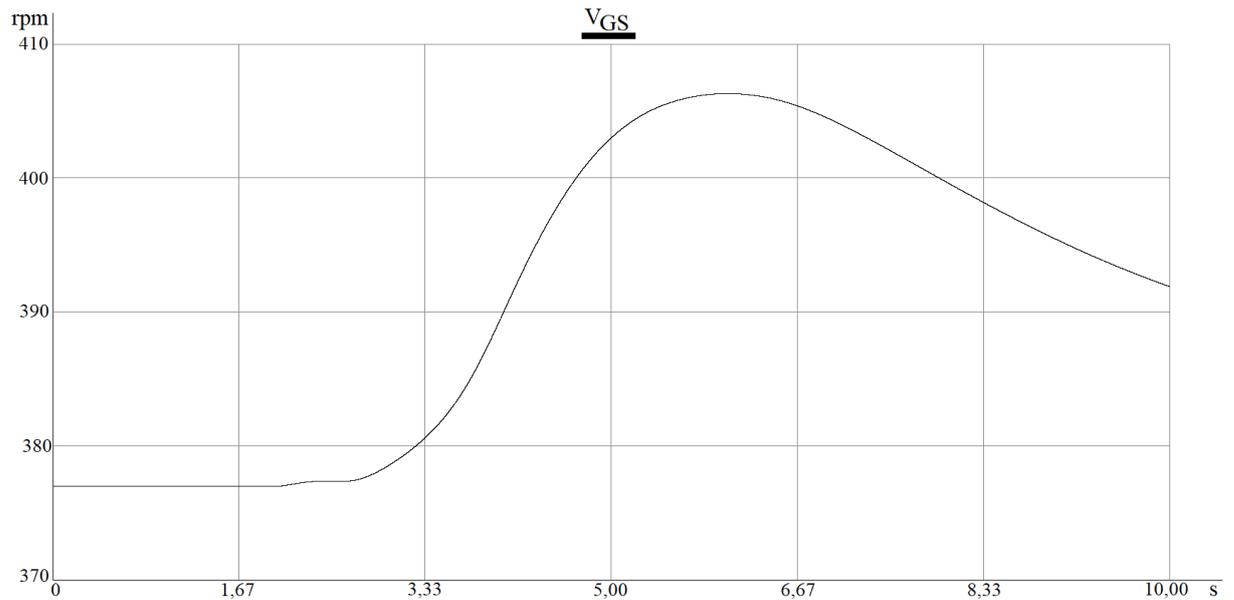


Figura 4.17- Velocidade da máquina síncrona ao perder totalmente a sua excitação.

Ao ter sua velocidade aumentada, o rotor perde seu acoplamento magnético com o estator e então, o escorregamento do gerador fica diferente de zero e a máquina síncrona passa a atuar como gerador de indução e é esperado, portanto, que ela consuma correntes reativas do sistema. No entanto, como o sistema está isolado e a máquina de indução consome todo o reativo do banco de capacitores, a demanda de potência reativa passa a ser maior do que o total disponível e a máquina síncrona tem, então, a sua corrente no estator diminuída conforme mostrado na Figura 4.18.

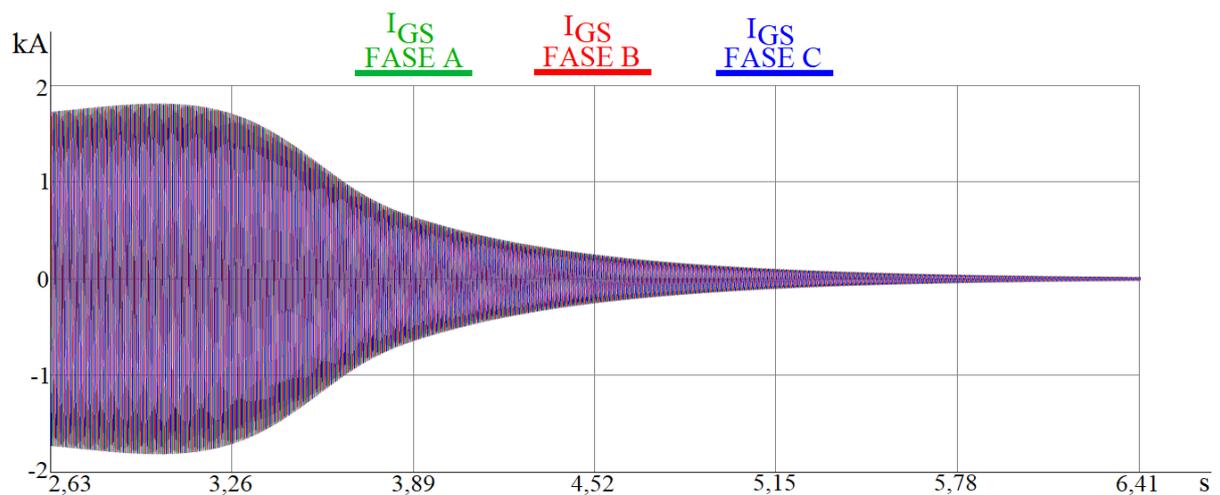


Figura 4.18- Correntes do estator da máquina síncrona ao perder totalmente a sua excitação.

Como a demanda de reativo é maior do que a capacidade de geração das máquinas, o sistema perde a estabilidade de tensão, e na Figura 4.19 a queda drástica de tensão da máquina síncrona é mostrada.

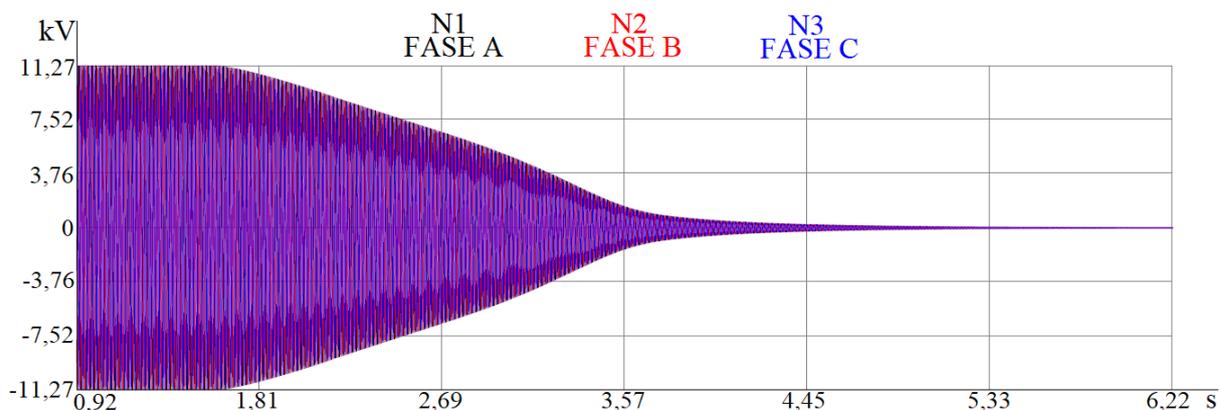


Figura 4.19- Tensão nas fases A (N1), B (N2) e C (N3) da máquina síncrona após perder totalmente a sua excitação.

A máquina de indução também é afetada pela perda de excitação da máquina síncrona, na Figura 4.20 é mostrada a variação do torque elétrico do gerador assíncrono durante e depois do acontecimento da falta.

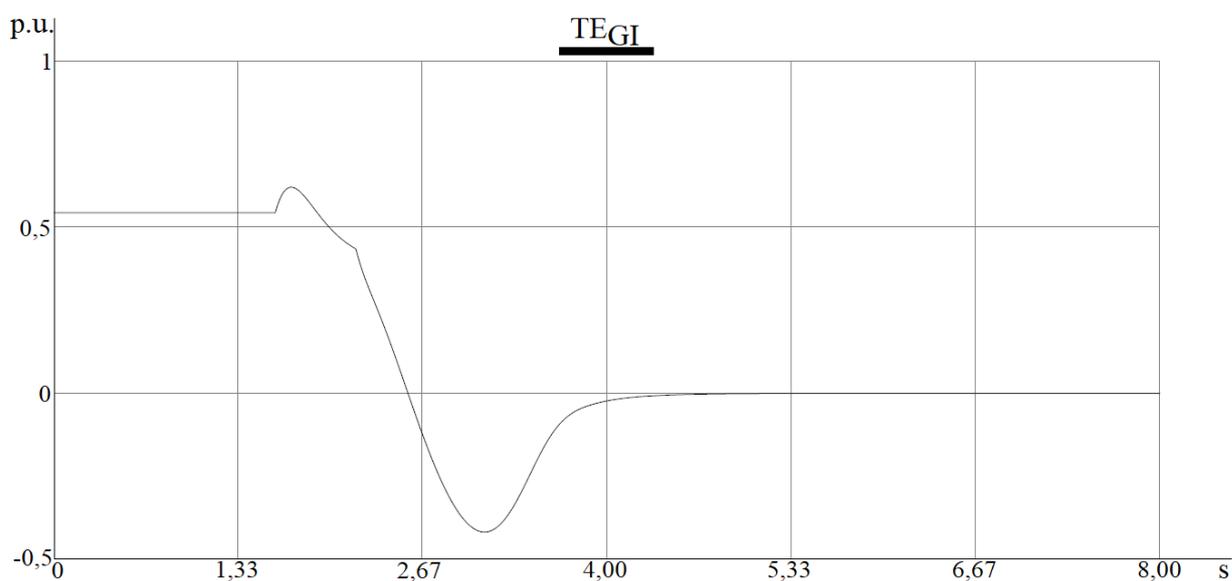


Figura 4.20- Torque elétrico da máquina de indução durante e após a perda total de excitação da máquina síncrona.

Ao acelerar após a perda total de excitação, a velocidade do gerador síncrono passa a ser maior do que a velocidade do gerador de indução. Então, o torque elétrico positivo da máquina assíncrona é diminuído para abaixo de zero, ou seja, a máquina motoriza. Na Figura

4.21 é mostrado o comportamento da corrente das máquinas e da carga dinâmica durante todo o período de perda de excitação do gerador síncrono.

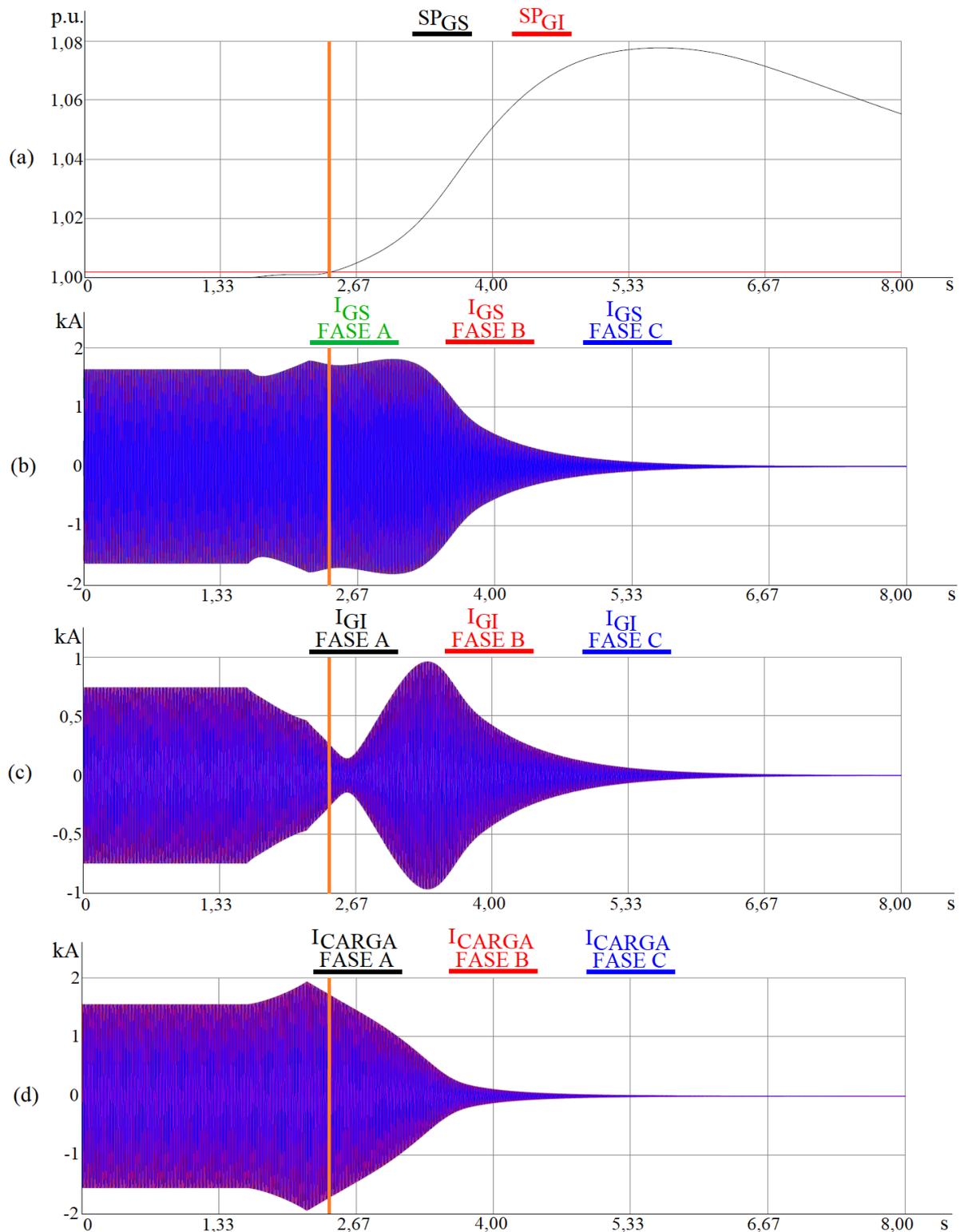


Figura 4.21- (a) Velocidade da máquina síncrona e de indução; (b) Correntes do estator da máquina síncrona; (c) Correntes do estator da máquina de indução; (d) Correntes da carga dinâmica do sistema.

Na Figura 4.21 é possível notar que, conforme a velocidade do gerador síncrono aumenta, sua corrente fornecida também aumenta e, como a carga não varia, a corrente fornecida pelo gerador de indução começa a diminuir. Essa diminuição de corrente ocorre até que a máquina síncrona supere a velocidade do gerador assíncrono (ponto destacado pelo cursor laranja no gráfico). Então, ao motorizar, a máquina de indução para de fornecer corrente para o sistema e a corrente consumida pela carga começa a diminuir, já que a demanda passa a ser maior do que a geração.

A Figura 4.22 mostra a simulação da curva de capacidade do gerador síncrono e a trajetória da sua potência ativa e reativa. Nessa simulação é possível observar que a perda total de excitação da máquina quando está com um alto carregamento pode levá-la ao seu limite de funcionamento, o que pode danificá-la e diminuir sua vida útil.

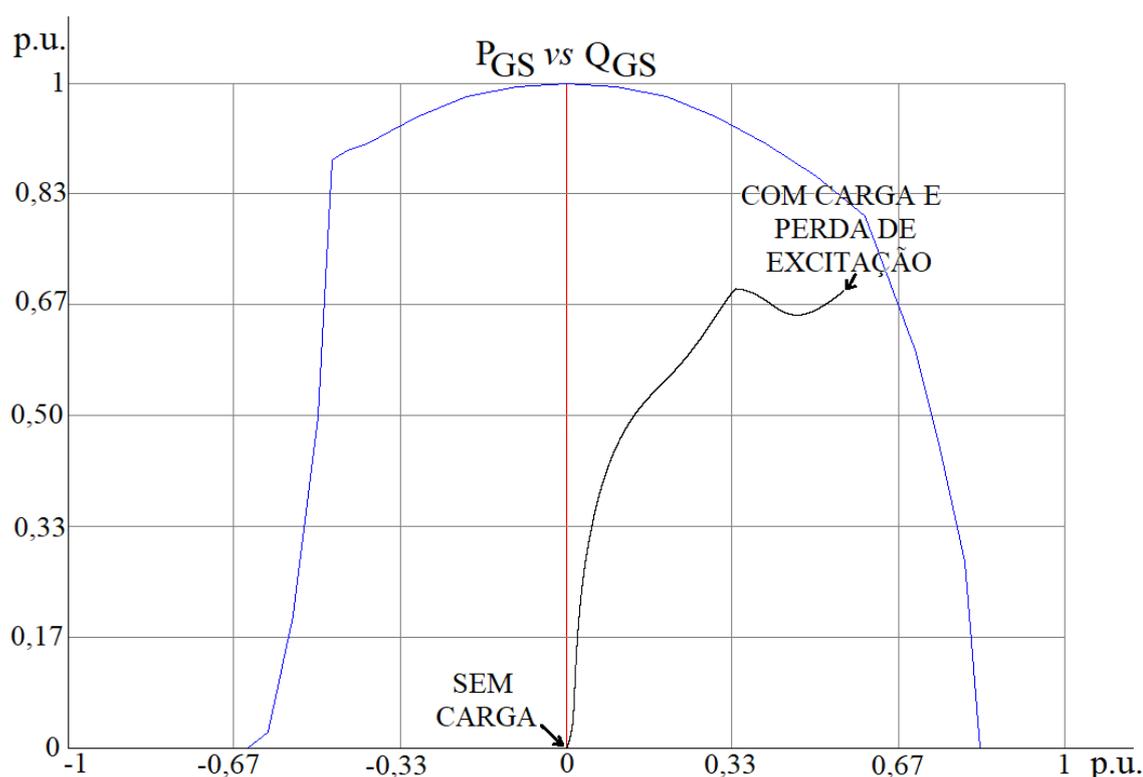


Figura 4.22- Curva de capacidade da máquina síncrona ao perder totalmente a sua excitação com alto carregamento.

A função de proteção ANSI 40 é utilizada para isolar a máquina síncrona nesses casos de perda de excitação, conforme descrito no item 2.3.1. Então, foi simulado no RSCAD os dois elementos MHO característicos das duas zonas dessa função. Na Figura 4.23 são mostradas as trajetórias da impedância vista nos terminais do gerador síncrono com três carregamentos

diferentes, definidos nos cenários 1 (a), (b) e (c) ao perder totalmente a excitação, em um plano R-X com as duas zonas de proteção parametrizadas com offset negativo.

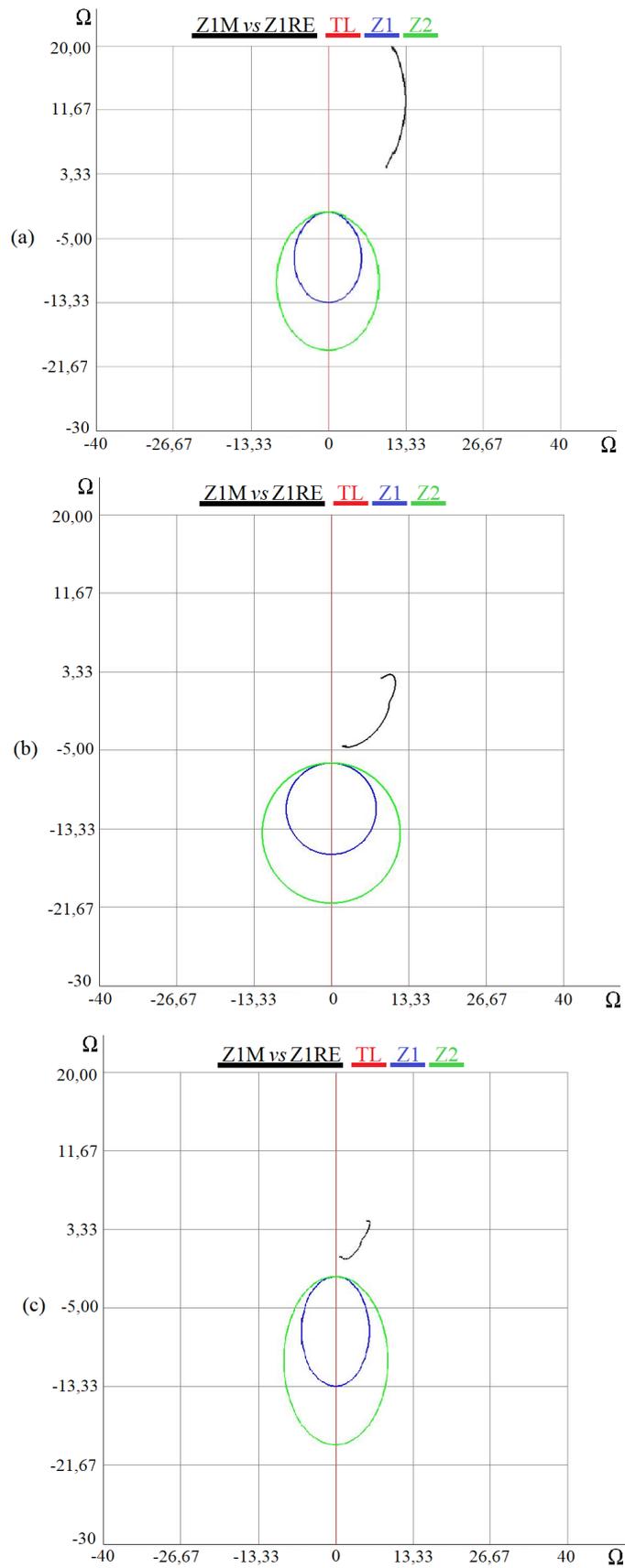


Figura 4.23- Trajetórias das impedâncias vistas nos terminais do gerador síncrono em três níveis diferentes de carregamento ao perder totalmente sua excitação em um plano R-X

delimitado pelas duas zonas MHO configuradas em Offset Negativo. (a) Cenário 1(a). (b) Cenário 1(b). (c) Cenário 1 (c).

Nota-se que a medida que a demanda de potência ativa e reativa das máquinas aumenta, as trajetórias das impedâncias vistas nos terminais do gerador síncrono se aproximam das zonas MHO, mas nem mesmo no caso de maior carregamento das máquinas, a impedância entra. Isso ocorre porque o gerador síncrono está em paralelo apenas com um gerador de indução, ou seja, não há geração de reativo no sistema quando ela perde excitação além do disponibilizado pelo banco de capacitores. Então, ao não consumir correntes reativas, a impedância não entra nos elementos MHO.

É possível comprovar esse comportamento ao conectar o sistema em *hardware-in-the-loop* com o relé comercial. A Figura 4.24 mostra que, ao perder totalmente a sua excitação (a), a máquina síncrona não consome correntes reativas do sistema, e sua potência reativa cai gradualmente a zero (b). Mesmo com o carregamento pesado, o relé não atua, já que seu comando de TRIP continua em zero (c) e o *status* do disjuntor não muda (d).

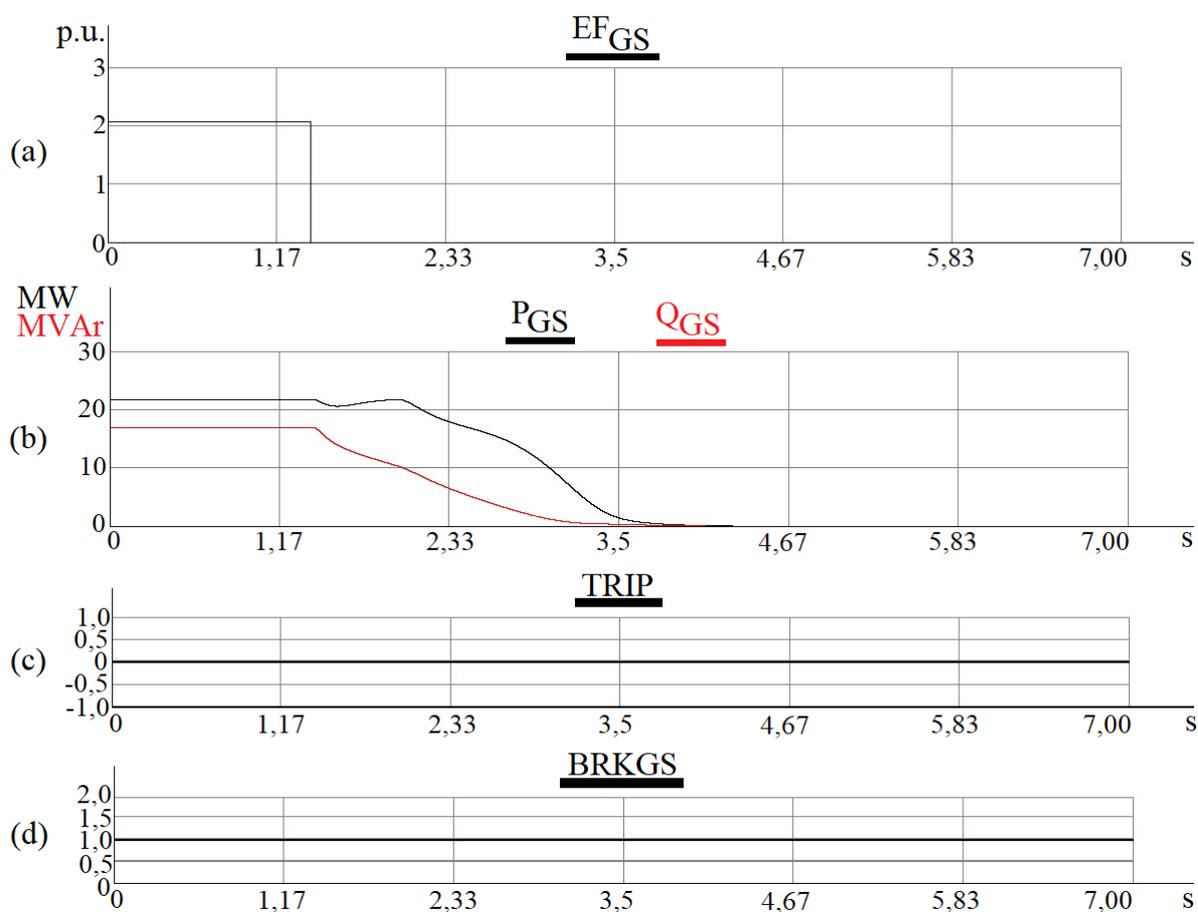


Figura 4.24- Simulação da perda total de excitação da máquina síncrona. (a) Excitação da máquina síncrona. (b) Potência ativa e reativa da máquina síncrona. (c) Comando de TRIP do relé comercial. (d) Status do disjuntor da máquina síncrona.

Então, uma segunda máquina síncrona atuando como gerador foi colocada em paralelo com as outras existentes no sistema, conforme mostrado na Figura 3.29 do cenário 2 e novamente a tensão do circuito de excitação do gerador síncrono principal foi reduzida instantaneamente para zero.

A função do sistema de excitação do gerador síncrono é regular a tensão nos terminais da máquina, então, ao reduzir a sua tensão de excitação, é esperado que a tensão nos seus terminais também diminua. É possível observar na Figura 4.25 que a tensão começa a diminuir de forma suave, mas logo aumenta graças à atuação do circuito de excitação da segunda máquina síncrona adicionada ao sistema.

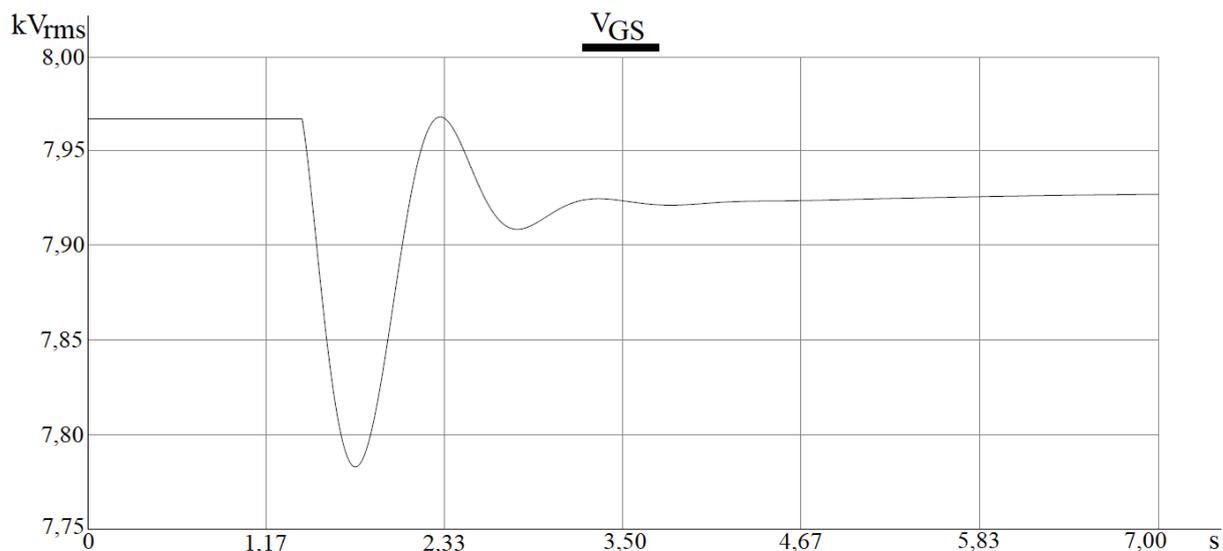


Figura 4.25- Tensão rms nos terminais da máquina síncrona M1 ao perder totalmente a sua excitação em carregamento pesado.

