



COPPE/UFRJ

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE
MÁQUINA SÍNCRONA CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO

Reinaldo Vivas Carrasco

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

Orientador: Sebastião Ércules Melo Oliveira

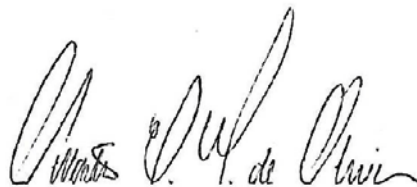
Rio de Janeiro
Setembro de 2009

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE
MÁQUINA SÍNCRONA CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO

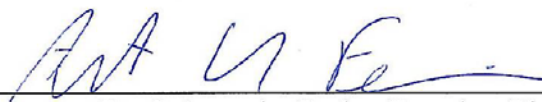
Reinaldo Vivas Carrasco

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

Aprovada por:




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



Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.



Prof. Richard Magdalena Stephan, Dr. Ing.



Prof. Fujio Sato, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2009

Carrasco, Reinaldo Vivas

Avaliação do Desempenho de Esquemas de Proteção de Máquina Síncrona contra Perda de Excitação/ Reinaldo Vivas Carrasco. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XII, 95 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Dissertação – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 91-93.

1. Proteção de Geradores. 2. Reles de Impedância. 3. Estabilidade Transitória. I. Oliveira, Sebastião Ércules Melo de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*PARA
A MINHA FAMILIA
E NAMORADA*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meus pais Heillen Carrasco e Roberto Vivas por toda a força e interesse colocados para que eu alcance os diferentes objetivos da minha vida profissional.

À minha família na Venezuela e em outros lugares pelo interesse, palavras de apoio e proximidade apesar da distância.

À minha namorada Camila Gussen, por toda a compreensão, apoio e solidariedade no período de elaboração desta dissertação.

À Família Gussen, que tem me desempenhado papel de minha própria família na minha estada no Brasil.

A meus amigos dentro e fora da COPPE, especialmente Jorge Rodriguez, Otto Giambini, Thiago Pristas e Tatiana Monteiro pela sua disposição de ajudar nos momentos em que precisei

Finalmente agradeço ao Professor Sebastião Oliveira por ter aceitado trabalhar comigo.

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

AValiação DO DESEMPENHO DE ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE MÁQUINA SÍNCRONA CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO

Reinaldo Vivas Carrasco

Setembro/2009

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Programa: Engenharia Elétrica

O presente visa analisar o efeito da perda de excitação em umas das máquinas sobre a mesma máquina e o resto do sistema e avalia o desempenho dos esquemas de proteção contra perda de excitação usados nos sistemas de geração e de outros encontrados na literatura com ajuda da simulação digital. Para isto, foi feita uma introdução dos esquemas de proteção contra perda de excitação em máquinas síncronas encontrados na literatura e, baseados na teoria de máquinas, é feita a modelagem dinâmica da máquina síncrona e do sistema de excitação. Por último, são apresentados os resultados de casos de simulação digital da ocorrência de três principais defeitos: perda de excitação causado por perda da fonte de tensão, perda de excitação causado pela abertura acidental do disjuntor no circuito de campo e curto-circuito trifásico próximo à estação de geração seguido de desligamento da linha onde ocorre o defeito. São usados dois sistemas de potência como casos de estudo com o objetivo de avaliar rapidez e seletividade dos esquemas de proteção.

Como conclusão obteve-se que os esquemas de proteção de distância foram eficientes da detecção da perda de excitação e não foi identificado nenhum caso de operação indevida na ocorrência de defeitos trifásicos na rede.

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

PERFORMANCE EVALUATION OF THE SYNCHRONOUS MACHINE PROTECTION SCHEMES AGAINST LOSS OF EXCITATION

Reinaldo Vivas Carrasco

September/2009

Advisor: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Department: Electrical Engineering

The present research work aims to study the effect of loss of excitation of a synchronous generator connected to a electric network through a radial transmission system, with emphasis on behavior of the machine and protection schemes found in the literature. The characteristics of these schemes are discussed and a computer program is specially developed, starting from modeling of the generators, its excitation system, power system and of the different operation protection schemes previously mentioned. Digital simulation cases are then presented and their results analysed for three main occurrences: i) loss of excitation due to loss of DC voltage supply; ii) loss of excitation due to accidental opening of breaker in field circuit; iii) three phase fault on generator high voltage terminals followed by disconnection of faulty circuit.

It was concluded that distance protections schemes are efficient in loss of excitation detection and it was not reported any case of misoperation due to three phase fault.

ÍNDICE

1-	INTRODUÇÃO.....	1
	1.1. Considerações Gerais	1
	1.2. Histórico	2
	1.3. Objetivos.....	9
	1.4. Estrutura do Trabalho	10
2-	FUNDAMENTO DE PROTEÇÃO DE GERADORES.	11
	2.1. Introdução	11
	2.2. Limites de operação da máquina síncrona.....	12
	2.3. Proteção de geradores.....	16
	2.4. Princípios de Proteção de Distância	25
3-	ESQUEMAS DE PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO	28
	3.1. Introdução.....	28
	3.2. Proteção a distância contra perda de excitação	30
	3.3. Influência das oscilações de potência na operação dos relés de distância 38	
	3.4. Esquema adaptativo de paithankar e tambay.....	40
	3.5. Correções ao esquema adaptativo de paithankar e tambay	42
4-	MODELAGEM DOS COMPONENTES.....	43
	4.1. Modelagem da máquina síncrona	43
	4.2. Modelagem do Sistema de Excitação.....	45
	4.3. Modelagem do Sistema de Potência.....	49
5-	RESULTADOS	50
	5.1. Introdução	50
	5.2. Primeiro caso de estudo.....	51
	5.3. Segundo caso de estudo.....	72
6-	CONCLUSÕES	88
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91
	anexo A.....	94

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Limite de correntes de estator de máquinas síncronas no plano $P-Q$	13
Figura 2.2. Limite de sobre-excitação de máquinas síncronas no plano $P-Q$	14
Figura 2.3. Limites de operação representados no plano $R-X$	16
Figura 2.4. Esquema dos relés digitais.....	18
Figura 2.5. Transformadores de corrente e potencial e Funções de Proteção.....	20
Figura 2.6. Característica de operação de esquemas de proteção contra perda de sincronismo.....	22
Figura 2.7. Características de operação no plano $R - X$	27
Figura 3.1. Características de Proteção do Esquema com uma característica de operação e off-set negativo.....	31
Figura 3.2. Esquemas de Proteção do Esquema com duas Características de operação e offset negativo.	33
Figura 3.3. Diagrama Lógico do Esquema com offset negativo e duas Características de operação.....	33
Figura 3.4. Esquema de Proteção de uma característica de operação circular e offset positivo	35
Figura 3.5. Diagrama Lógico do Esquema com offset positivo e uma Características de operação.....	35
Figura 3.6. Esquema de Proteção do Esquema com duas Características de operação e off-set positivo.....	37
Figura 3.7. Diagrama Lógico do Esquema com offset positivo e duas Características de operação.....	38
Figura 3.8. Influencia da separação angular na impedância vista pelos relés de distância 39	
Figura 3.9. Influência da separação angular na impedância vista pelos relés.....	40
FIGURA 3.10. Características de operação do esquema de Paithankar e Tambay nos planos $R - X$ e $X - \dot{X}$	41
Figura 3.11. Modificação da característica (b) de operação do esquema de Paithankar e Tambay42	
Figura 4.1. Diagrama do Sistema de Excitação	46

Figura 4.2. Diagrama de blocos do amplificador.....	47
Figura 4.3. Circuito de alimentação da excitatriz	47
Figura 4.4. Diagrama de blocos da excitatriz	48
Figura 4.5. Diagrama de blocos do compensador.....	48
Figura 5.1. Diagrama unifilar do sistema utilizado nas simulações.....	51
Figura 5.2. Tensões nos Terminais da máquina após a perda de excitação.....	52
Figura 5.3. Correntes no estator da máquina após a perda de excitação. Primeiro caso com uma máquina em operação	53
Figura 5.4. Operação do esquema de Mason depois da ocorrência perda de excitação	54
Figura 5.5. Operação do esquema de Offset Positivo depois da ocorrência perda de excitação	54
Figura 5.6. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $R - X$	55
Figura 5.7. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação no plano $X - \dot{X}$	56
Figura 5.8. Tensão terminal do gerador.....	59
Figura 5.9. Correntes nos terminais da máquina.....	60
Figura 5.10. Operação do esquema de Mason depois da ocorrência perda de excitação	61
Figura 5.11. Operação do esquema de Offset Positivo depois da ocorrência perda de excitação	61
Figura 5.12. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência ...	62
Figura 5.13. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$	62
Figura 5.14. Operação do Esquema de Mason na ocorrência de curto trifásico.....	65
Figura 5.15. Operação do Esquema de Mason em ocorrência de defeito trifásico.....	66
Figura 5.16. Operação do Esquema de Offset Positivo em ocorrência de defeito trifásico	66
Figura 5.17. Operação do Esquema de Offset Positivo em ocorrência de defeito trifásico	67
Figura 5.18. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $R - X$	68