Ao disparar e perder o acoplamento entre estator e rotor, a máquina síncrona passa a atuar como gerador de indução novamente. Com isso, a máquina começa a absorver correntes reativas do sistema fornecidas pelo segundo gerador síncrono adicionado em paralelo, conforme mostrado na Figura 4.26. Por consequência, a sua potência reativa fica cada vez mais negativa, conforme Figura 4.27.

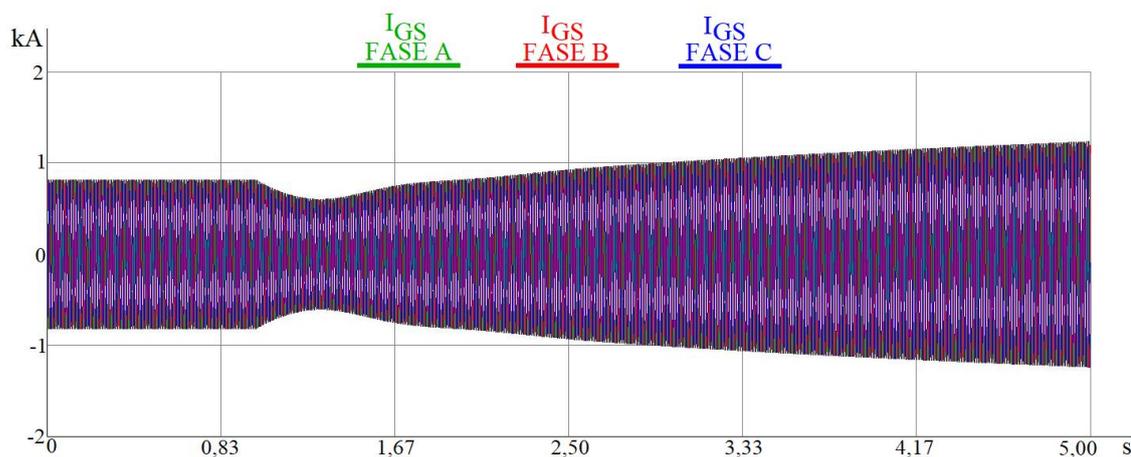


Figura 4.26- Corrente da máquina síncrona M1 ao perder totalmente a excitação em um sistema com duas máquinas síncronas em paralelo (Cenário 2 (c)).

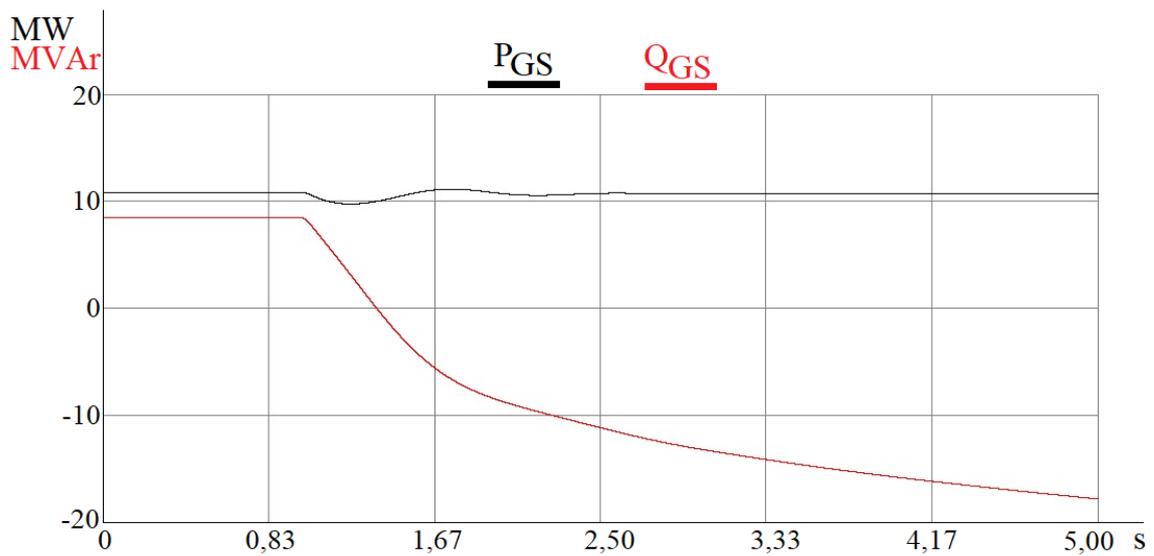


Figura 4.27- Potência ativa e reativa da gerador M1 no sistema com duas máquinas síncronas.

Diferente do comportamento mostrado na Figura 4.27, no Cenário 1 com apenas um gerador síncrono em paralelo com o gerador de indução (Figura 4.24 b), as potências ativa e reativa reduzem-se a zero pela falta de potência reativa disponível no sistema para absorção pelo gerador síncrono ao perder seu acoplamento.

As trajetórias das impedâncias vistas no terminal da máquina síncrona ao perder totalmente a sua excitação quando conectada a mais um gerador síncrono são mostradas na Figura 4.28.

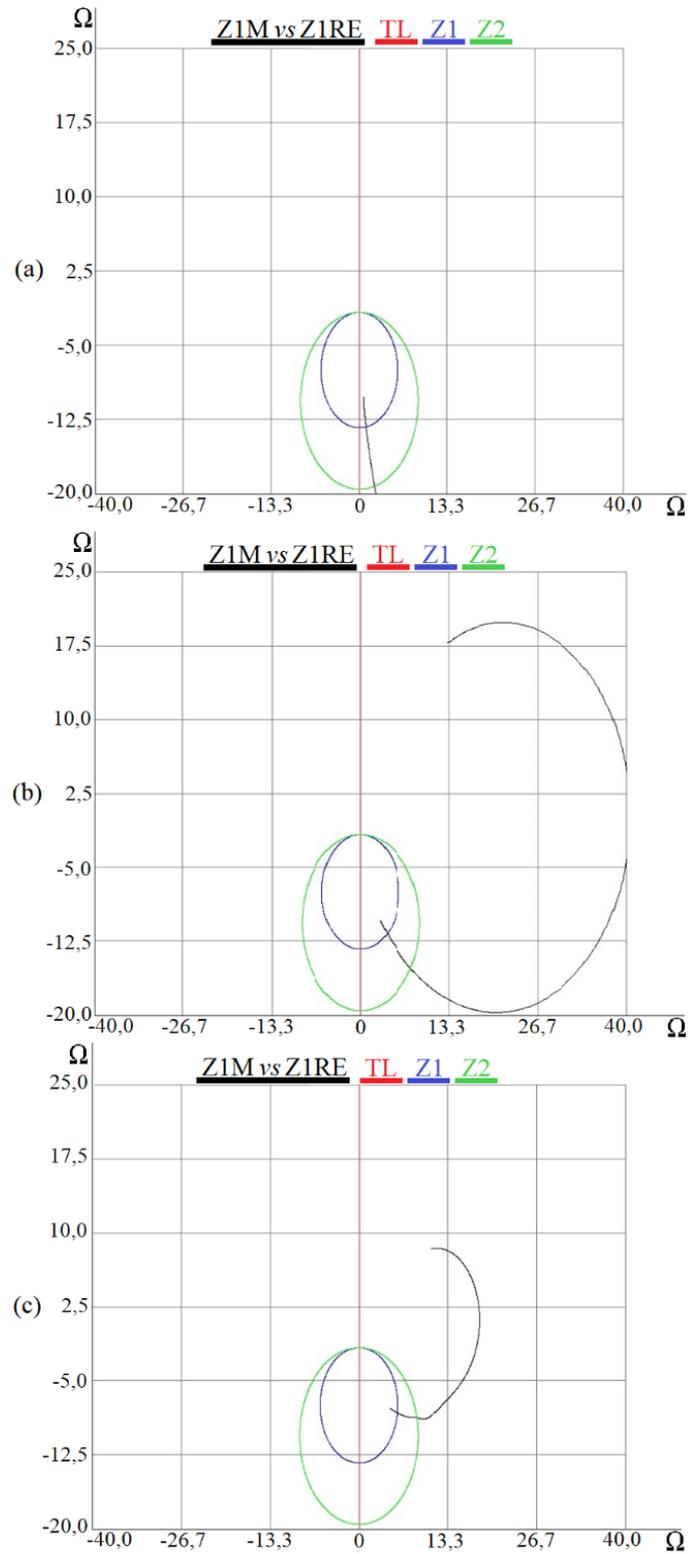


Figura 4.28- Trajetórias das impedâncias vistas nos terminais do gerador síncrono em três níveis diferentes de carregamento ao perder totalmente sua excitação em um plano R-X delimitado pelas duas zonas MHO configuradas em Offset Negativo em um sistema com duas máquinas síncronas. (a) Cenário 2 (a). (b) Cenário 2 (b). (c) Cenário 2 (c).

Observe que mesmo no carregamento mais leve das máquinas (demanda de 5MW e 5MVA<sub>r</sub>), a impedância vista nos terminais do gerador síncrono M1 entra na segunda e em seguida na primeira zona do elemento MHO de offset negativo. Ou seja, ao passar a operar como gerador de indução, as correntes reativas consumidas são supridas pela segunda máquina adicionada ao sistema.

A velocidade do deslocamento da impedância para dentro dos elementos MHO varia de acordo com o nível de carregamento e perda de excitação da máquina síncrona. Ao conectar o sistema em *hardware-in-the-loop* com um relé comercial, é possível perceber essa diferença. Na Tabela 4.2 é mostrado o registro sequencial de eventos (SER- *Sequential Event Report*) relacionado com o acionamento dos elementos MHO da função ANSI 40 do relé utilizado em carregamento médio e pesado com duas máquinas síncronas.

Tabela 4.2- SER da atuação da função ANSI no cenário 2 (b) e (d).

	Carga média			Carga muito pesada		
	Tempo	Zona	Status	Tempo	Zona	Status
<b>1</b>	15:53:27.459	40Z2	Ativa	16:41:41.543	40Z2	Ativa
<b>2</b>	15:53:28.460	40Z2T	Ativa	16:41:42.376	<b>40Z1T</b>	Ativa
<b>3</b>	15:53:28.460	TRIP	Ativa	16:41:42.376	<b>40Z1</b>	Ativa
<b>4</b>	15:53:40.437	<b>40Z1T</b>	Ativa	16:41:42.376	TRIP	Ativa
<b>5</b>	15:53:40.437	<b>40Z1</b>	Ativa	16:41:42.550	40Z2T	Ativa
<b>Zona 1: 12,978 s</b>				<b>Zona 1: 0,833 s</b>		

É possível observar que em ambos os casos, a impedância entra no elemento MHO de primeira zona. No entanto, o tempo dessa trajetória diminui com o aumento do carregamento do sistema. Ou seja, ao perder a excitação do gerador com cargas mais pesadas, por demandarem mais potência, fazem com que o deslocamento da impedância vista nos terminais da máquina seja mais rápido do que em carga leve.

A lógica de funcionamento da função ANSI 40 também influencia no tempo de atuação do relé. A Figura 4.29 e Figura 4.30 mostram o acionamento dos elementos MHO quando a impedância vista nos terminais da máquina síncrona entra em cada um deles, através do software SynchroWAVE de análise das oscilografias capturadas do relé comercial utilizado nesse trabalho.

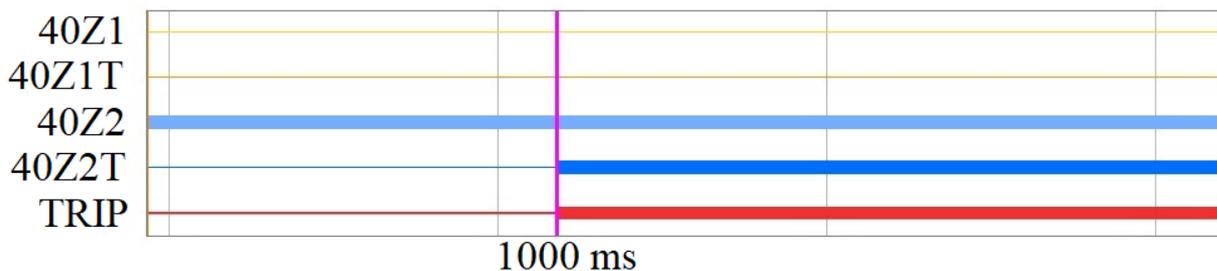


Figura 4.29- Atuação da função ANSI 40 mostrada no *SynchroWAVE* em 2 (a).

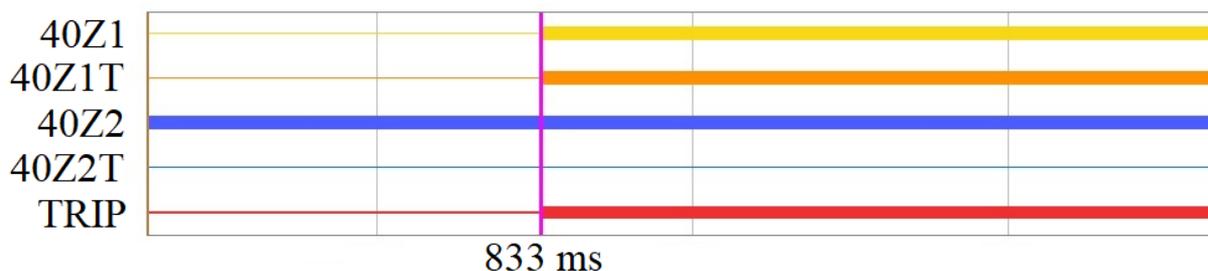


Figura 4.30- Atuação da função ANSI 40 mostrada no *SynchroWAVE* no cenário 2 (d).

Em carregamento leve, representado pela Figura 4.29, o relé atua em zona 2 em 1 s, tempo esse configurado no ajuste 40Z2D. Isso ocorre pela lógica de funcionamento da ANSI 40 do relé comercial mostrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Ao entrar no elemento MHO de segunda zona, a impedância precisa permanecer por 40Z2D segundos dentro dessa região para que o relé atue.

Já em carregamento pesado (Cenário 2c), representado pela Figura 4.30, o relé atuou 167 ms mais rápido. É possível notar que a impedância entra em zona 2, e 833 ms depois entra em zona 1. Então, o relé, instantaneamente, dá o sinal de *trip*. Isso ocorre porque o ajuste 40Z1D foi configurado em 0 s (Figura 2.25).

Essa variação de tempo de atuação também ocorre com diferentes níveis de perda de excitação da máquina síncrona, conforme mostrado na Tabela 4.3 no Cenário 2d (Capítulo 3). Ao perder 50% de excitação, a proteção atua em, aproximadamente, 1 s em Zona 2, enquanto que ao perder 100% de excitação, a atuação ocorre em 833 ms em Zona 1.

Tabela 4.3- SER da atuação da proteção ANSI 40 em perda de 50% e 100% de excitação da máquina síncrona.

	Perda de 50%			Perda de 100%		
	Tempo	Zona	Status	Tempo	Zona	Status
<b>1</b>	16:58:35.202	40Z2	Ativa	16:41:41.543	40Z2	Ativa
<b>2</b>	16:58:36.203	40Z2T	Ativa	16:41:42.376	40Z1T	Ativa
<b>3</b>	16:58:36.203	<b>TRIP</b>	Ativa	16:41:42.376	40Z1	Ativa
<b>4</b>	16:58:36.329	40Z2T	Inativa	16:41:42.376	<b>TRIP</b>	Ativa
<b>Atuação: 1,001 s</b>				<b>Atuação: 0,833 s</b>		

A Figura 4.31 mostra o instante da atuação do relé comercial pela função ANSI 40 logo que a máquina perde sua excitação. Ao reduzir a zero EF1 simulando a abertura acidental do disjuntor de campo (a), o *trip* do relé atua (b) e o disjuntor conectado aos terminais do gerador síncrono M1 abre e isola a máquina, aproximadamente, 160 ms depois (c). Consequentemente, a máquina M1 para de fornecer potência ativa e reativa para o sistema conforme mostrado em (d). É possível observar que a excitação EF2 do gerador síncrono M2 tem seu valor cada vez maior (e) para suprir os reativos da máquina síncrona até que a proteção atue e a máquina com defeito seja isolada. Nesse momento o segundo gerador síncrono tem sua excitação diminuída, mas logo em seguida ela aumenta para pela atuação do controle AC5A para regular a tensão do sistema em 13,8 kV novamente.

Os medidores de potência ativa e reativa dos três geradores do sistema antes da perda de excitação de M1 são mostrados na Figura 4.32. Note que as duas máquinas síncronas estão fornecendo a mesma quantidade de potência para as cargas: PS1 e QS1 em (a) e PS2 e QS2 em (b). Mas quando a proteção atua, ao isolar a máquina com defeito M1, a distribuição de potência do sistema muda e o gerador síncrono M2 em conjunto com o gerador de indução passam a suprir toda a demanda, conforme mostrado na Figura 4.33.

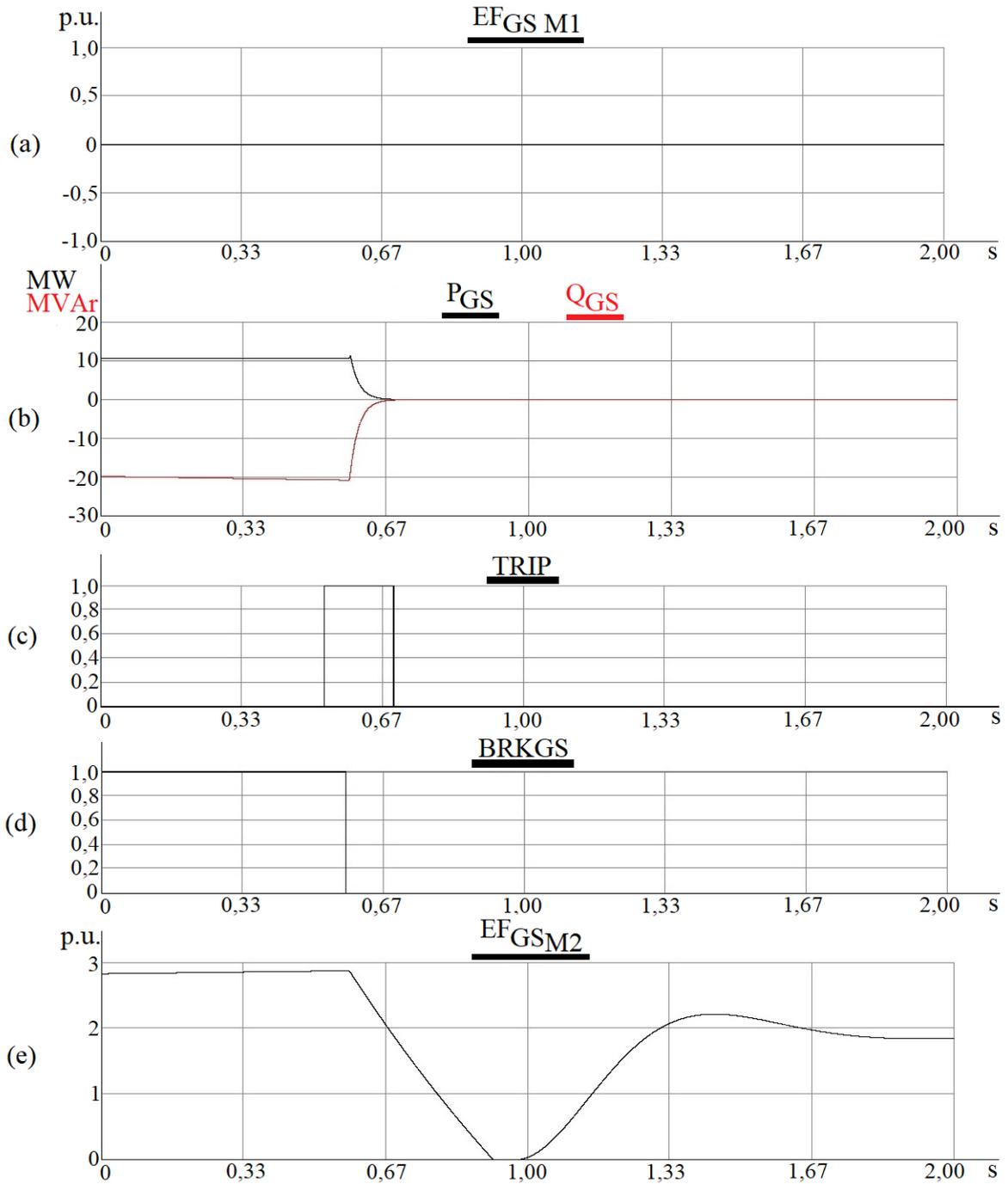


Figura 4.31- Atuação do relé pela função ANSI 40 após a perda total de excitação da máquina síncrona M1. (a) Excitação da máquina síncrona M1. (b) Potência ativa e reativa da máquina síncrona M1. (c) Sinal do *TRIP* do relé comercial. (d) *Status* do disjuntor da máquina síncrona M1. (e) Excitação da máquina síncrona M2.

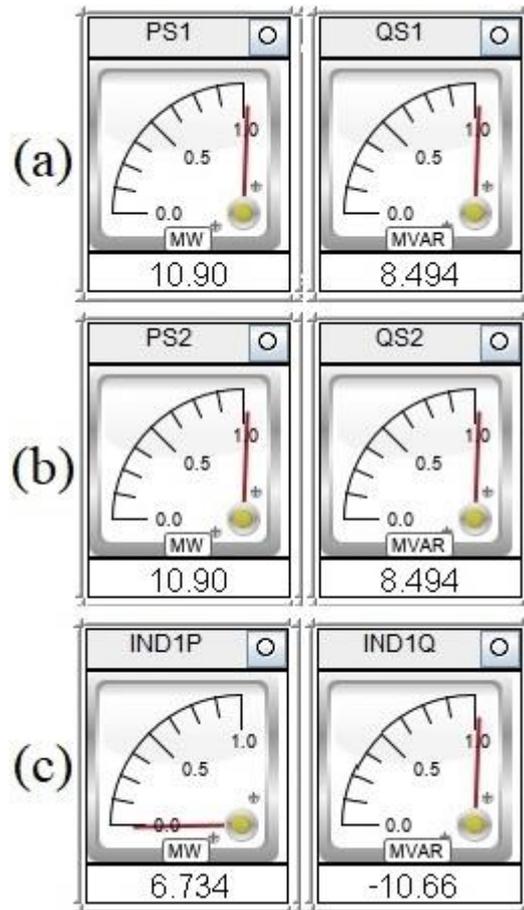


Figura 4.32- Medidores de potência dos geradores antes da perda de excitação total da máquina síncrona M1. (a) Potências da máquina síncrona M1. (b) Potências da máquina síncrona M2. (c) Potências da máquina de indução.

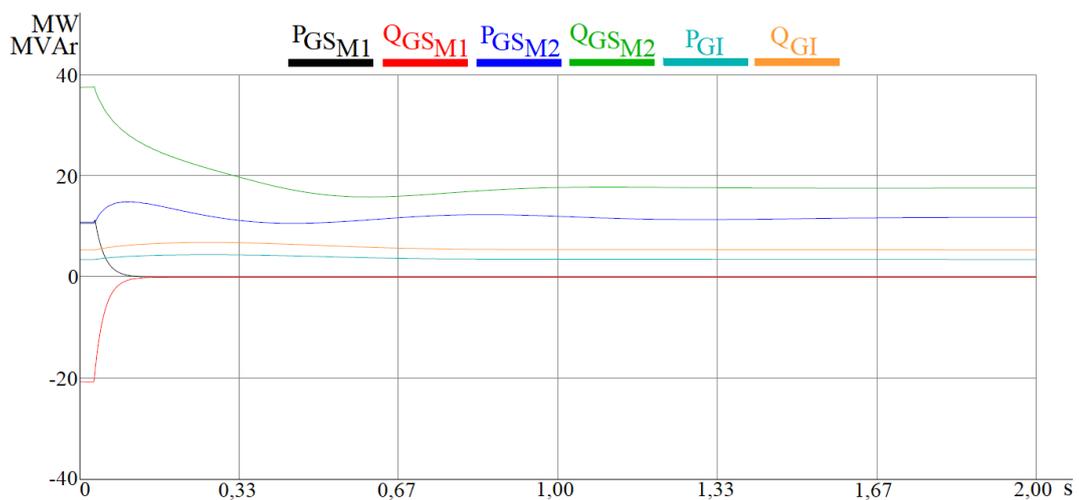


Figura 4.33- Potências ativa e reativa das máquinas síncronas e de indução depois da perda total de excitação do gerador M1.

Nesse cenário, a máquina síncrona M2 assume o papel de único mestre do gerador de indução. Essa relação pode ser percebida pela Figura 4.34, que mostra a frequência do gerador

síncrono M2 aumentando por atuação do regulador de velocidade, e a frequência do gerador de indução seguindo essa variação e respeitando a relação mestre e escravo entre eles.

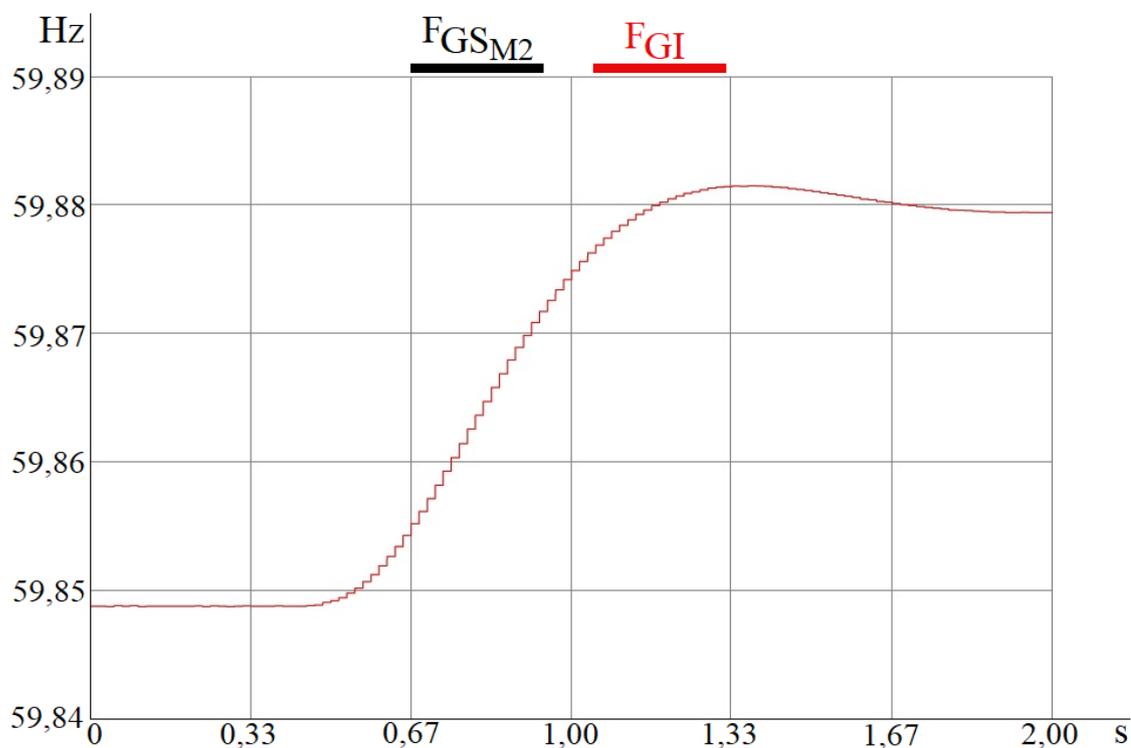


Figura 4.34- Frequência da máquina síncrona M2 e do gerador de indução.

Esta nova relação entre M2 e a máquina de indução pode não acontecer se a proteção de perda de excitação também for aplicada na segunda máquina síncrona, pois como mostrado na Figura 4.31 (e), o gerador M2 perde a sua excitação momentaneamente durante a atuação da ANSI40 na máquina M1, e esse tempo pode ser suficiente para a atuação do *trip* do relé e isolamento da segunda máquina síncrona também.

#### 4.4 Curto-circuito

O curto-circuito é outro tipo de distúrbio que pode afetar a operação das máquinas síncrona e de indução em paralelo, além de poder causar danos severos nos enrolamentos dos geradores, dado que as correntes de falta podem chegar a valores acima de 10 vezes o valor nominal da máquina.

Para avaliar o comportamento dos geradores, três tipos de curto-circuitos foram aplicados nos terminais do estator da máquina síncrona com diferentes níveis de carregamentos, conforme descrito no Capítulo 3. Para isso, “*switches*” foram usadas para controlar a inserção de faltas entre fases e entre fase e terra, conforme mostrado na Figura 4.35.