Figura 5.19. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $R - X$	69
Figura 5.20. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$	70
Figura 5.21. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$	70
Figura 5.22. Tensões nos Terminais da máquina.....	73
Figura 5.23. Correntes de estator da máquina.....	74
Figura 5.24. Operação do Esquema de Mason em ocorrência de perda de excitação	74
Figura 5.25. Operação do Esquema de Offset Positivo em ocorrência de perda de excitação	75
Figura 5.26. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay em ocorrência de perda de excitação. Plano $R - X$	76
Figura 5.27. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay em ocorrência de perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$	76
Figura 5.28. Tensões nos Terminais da máquina.....	79
Figura 5.29. Correntes no estator da máquina.	79
Figura 5.30. Operação do Esquema de Mason em ocorrência de perda de excitação	80
Figura 5.31. Operação do Esquema de Offset Positivo em ocorrência de perda de excitação	80
Figura 5.32. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay em ocorrência de perda de excitação. Plano $R - X$	81
Figura 5.33. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay em ocorrência de perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$	81
Figura 5.34. Operação do Esquema de Mason em ocorrência de defeito trifásico.....	83
Figura 5.35. Operação do esquema de offset positivo em ocorrência de defeito trifásico	84
Figura 5.36. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay no plano $R - X$ em ocorrência de defeito trifásico	85
Figura 5.37. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay no plano $X - \dot{X}$ em ocorrência de defeito trifásico	86

Figura 5.38. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay no plano $X - \dot{X}$ para
ocorrência de defeito trifásico 87

1- INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

As usinas geradoras representam uma alta porcentagem do investimento em um sistema elétrico de potência. São também os componentes do sistema elétrico que estão submetidos a condições de operação mais severas. Danos no gerador podem ser causados, por exemplo, pelo excessivo aquecimento devido a correntes elevadas que circulem eventualmente pelos enrolamentos da armadura ou pelo enrolamento de campo após a ocorrência de perturbações no sistema. Eventuais oscilações eletromecânicas também podem causar problemas operativos no seguimento a mudanças bruscas no conjugado eletromagnético. Por esta razão, ações de desligamento rápido devem ser tomadas a fim de minimizar danos aos geradores.

A considerar ainda que a saída de serviço de uma ou mais unidades geradoras causada por falta ou por operação indevida de algum dispositivo de proteção, além de ocasionar dificuldades técnicas na operação do sistema, pode trazer como consequência elevado custo de reposição, perdas de faturamento e multas por indisponibilidade. Por esta razão, as operações indevidas das proteções devem ser evitadas. Por outro lado, considerando ainda que a confiabilidade operativa dos geradores é prioridade para a operação correta de um sistema de potência, para garanti-la pode ser necessário correr o risco de submeter uma unidade geradora a condições de serviço mais severas.

Uma das ocorrências de grande interesse prático, com efeito sobre a operação normal de um gerador síncrono é a perda de excitação, parcial ou total. A perda de excitação de um gerador pode ocorrer quando da abertura do circuito de alimentação ao seu enrolamento de campo, ou mesmo, em caso de curto-circuito nos terminais deste enrolamento. Este tipo de ocorrência pode resultar em consequências sistêmicas como oscilações eletromecânicas, quedas nas tensões na rede elétrica e até o colapso do sistema interligado, e, também, em efeitos diretos sobre o gerador resultantes do incremento na velocidade da máquina e correntes elevadas no estator e induzidas no rotor. A indução de correntes no rotor ocorre em razão do deslizamento que pode surgir exatamente pela redução progressiva da corrente de campo provocada pela perda de excitação. Neste caso, se a máquina não é desconectada do sistema, pode perder o

sincronismo.

Historicamente, a detecção da perda de excitação das máquinas síncronas nas usinas geradoras vem sendo feita com relés de subcorrente e relés de sub-tensão no circuito de campo, relés de potência reativa reversa e relés de impedância. Ao longo dos anos, entretanto, os relés de impedância têm operado de forma bastante satisfatória, passando a se constituir no método mais utilizado para a detecção deste tipo de falha. Entretanto, tem sido reportada na literatura a possibilidade da operação indevida dos relés de impedância na presença de oscilações eletromecânicas, especialmente quando a máquina sob falta encontra-se sub-excitada.

Em razão da necessidade de proteção dos geradores síncronos contra condições operativas adversas e da exigência de confiabilidade elevada, tem sido necessário desenvolver e avaliar o desempenho dos esquemas de proteção existentes. Atualmente, com os avanços tecnológicos verificados nos processos de fabricação dos relés digitais modernos, pode-se atender melhor as exigências de rapidez, confiabilidade e seletividade na operação. Adicione-se a isso o fato que os relés digitais modernos disponibilizam várias funções de proteção integradas para proteger o equipamento em questão contra vários tipos de perturbações.

1.2. HISTÓRICO

Em uma das primeiras referências tratando da incorporação do conceito de proteção de distância à proteção de geradores contra perda de excitação, C.R. Mason [1] em 1949 sugeriu uma característica de operação circular do relé em que o ajuste (centro e raio) contra a perda de excitação dependia das reatâncias síncrona x_d e transitória x'_d de eixo direto da máquina.

Anos mais tarde, em 1965, foi reportada a operação de 17 relés contra perda de excitação no blecaute de 1965 no Nordeste dos Estados Unidos. O número de operações reportadas por este tipo de relé nesse blecaute fez crescer o interesse dos engenheiros de proteção no seu desempenho e foi causa de diversos estudos nos anos seguintes.

Dúvidas sobre a eficiência da operação dos relés, sobre o desempenho dos relés quando de outras perturbações e sobre a influência da operação destes relés no desligamento em cascata dos elementos do sistema foram os principais pontos de interesse discutidos em trabalhos da década dos 70. Além disto, com o decorrer dos anos, foram construindo-se máquinas síncronas com reatâncias maiores, o que gerou uma apreensão por parte dos engenheiros de proteção contra este esquema dado o impacto direto das reatâncias referidas sobre o posicionamento e extensão do círculo de operação no plano $R - X$.

Na referencia [2], Arndt e Rogers apresentam resultados de um estudo de desempenho do esquema de proteção proposto por C.R Mason para a proteção de um gerador de 595 MVA instalado no sistema Edison, Detroit. Neste trabalho, avalia-se o desempenho do relé contra a perda de excitação em caso de presença de oscilações estáveis e na hipótese de ocorrência de perda da excitação da maquina. É abordado o efeito dos desvios de frequência no alcance do relé no plano $R-X$. Por ultimo, é também sugerido um retardo da operação uma vez que a impedância medida pelo relé entre na zona de operação definida no plano $R-X$. O trabalho sugere diretrizes para manutenção da conexão dos geradores ao sistema elétrico durante oscilações estáveis e para evitar danos aos mesmos durante ocorrências de instabilidade. Além disto, discute-se o efeito das variações de frequência sobre a localização e extensão da característica de operação do relé, na época do tipo eletromecânico. Os autores concluíram ainda que as ocorrências observadas de perda de excitação e de oscilações instáveis resultaram invariavelmente na operação correta do relé e que sob determinadas condições de operação, oscilações estáveis resultaram na operação indesejável da proteção. O intervalo de tempo sugerido para atraso na seqüência de operação do relé foi de 15 ciclos a 60 Hz e impediu a operação incorreta da proteção nos casos reportados.

Na referencia [3] J. Berdy faz um extenso estudo sobre o efeito da perda de excitação em uma das máquinas sobre o desempenho do sistema de potência, sobre o desempenho de outras máquinas do sistema, sobre o lugar geométrico da impedância no plano $R - X$ medida nos terminais do gerador e sobre o desempenho do relé contra perda de excitação. Nos estudos realizados, são considerados os efeitos da impedância da rede, do nível de carregamento das máquinas antes da ocorrência de perda de excitação em uma delas e da operação dos reguladores automáticos de tensão das máquinas. É

também abordada a possibilidade de operação indevida em presença de oscilações de potência, razão pela qual o autor sugere um atraso na operação do relé proposto por Mason na referência [1] e propõe a adição de outra característica de operação no plano $R-X$.