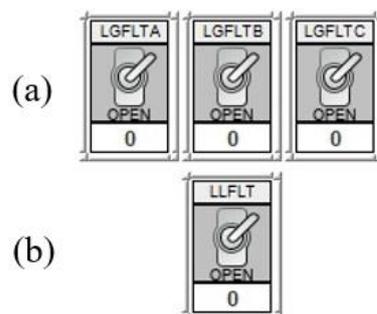


Figura 4.35 - Switchs para controle da inserção de resistências no terminal da máquina síncrona. (a) controle da inserção entre fases e terra (b) controle da inserção entre fases.

A seguir são apresentados os resultados dos testes aplicados no sistema com um gerador síncrono em paralelo com o gerador de indução (Cenário 3), no sistema com dois geradores síncronos em paralelo com o gerador de indução (Cenário 4) e no sistema com aplicação da falta fora da região de proteção da função ANSI 87G (Cenário 5).

#### 4.4.1 Cenário 3- Um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução

##### 4.4.1.1 Curto-Circuito monofásico na fase A para terra

##### 4.4.1.1.1 Sistema sem proteção

O curto-circuito monofásico foi aplicado dentro da região de proteção (entre os terminais da máquina síncrona e o disjuntor BRKGS) variando-se o carregamento do sistema em três níveis: leve (Cenário 3a), médio (Cenário 3b) e pesado (Cenário 3c).

Na Figura 4.36 é mostrada as correntes do gerador síncrono M1 (a), gerador de indução (b), corrente de falta (c), corrente de neutro do gerador síncrono M1 (d) e corrente de neutro do gerador de indução (e) ao aplicar a falta no sistema com carregamento pesado (Cenário 3c). O momento de aplicação da falta é destacado pelo cursor laranja.

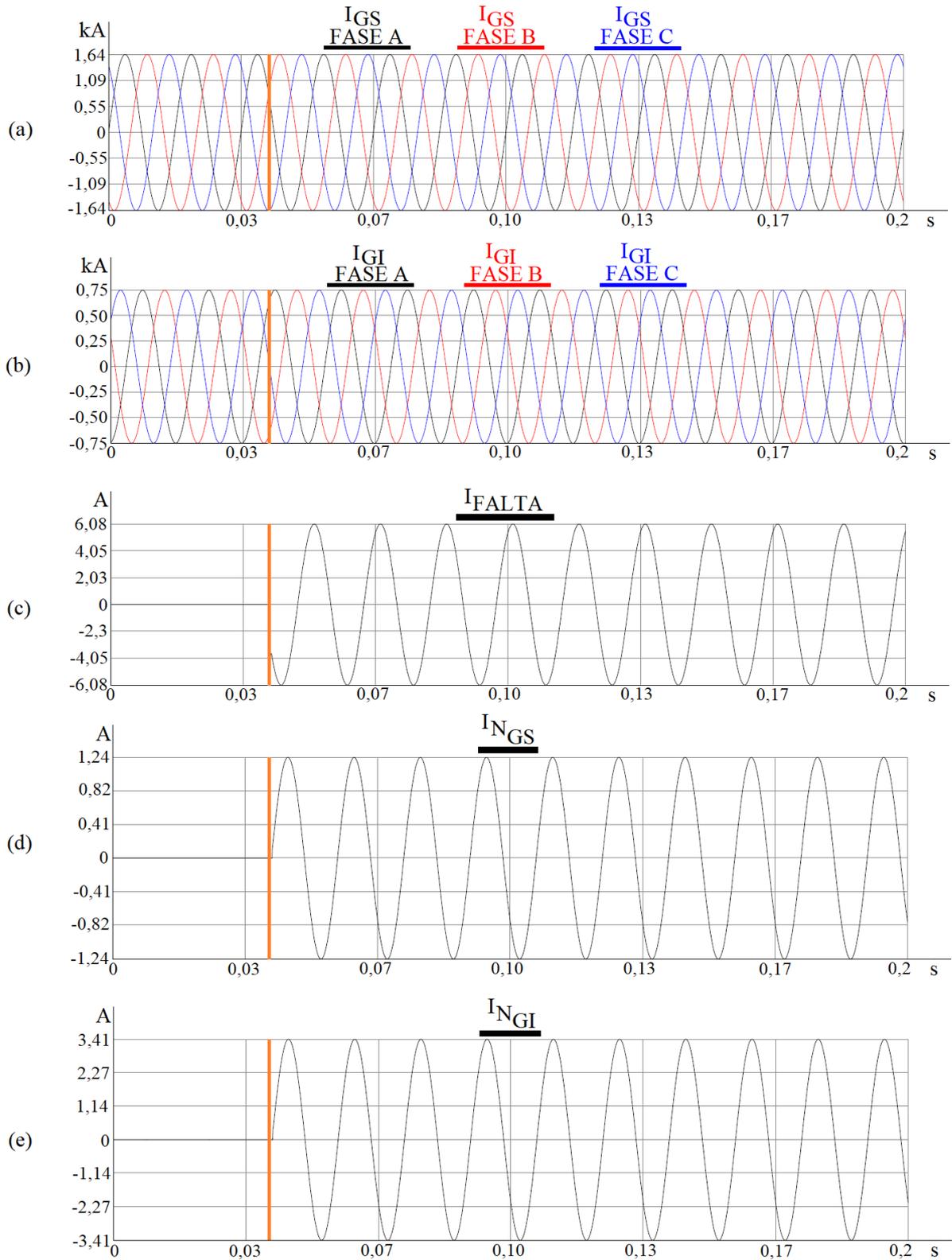


Figura 4.36- Correntes da máquina síncrona M1 (a), corrente da máquina de indução (b), corrente de falta (c), corrente de neutro da máquina síncrona M1 (d) e corrente de neutro da máquina de indução (e) no período antes, durante e depois da falta monofásica para terra aplicada na fase A em carregamento pesado (Cenário 3c).

A tensão no neutro do gerador síncrono é mostrada na Figura 4.37. O momento de aplicação do curto-circuito monofásico na fase A é destacado pelo cursor laranja.

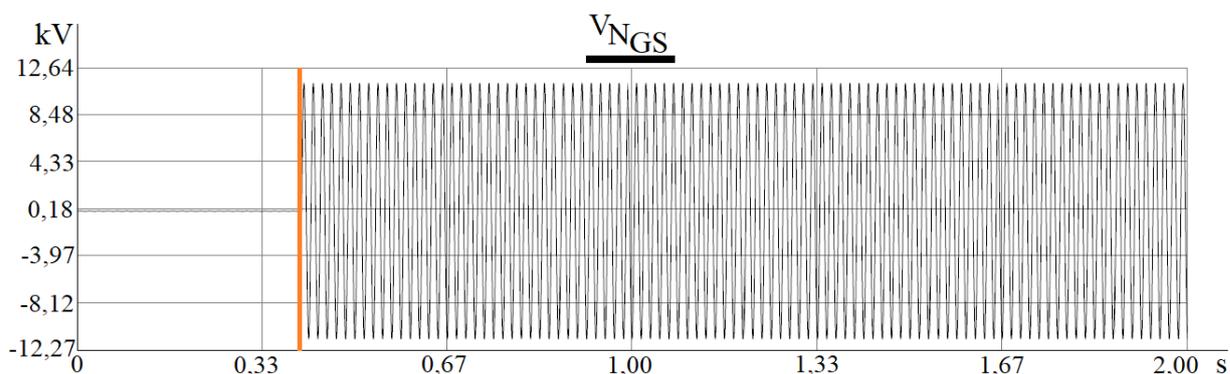


Figura 4.37- Tensão no neutro do gerador síncrono antes, durante e depois da aplicação da falta monofásica na fase A para terra no sistema com carregamento pesado (Cenário 3c).

O comportamento do sistema é semelhante nos três níveis de carregamento (Cenário 3a, 3b e 3c) e por isso foi escolhido um deles para representação gráfica das grandezas de tensão e corrente do sistema.

Observe na Figura 4.36, que no momento da falta (destacado pelo cursor laranja), as correntes das máquinas síncrona e de indução quase não variam, já que a corrente de falta (Figura 4.36c) atinge valores de pico de 6,08 A. Valor pequeno quando comparado com as correntes geradas, na ordem de kA, pelas máquinas em condição normal de operação nos três níveis de carregamento do sistema.

Em um curto-circuito a terra, como o caso estudado nesse capítulo, uma parcela da corrente de falta passa pelo neutro das máquinas síncrona e de indução, através do seu aterramento, conforme mostrado na Figura 4.38. Esse comportamento pode ocasionar diversos danos aos enrolamentos do gerador e para limitar essas correntes, foi utilizado um transformador de aterramento conectado a uma resistência de  $2,76 \Omega$  no gerador síncrono, conforme descrito no Capítulo 3.4.5, e um transformador de aterramento conectado a uma resistência de  $1 \Omega$  no gerador de indução.

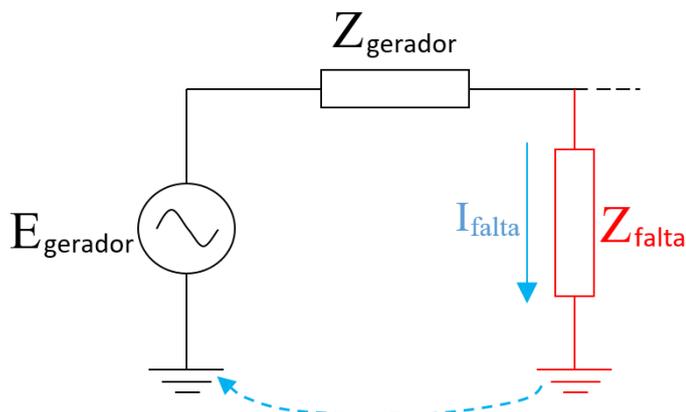


Figura 4.38- Representação da passagem de corrente pelo aterramento do gerador síncrono.

Ambos os geradores contribuem com a falta. Mas observe que a corrente de neutro dos dois geradores síncrono e de indução ficam limitadas a 1,24 A e 3,41 A de pico, respectivamente (Figura 4.36d e Figura 4.36e).

Diferente das correntes nos terminais das máquinas de indução e síncrona que quase não variam, a tensão de neutro das máquinas que em operação normal tem valor nulo, passam a ter valores diferentes de zero depois da falta à terra, conforme mostrado na Figura 4.37. Observe que no caso da máquina síncrona, a tensão de neutro chega a valores maiores que 11 kV de pico.

#### 4.4.1.1.2 Sistema em *hardware-in-the-loop*

O sistema foi conectado em *hardware-in-the-loop* com um relé comercial e a falta monofásica na fase A a terra foi aplicada dentro da região de proteção da função ANSI 87G (entre os terminais do gerador síncrono e do disjuntor BRKGS) logo após o acionamento das máquinas.

A Figura 4.39 mostra que a proteção ANSI 87G não atua ao aplicar a falta monofásica a terra na fase A. Isso ocorre porque as correntes de operação e restrição calculadas pelo relé comercial através das medições de corrente do sistema ao aplicar a falta monofásica na falta A para terra ficam abaixo da região de operação (mostrado na Figura 4.40).

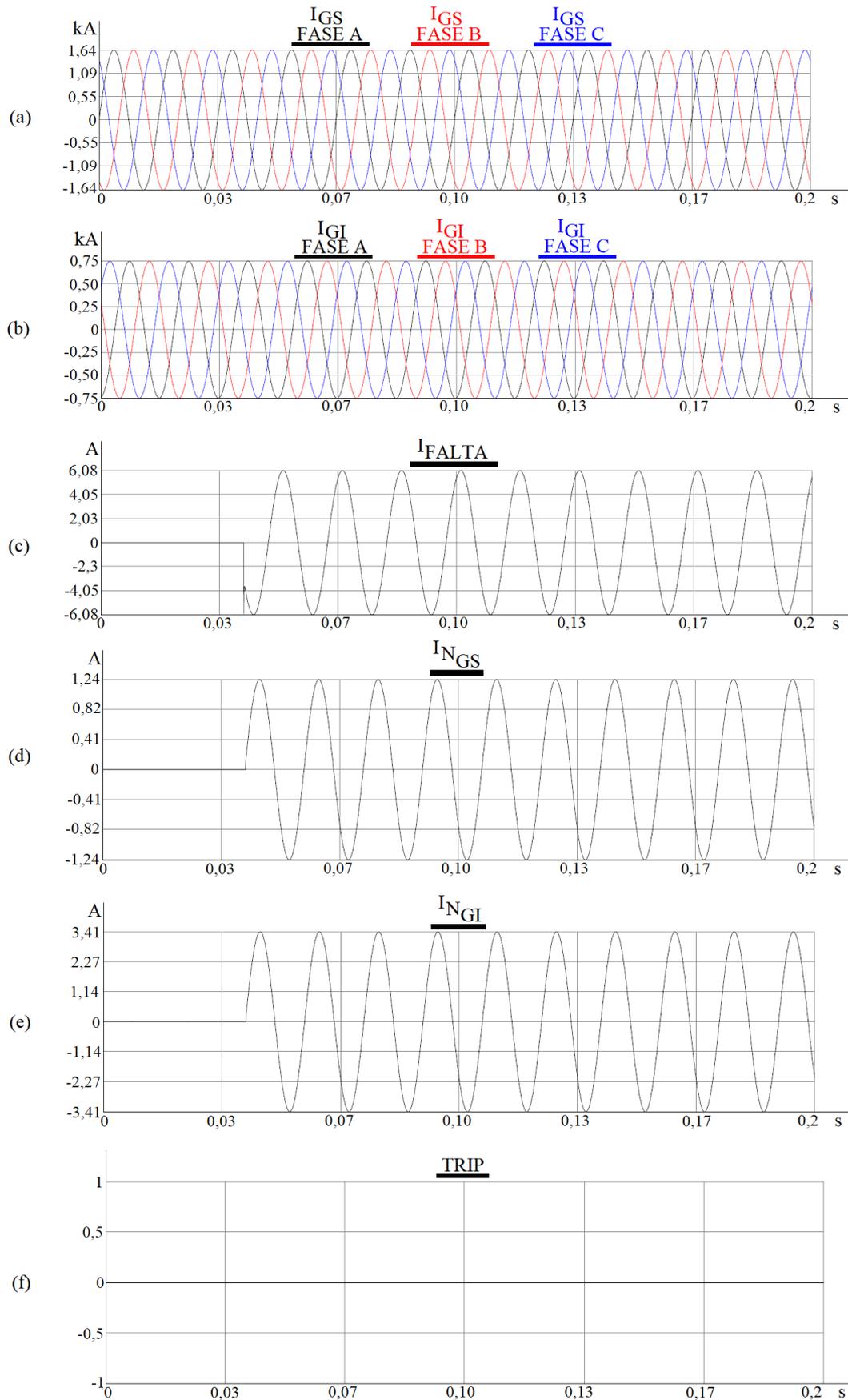


Figura 4.39- Correntes da máquina síncrona M1 (a), corrente da máquina de indução (b), corrente de falta (c), corrente de neutro da máquina síncrona M1 (d), corrente de neutro da

máquina de indução (e) e status do trip do relé comercial (f) no período antes, durante e depois da falta monofásica para terra aplicada na fase A em carregamento pesado (Cenário 3c).

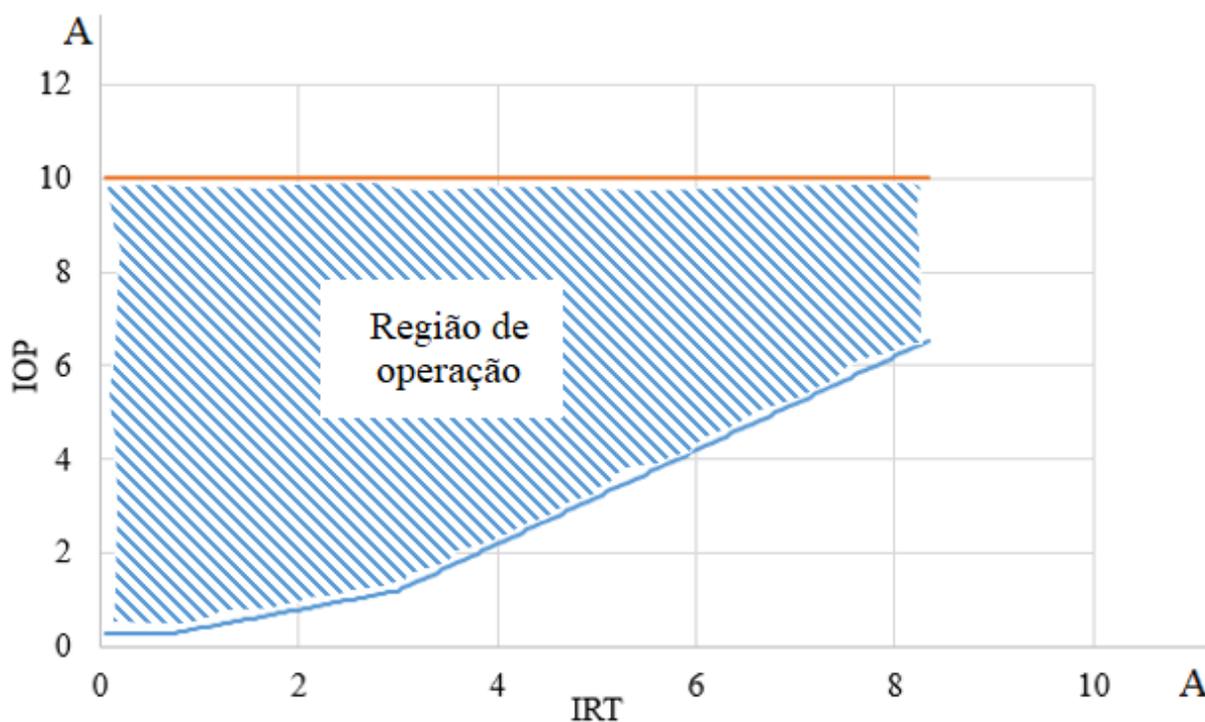


Figura 4.40- Gráfico indicando a zona de operação do relé comercial limitadas pelas curvas parametrizadas para a função ANSI87G.

Apesar a função ANSI 87G não atuar nesse caso, existem outras funções capazes de identificar esse tipo de curto-circuito, como a função ANSI 64G (detecta falhas à terra nos enrolamentos do estator, através da tensão de neutro). Na Figura 4.41 é mostrada a tensão de neutro no secundário do TP que é lida pelo relé comercial (a), o momento de atuação do *trip* (b) e a abertura do disjuntor BRKGS (c) que isola o gerador síncrono após o comando do relé.

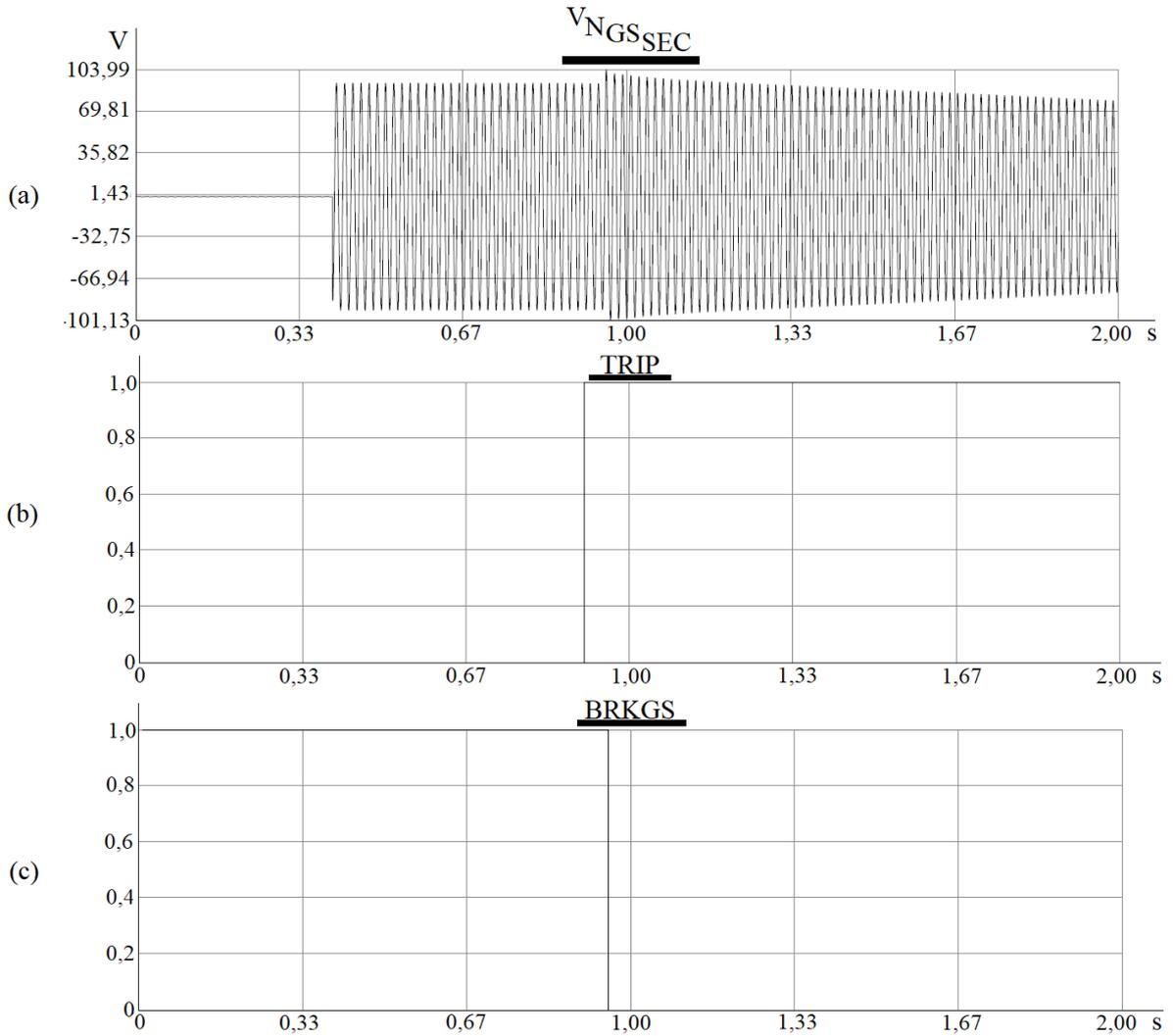


Figura 4.41- Tensão no secundário do TP do neutro do gerador síncrono (a), trip (b) e status do disjuntor BRKGS (c) após a atuação da função ANSI 64G pela aplicação do curto-circuito monofásico na fase A para terra no cenário 3c.

A Figura 4.42 mostra o acionamento do *trip* pelo relé comercial através do *SynchroWAVE* (a lógica do funcionamento da função 64G pode ser vista no Apêndice H):

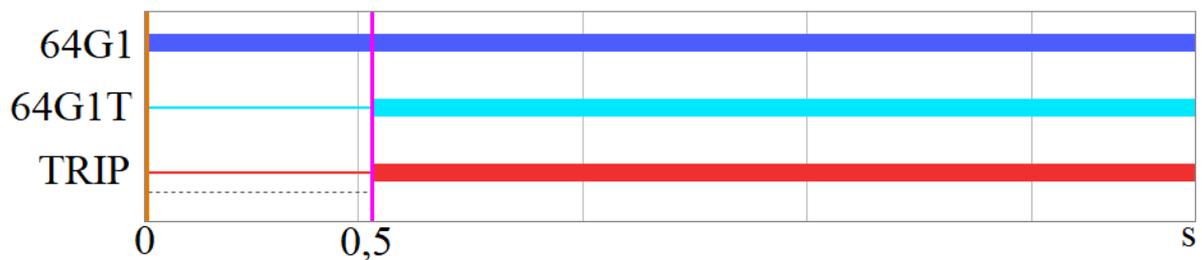


Figura 4.42- Atuação da função ANSI 64G mostrada no *SynchroWAVE* no cenário 3c.

A Tabela 4.4 mostra que a função ANSI 87G não atua nos três níveis de carregamento do sistema já que a corrente de falta atinge valores pequenos quando comparados com as

magnitudes das correntes geradas pelas máquinas síncrona e de indução em operação normal, mas que a função ANSI 64G é capaz de identificar esse distúrbio do sistema e isolá-lo ao dar o comando de *trip*.

Tabela 4.4- Atuação da função ANSI 87G e ANSI 64G após aplicar curto-circuito monofásico na fase A para terra nos cenários com um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução.

<b>Carregamento do sistema</b>	<b>Corrente de falta de pico</b>	<b>ANSI 87 G</b>	<b>ANSI 64G</b>
Leve (Cenário 3a)	5,38 A	Não atua	Atua
Médio (Cenário 3b)	5,87 A	Não atua	Atua
Pesado (Cenário 3c)	6,08 A	Não atua	Atua

A Figura 4.43 mostra o comportamento do sistema ao isolar a máquina síncrona após a aplicação do curto-circuito monofásico na fase A para terra. Observe que ao aplicar o curto e o *trip* atuar, a máquina síncrona é isolada com o distúrbio do sistema (a), como a demanda de reativo passa a ser maior que a geração (já que o gerador de indução não é capaz de gerar potência reativa para as cargas), o sistema perde a estabilidade, a máquina de indução para de gerar (b) e as cargas tem a sua corrente diminuída a zero (c-e).

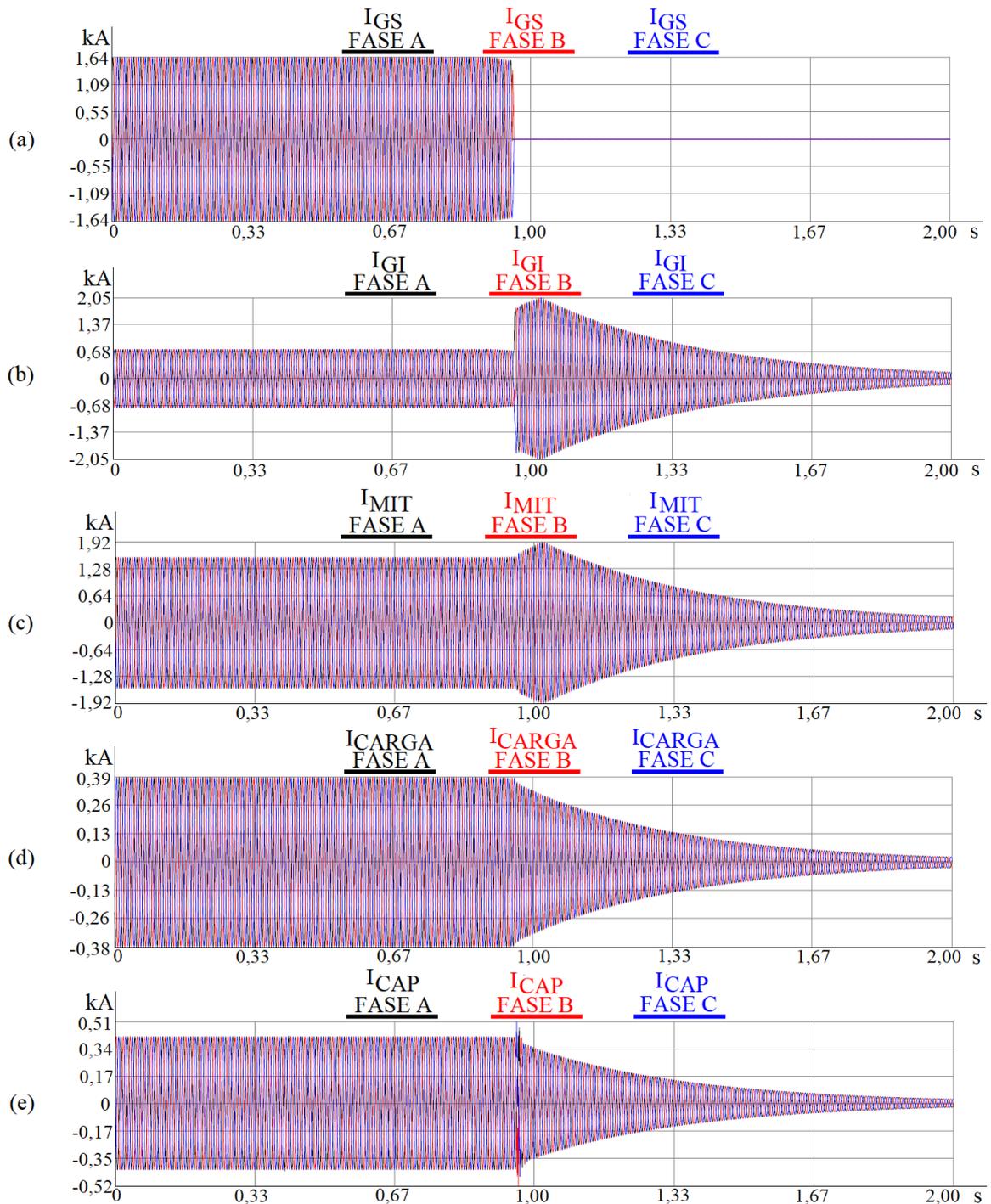


Figura 4.43- Comportamento do sistema ao isolar a máquina síncrona depois da aplicação do curto-circuito monofásico na fase A para terra no cenário 3c. (a) Corrente da máquina síncrona; (b) Corrente da máquina de indução; (c) Corrente do MIT; (d) Corrente da carga; (e) Corrente do banco de capacitores.