Berdy temporiza o círculo limite original e adiciona uma zona também circular interna, de ação instantânea. O autor concluiu que a perda de excitação pode ser prejudicial para a integridade do gerador e, também, para a operação global do sistema de potência, neste caso dependendo da importância relativa da geração referida. Em análise mais elaborada, Berdy conclui que a entrada do valor da impedância com oscilação estável no círculo de operação se evidencia para maiores carregamentos prefalta, fator de potência em avanço e regulador de tensão fora de operação e defeitos mais severos.

Na referência [4], Darron e outros apresentam resultados dos estudos de estabilidade transitória de um sistema elétrico composto por uma usina térmica 2x800 MVA, com geradores conectados a um barramento comum, primário de um transformador elevador para 345 kV e por uma estação de bombeamento contendo 6(seis) motores síncronos de 360MVA cada. Representação elétrica detalhada destes motores e de seus sistemas de controle de tensão e de velocidade foram considerados. A representação elétrica dos geradores de 800MVA incluiu apenas o efeito transitório do enrolamento de campo no eixo direto, com um fator de amortecimento incluído na equação de oscilação para representar o efeito dos enrolamentos amortecedores. Aspectos sobre a confiabilidade dos relés de proteção contra perda de excitação, resposta transitória das máquinas na ocorrência de perda de excitação, fluxos de potência reativa no sistema e quedas nos níveis de tensão são abordados neste trabalho. São também analisados os efeitos da adição de mais uma característica de operação circular no plano $R-X$ e o efeito do retardo de operação do relé em concordância com o sugerido por Berdy na referencia [3]. Sugestões são feitas à respeito do tempo máximo para operação assíncrona que deve ser permitido pela proteção em caso de confirmação da perda de excitação.

Na referencia [5], Lee, Kundur e Brown aplicam um esquema de proteção que permite o desligamento do gerador de forma mais rápida que com os esquema propostos

por Berdy e Mason. Nesse trabalho, os autores relatam o caso da entrada em operação da primeira unidade geradora da usina de Ontario Hydro e propõem um esquema baseado na supervisão da tensão nos terminais do gerador e da tensão na bobina de campo para detectar a perda de excitação da máquina síncrona antes que a depressão dos níveis de tensão cause danos maiores às cargas sensíveis a variações de tensão. O esquema proposto baseia-se na detecção de sub-tensão na bobina de campo por um determinado período de tempo e, depois desse intervalo, encaminha ordem de desligamento assim que a tensão nos terminais de estator da máquina cai a um nível abaixo de um valor ajustado previamente. O esquema proposto foi projetado para duas diferentes condições, uma no caso da usina com apenas uma unidade geradora de 800 MW e outra para a adição de mais uma unidade de 800MW, com perda de excitação em uma delas. O primeiro estudo mostrou que este esquema adaptativo apresentou ação mais rápida que o esquema proposto por Berdy e foi capaz de ordenar a saída do gerador antes que a queda nos níveis de tensão danificasse cargas mais sensíveis. Para o caso de operação com duas máquinas, verificou-se que embora o esquema adaptativo mantivesse a característica de ação rápida, a queda dos níveis de tensão causada pela perda de excitação não era tão crítica como no primeiro caso, no que diz respeito a provocar danos nas cargas sensíveis às variações de tensão.

Na referência [6], Elkateb e Dias apresentam resultados do estudo da evolução do lugar geométrico da impedância vista dos terminais de um gerador síncrono no plano $R-X$, em caso de ocorrência de perda de excitação, portanto desprezando a hipótese usual de tensão constante atrás de reatância de curto circuito normalmente considerada nos estudos de proteção. No trabalho são analisados os efeitos de curto-circuito no circuito de campo e da abertura acidental no mesmo sobre as medições de impedância feitas pelo relé de proteção contra perda de excitação. É identificada a necessidade de ter um esquema adaptativo para eventual possibilidade de redução nos tempos de operação destes relés. O trabalho considera modelagem dos efeitos elétricos sub-transitórios e de inércia de um gerador de 600 MVA. O gerador referido é conectado a um barramento infinito, por transformador elevador 22/400kV e transmissão a dois circuitos, com dois trechos de linhas de 80 e 40 km, respectivamente.

Na referência [7], Conrad Pierr apresenta resultados do estudo de desempenho dos relés de proteção contra perda de excitação proposto por Mason para gerador síncrono

em sistemas praticamente isolados, fazendo considerações sobre a geração síncrona mínima alocada ao sistema receptor para permitir a operação apropriada da proteção de perda de excitação do gerador em questão. Várias configurações sistêmicas foram testadas, modificando-se o número de geradores em serviço no sistema receptor, os tipos de sistemas de excitação destes geradores, a impedância do transformador elevador, os tipos de cargas e níveis de carregamento do gerador protegido antes da ocorrência da perturbação. Ao final do trabalho, são indicados alguns fatores topológicos dos sistemas que influem no desempenho da proteção contra perda de excitação. O autor conclui pela necessidade de potência reativa mínima produzida pelas fontes de tensão no sistema receptor da mesma ordem de grandeza da potência nominal do gerador dotado da proteção de perda de excitação quando controle de tensão não é considerado nos geradores do sistema receptor. Quando este controle de tensão é considerado, a necessidade referida de potencia reativa se reduz à metade. Também ressalta que cargas industriais com maior necessidade de potência reativa, como aquelas com maior percentagem de motores de indução, reduzem a possibilidade de atuação correta da proteção de perda de excitação.

Rana, Schulz e outros, na referência [8], apresentam resultados de estudo para avaliação do desempenho dos relés contra perda de excitação. No momento dessa publicação, a American Electric Power (AEP) só utilizava os relés de perda de excitação como alarme e não para emissão da ordem de desligamento devido à desconfiança em relação à confiabilidade de sua operação. Eles relatam experiências com operações indesejadas destes relés quando ajustes não temporizados eram especificados. Casos de perda de excitação em um de dois geradores operando ligado a um mesmo transformador elevador são simulados e analisados. Um dos geradores é acionado por turbinas a vapor movidas em estágios de alta pressão e de baixa pressão e o outro acionado por turbinas a vapor movidas em estágios de reaquecimento e de baixa pressão. Os estudos realizados identificaram a possíveis operação causada por oscilações de potência. Níveis elevados de potência reativa circulando pela rede, quedas dos níveis de tensão e elevadas correntes no estator e no rotor dos geradores foram observados.

Na referência [9], Moore e Stangenberg descrevem os ensaios de perdas de excitação realizados em simulador da operação de um turbo alternador baseado em

micromáquina. Nesse trabalho, os autores expressam dúvidas em relação à não representação do efeito do fluxo de rotor sobre as correntes parasitas no modelo de dois eixos, razão pela qual decidiram fazer os ensaios. Curto-circuitos e aberturas no circuito de campo são aplicados para assim poder avaliar o desempenho do relé com a função de proteção proposta por Mason. Conclui-se que os resultados obtidos na experiência prática são similares aos previstos pela teoria e que o desempenho da função de Mason para detecção de perda de excitação foi satisfatório. Diferenças na trajetória da impedância no plano $R-X$ para as duas perturbações aplicadas foram observadas.. Neste estudo as máquinas estavam sobre-excitadas, variou-se a geração de potência ativa e manteve-se a geração de potência reativa em valor perto do limite.

Na referencia [10], Zhang, Yi e outros autores descrevem a formulação utilizada para avaliação do desempenho dinâmico de gerador síncrono submetido a perda de excitação através de simulações realizadas em ambiente MATLAB. A modelagem do sistema dinâmico global inclui as representações de eixos direto e de quadratura da máquina síncrona, do regulador de velocidade, da turbina hidráulica, do sistema de excitação e do sistema elétrico. Foram simuladas perturbações dos tipos curto-circuito, abertura do disjuntor, abertura do disjuntor com entrada do resistor de reinserção e perda parcial da excitação. Para todos os casos simulados, observam-se aumento na corrente no estator, diminuição da corrente de campo, diminuição da potência ativa e aumento na demanda de potência reativa do gerador e faz-se comparação entre os resultados obtidos, com ênfase no comportamento transitório da corrente de campo, das correntes de estator, da potência ativa e da potência reativa, grandezas importantes na visualização do desempenho da proteção de perda de excitação.

Na referência [11], Rodriguez e Medina apresentam resultados computacionais do comportamento dinâmico de um gerador de 555 MVA e 24 kV usando modelagem da máquina síncrona em coordenadas de fase e de forma a incluir efeito de desbalanço de carga, com simulação de perda de excitação por 0,5 segundos e operação pre-falta com fator de potência 0,9. Observa-se grandes excursões transitórias na corrente de campo e no conjugado elétrico e variações relativas menores na velocidade da máquina. Os autores ressaltam que a severidade do desbalanço e um período maior de perda de excitação resultam em maior probabilidade para condição de instabilidade angular.

Na referência [12], Tambay e Paithankar ressaltam as dificuldades com a adoção de temporização da proteção convencional para perda de excitação indicada nas referências [1] e [3] e propõem uma solução para o problema a partir da utilização do sinal da derivada, ao longo do tempo, da reatância vista dos terminais do gerador. As simulações realizadas para avaliação do desempenho de um turbo alternador indicam diferenças significativas no comportamento da taxa variação da reatância vista dos terminais da máquina para casos de perda de excitação e para casos de oscilação estável. Os autores ressaltam que a reatância vista nos terminais da máquina varia mais lentamente quando há uma perda de excitação do que varia em uma oscilação estável e, desta forma, propõem adicionar esta variável à lógica de operação do relé. Também sugerem mudança na forma da característica de operação, de circular da referência [1] para quadrangular com um área menor no plano $R - X$ para reduzir a probabilidade de invasão devida a transitórios eletromecânicos, e com alteração do off-set. Os valores de derivada da reatância que identificariam uma perda da excitação estariam entre limites calculados para o sistema estudado e que dependeriam da configuração do sistema elétrico e do número de unidades geradoras em operação. O relé proposto neste trabalho operaria se o valor da impedância entra na região de operação proposta e, além disso, os valores da reatância estiverem na faixa especificada para esse sistema em particular.

Na referência [13], Moraes, Fonseca, Aviz e Cardoso Jr. comparam a eficiência e a facilidade de implementação dos ajustes do relé de perda de excitação propostos por Mason, na referência [1], com aqueles indicados nas referências [3] e [12]. Nesta comparação simularam casos de oscilações estáveis em um sistema composto por gerador conectado a uma barra infinita através de seu transformador elevador e de dois circuitos de transmissão em paralelo. As oscilações simuladas foram provocadas por faltas em um dos circuitos muito próximas ao transformador elevador, com remoção posterior do circuito sob falta em um tempo igual a 100 ms, para vários níveis de carregamento. Neste trabalho, o esquema adaptativo da referência [12] mostrou-se mais efetivo para a detecção de perdas de excitação que os esquemas propostos por Mason e por Berdy. Quanto à operação indevida, os esquemas de Berdy e de Mason apresentaram tendência a atuarem indevidamente para níveis reduzidos de carregamento do gerador e operação na região de sub-excitação. A técnica da referência [12] apresentou tendência a operar indevidamente para níveis médios de carregamento, além de resultar em maior dificuldade para ajuste dos parâmetros em comparação com as

técnicas de Berdy e Mason. Além dos resultados da comparação apresentados acima, os autores de [13] propuseram a adição de um novo limite para o valor da taxa de variação da reatância na lógica do relé adaptativo, com a finalidade de reduzir o número de operações indevidas, o que é comprovado pelos resultados dos casos de simulação apresentados no trabalho.

Na referência [14], Sandoval, Gusmán e Altuve descrevem resultados de estudo de simulação digital de perda de excitação de uma das duas unidades geradoras presentes na usina térmica de Juan de Dios Bátiz Paredes, no México. Os autores discutem, inicialmente, fatores que restringem os níveis de potências ativa e reativa supridos por cada unidade geradora, tais como limites térmicos, limites de tensão, limites impostos pelo sistema de potência e a ação do limitador de subexcitação. Em seguida, descrevem as funções de proteção relacionadas à curva de capacidade propondo, posteriormente, um esquema baseado no plano P-Q que habilita a proteção contra perda de sincronismo e que aciona um alarme em caso de violação da curva de capacidade. Finalmente são apresentados resultados de simulação de perda de excitação em um dos geradores e de simulação de perda de sincronismo com um dos geradores previamente desligado, considerando condições diversas de regime permanente, diferentes modos de perda de excitação e número diferentes de unidades geradoras em serviço.

1.3. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho de pesquisa é a verificar o desempenho das proteções contra perda de excitação encontradas na literatura e identificar os principais fatores que influem em seu desempenho.

Para isto, avaliou-se o efeito da perda de excitação de uma dos geradores do sistema sobre seu próprio desempenho, permitindo identificar as variáveis mais afetadas por esta ocorrência. A influência das características da rede e das máquinas e da condição operativa no momento das perturbações também foi considerada.

O desempenho e a rapidez na operação dos esquemas de proteção contra perda de

excitação encontrados na literatura são verificados, com ênfase em aspectos técnicos como tempo de operação, possibilidade de operação indevida e quedas no perfil de tensão no sistema antes da ordem de desligamento.

1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 2 da dissertação traz, inicialmente, informações básicas sobre os componentes de uma máquina síncrona trifásica e seus limites operacionais. Em seguida, são apresentados conceitos básicos de proteção de geração e, finalmente, é introduzido o conceito de proteção a distância em sistemas de potência.

No capítulo 3, são discutidos os efeitos da perda de excitação de uma unidade geradora sobre o resto do sistema, são apresentados os objetivos básicos da proteção contra perda de excitação e feita uma revisão dos esquemas de proteção tradicionais contra perda de excitação e outros encontrados na literatura. Finalmente, ilustra-se o efeito das oscilações de potência sobre o desempenho dos esquemas de proteção distância tradicionais.

O Capítulo 4 apresenta os modelos utilizados nos estudos realizados. São indicados os modelos utilizados para representação da máquina síncrona e do sistemas de excitação, bem como mencionadas as hipóteses feitas na simulação dos eventos de interesse.

No capítulo 5 estão indicados os critérios adotados para a efetivação dos estudos e apresentados e discutidos os resultados das simulações realizadas no ambiente MATLAB. Os efeitos das oscilações de potência e da perda de excitação em uma das unidades de geração sobre o comportamento de algumas variáveis mais representativas do desempenho dos geradores, do sistema de potência e dos esquemas de proteção são também discutidos.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais e sugeridos alguns assuntos de interesse para futuros trabalhos.

2- FUNDAMENTO DE PROTEÇÃO DE GERADORES.

2.1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de geração, além de exigirem a disponibilização da maior parcela do investimento realizado no desenvolvimento de um sistema de potência, são os que apresentam a maior complexidade operacional. Além de estarem ligados diretamente à rede elétrica, os geradores síncronos têm conexões com o circuito de alimentação de seu sistema de excitação e com o acoplamento mecânico de suas turbinas através do rotor. Isto faz com que as restrições operacionais da geração não sejam afetadas apenas pelas limitações intrínsecas das máquinas síncronas, mas também pelas limitações térmicas e mecânicas do conjunto de acionamento do rotor, pelas limitações de seus sistemas de excitação e pelas limitações operacionais do sistema elétrico ao qual encontram-se conectadas. Em usinas térmicas, por exemplo, além das variáveis elétricas, existem variáveis mecânicas, térmicas e fluxos que são necessárias às tarefas de supervisão e de controle. Desta forma, a operação do sistema de geração com algum destes parâmetros fora de uma faixa determinada pode resultar em redução da vida útil dos equipamentos e aumento dos riscos à segurança das pessoas que trabalham no local.

O sistema de geração está composto por um grande número de dispositivos elétricos, mecânicos e pneumáticos cuja segurança precisa ser resguardada. Portanto, torna-se necessário, em alguns casos, efetuar um grande número de manobras para desligar a máquina da rede no seguimento à uma falha operativa. As ações preventivas necessárias podem estar acompanhadas de um ou mais dos seguintes procedimentos:

- Desligamento do sistema de excitação do circuito de campo;
- Inserção de resistor no circuito de campo para dissipação de energia da bobina de excitação;
- Desacoplamento mecânico entre o rotor e a fonte primária de energia.

Em razão do grande número de parâmetros envolvidos e da grande variedade de possíveis eventos internos e sistêmicos que afetam diretamente a operação dos sistemas de geração, seus sistemas de proteção são naturalmente mais complexos que aqueles adotados nos setores de transmissão e de distribuição. As funções de proteção visam

proteger o gerador contra faltas internas e contra operação anormal. As faltas internas referem-se aos enrolamentos do estator e do rotor enquanto a operação anormal está relacionada a problemas operacionais de natureza elétrica ou mecânica.

2.2. LIMITES DE OPERAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA

2.2.1. CAPABILIDADE REATIVA

A curva de capacidade de uma máquina síncrona é fornecida por cada fabricante para tensão nominal e mostra os limites de operação da máquina no plano potência ativa - potência reativa em regime permanente dentro dos quais o gerador pode operar sem sofrer danos por solicitação térmica e por solicitação mecânica de seus enrolamentos. A curva de capacidade está definida pelos limites abaixo indicados:

- limite máximo de corrente no estator,
- limites máximos de corrente e aquecimento do enrolamento de rotor e do circuito de excitação,
- limite mínimo de corrente de excitação
- limitação de capacidade de potência da turbina
- operação estável em regime permanente

Os limites máximos de corrente nos enrolamentos de rotor e de estator têm forte relação com a eficiência do sistema de esfriamento utilizado para restringir o aquecimento global da máquina.