#### Curto-circuito bifásico entre as fases A e B

##### 4.4.1.1.3 Sistema sem proteção

O curto-circuito bifásico entre as fases A e B também foi aplicado dentro da região de proteção (entre os terminais da máquina síncrona e o disjuntor BRKGS) variando-se o carregamento do sistema em três níveis: leve (Cenário 3a), médio (Cenário 3b) e pesado (Cenário 3c).

Ao aplicar o curto-circuito no sistema em carregamento pesado, as correntes dos geradores síncrono M1 (a) e de indução (b) tem seus valores de pico aumentadas e as correntes das fases A e B diminuem nas cargas (c-e), conforme mostrado na Figura 4.44.

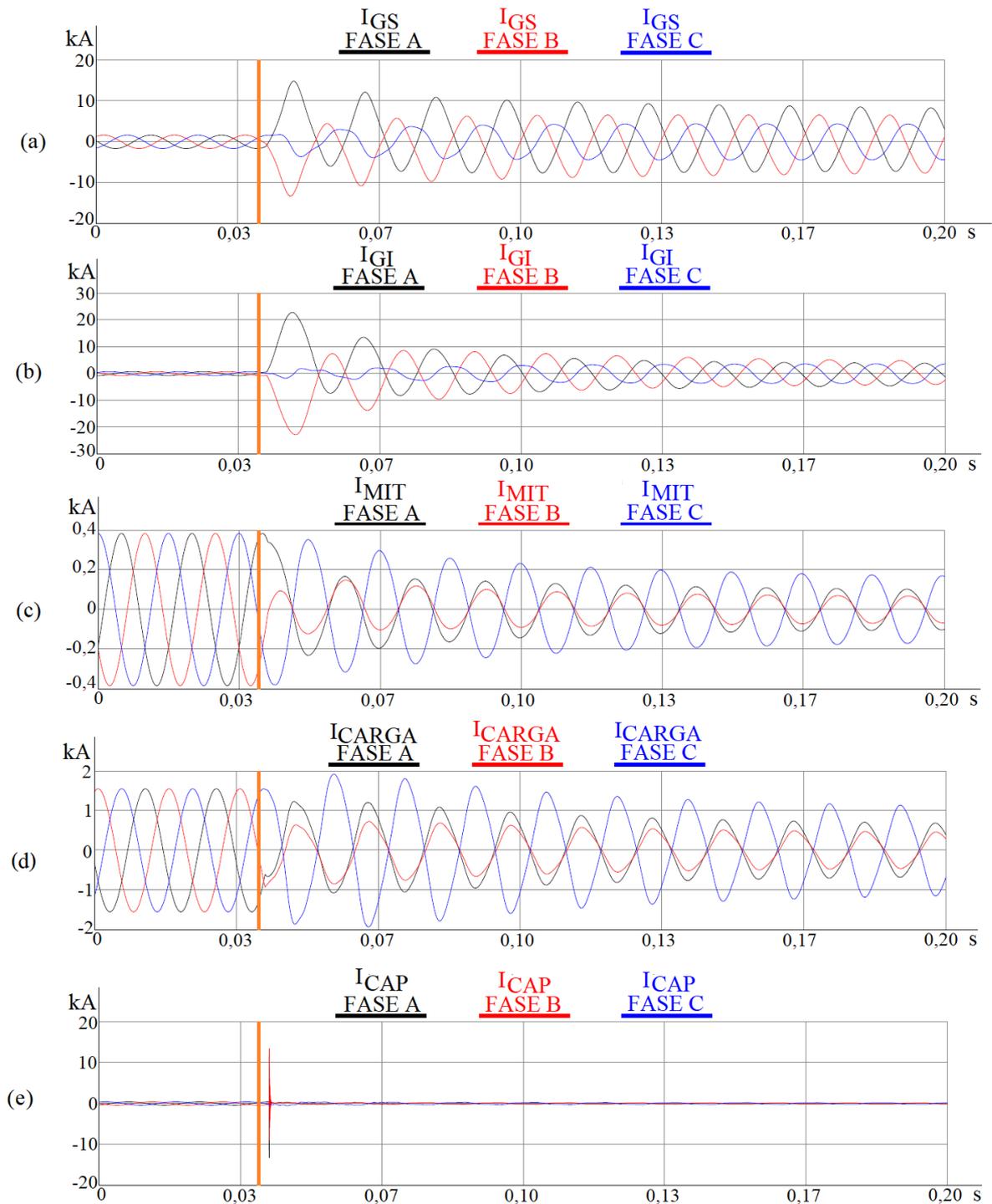


Figura 4.44- Correntes da máquina síncrona (a), máquina de indução (b), MIT (c), carga (d) e banco de capacitores (e) no período antes, durante e depois da aplicação da falta bifásica entre as fases A e B no sistema com carregamento pesado (Cenário 3c).

As tensões na máquina síncrona M1 (a) e de indução (b) são mostradas na Figura 4.45.

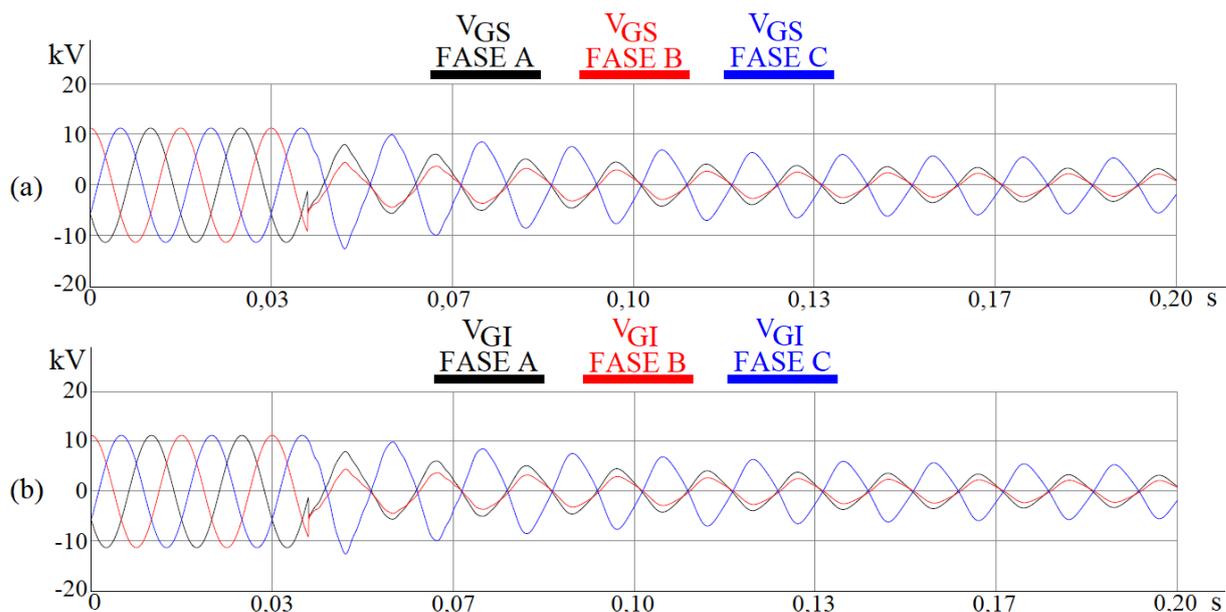


Figura 4.45- Tensão nos terminais do gerador síncrono (a) e de indução (b) antes, durante e depois da aplicação da falta bifásica entre as fases A e B no sistema com carregamento pesado (Cenário 3c).

Assim como mostrado na análise da aplicação do curto-circuito monofásico, o comportamento do sistema é parecido nos três níveis de carregamento e por isso, as grandezas de corrente e tensão serão representadas apenas no cenário 3c.

Observe na Figura 4.44 que no momento da falta (destacado pelo cursor laranja), as correntes geradas pela máquina síncrona e de indução aumentam, mas no caso da falta bifásica, é o pico da corrente da fase A e B que chegam a quase três vezes ao valor da fase C.

A contribuição das correntes fornecidas pelos geradores que passam pelas cargas também diminui nas fases curto-circuitadas (fases A e B), já que o caminho de menor impedância para a corrente é a resistência de falta de  $0,1 \Omega$ .

Na falta bifásica, ambos os geradores contribuem com a falta e inicialmente, o gerador de indução tem maior contribuição com a corrente de falta que o gerador síncrono, mas em pouco tempo essa contribuição diminui.

Observe também que na Figura 4.45 que a tensão da máquina de indução segue o mesmo comportamento da tensão da máquina síncrona. Isso mostra que a relação mestre e escravo entre elas se mantém mesmo frente à distúrbios sofridos pelo sistema.

#### 4.4.1.1.4 Sistema em *hardware-in-the-loop*

O RTDS foi conectado novamente em *hardware-in-the-loop* a um relé comercial para analisar a atuação da função ANSI 87G. Então, inicialmente, o comando de *trip* enviado pelo relé ao atuar não foi usado para a abertura dos disjuntores com o intuito de avaliar o comportamento das correntes medidas pelos TCs utilizados na proteção.

A Figura 4.46 mostra que ao aplicar a falta bifásica nos terminais da máquina síncrona (momento destacado pelo cursor laranja), as correntes medidas nos terminais do gerador (a) e no disjuntor BRKGS (b) começam a aumentar, principalmente das fases A e B. Com isso, uma diferença entre as medições dos dois TCs começa a aparecer nessas duas fases (c) e o relé aciona o *trip*, mostrado em (d), 24,996 ms depois (destacado pelo cursor rosa).

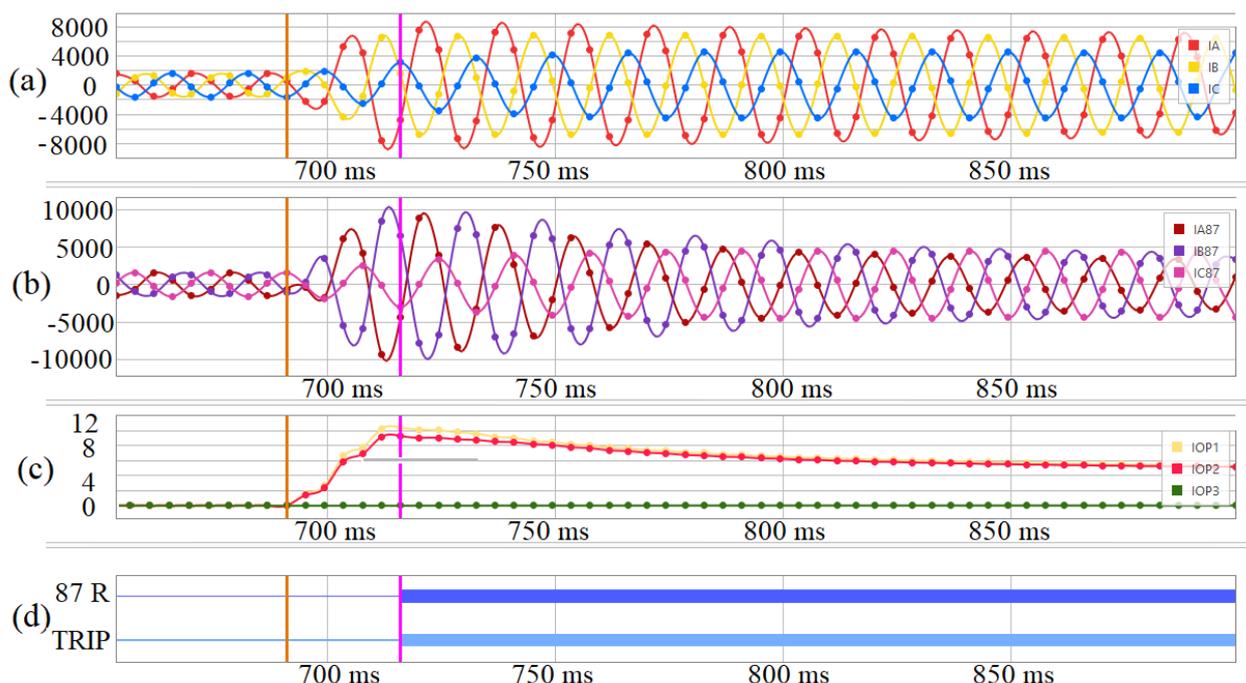


Figura 4.46- Atuação do relé comercial pela função ANSI 87G em uma falta bifásica entre as fases A e B nos terminais da máquina síncrona. (a) Corrente lida pelo TC CTM1. (b) Corrente lida pelo TC CTDIFF. (c) Corrente diferencial de atuação do relé. (d) Indicação do acionamento da função ANSI 87G.

A Tabela 4.5 mostra que a função ANSI 87G atua em 24,996 ms nos três níveis de carregamento para um sistema com uma máquina síncrona em paralelo com uma máquina de indução, ambas operando como gerador.

Tabela 4.5- Atuação da função ANSI 87G após a aplicação do curto-circuito bifásico nas fases A e B nos cenários 3a, 3b e 3c.

<b>Carregamento do sistema</b>	<b>Tipo de falta aplicada</b>	<b>ANSI 87G</b>	<b>Tempo de atuação</b>
Leve (Cenário 3a)	Bifásica na fase A e B	Atua	24,996 ms
Médio (Cenário 3b)	Bifásica na fase A e B	Atua	24,996 ms
Pesado (Cenário 3c)	Bifásica na fase A e B	Atua	24,996 ms

A saída do relé comercial é, então, conectada ao RTDS para que o comando de *trip* acione os disjuntores BRKGS e de campo da máquina síncrona. A Figura 4.47 mostra que ao aplicar a falta bifásica nos terminais do gerador síncrono M1, a sua corrente aumenta (a) contribuindo com a corrente de falta (b) até que o relé comercial atua e aciona o sinal de *trip* (c). Com isso, o disjuntor BRKGS abre (d) e o disjuntor de campo do gerador síncrono corta a excitação da máquina (e).

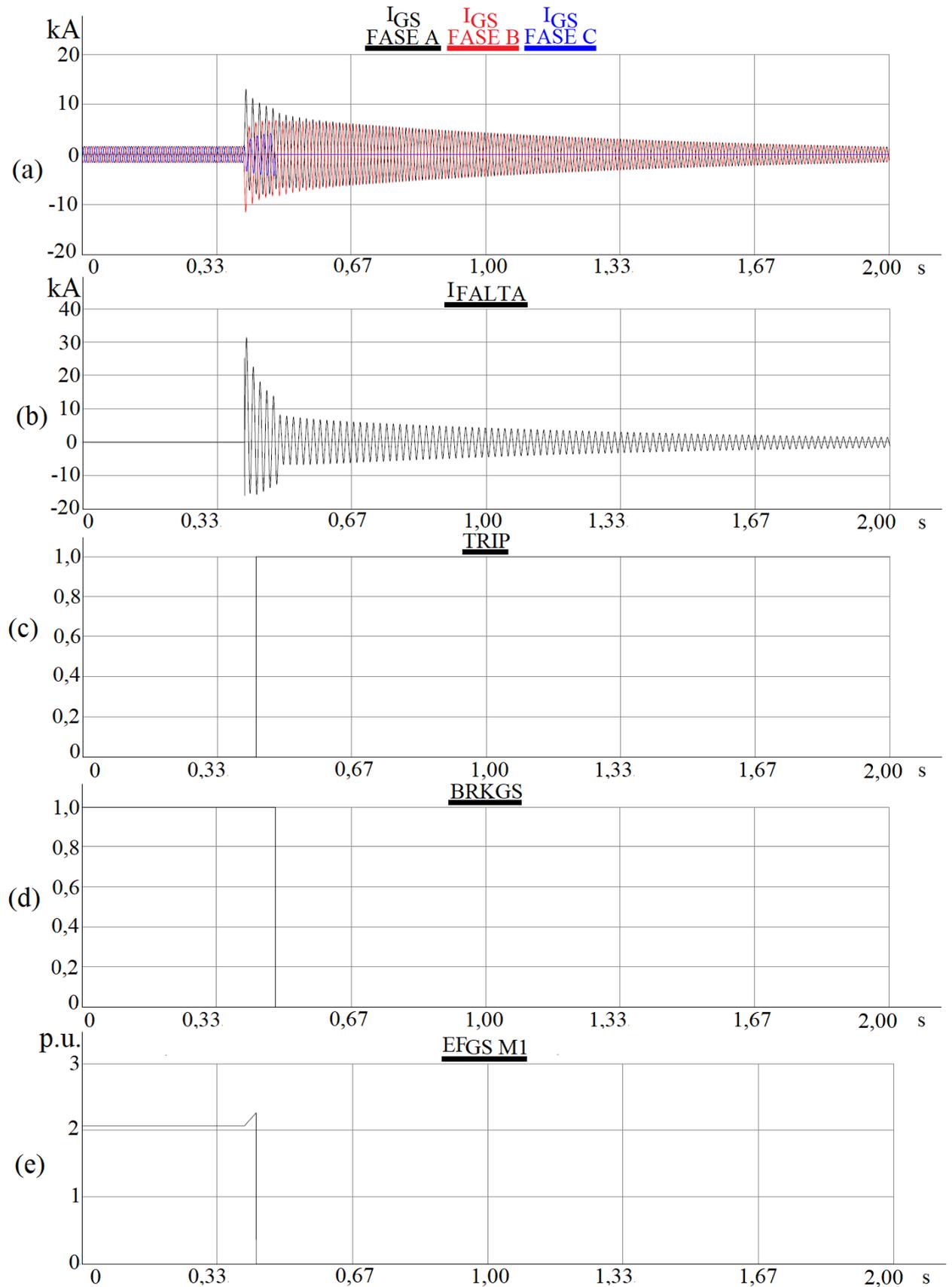


Figura 4.47- Atuação da proteção ANSI 87G ao aplicar uma falta bifásica entre as fases A e B nos terminais da máquina síncrona. (a) Corrente do gerador síncrono M1; (b) Corrente de

falta; (c) Sinal de TRIP enviado pelo relé comercial; (d) Status do disjuntor BRKGES; (e) Excitação do gerador síncrono M1.

A Figura 4.48 mostra o comportamento do sistema ao isolar a máquina síncrona após a aplicação do curto-circuito bifásico entre as fases A e B. Observe que ao aplicar a falta, a máquina síncrona dispara (a) e as correntes fornecidas pelos geradores aumentam (b-c) até que a proteção atua. Semelhante ao caso de falta monofásica, ao isolar o curto-circuito e a máquina síncrona, a demanda de reativo no sistema passa a ser maior do que a geração, já que a única fonte de potência reativa do sistema nesse cenário é o banco de capacitores (f). O sistema perde, então, a estabilidade, a máquina de indução para de gerar e as cargas tem a sua corrente diminuída a zero (d-e).

Esse comportamento também foi observado nos três níveis de carregamento do sistema, portanto, o Cenário 3c foi escolhido para a explicação.

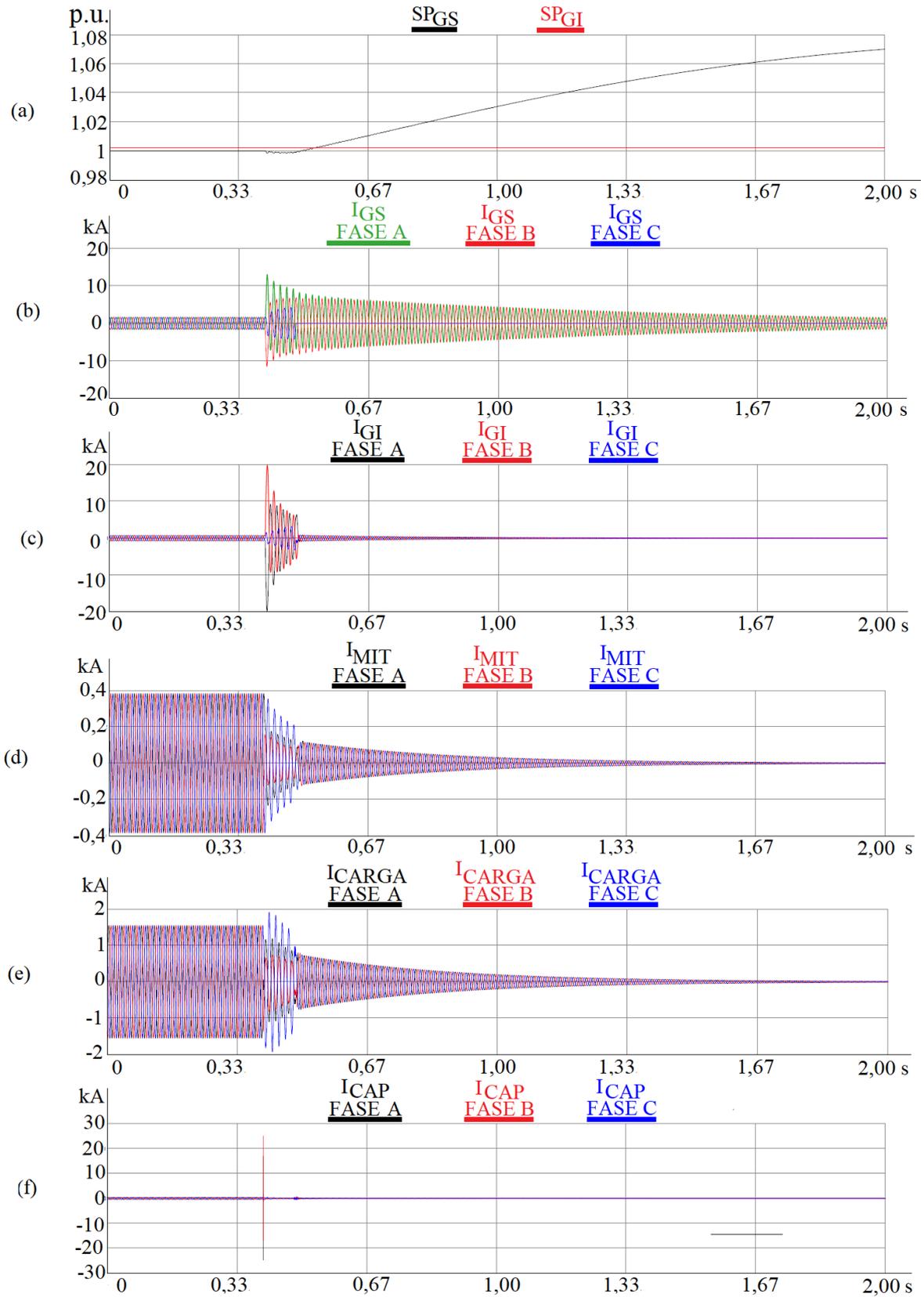


Figura 4.48- Comportamento do sistema ao isolar a máquina síncrona depois da aplicação do curto-circuito bifásico entre as fases A e B. (a) Velocidades da máquina síncrona e de indução; (b) Corrente da máquina síncrona; (c) Corrente da máquina de indução; (d) Corrente do MIT; (e) Corrente da carga; (f) Corrente do banco de capacitores.

#### 4.4.1.2 Curto-circuito trifásico

##### 4.4.1.2.1 Sistema sem proteção

O curto-circuito trifásico foi aplicado dentro da região de proteção (entre os terminais da máquina síncrona e o disjuntor BRKGS) variando-se o carregamento do sistema em três níveis: leve (Cenário 3a), médio (Cenário 3b) e pesado (Cenário 3c).

A Figura 4.49 mostra a corrente na máquina síncrona M1 (a), na máquina de indução (b), na carga (c) e no banco de capacitores (d) ao aplicar uma falta trifásica nos terminais do gerador síncrono em carregamento pesado do sistema (Cenário 3c).

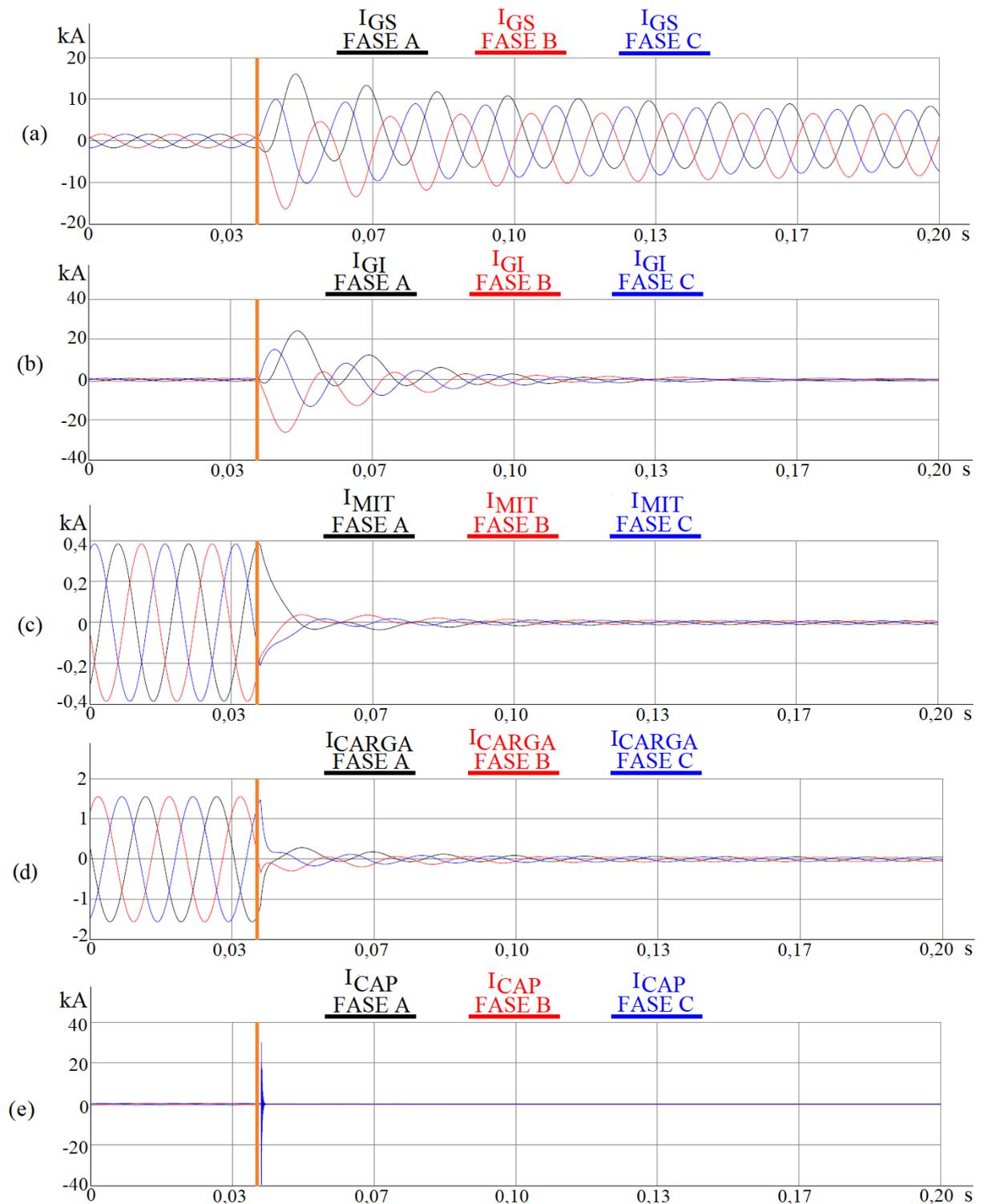


Figura 4.49- Correntes da máquina síncrona (a), máquina de indução (b), MIT (c), carga (d) e banco de capacitores (e) no período antes, durante e depois da falta trifásica em carregamento pesado (Cenário 3c).

As tensões da máquina síncrona M1 (a) e de indução (b) são mostradas na Figura 4.50 durante o mesmo período em que as correntes foram analisadas (Figura 4.49).

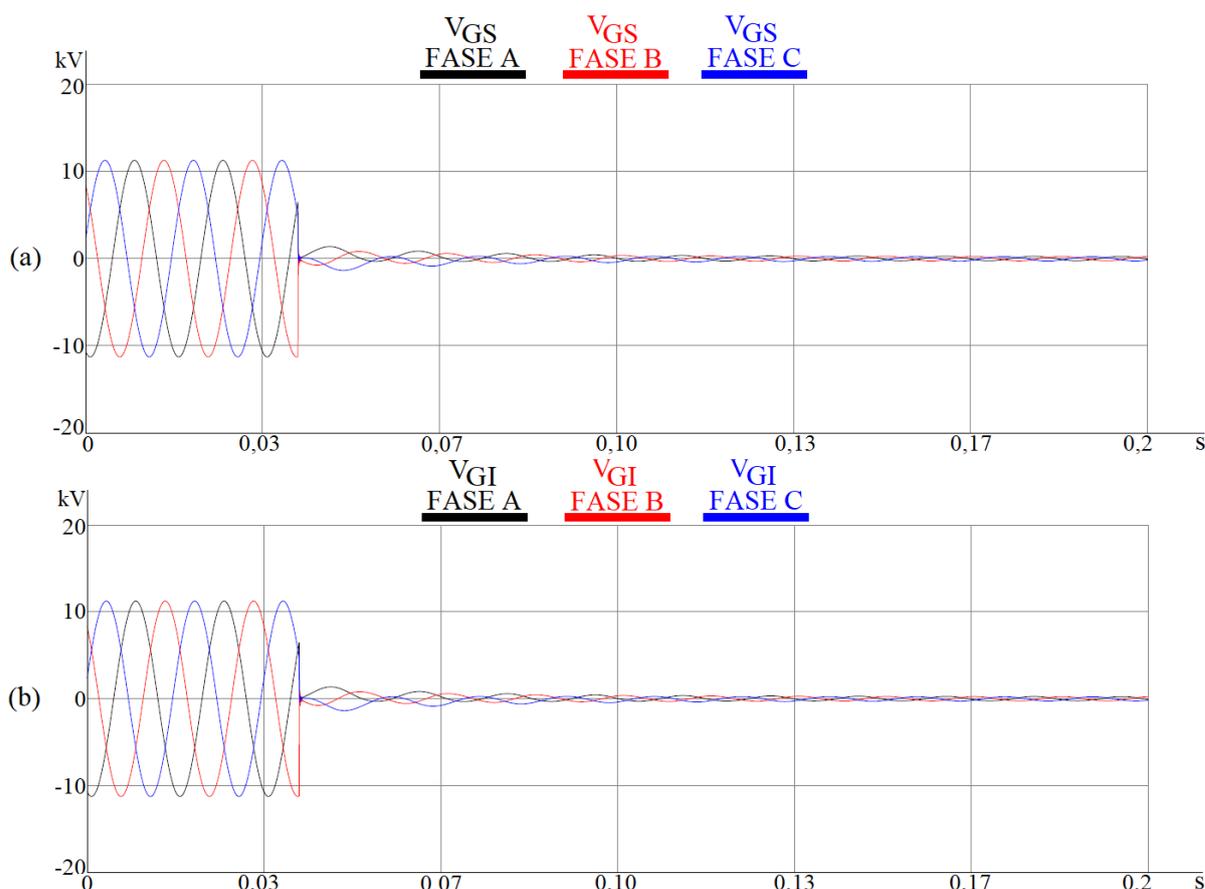


Figura 4.50- Tensão nos terminais do gerador síncrono (a) e de indução (b) antes, durante e depois da aplicação da falta trifásica no sistema com carregamento pesado (Cenário 3c).

Diferente das faltas monofásica e bifásica, a falta trifásica é chamada de simétrica, pois o curto-circuito envolve as três fases e a impedância de falta é igual nas fases A, B e C. Nesse caso, ao observar a Figura 4.49, nota-se que as três fases tem suas correntes aumentadas igualmente após o curto (destacado pelo cursor laranja).

A contribuição das correntes fornecidas pelos geradores que passam pelas cargas, nesse caso, reduzem-se a quase zero, já que o caminho de menor impedância para a corrente é a resistência de falta de  $0,1 \Omega$  nas três fases.

Ambos os geradores contribuem com a falta e assim como identificado nos outros tipos de curto-circuitos, inicialmente o gerador de indução fornece mais corrente para a falta, mas rapidamente a sua contribuição diminui.

E a relação “mestre e escravo” entre os geradores síncrono e de indução também é identificada na Figura 4.50.

#### 4.4.1.2.2 Sistema em *hardware-in-the-loop*

O sistema foi conectado em *hardware-in-the-loop* com um relé comercial e a falta trifásica foi aplicada dentro da região de proteção da função ANSI 87G (entre os terminais do gerador síncrono e do disjuntor BRKGS) logo após o acionamento das máquinas.

Em primeiro momento o sinal de *trip* do relé não foi mandado para o RTDS para que o comportamento das correntes medidas pelos TCs usados na proteção fosse analisado. As correntes nos terminais da máquina síncrona são mostradas na Figura 4.51. O cursor laranja indica o momento de aplicação da falta trifásica nos terminais da máquina. No período pré-falta (antes do cursor laranja), nota-se que a diferença entre as correntes lidas nos TCs mostrada em (c) é zero, ou seja, a corrente fornecida pelo gerador M1 alimenta normalmente as cargas do sistema. A partir do momento de aplicação do curto, as correntes das três fases medidas entre os TCs começam a se diferenciar. Nota-se que a forma de onda, a partir dos 650 ms do gráfico, das correntes da máquina síncrona (a) e das medidas nos disjuntores BRKGS (b) começa a ficar diferente. Então, 24,996 ms depois, o relé dá *trip* pela função ANSI 87G (d), momento esse destacado pelo cursor rosa.

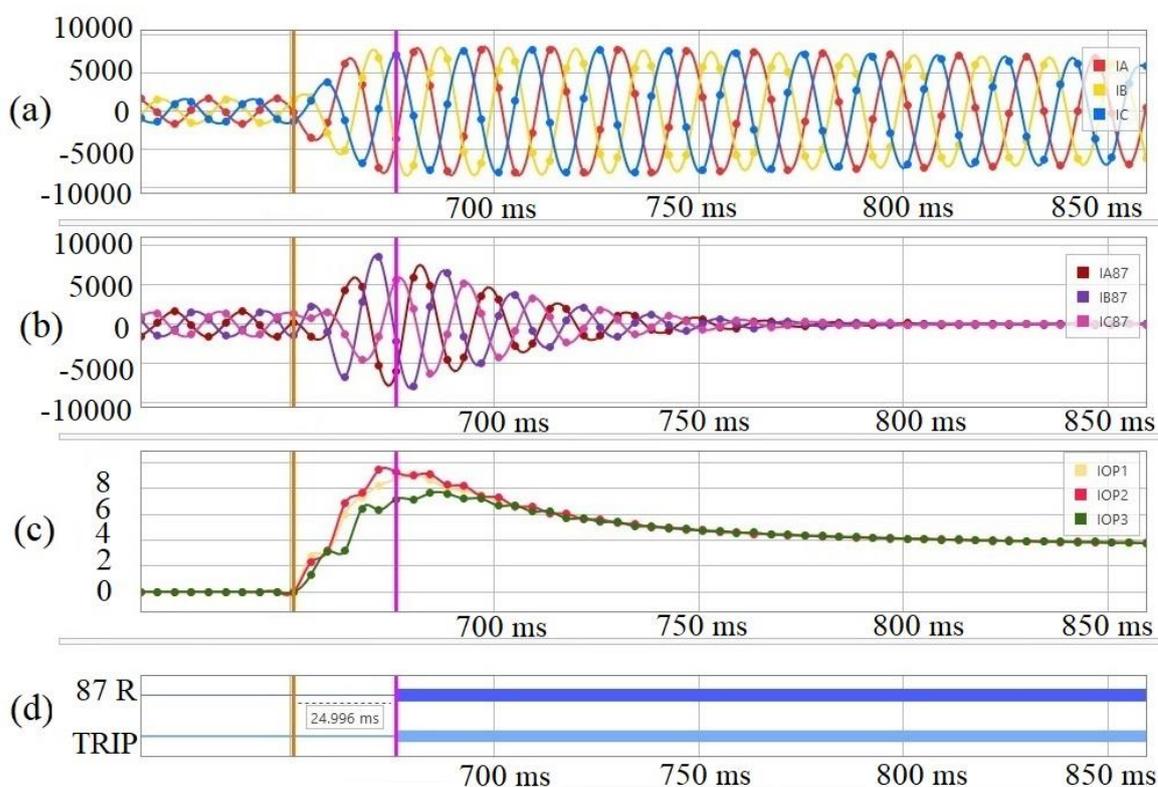


Figura 4.51- Atuação do relé comercial pela função ANSI 87G em uma falta trifásica nos terminais da máquina síncrona. (a) Corrente lida pelo TC CTM1. (b) Corrente lida pelo TC

CTDIFF. (c) Corrente diferencial de atuação do relé. (d) Indicação do acionamento da função ANSI 87G.

Ao aplicar o curto-circuito trifásico no sistema, a proteção ANSI 87G atuou em 24,996 ms nos três níveis de carregamento, o que é mostrado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6- Atuação da função ANSI 87G após a aplicação do curto-circuito trifásico nos cenários 3a, 3b e 3c.

<b>Carregamento do sistema</b>	<b>Tipo de falta aplicada</b>	<b>ANSI 87G</b>	<b>Tempo de atuação</b>
Leve (Cenário 3a)	Trifásica	Atua	24,996 ms
Médio (Cenário 3b)	Trifásica	Atua	24,996 ms
Pesado (Cenário 3c)	Trifásica	Atua	24,996 ms

A saída do relé comercial é, então, conectada ao RTDS para que o comando de *trip* acione os disjuntores BRKGS e de campo da máquina síncrona. A Figura 4.47 mostra que ao aplicar a falta trifásica nos terminais do gerador síncrono, a sua corrente aumenta (a) contribuindo com a corrente de falta (b-c-d) até que o relé comercial atua e aciona o sinal de *trip* (e). Com isso, o disjuntor BRKGS abre (f) e o disjuntor de campo do gerador síncrono corta a excitação da máquina (g).

Observe que nesse caso, as três fases contribuem com a corrente de falta e por esse motivo, esse tipo de curto-circuito é considerado o mais severo.

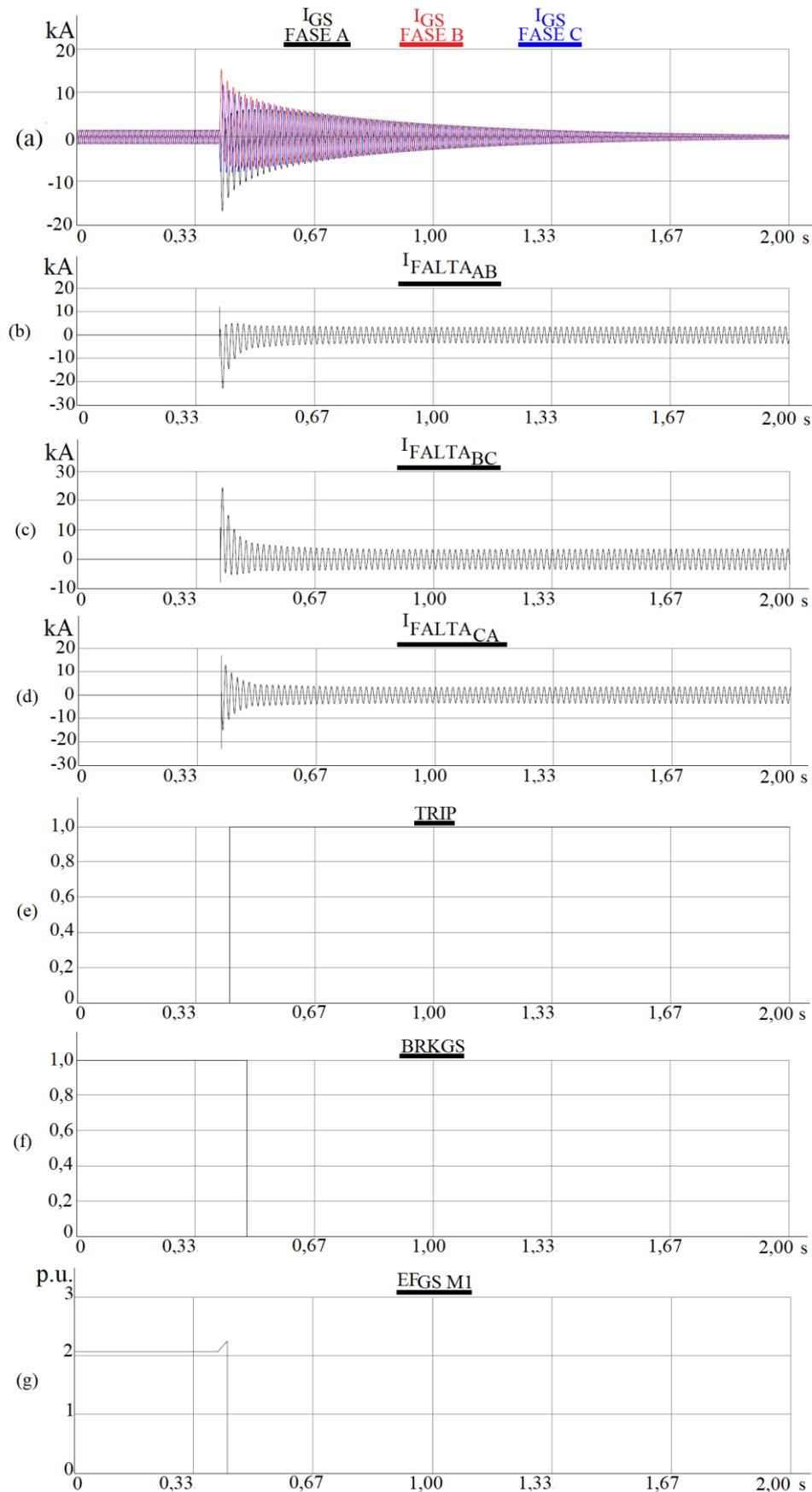


Figura 4.52- Atuação da proteção ANSI 87G ao aplicar uma falta bifásica entre as fases A e B nos terminais da máquina síncrona. (a) Corrente do gerador síncrono M1; (b-c-d) Corrente de

falta; (e) Sinal de TRIP enviado pelo relé comercial; (f) Status do disjuntor BRKGES; (g) Excitação do gerador síncrono M1.

A Figura 4.53 mostra o comportamento do sistema ao isolar a máquina síncrona após a aplicação do curto-circuito trifásico. Observe que ao aplicar a falta, a máquina síncrona dispara (a) e as correntes fornecidas pelos geradores aumentam (b-c) até que a proteção atua. Assim como nos outros dois tipos de falta apresentados, ao isolar a falta e a máquina síncrona, a demanda de reativo no sistema passa a ser maior do que a geração, já que a única fonte de potência reativa do sistema nesse cenário é o banco de capacitores (f). O sistema perde, então, a estabilidade, a máquina de indução para de gerar e as cargas tem a sua corrente diminuída a zero (d-e).

Esse comportamento foi observado nos três níveis de carregamento do sistema, portanto, o Cenário 3c foi escolhido para a explicação.

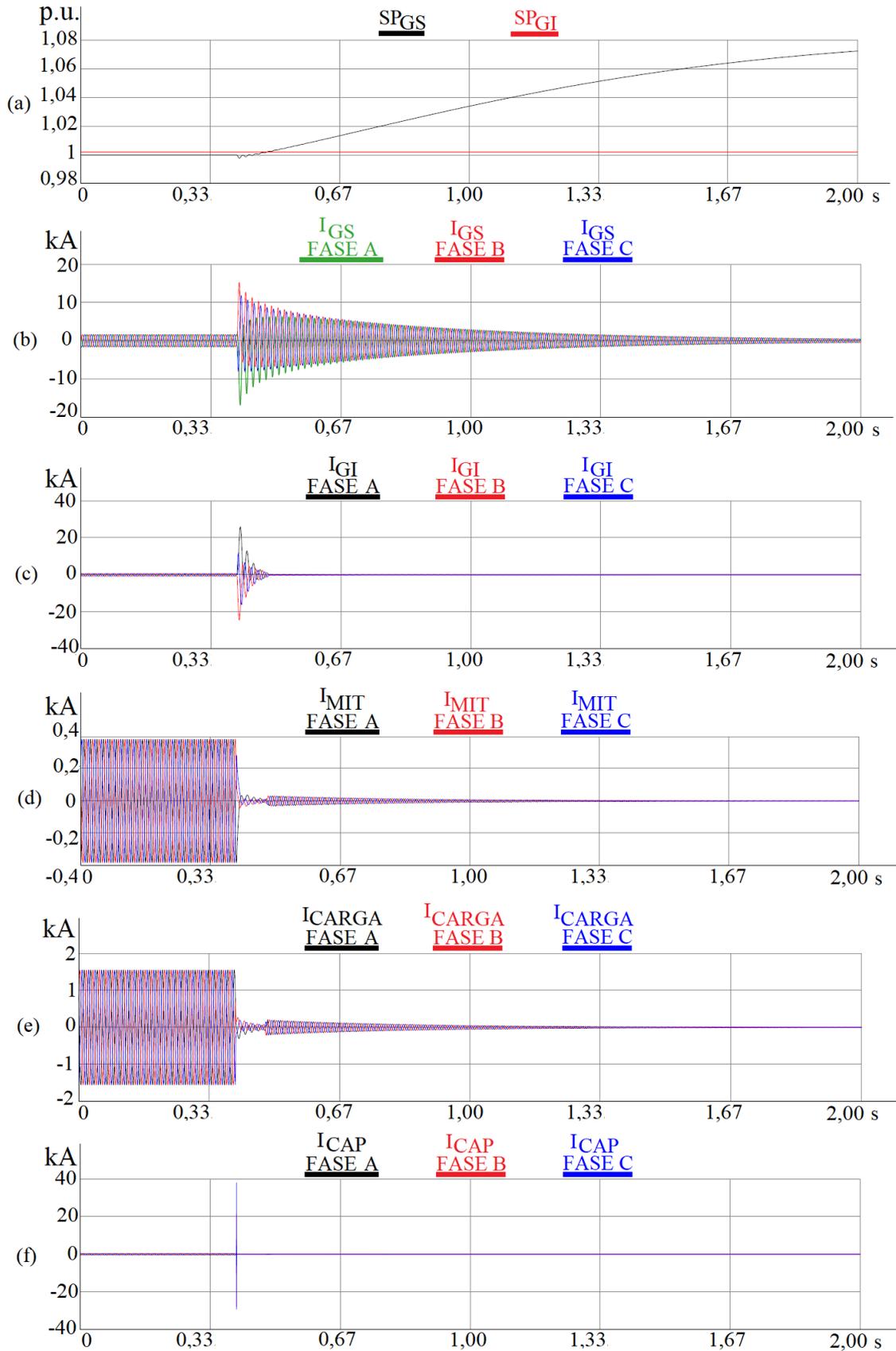


Figura 4.53- Comportamento do sistema ao isolar a máquina síncrona depois da aplicação do curto-circuito trifásico. (a) Velocidades da máquina síncrona e de indução; (b) Corrente da

máquina síncrona; (c) Corrente da máquina de indução; (d) Corrente do MIT; (e) Corrente da carga; (f) Corrente do banco de capacitores.

Nas faltas bifásicas e trifásicas apresentados nesse capítulo, as correntes dos geradores síncrono e de indução que alimentam a falta possuem inicialmente um deslocamento na vertical que decresce rapidamente com o tempo. Isso ocorre devido às máquinas não possuírem inércia suficiente para sustentar o valor inicial de falta permanentemente. Esse *offset* está associado a componente DC somada à curva senoidal que a corrente de falta possui. Na Figura 4.54 essa curva é ampliada e dividida nas três fases da corrente de curto-circuito como resultado das variações das reatâncias das máquinas no decorrer do tempo: *subtransitória* (correspondente ao período inicial durante o qual a corrente DC diminui rapidamente de valor); *transitória* (caracteriza o período seguinte em que a componente de corrente contínua diminui mais lentamente até atingir o valor permanente) e permanente (apresenta a corrente de curto-circuito em seu valor estacionário).

Essa corrente de curto-circuito pode ser simétrica (quando a envoltória da corrente de curto é simétrica em relação ao eixo dos tempos), como mostrado na Figura 4.52d ou assimétrica (exemplo mostrado na Figura 4.52b). Além disso, é importante ressaltar que quanto mais distante a falta for aplicada dos terminais da máquina, menor será o deslocamento vertical na fase subtransitória da corrente de curto-circuito.

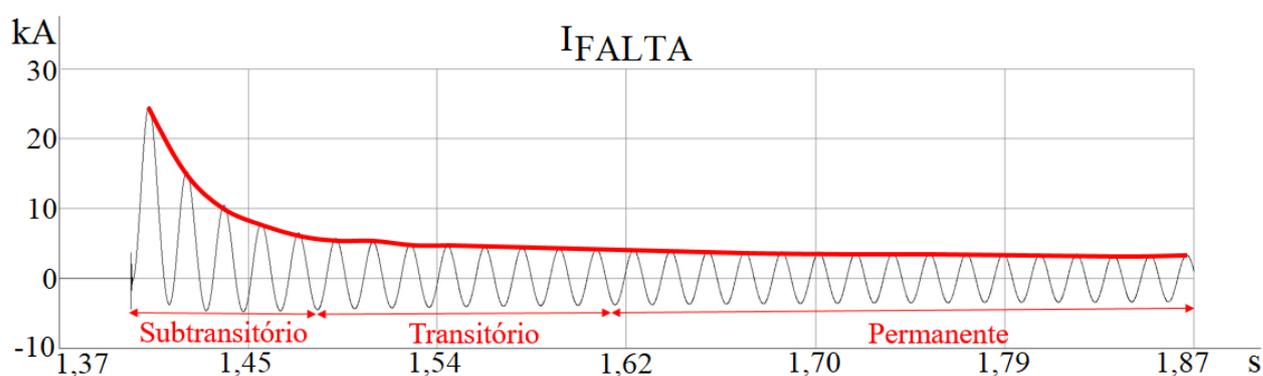


Figura 4.54- Corrente de falta após o curto-circuito nos terminais da máquina síncrona.

A contribuição dos geradores síncrono e de indução para a corrente de falta foram parecidas nos curto-circuitos bifásicos e trifásicos aplicados nos terminais da máquina, pois a princípio a máquina de indução supre a maior parte da demanda de corrente, mas rapidamente a máquina síncrona assume esse papel. No caso da falta monofásico, nota-se que a corrente dos

geradores síncrono e de indução quase não variam, já o aterramento de alta impedância do neutro das máquinas limita a corrente de falta.

A relação “mestre e escravo” também é mantida entre as máquinas de indução e síncrona independentemente do tipo de aplicação de falta, conforme mostrado. E mesmo nos carregamentos mais leves, o sistema perde a estabilidade, pois a demanda de reativo é maior que a potência reativa disponível, já que o gerador de indução não fornece correntes reativas, mas as consome para gerar potência ativa ao sistema.

#### 4.4.2 Cenário 4- Dois geradores síncronos em paralelo com um gerador de indução

##### 4.4.2.1 Curto-circuito monofásico na fase A para terra

O comportamento do sistema nos carregamentos leve (Cenário 4a), médio (Cenário 4b), pesado (Cenário 4c) e muito pesado (Cenário 4d) ao aplicar as faltas monofásica na fase A para terra, bifásica entre as fases A e B e trifásica foi semelhante, assim como descrito nos cenários 3<sup>a</sup>, 3b e 3c. Por isso, o carregamento pesado (Cenário 4c) foi escolhido para exemplificar as correntes e tensões do sistema ao aplicar curto-circuito nos terminais da máquina síncrona M1 nesse capítulo.

##### 4.4.2.1.1 Sem proteção

Assim como mostrado no capítulo 4.4.1, um curto-circuito monofásico foi aplicado dentro da região de proteção (entre os terminais da máquina síncrona M1 e o disjuntor BRKGS) variando-se o carregamento do sistema em quatro níveis: leve (Cenário 4a), médio (Cenário 4b), pesado (Cenário 4c) e muito pesado (Cenário 4d).

Na Figura 4.55 é mostrada as correntes do gerador síncrono M1 (a), gerador síncrono M2 (b), gerador de indução (c), corrente de neutro do gerador síncrono M1 (d), corrente de neutro do gerador síncrono M2 (e), corrente de neutro do gerador de indução (f) e corrente de falta (g) ao aplicar a falta no sistema com carregamento pesado (Cenário 4c). O instante de aplicação do curto-circuito é destacado pelo cursor laranja.

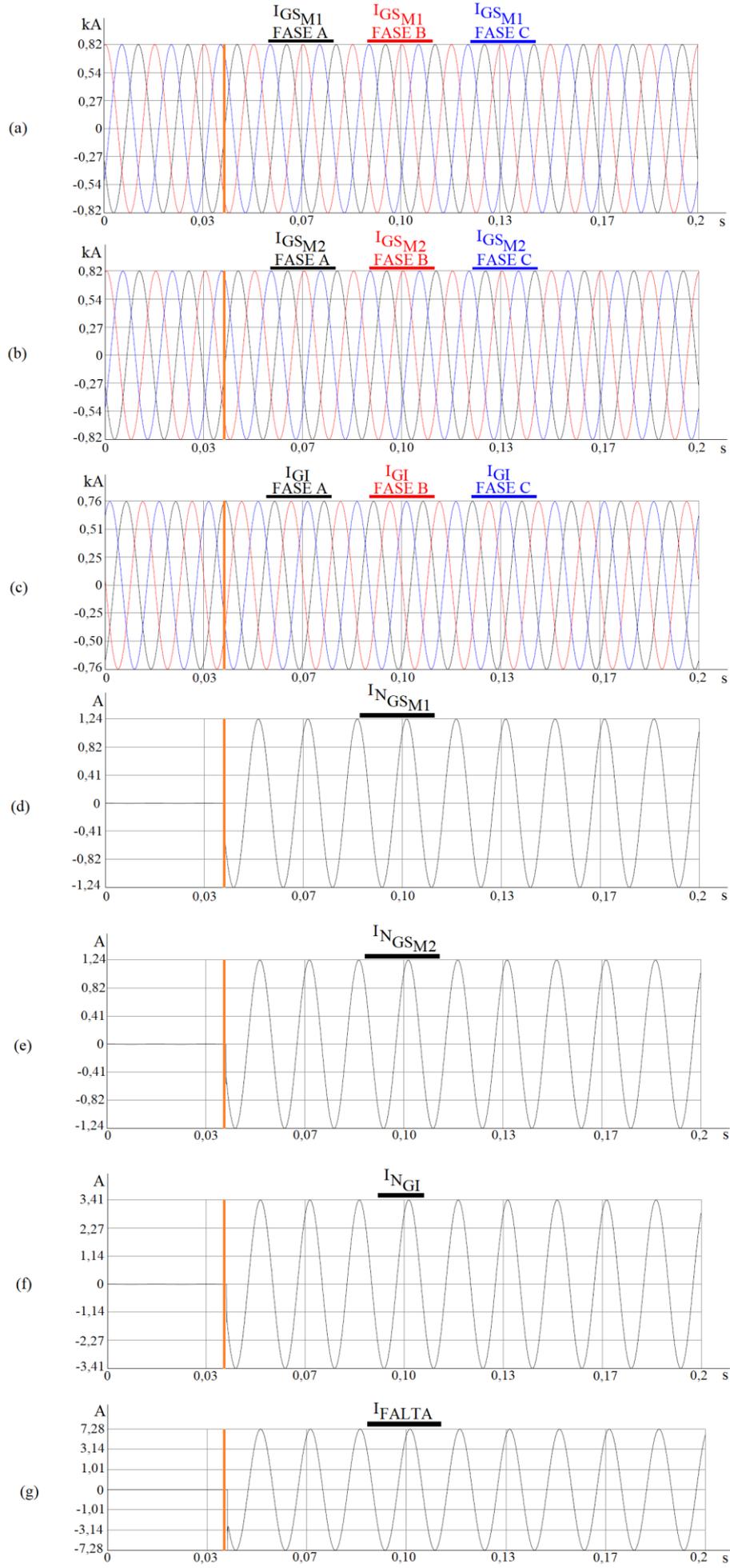


Figura 4.55- Correntes da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), corrente de neutro do gerador síncrono M1 (d), corrente de neutro do gerador síncrono M2 (e), corrente de neutro do gerador de indução (f) e corrente de falta (g) no período antes, durante e depois da falta monofásica para terra aplicada na fase A para terra em carregamento pesado (Cenário 4c).

A Figura 4.56 mostra a tensão de neutro no primário do TP do gerador síncrono M1 ao aplicar a falta monofásica na fase A para terra.

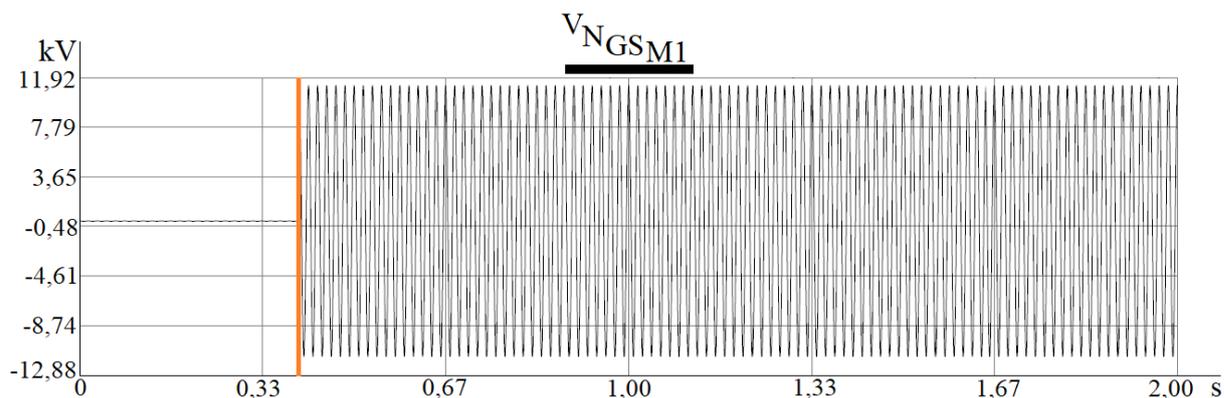


Figura 4.56- Tensão de neutro no primário do TP do gerador síncrono ao aplicar uma falta monofásica na fase A para terra no sistema em carregamento pesado (Cenário 4c).