O limite de corrente no estator, por sua vez, é estabelecido para restringir o nível de aquecimento dos enrolamentos do mesmo causado pela circulação das correntes. Este limite pode ser determinado a partir das equações de potência ativa P e reativa Q em função das correntes estatóricas da máquina em regime permanente.

No plano $P-Q$, a evolução das grandezas P e Q indicadas em 2.1 e 2.2 pode ser representada por um círculo de raio VI e centro na origem do plano $P-Q$, já que

$N^2 = P^2 + Q^2$. No plano P - Q , a evolução das grandezas P e Q indicadas em 2.1 e 2.2 pode ser representada por um círculo de raio VI e centro na representa o lugar geométrico de potência aparente constante. P aparece indicada no eixo horizontal e Q no eixo vertical.

$$P = V.I.\cos(\phi) \quad (2.1)$$

$$Q = V.I.\sin(\phi) \quad (2.2)$$

No plano P - Q , a evolução das grandezas P e Q indicadas em 2.1 e 2.2 pode ser representada por um círculo de raio VI e centro na origem do plano P - Q , como mostrado na figura 2.1. Na condição limite de corrente de armadura $I = I_{\max}$, teremos então:

$$N_{\max} = V \cdot I_{\max} \quad (2.3)$$

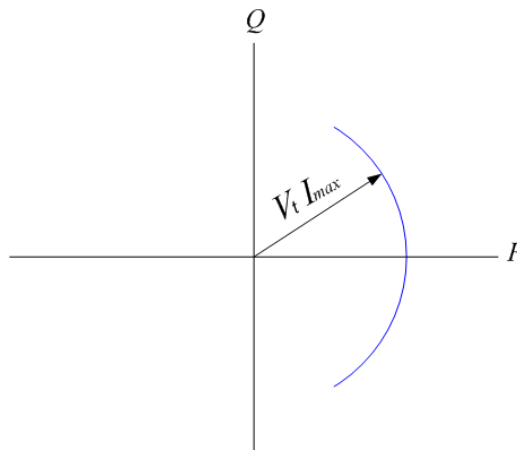


Figura 2.1. Limite de correntes de estator de máquinas síncornas no plano P - Q

Já o limite de corrente no circuito de rotor é estabelecido para evitar danos ao enrolamento quando da circulação de correntes excessivas em corrente contínua. Para visualização deste limite, é necessário escrever expressões para a potencia ativa e para a potência reativa em função da corrente de campo ou da tensão interna da máquina em regime permanente. Associada à corrente máxima de campo, podemos definir a tensão de excitação máxima $E_q = E_{q\max}$

$$P = (E_q V / X_d) \sin \delta \quad (2.4)$$

$$Q = (E_q V / X_d) \cos \delta - V^2 / X_d \quad (2.5)$$

No plano $P-Q$, a relação entre estas grandezas pode ser visualizada pelo círculo abaixo da Figura 2.2, com centro no ponto P_0, Q_0 , com $P_0 = 0$ e $Q_0 = -V_t^2 / X_d$.

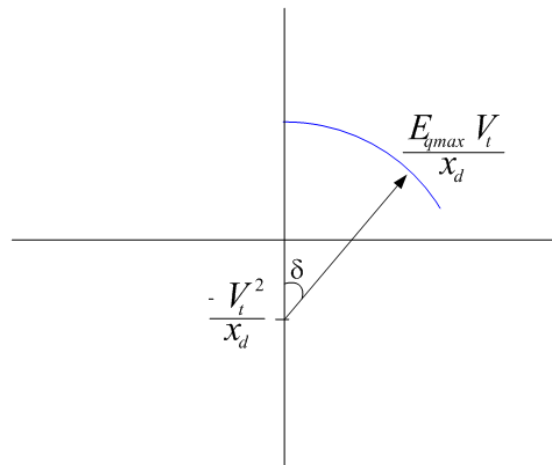


Figura 2.2. Limite de sobre-excitação de máquinas síncronas no plano $P-Q$

A região de sub-excitação é limitada pelo aquecimento causado pelas correntes parasitas nas laminações do rotor e deve ser fixada ainda para limitar a capacidade mínima de fornecimento de potência estável quando da operação nesta região de potência reativa negativa.

2.2.2. LIMITE DE ESTABILIDADE ESTÁTICA

O limite de estabilidade estática representa o lugar geométrico dos limites da região no plano $P-Q$ para o qual o gerador síncrono perde sua característica de

estabilidade de regime permanente. Esta região limite pode ser caracterizada a partir da relação potência - ângulo das máquinas do sistema, a condição limite coincidindo com a condição ângulo de carga máximo igual a 90° para máquinas de rotor liso conectadas radialmente a sistemas elétricos de grande capacidade (barra infinita).

Para a determinação do limite acima indicado, desprezam-se as capacitâncias transversais e as perdas ôhmicas associadas ao sistema de transmissão. O gerador que se encontra operando no limite de estabilidade estática está injetando a máxima potência possível de regime permanente no sistema de transmissão associado.

O limite de estabilidade estática para máquinas de rotor liso descreve, para operação a tensão constante V_t , uma circunferência no plano $P-Q$ com centro no ponto

$$P_0 = 0, Q_0 = \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_d} - \frac{1}{X_e} \right) \text{ e com raio } R = \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_d} + \frac{1}{X_e} \right).$$

2.2.3. REPRESENTAÇÃO DOS LIMITES OPERACIONAIS NO PLANO R - X.

Os limites acima expostos podem ser representados no plano $R-X$ multiplicando-se as componentes P e Q de cada ponto das características limites definidas pelo inverso da corrente ao quadrado ($1/I^2$), ou seja, por $\frac{V^2}{P^2 + Q^2}$, para obter-se R e X , respectivamente. Esta representação é útil para se comparar, no mesmo plano, os limites operativos com o alcance das funções de proteção definidas em R e X . O objetivo é permitir o ajuste efetivo dos parâmetros das funções de proteção de tal forma a não violar nenhum limite operacional e, ao mesmo tempo, aproveitar ao máximo a capacidade de geração da máquina. As representações da curva de capacidade e do limite de estabilidade são mostradas na Figuras 2.3.

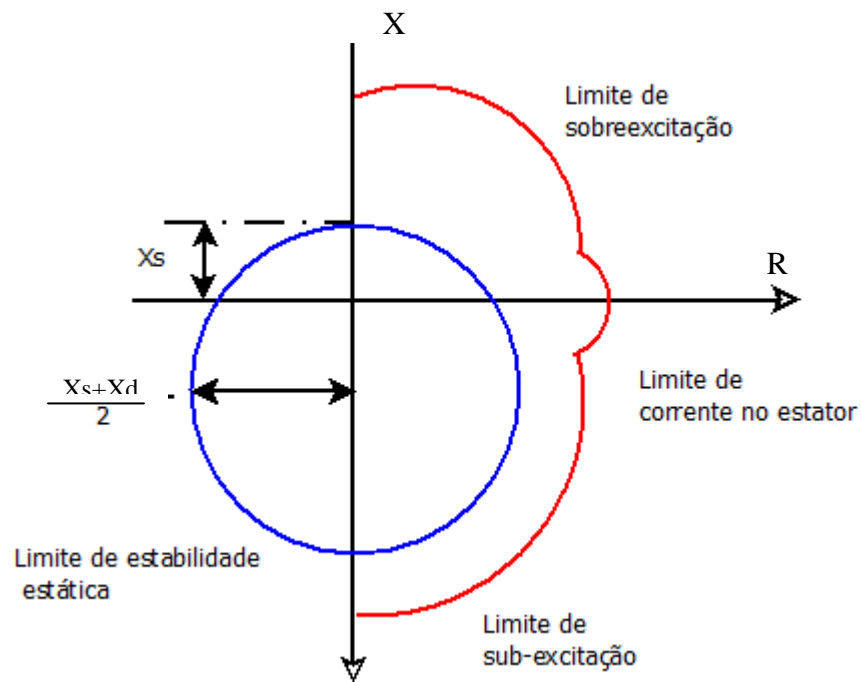


Figura 2.3. Limites de operação representados no plano $R-X$

2.3. PROTEÇÃO DE GERADORES

Os sistemas de proteção são constituídos, essencialmente, por três elementos: transformadores de corrente, transformadores de potencial e relés de proteção. Os transformadores de tensão e corrente têm a função de reproduzir em escala reduzida as tensões e correntes das fases dos equipamentos da subestação, enquanto os relés de proteção tem a função de ordenar o desligamento da unidade de geração a qual protege quando as condições operativas atentam contra a vida útil da mesma. Com os avanços da tecnologia de microprocessadores a partir da década dos 80, os relés digitais têm ganho espaço na implementação de sistemas de proteção nos sistemas de potência. A adoção de relés digitais nos sistemas de proteção dos equipamentos dos sistemas de potência tem trazido grandes vantagens. Ao invés de se ter um relé para desempenhar cada função de proteção, os relés digitais concentram varias funções de proteção no mesmo dispositivo. Isto permite reduzir o espaço e os custos associados aos equipamentos e cabeamento. Na manutenção, os relés digitais oferecem muita flexibilidade. Com a tecnologia digital, os tempos requeridos para a efetivação dos

programas de manutenção dos sistemas de proteção são muito menores em comparação com aqueles relativos à tecnologia eletromecânica. Muitas das interligações entre dispositivos de proteção foram substituídas por lógicas programadas na memória do relé, o que facilita o trabalho dos engenheiros de manutenção. Do ponto de vista da operação, esta tecnologia apresenta menores tempos de operação quando da ocorrência de defeitos. Algoritmos de cálculo rápidos permitem a rápida detecção de condições anormais de operação e, em consequência, um menor tempo de eliminação do defeito.