Observe na Figura 4.55 que assim como mostrado nos cenários com um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução, as correntes das máquinas síncronas e de indução quase não variam, já que a corrente de falta (Figura 4.55g) atinge valores de pico de 7,28 A. Valor pequeno quando comparado com as correntes geradas, na ordem de kA, pelas máquinas em condição normal de operação nos quatro níveis de carregamento do sistema. Além disso, as tensões de neutro das máquinas passam a ter valores diferentes de zero depois da falta à terra, conforme mostrado na Figura 4.56. No caso da máquina síncrona M1, a tensão de neutro chega a valores maiores que 11 kV de pico.

#### 4.4.2.1.2 Sistema em *hardware-in-the-loop*

O RTDS foi conectado em *hardware-in-the-loop* com um relé comercial para avaliar o comportamento da função ANSI 87G e do sistema ao isolar a máquina em que a falta foi aplicada.

A Figura 4.57 mostra que o relé não atua pela função ANSI 87G, assim como explicado no capítulo 4.4.1.1.2, já que as correntes de operação e restrição calculadas pelo relé comercial ficam abaixo da região de operação da função (mostrada na Figura 4.40).

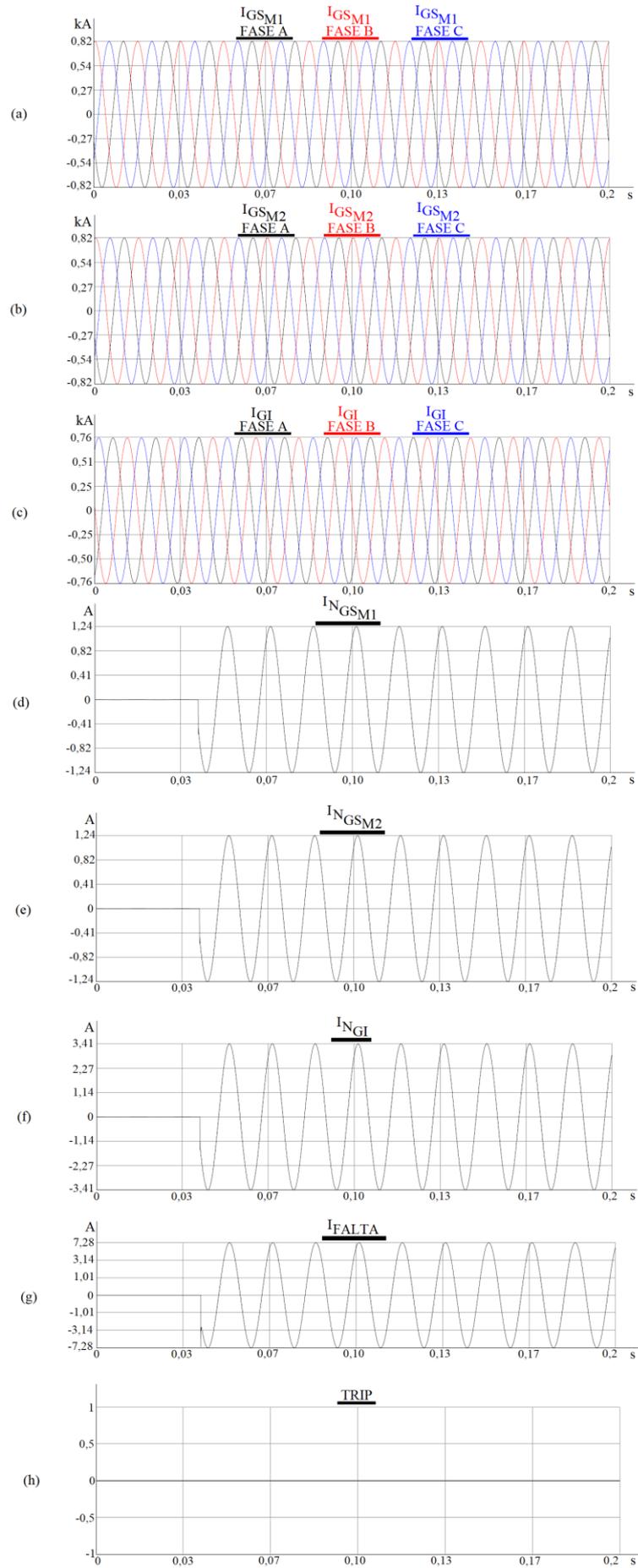


Figura 4.57- Correntes da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), corrente de neutro do gerador síncrono M1 (d), corrente de neutro do gerador de indução (f), corrente de falta (g) e *trip* (h) no período antes, durante e depois da falta monofásica para terra aplicada na fase A para terra em carregamento pesado (Cenário 4c).

Mais uma vez a função ANSI 64G foi parametrizada no relé para que dessa forma fosse possível avaliar o comportamento do sistema após a isolação da falta. A Figura 4.58 mostra que o relé comercial manda o sinal de *trip* para o RTDS e o disjuntor BRKGS isola a máquina síncrona e o distúrbio do sistema.

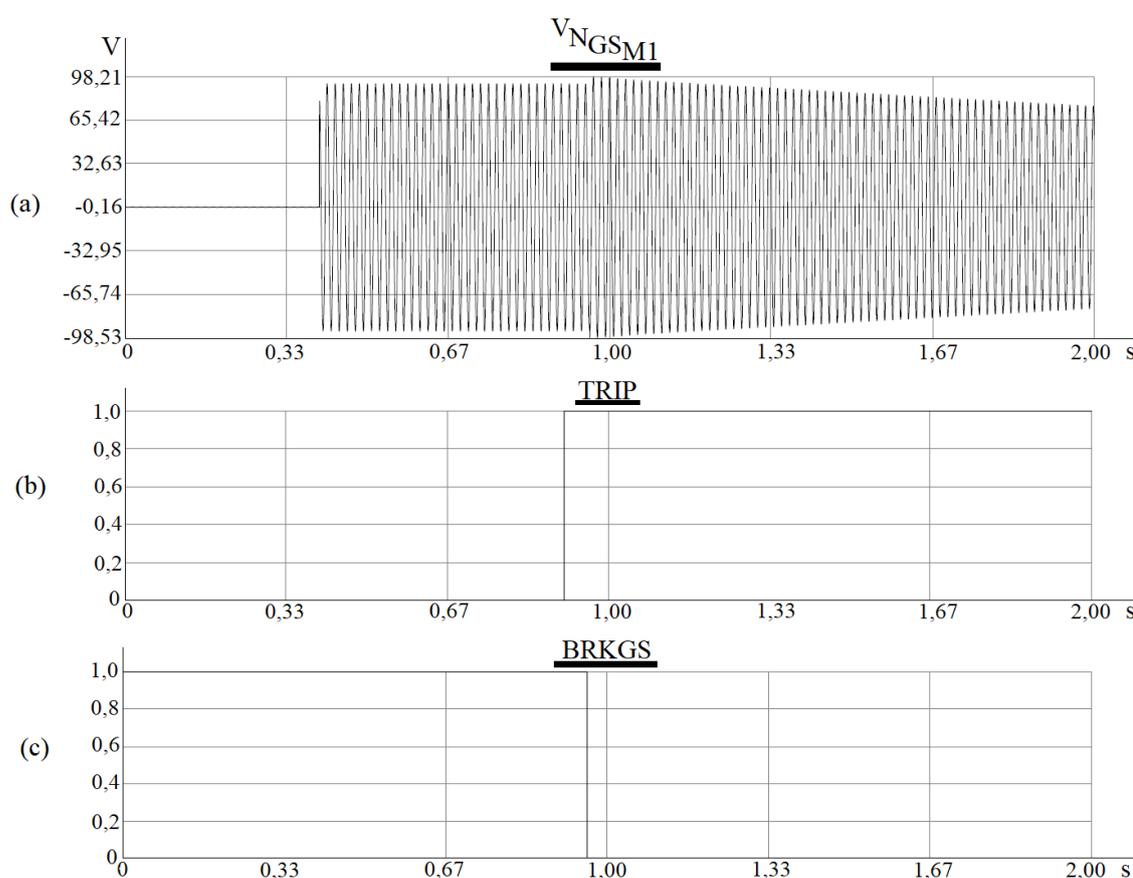


Figura 4.58- Tensão no secundário do TP do neutro do gerador síncrono M1 (a), trip (b) e status do disjuntor BRKGS (c) após a atuação da função ANSI 64G pela aplicação do curto-circuito monofásico na fase A para terra no cenários 4c.

A Tabela 4.7 mostra que a função ANSI 87G não atua em nenhum dos quatro níveis de carregamento do cenário 4 ao aplicar o curto-circuito monofásico na fase A para terra, pois a corrente de pico de falta chega a valores de 7,29 A, valor pequeno quando comparado à magnitude de kA que as máquinas geram em operação normal do sistema.

Tabela 4.7- Atuação da função ANSI 87G e ANSI 64G após aplicar curto-circuito monofásico na fase A para terra nos cenários com dois geradores síncronos em paralelo com um gerador de indução.

<b>Carregamento do sistema</b>	<b>Corrente de falta de pico</b>	<b>ANSI 87G</b>	<b>ANSI 64G</b>
Leve (Cenário 4a)	6,59 A	Não atua	Atua
Médio (Cenário 4b)	7,29 A	Não atua	Atua
Pesado (Cenário 4c)	7,29 A	Não atua	Atua
Muito pesado (Cenário 4d)	7,29 A	Não atua	Atua

Na Figura 4.59 é mostrado o comportamento do sistema após a isolação da falta e da máquina síncrona M1. Dado que em carregamento pesado a demanda é menor que a capacidade de geração de uma máquina síncrona em paralelo com uma máquina de indução (mesmo nível de carregamento de 25 MW, 8MVAr e com o MIT de 1 MVA usado no cenário 3c), ao isolar um dos geradores síncrono (M1), o outro (M2) assume todas as cargas com o gerador de indução e uma nova relação “mestre e escravo” entre eles é criada.

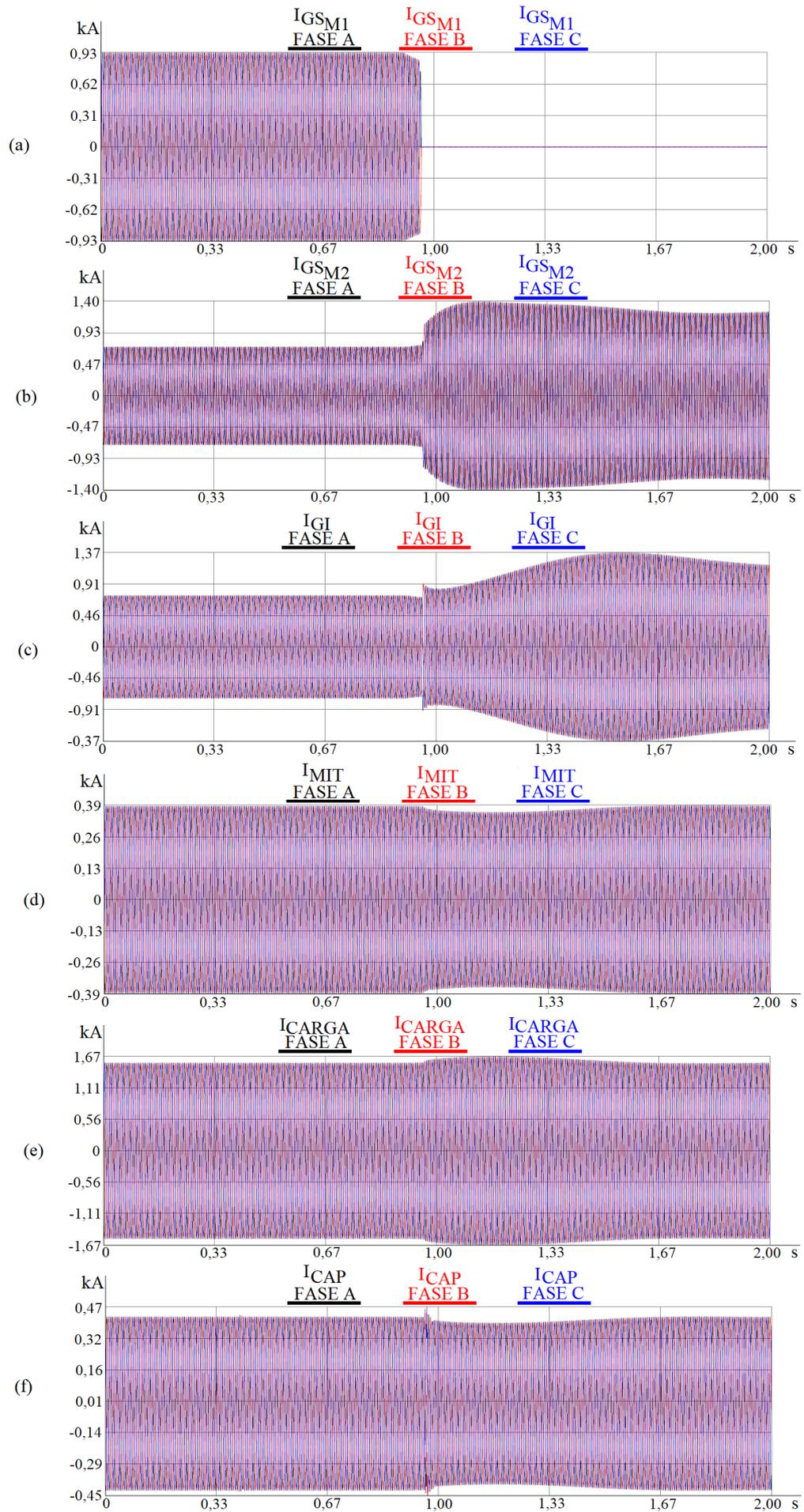


Figura 4.59- Corrente na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) ao aplicar um curto circuito monofásico na fase A para terra e com a atuação da proteção ANSI 64G.

#### 4.4.2.2 Curto circuito bifásico entre as fases A e B

##### 4.4.2.2.1 Sem proteção

Um curto-circuito bifásico entre as fases A e B foi aplicado nos terminais da máquina síncrona M1 em carregamento pesado (Cenário 4c). A Figura 4.60 mostra as correntes do gerador síncrono M1 (a), gerador síncrono M2 (b), gerador de indução (c), MIT (d) carga (e) e do banco de capacitores (f) ao aplicar a falta. O instante de aplicação do curto-circuito é destacado pelo cursor laranja.

Observe que as correntes nas fases A e B dos três geradores aumentam, pois essas três máquinas contribuem com a corrente de falta. Inicialmente, o gerador síncrono fornece mais corrente do que cada uma das máquinas síncronas, mas em pouco tempo a sua contribuição diminui. As formas de onda das correntes dos dois geradores síncronos são iguais, ou seja, ambas fornecem o mesmo valor de corrente para a falta, já que foram acionadas da mesma forma.

As correntes das fases A e B das cargas diminuem, pois como a falta cria um caminho de baixa impedância, a maior parte da corrente passa pelo curto-circuito.

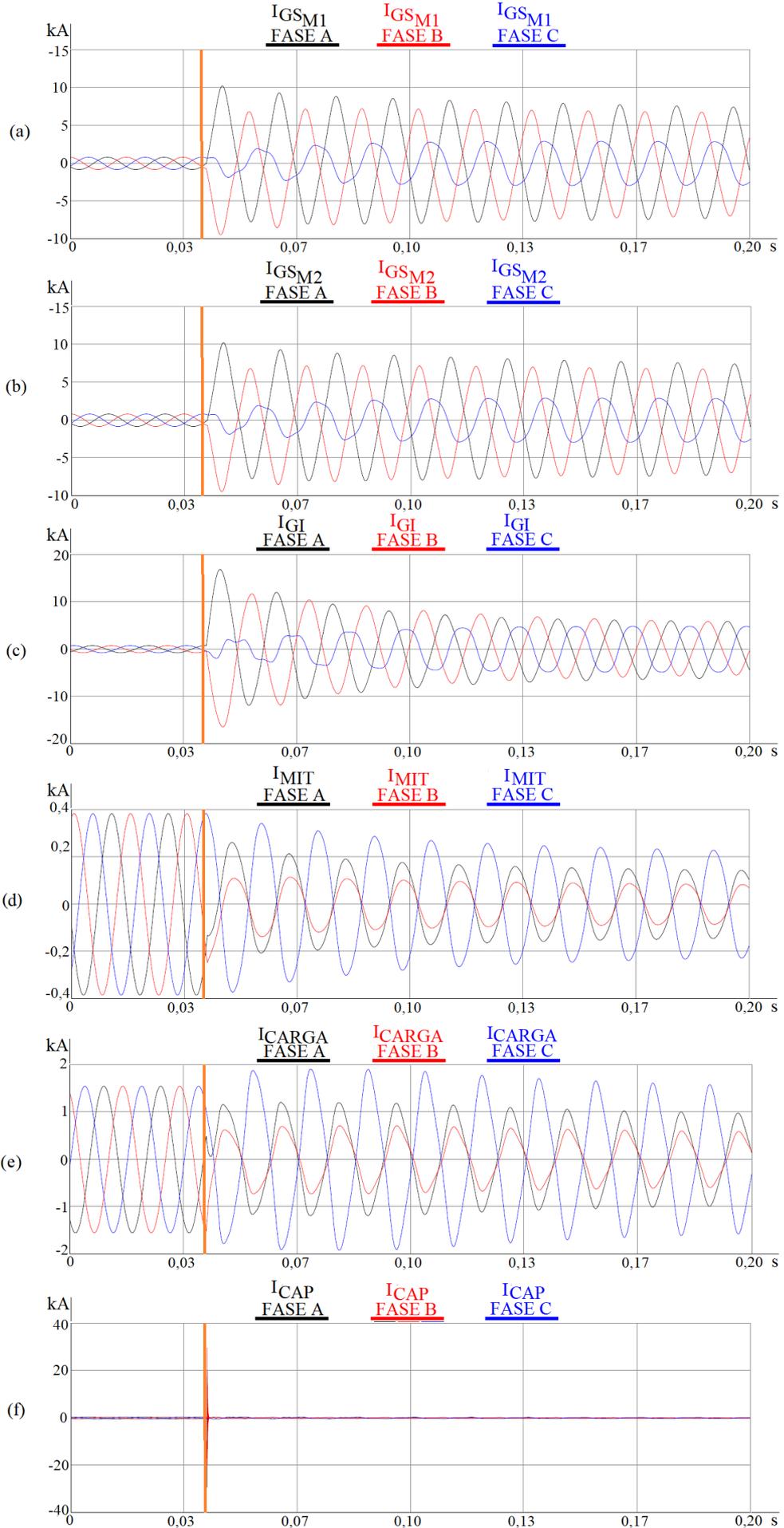


Figura 4.60- Correntes da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) no período antes, durante e depois da aplicação da falta bifásica entre as fases A e B em carregamento pesado (Cenário 4c).

A Figura 4.61 mostra as tensões nos terminais da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b) e máquina de indução (c). A relação “mestre e escravo” entre as três máquinas é evidente, com as máquinas síncronas atuando como “mestre” e a de indução como “escravo”, já que as tensões de todos os geradores possuem o mesmo comportamento.

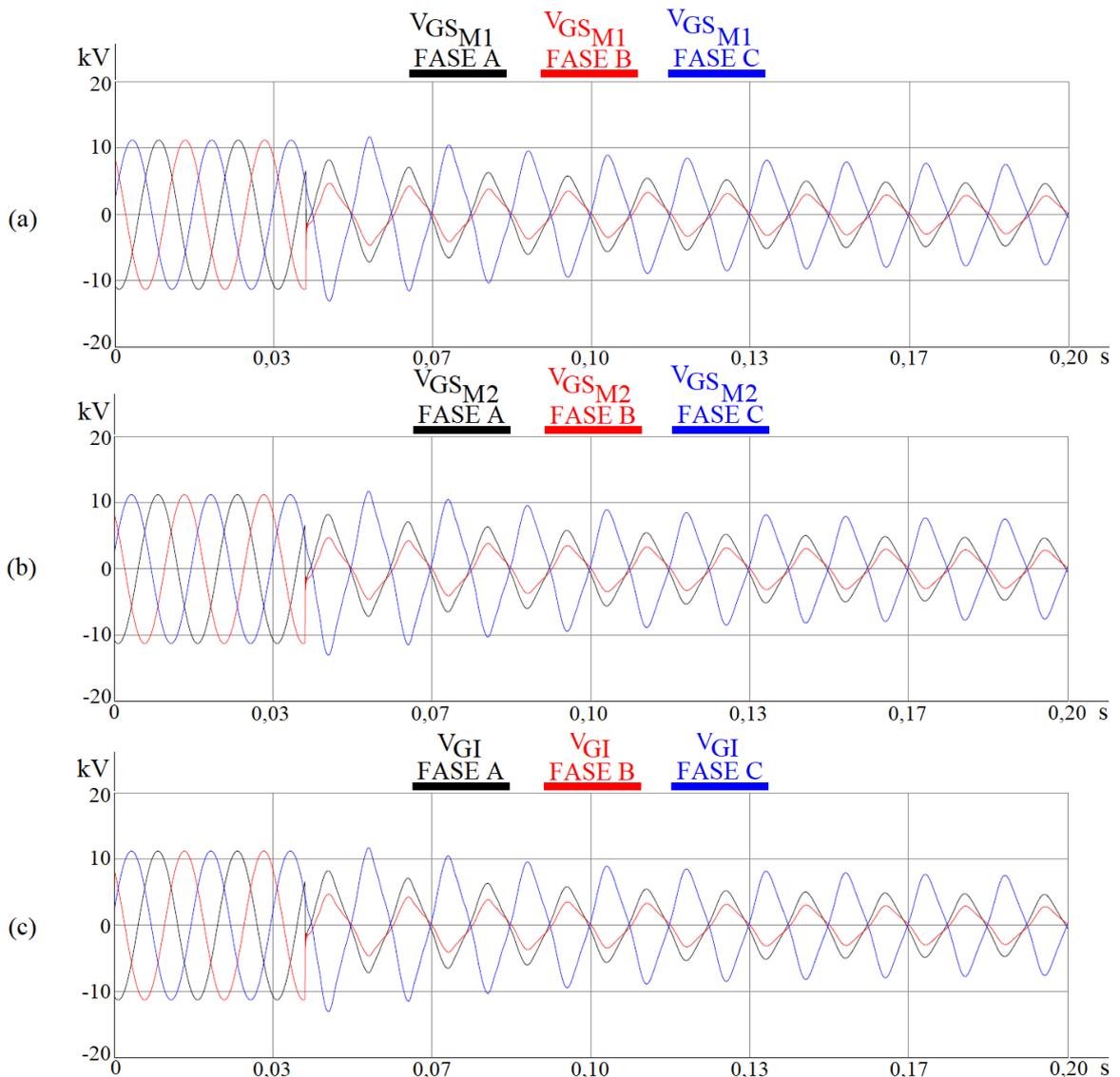


Figura 4.61- Tensão na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b) e na máquina de indução (c) ao aplicar uma falta bifásica entre as fases A e B no sistema em carregamento pesado (Cenário 4c).

#### 4.4.2.2.2 Sistema em *hardware-in-the-loop*

O RTDS foi conectado em *hardware-in-the-loop* com um relé comercial para avaliar o comportamento da função ANSI 87G e do sistema ao isolar a máquina em que a falta foi aplicada. A Figura 4.62 mostra que a função ANSI 87G começa a identificar uma diferença (c) nas correntes das fases A e B medidas nos dois TCs (a-b) a partir do momento de aplicação da falta bifásica (destacada pelo cursor laranja) e 24,983 ms depois, o *trip* é acionado (d).

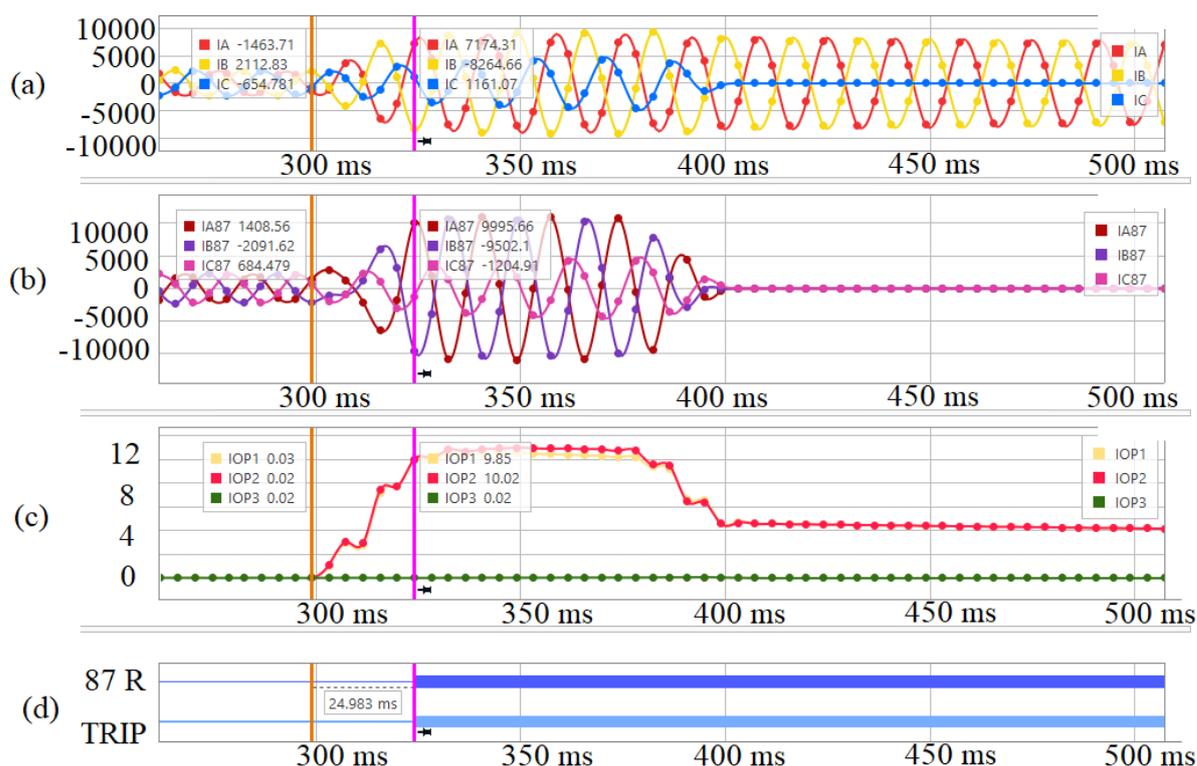


Figura 4.62- Atuação do relé comercial pela função ANSI 87G em uma falta bifásica entre as fases A e B da máquina síncrona. (a) Corrente lida pelo TC CTM1. (b) Corrente lida pelo TC CTDIFF. (c) Corrente diferencial de atuação do relé. (d) Indicação do acionamento da função ANSI 87G.

A Tabela 4.8 mostra que a função ANSI 87G atua em aproximadamente 24,983 ms para os quatro níveis de carregamento do sistema com duas máquinas síncronas em paralelo com uma máquina de indução atuando como geradores.

Tabela 4.8- Atuação da função ANSI 87G após a aplicação do curto-circuito bifásico nas fases A e B nos cenários 4a, 4b, 4c e 4d.

<b>Carregamento do sistema</b>	<b>Tipo de falta aplicada</b>	<b>ANSI 87G</b>	<b>Tempo de atuação</b>
Leve (Cenário 4a)	Bifásica na fase A e B	Atua	24,983 ms
Médio (Cenário 4b)	Bifásica na fase A e B	Atua	24,983 ms
Pesado (Cenário 4c)	Bifásica na fase A e B	Atua	24,983 ms
Muito pesado (Cenário 4d)	Bifásica na fase A e B	Atua	24,983 ms

Na Figura 4.63 é mostrado o comportamento do sistema após a isolação da falta da máquina síncrona M1. Assim como descrito na falta monofásica na fase A para terra, ao disjuntor BRKGS abrir, o gerador M2 (b) assume todas as cargas do sistema (d-e-f) com o gerador de indução (c), pois em carregamento pesado, a demanda é menor que a capacidade de geração dessas duas máquinas (mesmo nível de carregamento de 25 MW, 8MVA<sub>r</sub> e com o MIT de 1 MVA usado no cenário 3c).

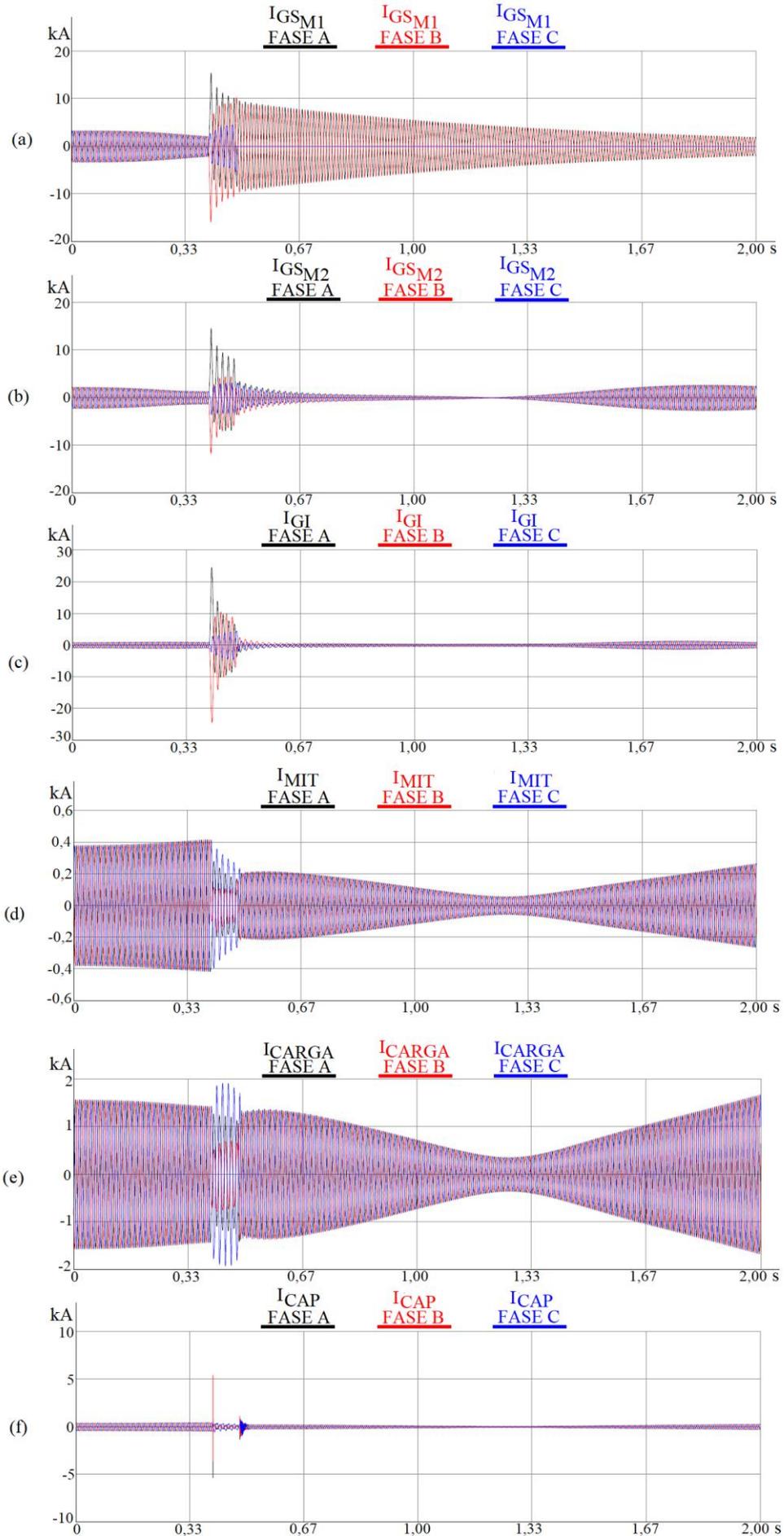


Figura 4.63- Corrente na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) ao aplicar um curto circuito bifásico entre as fases A e B com a atuação da proteção ANSI87G.

#### 4.4.2.3 Curto Circuito trifásico

##### 4.4.2.3.1 Sem proteção

Um curto-circuito trifásico foi aplicado nos terminais da máquina síncrona M1 em carregamento pesado (Cenário 4c). A Figura 4.64 mostra as correntes do gerador síncrono M1 (a), gerador síncrono M2 (b), gerador de indução (c), MIT (d), carga (e) e do banco de capacitores (f) ao aplicar a falta. O instante de aplicação do curto-circuito é destacado pelo cursor laranja.

Observe que os três geradores contribuem com a falta, mas que inicialmente o gerador de indução fornece correntes nas três fases com valores de pico maiores que cada um dos geradores síncronos. Esse comportamento muda rapidamente, pois o gerador de indução tem seu valor de corrente diminuído e as máquinas síncronas passam a fornecer quase toda a corrente da falta.

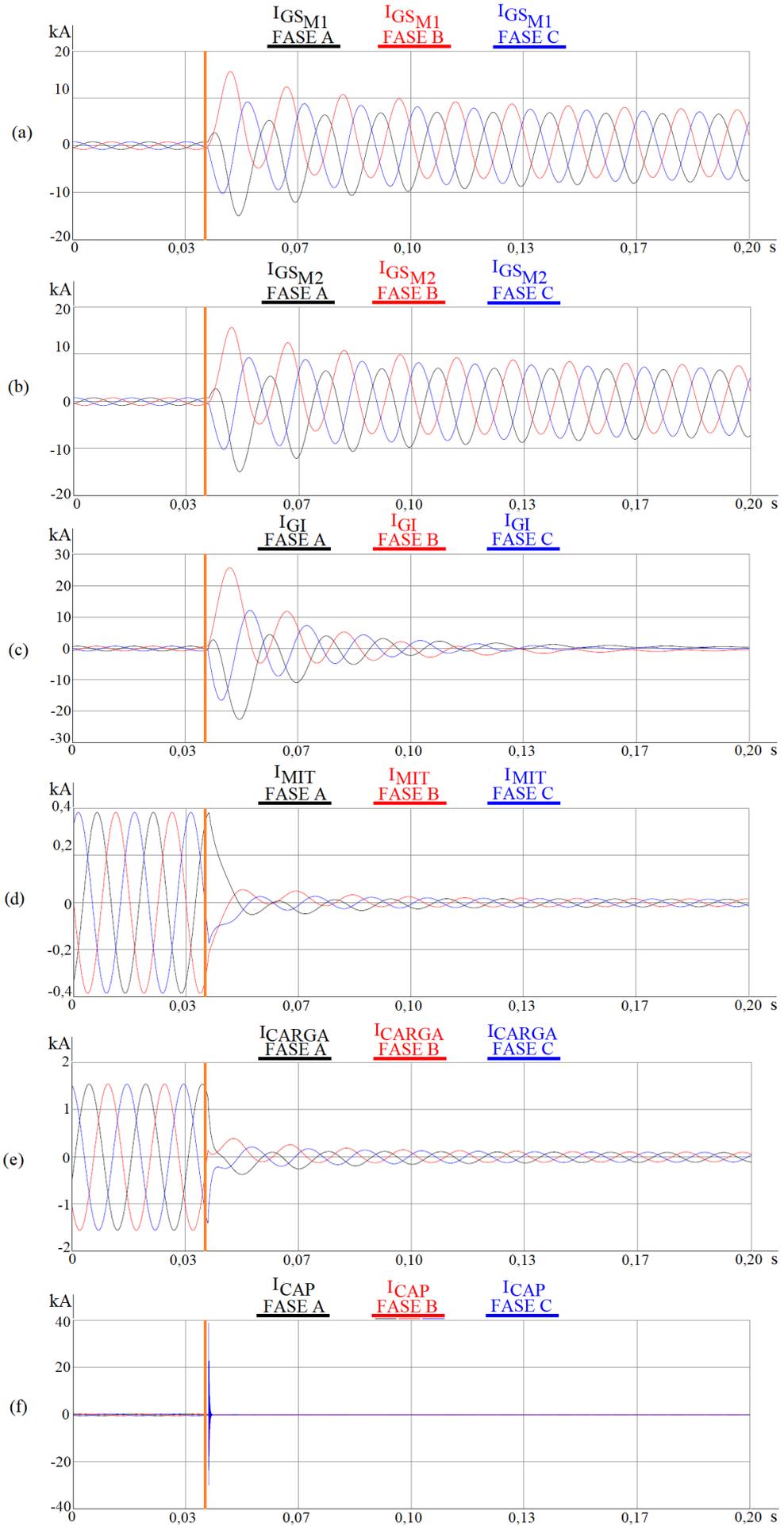


Figura 4.64- Correntes da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) no período antes, durante e depois da aplicação da falta trifásica no sistema em carregamento pesado (Cenário 4c).

A Figura 4.65 mostra as tensões nos terminais da máquina síncrona M1 (a), máquina síncrona M2 (b) e gerador de indução (c). Observe que após a aplicação da falta trifásica em, aproximadamente, 0,4 s, um afundamento de tensão nas três fases acontece. Além disso, assim como nos outros dois tipos de falta aplicadas no cenário 4c, a relação “mestre e escravo” também é identificada nesse caso.

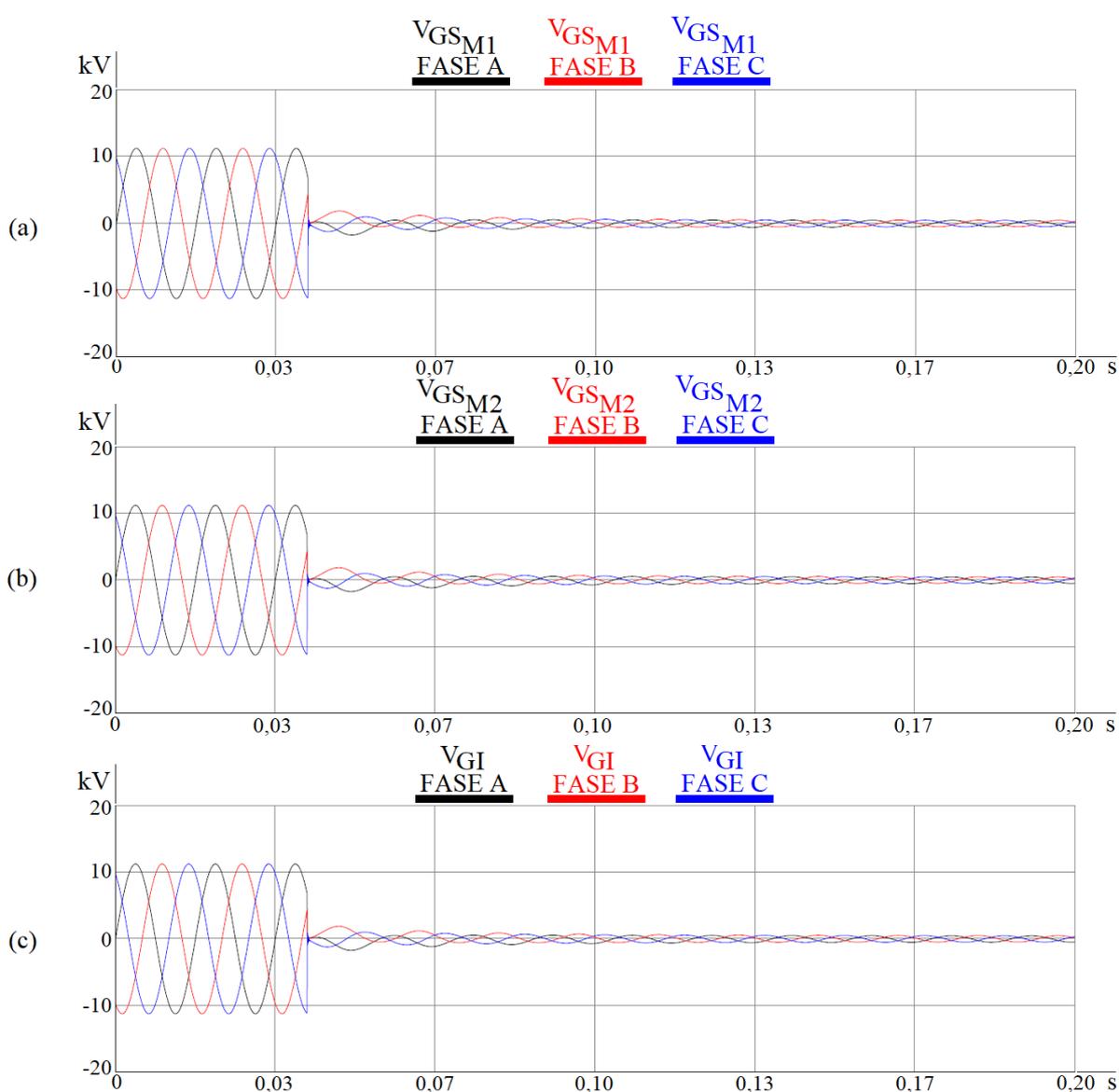


Figura 4.65- Tensão na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b) e na máquina de indução (c) ao aplicar uma falta trifásica no sistema em carregamento pesado (Cenário 4c).

#### 4.4.2.3.2 Sistema em *hardware-in-the-loop*

O RTDS foi conectado em *hardware-in-the-loop* com um relé comercial para avaliar o comportamento da função ANSI 87G e do sistema ao isolar a máquina em que a falta foi aplicada.

A Figura 4.66 mostra que o relé atua 24,983 ms depois (d) que a função ANSI 87G identifica uma diferença (c) na leitura das correntes medidas pelos TCs (a-b) nas três fases.

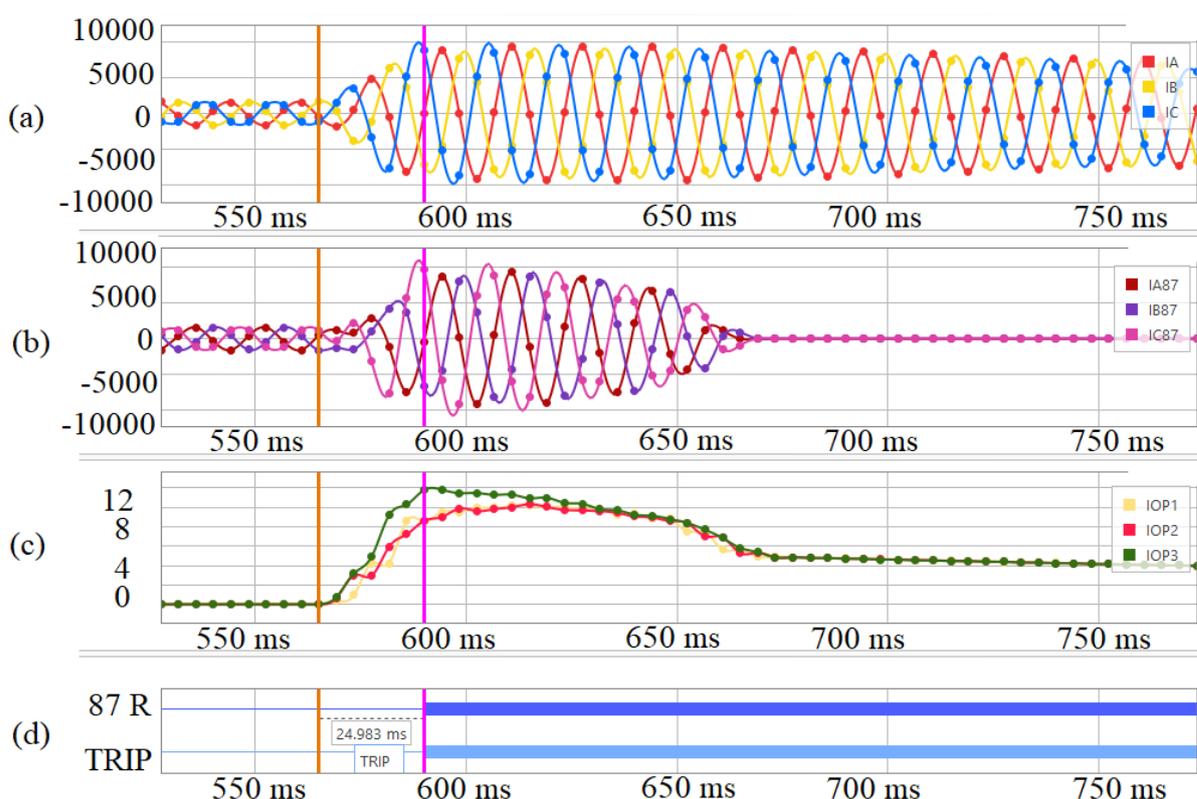


Figura 4.66- Atuação do relé comercial pela função ANSI 87G em uma falta trifásica da máquina síncrona. (a) Corrente lida pelo TC CTM1. (b) Corrente lida pelo TC CTDIFF. (c) Corrente diferencial de atuação do relé. (d) Indicação do acionamento da função ANSI 87G.

A Tabela 4.9 mostra que a função ANSI 87G atua em aproximadamente 24,983 ms nos quatro níveis de carregamento do sistema ao aplicar o curto-circuito trifásico no sistema com duas máquinas síncrona em paralelo com uma máquina de indução operando como geradores.

Tabela 4.9- Atuação da função ANSI 87G após a aplicação do curto-circuito trifásico nos cenários 4a, 4b, 4c e 4d.

Carregamento do sistema	Tipo de falta aplicada	ANSI 87G	Tempo de atuação
Leve (Cenário 4a)	Trifásica	Atua	24,983 ms

Médio (Cenário 4b)	Trifásica	Atua	24,983 ms
Pesado (Cenário 4c)	Trifásica	Atua	24,983 ms
Muito pesado (Cenário 4d)	Trifásica	Atua	24,983 ms

Na Figura 4.67 é mostrado o comportamento do sistema após a isolação da falta da máquina síncrona M1. Assim como mostrado nos outros dois tipos de curto-circuito aplicados, o gerador síncrono M2 e o gerador de indução assumem toda a carga do sistema e nova relação “mestre e escravo” entre eles é criada.

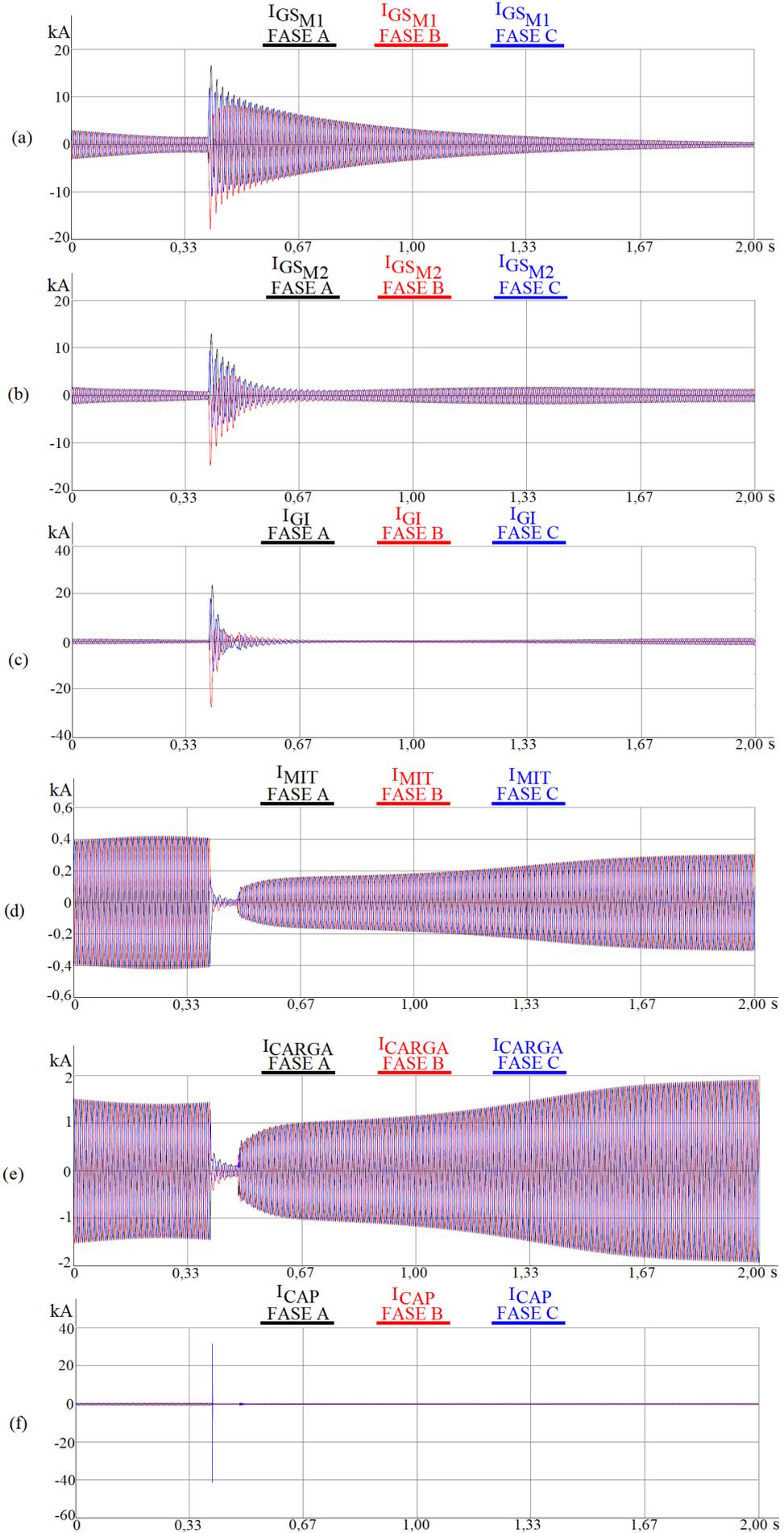


Figura 4.67- Corrente na máquina síncrona M1 (a), na máquina síncrona M2 (b), máquina de indução (c), MIT (d), carga (e) e banco de capacitores (f) ao aplicar um curto circuito trifásico com a atuação da proteção ANSI87G.

Assim como descrito nos três tipos de falta do Cenário 3, no Cenário 4, as correntes dos geradores síncronos e de indução que alimentam as faltas bifásicas e trifásicas também possuem inicialmente um deslocamento na vertical que decresce rapidamente com o tempo. Isso ocorre devido às máquinas não possuírem inércia suficiente para sustentar o valor inicial de falta permanentemente. Esse *offset* está associado a componente DC somada à curva senoidal que a corrente de falta possui.

A contribuição dos geradores síncrono e de indução para a corrente de falta foram parecidos nos curto-circuitos bifásicos e trifásicos aplicados nos terminais da máquina, pois a princípio a máquina de indução fornece valores de corrente de pico maiores que as máquinas síncronas, mas rapidamente os papéis se invertem. Enquanto que na falta monofásica, apesar dos geradores contribuírem com o distúrbio, o aterramento de alta impedância do neutro das máquinas limita a corrente de falta.

Nos três tipos de faltas aplicadas, ao isolar a máquina síncrona em que a falta foi aplicada, o outro gerador síncrono assume as cargas com o gerador de indução e uma nova relação de “mestre e escravo” é criada entre o gerador síncrono M2 que assume o papel de “mestre” e o gerador de indução (escravo).

#### 4.4.3 Cenário 5- Curto circuito fora da região de medição dos TCs

Conforme mostrado no decorrer desse trabalho, a proteção ANSI 87G atua para diferentes tipos de curto-circuito aplicados nos terminais da máquina síncrona. Mas a sua capacidade de sensibilizar devido à falta é limitada à área entre os TCs usados nas medições lidas pelo relé comercial, que nesse estudo são CTM1 (leitura nos enrolamentos do gerador síncrono M1) e CTDIFF (leitura no disjuntor BRKGS). Ou seja, caso um curto circuito aconteça depois do TC CTDIFF, conforme mostrado no Cenário 5, a proteção 87G não atua.

Este comportamento pode ser observado na Figura 4.68, que mostra o momento de aplicação da falta com o pico de corrente consumida pela falta em (a), o *trip* do relé comercial permanecendo sem atuação (d) e conseqüentemente, o *status* do disjuntor inalterado (e).

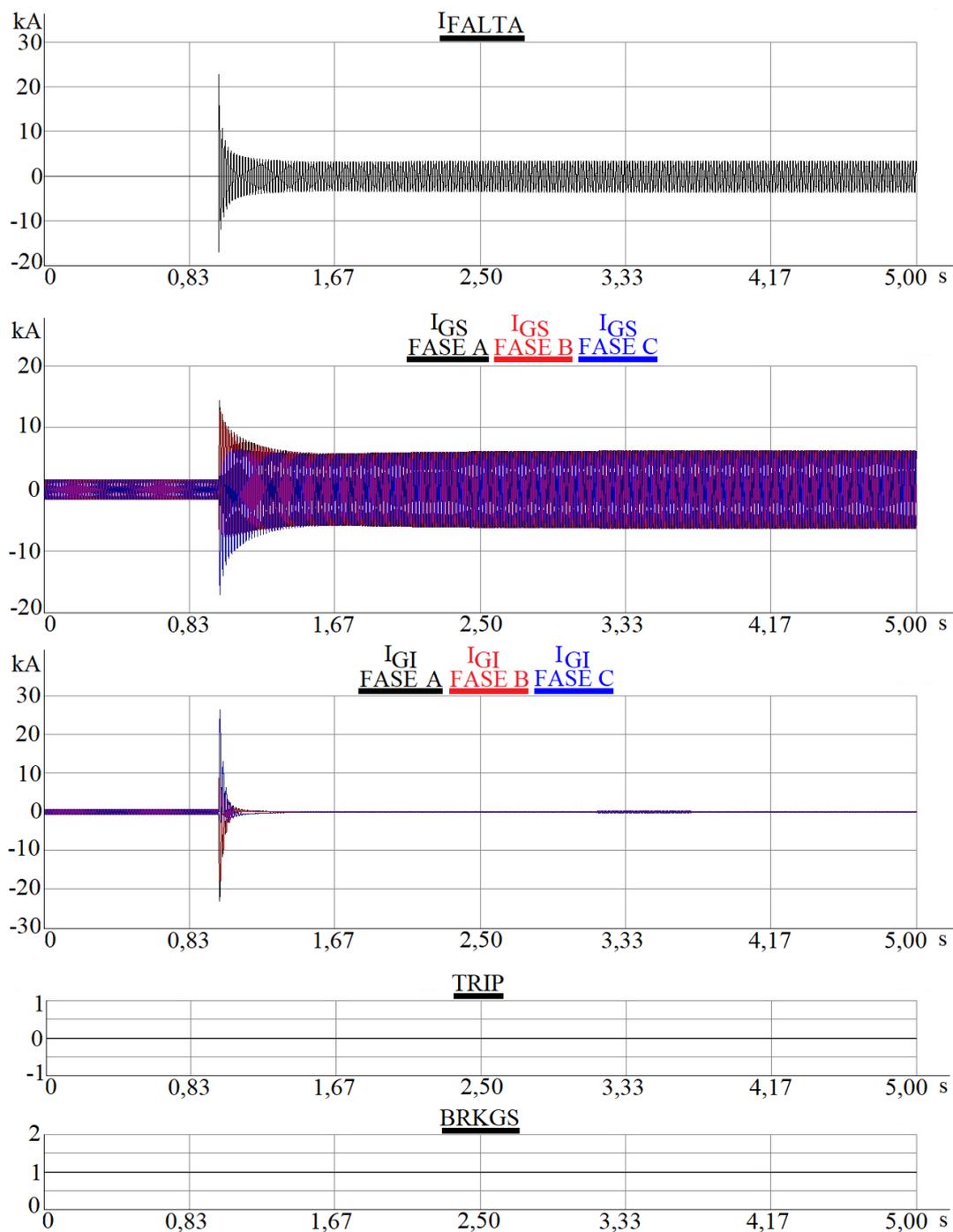


Figura 4.68- Comportamento da função ANSI 87G do relé comercial após aplicação de falta trifásica fora da região do diferencial. (a) Corrente de curto-circuito. (b) Corrente da máquina síncrona. (c) Corrente da máquina de indução. (d) Atuação do TRIP do relé comercial. (e) Status do disjuntor do gerador síncrono.

## 4.5 Considerações Finais

Nesse capítulo foi apresentado o acionamento correto dos geradores: As máquinas são operadas, inicialmente, separadamente e máquina de indução é acionada como motor. Para

conectá-las, é necessário que o motor esteja operando na região de flutuação com sua velocidade próxima da síncrona e então, depois as cargas são acopladas.

Além disso, ao testar diversos cenários de perda de excitação, foi constatado que a função ANSI 40 não atua quando não tem reativo disponível para o consumo pela máquina síncrona ao perder sua excitação (sistema constituído de apenas uma máquina síncrona), conforme mostrado na Tabela 4.10. Seu funcionamento adequado também foi verificado quando uma fonte de reativo é adicionada no sistema, além do banco de capacitores usado para excitar o gerador de indução.

Tabela 4.10- Atuação da função ANSI 40 nos cenários 1a, 1b, 1c, 2a, 2b, 2c e 2d.