Os relés digitais, conforme mostrado na figura 2.4, apresentam a seguinte estrutura:

Filtros anti aliasing

Têm a função de filtrar as componentes de alta frequência causadas pelos transitórios eletromagnéticos, saturação dos transformadores de corrente em condições de corrente de falta e outros ruídos da subestação que não caracterizam o defeito e que podem introduzir erros nos cálculos efetuados pelo relé. São constituídos por filtros passa baixa e elaborados com arranjos de componentes elétricos.

Canais de entrada digital

Constitui a interface entre o relé e outros dispositivos de campo e têm a função de informar ao microprocessador o estado de variáveis de tipo binário. São normalmente usados para informar o estado (aberto/fechado) de disjuntores e dar sinais de alarme ao relé.

Conversor Analógico/Digital

Representa o hardware interno do relé e em a função de converter os dados de tensão e corrente analógicos provenientes dos filtros em formato entendível para que o microprocessador execute as rotinas computacionais. Isto é feito através da amostragem das ondas de tensão e corrente com circuitos sample & hold que guarda na memória o valor de cada amostra durante o processo de conversão e o codifica em dados de formato binário de um número determinado de bits.

Microprocessador

Tem a função de executar algoritmos de cálculo e funções de proteção. O microprocessador recebe os dados de entrada do sistema e gera uma resposta que é transmitida às saídas do relé.

Saídas

As saídas do relé de proteção são conectadas aos circuitos das bobinas dos disjuntores e chaves seccionadoras para comandar a abertura e fechamento destes, sempre que necessário. Podem também estar conectadas a relés auxiliares para comandar uma ação de controle e ao sistema supervisorio para informar o estado do relé. São tipicamente sinais digitais cujo valor binário é determinado pela resposta da lógica do relé às variáveis de entrada e às parametrizações das funções de proteção.

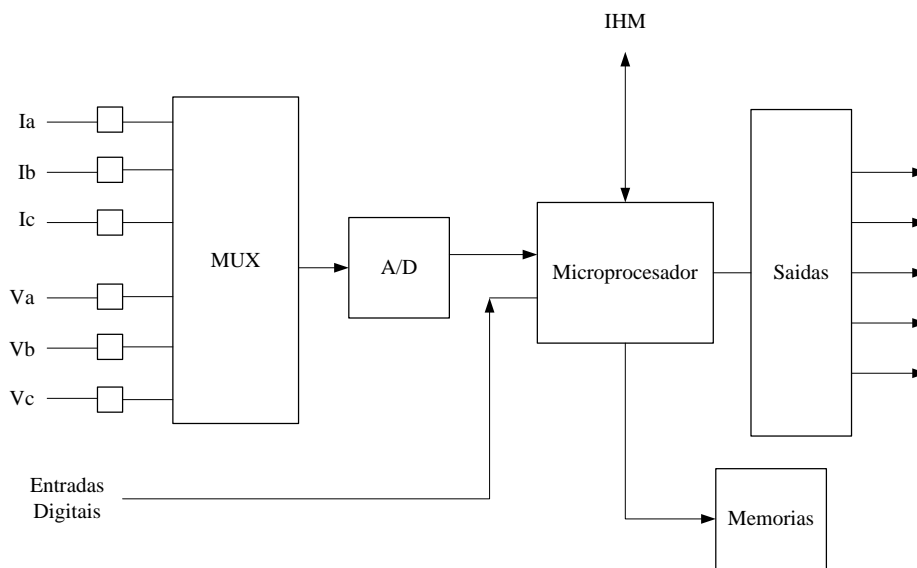


Figura 2.4. Esquema dos relés digitais

Entre as funções de proteção disponibilizadas nos relés digitais para a proteção de geradores síncronos estão:

- Proteção de distância (21).
- Proteção contra sobre-excitação (24).
- Verificador de sincronismo (25).

- Proteção contra subtensão (27).
- Proteção contra fluxo de potência reverso. (32).
- Proteção de subpotência (37).
- Proteção contra perda de excitação (40).
- Proteção de sobrecorrente de sequência negativa (46).
- Proteção de falha de disjuntor (50BF).
- Proteção de energização indevida (50/27).
- Proteção de sobrecorrente instantânea/temporizada (50/51).
- Proteção contra sobretensão (59).
- Proteção contra sobretensão de neutro (59N)
- Detecção de falha no fusível (59N)
- Proteção contra subfrequência (81U)
- Proteção contra sobrefrequência (81O)
- Proteção diferencial (87).

O diagrama funcional das funções de proteção para máquinas síncronas é apresentado na figura 2.5.