<b>Cenários com perda total de excitação</b>	<b>ANSI 40</b>
Cenário 1a	Não atua
Cenário 1b	Não atua
Cenário 1c	Não atua
Cenário 2a	Atua
Cenário 2b	Atua
Cenário 2c	Atua
Cenário 2d	Atua

A função diferencial ANSI 87G foi testada através da aplicação de curto-circuito fase-terra, fase-fase e trifásico, em dois pontos do sistema e foi verificado no circuito que possui apenas uma máquina síncrona que o sistema perde a estabilidade ao isolar a falta. Já no caso do sistema que possui dois geradores síncronos, a máquina síncrona que não foi isolada assume as cargas com o gerador de indução. Além disso, a Tabela 4.11 mostra que a função ANSI 87G não atua nas faltas monofásicas para terra nos sistemas estudados nesse trabalho, mas atua para as faltas bifásicas e trifásicas.

Tabela 4.11- Atuação das funções ANSI 87G e ANSI 64G nas faltas monofásicas para terra, bifásicas e trifásicas nos cenários 3a, 3b, 3c, 4a, 4b, 4c e 4d.

<b>Tipo de falta</b>	<b>Cenários</b>	<b>ANSI 87G</b>	<b>ANSI 64G</b>
Monofásica para terra	Cenário 3a	Não atua	Atua
Monofásica para terra	Cenário 3b	Não atua	Atua
Monofásica para terra	Cenário 3c	Não atua	Atua
Monofásica para terra	Cenário 4a	Não atua	Atua
Monofásica para terra	Cenário 4b	Não atua	Atua
Monofásica para terra	Cenário 4c	Não atua	Atua
Monofásica para terra	Cenário 4d	Não atua	Atua
Bifásica nas fases A e B	Cenário 3a	Atua	–
Bifásica nas fases A e B	Cenário 3b	Atua	–
Bifásica nas fases A e B	Cenário 3c	Atua	–
Bifásica nas fases A e B	Cenário 4a	Atua	–
Bifásica nas fases A e B	Cenário 4b	Atua	–
Bifásica nas fases A e B	Cenário 4c	Atua	–
Bifásica nas fases A e B	Cenário 4d	Atua	–
Trifásica	Cenário 3a	Atua	–
Trifásica	Cenário 3b	Atua	–
Trifásica	Cenário 3c	Atua	–
Trifásica	Cenário 4a	Atua	–
Trifásica	Cenário 4b	Atua	–
Trifásica	Cenário 4c	Atua	–
Trifásica	Cenário 4d	Atua	–

Essas e outras conclusões são especificadas no Capítulo 5 desse trabalho.

## 5 Conclusões

### 5.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho de dissertação um sistema principal, mostrado na Figura 3.4, foi modelado no RSCAD do RTDS e cinco cenários foram desenvolvidos para avaliar o comportamento de um ou dois geradores síncronos em paralelo com um gerador de indução, operando como gerador auto-excitado, alimentando diversos tipos de cargas. A sequência de acionamento das máquinas foi demonstrada e explicada no decorrer dos ensaios e o sistema foi adaptado em oito cenários de operação para que alguns distúrbios pudessem ser simulados.

As proteções ANSI40 e 87G foram testadas nesse sistema através da utilização de um relé comercial conectado em *hardware-in-the-loop* ao RTDS. Com isso, foi possível validar os seus funcionamentos nesse tipo de sistema e a resposta das máquinas após a isolação das faltas.

Os estudos de caso permitem concluir que:

- Para conectar o gerador síncrono em paralelo com o gerador assíncrono, é necessário, primeiramente, acionar a máquina de indução como motor e depois aumentar a sua velocidade até a síncrona para que a conexão seja feita quando ela estiver funcionando na região de flutuação.
- Para funcionar como gerador, a máquina de indução consome potência reativa do sistema para a sua excitação. Essa demanda pode ser suprida em um sistema isolado por um banco de capacitores ou um gerador síncrono.
- Ao conectar os geradores em paralelo uma relação mestre e escravo é criada entre eles. Com isso, a tensão e a frequência do sistema são definidas pelo gerador síncrono que faz o papel de “mestre”. Ou seja, ao aumentar a excitação da máquina síncrona, a tensão de saída dos seus terminais aumenta e, conseqüentemente, as tensões nos terminais da máquina de indução também variam para se igualarem às definidas pelo “mestre”. Da mesma forma que ao regular a velocidade da turbina que aciona a máquina síncrona para ajustar a frequência do sistema, a frequência do gerador de indução também muda para serem iguais.

- Ao perder a sua excitação, o gerador síncrono dispara e seu escorregamento fica diferente de zero. Com isso, o acoplamento magnético entre o rotor e estator é perdido e a máquina síncrona passa a atuar como uma máquina de indução consumindo reativos do sistema.
- Em um sistema em que as únicas gerações de energia são feitas por uma máquina síncrona e um gerador de indução, ao perder sua excitação, a máquina síncrona não tem reativos disponíveis para serem consumidos. Nesse caso, as correntes da máquina síncrona diminuem no decorrer do tempo e o sistema perde o equilíbrio entre geração e demanda.
- O gerador de indução motoriza quando a máquina síncrona supera a sua velocidade, pois a frequência do sistema também aumenta.
- A função ANSI 40 configurada em offset negativo não atua por perda de excitação se esse distúrbio acontece quando a máquina síncrona com problema está em paralelo apenas com um gerador de indução, pois sem reativos disponíveis, a impedância vista nos terminais da máquina não entra nos elementos MHO.
- A função ANSI 40 atua corretamente quando a perda de excitação do gerador síncrono ocorre em um sistema formado por pelo menos dois geradores síncronos, além do gerador de indução. Dessa forma, o reativo da máquina síncrona é suprido durante a falta.
- O nível de perda de excitação e o carregamento da máquina também influenciam no tempo de atuação da proteção nesse tipo de sistema estudado. Em perdas de excitação mais severas e/ou com carregamentos maiores a proteção atua mais rápido.
- Ao aplicar curto-circuito bifásico e trifásico no sistema, os geradores passam a fornecer mais corrente nas fases curto-circuitadas e as cargas tem as correntes diminuídas nessas fases, já que a maior parte da corrente passa pelo caminho de menor impedância (falta).

- Ao aplicar curto-circuito monofásico para terra, as correntes geradas pelas máquinas síncrona e de indução quase não variam, pois a corrente de falta é pequena quando comparada com a corrente fornecida pelos geradores em operação normal do sistema.
- Ao aplicar curtos-circuitos no sistema em que a geração de energia é feita por uma máquina síncrona e uma de indução, o gerador de indução motoriza e o sistema perde a estabilidade, já que a demanda de reativo passa a ser maior que a geração. Isso ocorre, porque a máquina de indução consome reativo ao invés de gerar, como explicado no Capítulo 2.2.4, e o banco de capacitores (única fonte de reativo depois da falta) foi dimensionado apenas para suprir o gerador de indução.
- A proteção ANSI 87G atua corretamente em diversos tipos de faltas e nesse trabalho foi comprovada a atuação em casos de curto-circuito bifásico e trifásico em um sistema com um ou dois geradores síncronos em paralelo com um gerador de indução.
- A proteção ANSI 87G não atua quando aplicado curto-circuito monofásico para terra dentro da região de medição dos TCs que delimitam a região de proteção dessa função nos cenários estudados, mas a função ANSI 64G sim. Isso ocorre, porque os neutros dos geradores foram aterrados com alta impedância com o intuito de limitar a corrente de falta para terra para proteger as máquinas e o sistema.
- A proteção ANSI 87G não atua quando o curto circuito é aplicado fora da região de medição dos TCs que mandam as leituras de corrente para os relés.
- Para geradores de médio e grande porte, como as máquinas utilizadas nesse estudo, o aterramento de neutro é feito em alta impedância para limitar as correntes de faltas de fase à terra.
- Ao isolar um dos geradores síncronos, o outro assume toda a carga do sistema junto com o gerador de indução. É uma nova relação “mestre e escravo” é estabelecida entre eles, em que o gerador síncrono faz o papel de “mestre” e o gerador de indução de “escravo”.

## 5.2 Sugestões para trabalhos futuros

Para a continuidade da análise de comportamento de um sistema isolado formado por um gerador síncrono em paralelo com um gerador de indução, entende-se que os seguintes itens podem ser objeto de futuros trabalhos:

- Analisar outros tipos de proteção da máquina síncrona no sistema proposto;
- Analisar as proteções de geradores de indução e como implementá-los no sistema proposto.

## Referências

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração: BIG**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 02 fev. 2020.
- AL-NUAIM, N. A.; TOLIYAT, H. A. A novel method for modeling dynamic air-gap eccentricity in synchronous machines based on modified winding function theory. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Piscataway, v. 13, n. 2, p. 156–162, 1998.
- ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. 1. ed. Piscataway: Wiley-IEEE Press, 1999.
- ARAÚJO, R. M. **Estudo Da Proteção Contra Falta À Terra No Enrolamento Do Estator Do Gerador Síncrono: Subsídio Para Desenvolvimento De Metodologia De Testes Utilizando Simulador Digital Em Tempo Real**. 2015. Monografia (Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência) – Universidade Federal de Minas Gerais, UFMG, Belo Horizonte, 2015.
- BANSAL, R. C. Three-Phase Self-Excited Induction Generators: An Overview. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Piscataway, v. 20, n. 2, p. 292-299, 2005.
- BIM, E. **Máquinas Elétricas e Acionamento**. 2. ed. Rio de Janeiro: Campus-Elsevier, 2012.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2007.
- CHAPMAN, STEPHEN J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 2012.
- DEHKORDI, A. B.; GOLE, A. M.; MAGUIRE, T. L. Permanent magnet synchronous machine model for real-time simulation. *In: International Conference on Power System Transients (IPST)*, 2005, Montreal. **Anais[...]** Montreal: IEEE, 2005. 159.
- DEHKORDI, A. B.; NETI, P.; GOLE, A.M.; MAGUIRE, T. L. Development and Validation of a Comprehensive Synchronous Machine Model for a Real-Time Environment. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**, 2009, Calgary. **Anais[...]** Calgary: IEEE, 2009, p. 1-1.
- DEL TORO, Vincent. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Prentice-Hall do Brasil, 1994.
- DOMMEL, H. W. Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-88, n. 4, p. 388-399, 1969.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional (BEN) 2019: Ano base 2018**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em: 12 fev. 2020.

FISCHER, N.; FINNEY, D.; TAYLOR, D. How to Determine the Effectiveness of Generator Differential Protection. *In: Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 67., 2014, College Station. **Anais[...]** College Station: IEEE, 2014, p. 408-420.

FORSYTH, P.; KUFFEL, R. Utility applications of a RTDS Simulator. *In: International Power Engineering Conference (IPEC)*, 8., 2007, Cingapura. **Anais[...]** Cingapura: IEEE, 2007, p. 112-117.

GAWANDE, S. P.; PORATE, K. B. Review of Parallel operation of Synchronous Generator and Induction Generator for stability. *In: International Conference on Emerging Trends in Engineering & Technology*, 2., 2009, Nagpur. **Anais[...]** Nagpur: IEEE, 2009, p. 716-721.

GOLDEMBERG, J. Energia e Desenvolvimento. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 12, n. 33, p. 7-15, ago., 1998.

GULEN, S. C. **Gas Turbines for Electric Power Generation**. 1. ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2019.

HASANI, A.; HAGHJOO, F.; SILVA, F. F. D.; BAK, C. L. Loss of Field Protection of Synchronous Generator in a Realistic Framework using RTDS. *In: IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, 18., 2018, Palermo. **Anais[...]** Palermo: IEEE, 2018, p. 1-5.

HAQUE, M. H. Self-Excited Single-Phase and Three-Phase Induction Generators in Remote Areas. *In: International Conference on Electrical and Computer Engineering*, 5., 2008, Dhaka. **Anais[...]** Dhaka: IEEE, 2008, p. 38-42.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **Std C37.102**: IEEE Guide for AC Generator Protection. Nova Iorque: IEEE, 1995.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **Std C62.92.2**: IEEE Guide for Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems – Part II: Grounding of Synchronous Generator Systems. Nova Iorque: IEEE, 1989.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **Std. 421.5**: Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. Nova Iorque: IEEE, 2016.

LEÃO, F. B. **Máquinas síncronas**. 2016. Disponível em: <[https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/slides-2016-cap5\\_eletrotecnica\\_fabioleao.pdf](https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/slides-2016-cap5_eletrotecnica_fabioleao.pdf)>. Acesso em: 26 mar. 2020.

LEITE, D. F. **Sistema de Diagnóstico de Falhas em Máquinas Elétricas de Corrente Alternada**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, PUC-MG, Belo Horizonte, 2007.

LOUIE, K. W. **Phase-domain synchronous generator model for transients simulation**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – The University of British Columbia, UBC, Vancouver, 1995.

MACEDO, D. A. **Utilização de Bombas Operando como Turbinas e Geradores de Indução na Geração de Energia Elétrica**. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) - Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, Itajubá, 2004.

MAGALHÃES, A. S.; MORAES, P. H. F.; SILVA, A. H. F.; GOMES, P. H. G.; ALVES, A. J.; CALIXTO, W. P. Parallel Operation Repowering of Synchronous and Induction Generator. *In: International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 16., 2016, Florença. **Anais[...]** Florença: IEEE, 2016.

MARDEGAN, C. Proteção de Geradores. **O Setor Elétrico: Proteção e Seletividade**, v. 1, n. 11, p. 28-38, nov. 2010.

MEHTA, V. K.; MEHTA, R. **Principles of Electrical Machines**. 1. ed. S. Chand & Company LTD, 2002.

PATEL, MUKUND R. **Wind and solar power systems: design, analysis, and operation**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2006.

PEREIRA, L.; UNDRILL, J.; KOSTEREV, D.; DAVIES, D.; PATTERSON, S. A new thermal governor modeling approach in the WECC. *In: IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2003, Toronto. **Anais[...]** Toronto: IEEE, 2003, p. 1814-1814.

PIERRE, C. R. S. Loss-of-Excitation Protection for Synchronous Generators on Isolated Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, Piscataway, v. IA-21, n. 1, p. 81-89, 1985.

PINHEIRO, B. F.; SILVA, L. D. **Desempenho de Funções de Proteção de Gerador Mediante a Ocorrência de Perda de Excitação e Perda de Sincronismo usando o Simulador Digital em Tempo Real (RTDS)**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, Itajubá, 2016.

POURBEIK, P. et al. **Technical Report PES-TR1: Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies**. IEEE, 2013.

REIMERT, D. **Protective relaying for Power generation systems**. 1. ed. Boca Raton: CRC Press, 2006.

RTDS TECHNOLOGIES. **Real Time Digital Simulation for the Power Industry: Manual Set**. RTDS Technologies, 2009.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES (SEL). **SEL-300G Instruction Manual**. SEL, 2016.

SILVA, V. Z.; REZEK, Â. J. J.; CORRÊA, R. D. L. Analysis of synchronous and induction generators in parallel operation mode in an isolated electric system. *In: International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 8., 2017, Florianópolis. **Anais[...]** Florianópolis: IEEE, 2017.

SILVA, V. Z.; REZEK, Â. J. J.; CORRÊA, R. D. L. Transients Analysis of Synchronous and Induction Generators in Parallel Operation Mode in an Isolated Electric System. *In: Brazilian*

Power Electronics Conference (COBEP), 24., 2017, Juiz de Fora. **Anais[...]** Juiz de Fora: IEEE, 2017.

SIMÕES, M. G.; FARRET, F. A. **Modeling and Analysis with Induction Generators**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.

TAMRAKAR, I.; SHILPAKAR, L. B.; FERNANDES, B. G.; NILSEN, R. Voltage and frequency control of parallel operated synchronous generator and induction generator with STATCOM in micro hydro scheme. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 1, n. 5, p. 743-750, 2007.

UMANS, STEPHEN D. **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley**. 7. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill, 2014.

VALLE, R. L. S. **Desempenho Dinâmico de Sistemas Elétricos Industriais com Grandes Cargas Motóricas e Geração Síncrona**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Rio de Janeiro, 2018.

VELÁSQUEZ, O. C. **Ajuste e Ensaio de Sistemas de Proteção de Geradores Síncronos**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, USP, São Paulo, 2015.

WIJAYA, F. D.; GAJAYANA, L. N.; WIJAYA, H. P. Parallel Operation Synchronous and Induction Generator on Microgrid Testbed. *In*: International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), 9., 2017, Phuket. **Anais[...]** Phuket: IEEE, 2017.

## Apêndice A – Dados da máquina síncrona

Tabela A.1- Dados da máquina síncrona.

<b>Menu de configuração do RSCAD</b>	<b>Parâmetros</b>	<b>Símbolo (Unidade)</b>	<b>Valores</b>
GENERAL MODEL CONFIGURATION	Potência aparente	S (MVA)	31,25
	Tensão Nominal	$V_N$ (kV)	13,8
	Frequência	f (Hz)	60
MACHINE ELECT DATA: GENERATOR FORMAT	Reatância de dispersão do estator	$X_a$ (p.u.)	0,123
	Reatância síncrona de eixo direto	$X_d$ (p.u.)	1,468
	Reatância transitória de eixo direto	$X_d'$ (p.u.)	0,25
	Reatância subtransitória de eixo direto	$X_d''$ (p.u.)	0,20
	Reatância síncrona de eixo em quadratura	$X_q$ (p.u.)	1,56
	Reatância subtransitória de eixo em quadratura	$X_q''$ (p.u.)	0,28
	Resistência do estator	$R_a$ (p.u.)	0,0020
	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto	$T_{do}'$ (s)	3,5206
	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto	$T_{do}''$ (s)	0,228
	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto	$T_{qo}''$ (s)	0,228
MACHINE ZERO SEQUENCE IMPEDANCES	Reatância de sequência zero da máquina	$X_0$ (p.u.)	0,07
MECHANICAL DATA AND CONFIGURATION	Constante de Inércia	H (MWs/MVA)	4,889
	Coefficiente de amortecimento mecânico	D (p.u.)	0

## Apêndice B – Parâmetros do modelo de controle AC5A

Tabela B.1- Parâmetros do modelo de controle AC5A adaptado.

Variáveis		Valores
a0		0
a1		20
a2		0
b1		0
b2		0
N(s)		50 s
D(s)		1 + 0,01 s
G		1
T <sub>entre 2 e 3</sub>		0
T <sub>entre 3 e Efd</sub>		1
Bloco SE	E1	5
	SE1	0,4
	E2	3,7
	SE2	0,1
	KE	1

## Apêndice C – Parâmetros do modelo GGOV1

Tabela C.1- Valores parametrizados no modelo GGOV1.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>r</b>	0,04 p.u.	<b>Tfload</b>	3,00 s
<b>Tpelec</b>	1,00 s	<b>Kpload</b>	1,00 p.u.
<b>Gmax</b>	0,05 p.u.	<b>Kiload</b>	0,20
<b>Gmin</b>	-0,05 p.u.	<b>Ldref</b>	1,2 p.u.
<b>Kpgov</b>	5,00 p.u.	<b>Dm</b>	0,00 p.u.
<b>Kigov</b>	2,00 p.u.	<b>Kimw</b>	0,00 p.u.
<b>Kdgo</b>	5,00 p.u.	<b>Pset</b>	N/A
<b>Tdgo</b>	0,10 s	<b>Pref</b>	<i>Slider RunTime</i>
<b>vmax</b>	1,00 p.u.	<b>Aset</b>	1,00 p.u.
<b>vmin</b>	0,00	<b>Ka</b>	10,00 p.u.
<b>sTg</b>	0,50 s	<b>Ta</b>	0,10 s
<b>Kturb</b>	1,50 p.u.	<b>Tsa</b>	0,00 s
<b>Wfnl</b>	0,18 p.u.	<b>Tsb</b>	0,20 s
<b>Tb</b>	0,50 s	<b>db</b>	0,00 s
<b>Tc</b>	0,00 s	<b>Rup</b>	0,50
<b>Teng</b>	0,00 s	<b>Rdown</b>	-0,50

## Apêndice D – Dados da máquina de indução

Tabela D.1- Dados da máquina de indução.

<b>Menu de configuração do RSCAD</b>	<b>Parâmetros</b>	<b>Símbolo (Unidade)</b>	<b>Valores</b>
<b>MOTOR ELECTRICAL PARAMETERS</b>	Potência aparente	S (MVA)	12,36
	Tensão Nominal	$V_N$ (kV)	13,8
	Frequência	f (Hz)	60
	Resistência do estator	$r_a$ (p.u.)	0,002
	Reatância de dispersão do estator	$x_a$ (p.u.)	0,02409
	Reatância de magnetização não saturada	$x_{md0}$ (p.u.)	1,228
	Resistência do rotor	$r_f$ (p.u.)	0,00343
	Reatância de dispersão do rotor	$x_f$ (p.u.)	0,01512
<b>MECHANICAL DATA AND CONFIGURATION</b>	Constante de Inércia	H (MWs/MVA)	3,96
	Coefficiente de amortecimento mecânico	D (p.u.)	0

## Apêndice E – Dados da máquina DC

Tabela E.1- Dados da máquina DC.

<b>Menu de configuração do RSCAD</b>	<b>Parâmetros</b>	<b>Símbolo (Unidade)</b>	<b>Valores</b>
DC MACHINE CONFIGURATION	Tensão nominal de armadura	vbsar (kV)	0,4
	Corrente nominal de armadura	ibsar (kA)	0,075
	Corrente nominal de campo	ibsfld (kA)	0,075
	Velocidade nominal da máquina	WbsRPM (rpm)	915
MACHINE ELECTRICAL PARAMETERS	Resistência do enrolamento de armadura	ra (Ohm)	0,08
	Indutância própria do enrolamento de armadura	Laa (H)	0,003
	Resistência do enrolamento de campo	rf (Ohm)	0,055
	Indutância própria do enrolamento de campo	Lff (H)	0,002
MECHANICAL DATA AND CONFIGURATION	Constante de Inércia	H (MWs/MVA)	1,0
	Coefficiente de amortecimento mecânico	D (p.u.)	0,01

## Apêndice F – Dados do MIT

Tabela F.1- Dados do MIT.

Menu de configuração do RSCAD	Parâmetros	Símbolo (Unidade)	Valores
MOTOR ELECTRICAL PARAMETERS	Potência aparente	S (MVA)	1
	Tensão Nominal	$V_N$ (kV)	13,8
	Frequência	f (Hz)	60
	Resistência do estator	ra (p.u.)	0,0425
	Reatância de dispersão do estator	xa (p.u.)	0,0870
	Reatância de magnetização não saturada	xmd0 (p.u.)	2,9745
	Resistência do rotor da primeira gaiola	rfd (p.u.)	0,15
	Reatância de dispersão do rotor da primeira gaiola	xfd (p.u.)	0,0658
	Resistência do rotor da segunda gaiola	rkd (p.u.)	0,05
	Reatância de dispersão do rotor da segunda gaiola	xkd (p.u.)	0,0739
	Reatância mútua de dispersão do rotor	xkf (p.u.)	0,0
	Resistência de neutro	rntrl (p.u.)	$5 \times 10^4$
	Reatância de neutro	xntrl (p.u.)	0,0
MECHANICAL DATA AND CONFIGURATION	Constante de Inércia	H (MWs/MVA)	0,6
	Coefficiente de amortecimento mecânico	D (p.u.)	0,0

## Apêndice G – Parâmetros da função ANSI40 com Offset Negativo

O cálculo do Diâmetro de MHO em Zona 1 é dado por:

$$40ZIP = \frac{VNOM}{1,73 \cdot INOM} \cdot K \quad (G.1)$$

Em que, segundo os dados de placa da máquina síncrona, VNOM é 13,8 kV, INOM é 1307,4 e K é divisão entre a relação de transformação do TC e a relação de transformação do TP para a representação da impedância em valores secundários do relé:

$$K = \frac{RTC}{RTP} \quad (G.2)$$

RTC é dado por:

$$RTC = \frac{INOM}{5 A} \quad (G.3)$$

$$RTC = \frac{1307,4 A}{5 A} \quad (G.4)$$

$$RTC = 261,4812$$

E RTP é:

$$RTP = \frac{VNOM}{115 V} \quad (G.5)$$

$$RTP = \frac{13,8 \times 10^3}{115 V} \quad (G.6)$$

$$RTP = 120$$

Então, K é dado por:

$$K = \frac{261,4812}{120} \quad (G.7)$$

$$K = 2,1790$$

Com isso, substituindo (G.7) em (G.1), tem-se:

$$40ZIP = \frac{13,8 \times 10^3}{1,73 \cdot 1307,4} \cdot 2,1790$$

$$40ZIP = 13,2946 \Omega \quad (G. 8)$$

Já o Offset de MHO em Zona 1 é calculado por:

$$40XD1 = -\frac{x'd}{2} \cdot K \quad (G. 9)$$

Em que a reatância transitória de eixo direto da máquina é 25% e seu valor em  $\Omega$  é calculado por:

$$x'd = x'd_{p.u.} \cdot Z_{base} \quad (G. 10)$$

Em que,

$$Z_{base} = \frac{VNOM^2}{SNOM} \quad (G. 11)$$

Com SNOM igual a 31,25MVA, então,

$$\begin{aligned} Z_{base} &= \frac{(13,8 \times 10^3)^2}{31,25 \times 10^6} \\ Z_{base} &= 6,0941 \Omega \end{aligned} \quad (G. 12)$$

Substituindo (G.12) em (G.10), tem-se:

$$\begin{aligned} x'd &= 0,25 \cdot 6,0941 \\ x'd &= 1,5235 \Omega \end{aligned} \quad (G. 13)$$

Portanto, (G.9) é dado por:

$$\begin{aligned} 40XD1 &= -\frac{1,5235}{2} \cdot 2,1790 \\ 40XD1 &= -1,6599 \Omega \end{aligned} \quad (G. 14)$$

O Diâmetro de MHO em Zona 2 é dado por:

$$40Z2P = xd \cdot K \quad (G. 15)$$

Em que a reatância síncrona de eixo direto da máquina é 146,8% e seu valor em  $\Omega$  é calculado por:

$$xd = xd_{p.u.} \cdot Z_{base} \quad (G.16)$$

Substituindo (G.12) em (G.16), tem-se:

$$\begin{aligned} xd &= 1,468 \cdot 6,0941 \\ xd &= 8,9461 \Omega \end{aligned} \quad (G.17)$$

Voltando, então, em (G.15), tem-se:

$$\begin{aligned} 40Z2P &= 8,9461 \cdot 2,1790 \\ 40Z2P &= 19,4937 \end{aligned} \quad (G.18)$$

E  $40XD1=40XD2$ , ou seja, os *offsets* das duas zonas são iguais.

## Apêndice H – Função ANSI 64G

A função ANSI 64G ou 100% de falta à terra no estator do gerador é utilizada na detecção de falhas de isolamento à terra dos enrolamentos estatóricos das máquinas com neutro aterrado com impedância. No relé comercial utilizado nesse trabalho de dissertação, é possível configurar duas zonas de proteção do estator da máquina: Elemento de Zona 1 (64G1) e elemento de Zona 2 (64G2).

O 64G1, utilizado no capítulo 4.4.1.1, atua ao detectar sobretensão de frequência fundamental no neutro da máquina ao sofrer curto-circuitos de 90 a 95% dos enrolamentos do estator à terra. Isso porque a tensão que aparece no neutro, aterrado com impedância da máquina, ao sofrer uma falta estatórica à terra tem magnitude proporcional ao local de aplicação da falta. Ou seja, se a falta à terra for aplicada entre os 10% de extensão dos enrolamentos estatóricos mais próxima do neutro do gerador, a magnitude da tensão lida pelo TP de neutro não será significativa e nesses casos é indicado o uso do elemento 64G2.

O 64G2 utiliza o elemento diferencial de tensão de terceiro harmônico medindo o terceiro harmônico nos terminais da máquina e no ponto de neutro. Mas como nesse trabalho todas as faltas à terra foram aplicadas nos terminais da máquina síncrona, apenas o elemento 64G1 foi utilizado.

A Tabela H.1 mostra os ajustes que foram feitos no relé comercial para as simulações executadas para esse trabalho de dissertação:

Tabela H.1- Ajustes da função ANSI 64G no relé comercial.

<b>SIGLA</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>AJUSTE</b>
E64	Habilitar a função	Y
64G1P	Tensão de <i>pickup</i> de neutro	3,3
64G1D	Tempo de atraso da atuação do 64G1P	0,5
64G2P	Tensão diferencial	OFF

Em que 64G1P determina o mínimo da tensão que deve ser lida no neutro do gerador protegido para que o *trip* seja acionado pela variável. E 64G1D é o tempo em que a tensão deve ser igual ou maior que 64G1P para que a proteção atue. 64G2P é o mínimo de tensão de terceiro harmônico que deve ser lido no neutro da máquina protegida para que o *trip* seja acionado pela variável, mas nesse trabalho ele não foi usado.