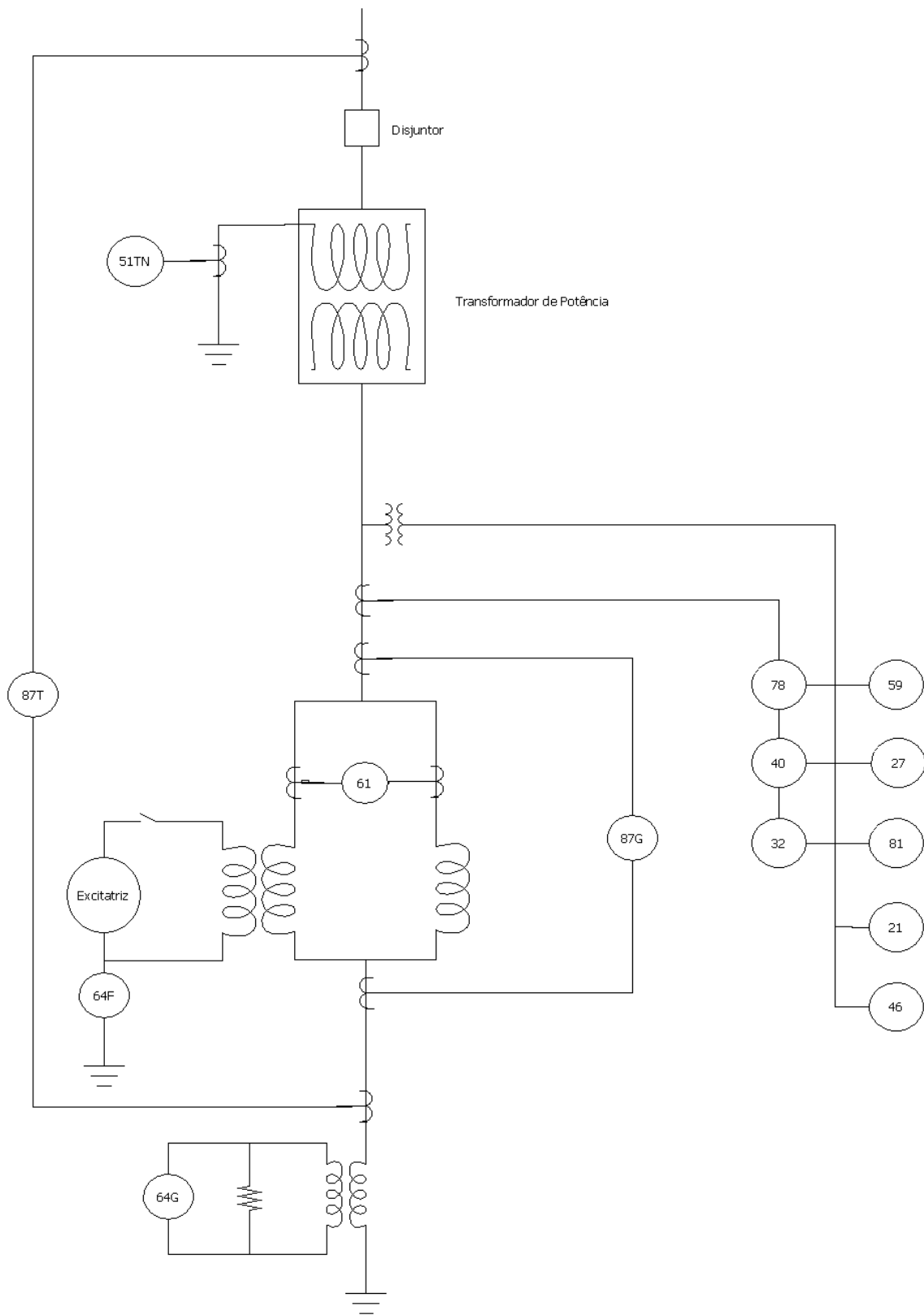


Figura 2.5. Transformadores de corrente e potencial e Funções de Proteção

2.3.2. PROTEÇÃO CONTRA DEFEITOS ENTRE FASES DO ESTATOR

A proteção diferencial é usada para proteger o gerador contra defeitos entre as fases do estator porque opera corretamente para defeitos internos dos enrolamentos e não é sensível a defeitos externos. As correntes dos dois transformadores de corrente em cada fase são comparadas e se a diferença é maior que um valor percentual previamente ajustado das correntes destes transformadores de corrente o esquema interpreta a esta diferença como a presença de um defeito nos enrolamentos do estator. O valor da percentagem pode estar ajustado em valores que estão entre 5 – 20%

2.3.3. DEFEITO FASE-TERRA NO ESTATOR

Este tipo de defeito não pode ser detectado com o esquema de proteção diferencial porque as correntes que circulam nos transformadores de correntes podem ser muito similares e em consequência a diferença entre as correntes pode ser menor que a percentagem ajustada no esquema diferencial. Além disso, se a impedância de aterramento da máquina é muito grande, a corrente de curto-circuito fase – terra pode ser muito pequena. Para este tipo de defeitos o gerador é protegido medindo a tensão na impedância de aterramento. Quando a tensão é maior que um valor previamente ajustado, o rele interpreta que uma corrente significativa está circulando pelo neutro, o que caracteriza um defeito fase – terra.

2.3.4. PROTEÇÃO CONTRA CORRENTES DESEQUILIBRADAS.

O desequilíbrio das correntes de fase é pode ser causado por linhas mal traspostas, cargas desequilibradas ou defeitos desequilibrados. Estas condições produzem correntes de sequência negativas que induzem correntes de frequência dupla na superfície da máquina que podem causar aumentos consideráveis da temperatura do rotor em pequenos intervalos de tempo. Para proteção de máquinas contra este tipo de operação é usado na prática elementos instantâneos de sobrecorrente que sensibilizam com corrente de sequência negativa e que ordenam a abertura automática do disjuntor

principal do gerador a fonte primaria de energia acoplada mecanicamente ao gerador.

2.3.5. PERDA DE SINCRONISMO

A perda de sincronismo de uma máquina pode ser causada por demora na isolação de um defeito na rede, manobra de alguma das linhas do sistema, baixos níveis de tensão nas barras do sistema ou de excitação da máquina. Como conseqüência podem ser induzidas elevadas correntes e oscilações no conjugado que podem causar estresse mecânico no eixo do rotor e na turbina. Com o intuito de evitar danos, o gerador deve ser desligado imediatamente do sistema.

Em casos de perda de sincronismo tem sido observado a diminuição da impedância vista desde os terminais da máquina, pelo que esquemas de proteção de impedância tem sido usados para detectar esta condição. Entre as características de operação mais utilizadas para a detecção de perda de sincronismo são os mostrados na figura 2.6:

- Blinder.
- Blinder duplo

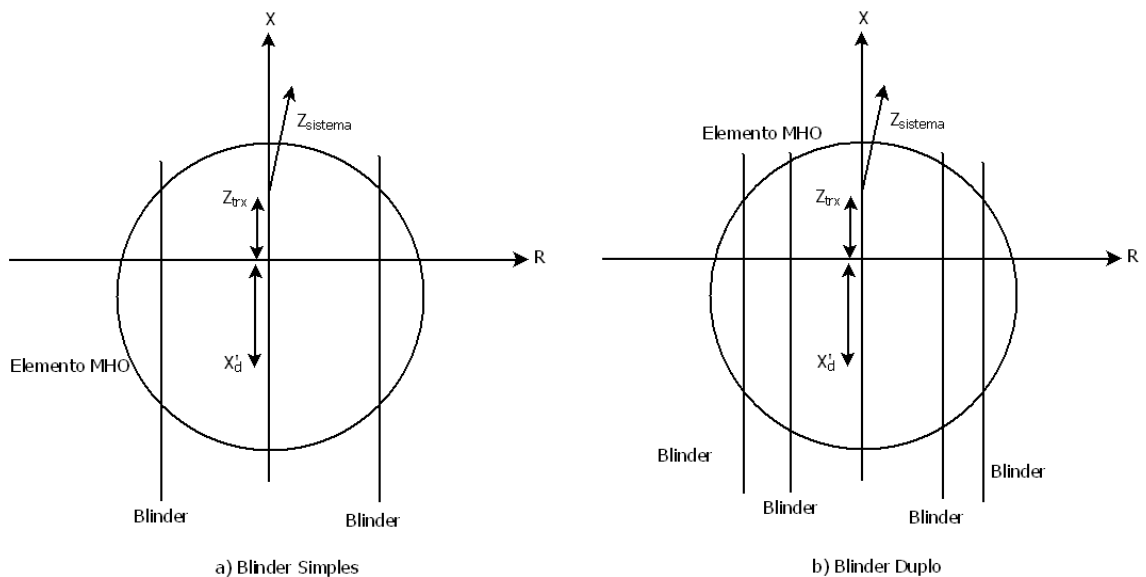


Figura 2.6. Característica de operação de esquemas de proteção contra perda de sincronismo

Em caso de perda de sincronismo, a impedância vista nos terminais do gerador vai mudar de um valor fora do elemento MHO em sentido direita - esquerda no plano R – X. O elemento blinder da direita é ativado no momento que a trajetória de impedância passa para o lado esquerdo e um intervalo de tempo depois elemento blinder da esquerda é também ativado. Na seqüência, a trajetória da impedância inverte a direção e desabilita o blinder da esquerda. Se o tempo em que os elementos blinders da esquerda e direita permanecem ativados é maior que um tempo previamente definido, o rele interpreta a perda de sincronismo e ordena a saída de operação do gerador.

Em caso de perda de sincronismo, a impedância vista nos terminais do gerador vai mudar de um valor fora do elemento MHO em sentido esquerda – direita no plano R – X. O elemento blinder da direita é ativado no momento que a trajetória de impedância passa para o lado esquerdo e um intervalo de tempo depois elemento blinder da esquerda é também ativado. Na seqüência, a trajetória da impedância inverte a direção e desabilita o blinder da esquerda. Se o tempo em que os elementos blinders da esquerda e direita permanecem ativados é maior que um tempo previamente definido, o rele interpreta a perda de sincronismo e ordena a saída de operação do gerador. O elemento MHO tem a função de limitar a área de atuação no plano R – X do esquema de proteção a valores de impedância que sejam um poço maior a impedância do transformador elevador.

O esquema de blinder duplo reconhece a perda de sincronismo se a trajetória de impedância permanece um intervalo de tempo maior ao especificado na zona entre o blinder externo e o blinder interno

2.3.6. PROTEÇÃO CONTRA SOBRE-EXCITAÇÃO

A sobre excitação é caracterizada e relação entre tensão de operação e frequência (V/Hz) é maior que um determinado valor, tipicamente 1.05 pu na base do gerador. Como consequência deste tipo de operação pode ocorrer saturação no núcleo magnético, fluxo em componentes não laminados, correntes excessivas no campo que podem causar danos térmicos no gerador Entre as causas mais comuns rejeição de carga, defeitos no

sistema de excitação, perda de sinal de tensão para o controle da excitação. Os esquemas de proteção usados para proteção contra sobre-excitação são:

- Limitador V/Hz no sistema de excitação.
- Rele V/Hz tempo definido com um ou dois níveis de ajustes.
- Rele V/Hz de tempo inverso.

Quando detectada a sobre-excitação, os esquemas de proteção ordenam o a abertura do disjuntor principal e do disjuntor do circuito de excitação.

- Limitador V/Hz no sistema de excitação.

Este esquema limita a saída da máquina a um valor máximo de V/Hz sem importar a velocidade de rotação do rotor e funciona quando o sistema de excitação é controlado automaticamente. Na prática, este esquema funciona de separada e independente dos outros esquemas de proteção contra sobre-excitação.

- Rele V/Hz tempo definido

Este esquema atua quando a sobre-excitação tem estado presente por um intervalo de tempo previamente definido e é ajustado para uma determinada relação V/Hz. Outro esquema incorpora dois elementos de tempo definido com ajustes diferentes. O ajuste de operação rápida para grandes desvios da relação V/Hz, tipicamente entre 1.15 e 1.20 pu e com temporização entre 1 e 5 s, e um ajuste lento com desvios menos severas, geralmente acima de 1.10 pu e tempo de atuação de entre 40 e 60s.

- Rele V/Hz de tempo inverso

Este esquema baseia a operação em uma curva de tipo inverso, ou seja que atua mais rápido para valores V/Hz maiores. Os reles digitais de fabricante oferecem geralmente quatro tipos de curvas nas quais é necessário ajustar o valor do dial do tempo e da relação V/Hz mínima que sensibilizara esta função.

2.3.7. PROTEÇÃO CONTRA FLUXO DE POTÊNCIA REVERSO

A motorização de máquinas síncronas acontece quando há interrupção inadvertida na fonte de energia primária com o gerador conectado à rede. Nesta condição a máquina opera como um motor síncrono. Quando a potência absorvida pela máquina é maior que um valor previamente ajustado o rele ordena o desligamento da máquina do resto do sistema.

2.3.8. PROTEÇÃO CONTRA SOBRE-TENSÃO

Proteção efetuada com elementos de tempo definido e instantâneo. O elemento instantâneo atua quando a sobre-tensão são severas, entre 1.3 e 1.5 pu, e o elemento de tempo definido é geralmente ajustado para operar quando a tensão supera 1.1 pu por um determinado período de tempo. Esta proteção ordena a abertura do disjuntor principal e do disjuntor do circuito de campo.

2.4. PRINCÍPIOS DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

As funções de proteção de distância em relés digitais são usadas para resguardar diversos elementos contra diferentes tipos de defeitos. O esquema basea-se no cálculo da impedância, decomposta em suas componentes R e X, para estimar a distância à qual o defeito está localizado e, em função desta distância, tomar uma ação de proteção. O cálculo da impedância é feito a partir de dados como os fasores tensão e corrente, os quais são calculados com algoritmos digitais executados pelo microprocessador. Na maioria dos relés numéricos comerciais, o cálculo dos fasores é feito com o algoritmo da Transformada de Fourier Discreta que faz uso dos sinais de corrente e de tensão previamente filtrados aplicados às equações (2.6) e (2.7) adiante para determinar as componentes seno e cosseno da transformada. Logo a seguir, estas componentes são utilizadas nas equações (2.8) e (2.9) para determinação da amplitude e do ângulo do fasor. Os termos k da somatória das equações correspondem às amostras guardadas na memória do relé e que, a cada amostragem, são atualizadas apagando da memória a amostra mais velha e colocando em seu lugar a amostra mais recente.

$$F_x = \sum_{k=1}^n f(x_k) \cos\left(\frac{2\pi k}{n}\right) \quad (2.6)$$

$$F_y = \sum_{k=1}^n f(x_k) \text{sen}\left(\frac{2\pi k}{n}\right) \quad (2.7)$$

$$F_{rms} = \sqrt{F_x^2 + F_y^2} \quad (2.8)$$

$$\varphi = \arctan\left(\frac{F_y}{F_x}\right) \quad (2.9)$$

A cada instante de amostragem, o novo valor de impedância é calculado e comparado com uma condição pré-estabelecida e que está dada na forma de equações, para assim ordenar ou inibir a ação de proteção. Estas condições de operação dos relés podem também ser representadas graficamente em um plano de impedância composto pelos eixos $R - X$. de forma que o cumprimento da condição para efetuar a ordem de desligamento equivale à invasão dos valores de impedância na região interna definida pela região de operação. Para determinar a localização da impedância no plano $R - X$. pode ser considerado o cálculo na forma de impedância para cada fase, impedâncias vistas em seqüência positiva e/ou seqüência zero. No caso de correntes de seqüência, estes fasores são calculadas internamente pelo relé a partir dos fasores relativos às fases a, b e c, calculados conforme explicado. Os esquemas de proteção a distância podem estar compostos por uma única região de operação ou por mais de uma regiões de operação. Na figura 2.7 são apresentados exemplos de características de operação usada em aplicações de sistemas de potência.

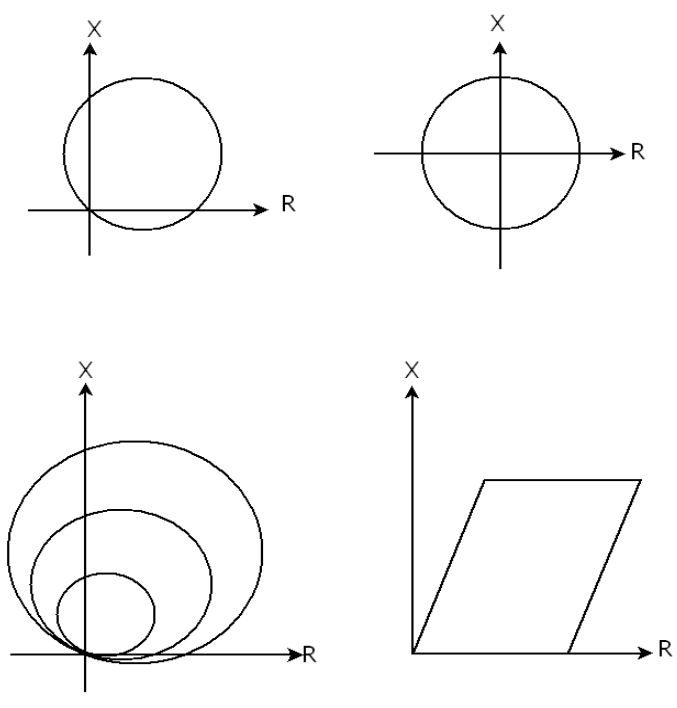


Figura 2.7. Características de operação no plano $R - X$.

3- ESQUEMAS DE PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO

3.1. INTRODUÇÃO

Entre as causas mais comuns de perda de excitação em geradores síncronos [4], pode-se enumerar as seguintes:

- curto-circuito nos terminais do circuito de excitação da máquina síncrona.
- mal contato das escovas da excitatriz contra o anel comutador.
- operação acidental do disjuntor do circuito de campo.
- falta de tensão CA do regulador de tensão.

Com a perda da fonte de tensão do circuito de campo ou por curto-circuito dos terminais deste enrolamento, vai resultar uma diminuição da corrente que circula pela bobina de excitação, o que causa uma queda de tensão conseqüente nos terminais da máquina.

Como efeito da redução referida na tensão terminal do gerador resulta fluxo de potencia reativa no sentido sistema elétrico - gerador, o que leva este à condição de operação sub-excitada. Este fluxo de reativos causa também outras quedas de tensão em outros pontos ao longo do sistema elétrico de forma que, para sistemas com pouca capacidade de circulação de potência reativa, a queda de tensão vai ser mais severa que em sistemas com maior capacidade de geração, afetando principalmente os geradores eletricamente mais próximos ao ponto de falta. Se a máquina com defeito não é isolada com rapidez, pode resultar problemas de estabilidade angular e de tensão, perda de carga e, em ultimo caso, até em abertura de interligações entre áreas.

Como conseqüência da absorção maior de potencia reativa por parte da máquina com defeito em seu circuito de excitação, as correntes que circulam pelo estator podem alcançar níveis consideravelmente maiores que seus valores nominais, podendo resultar ainda amplitudes ainda mais elevados nos casos de maior carregamento de potência

ativa antes do defeito.

A demanda de potência reativa absorvida pela máquina com defeito em seu sistema de excitação é absorvida em parte pelas outras máquinas em operação na mesma estação e por outras máquinas em pontos eletricamente mais próximos. Como consequência do aumento na demanda de potência reativa de todas estas máquinas mais próximas, as correntes nos estatores das outras máquinas tendem à sobrecarga.

Dada a redução da tensão de excitação da máquina em consequência da perda de excitação, seu conjugado elétrico pode sofrer redução expressiva e que impeça a manutenção da estabilidade na presença de conjugado mecânico maior. Resultam, então, aumento na velocidade de rotor da máquina sob defeito e escorregamento negativo do rotor, passando então a se manifestarem os efeitos de gerador de indução, com indução maior de correntes no rotor na frequência de escorregamento. Para evitar os efeitos de evidente perda de sincronismo, a máquina sob falta deverá ser desconectada da rede por seu disjuntor sob ordem de comando da proteção de perda de sincronismo.

A operação assíncrona poderá até se estabelecer sem a manifestação de maiores sobrevelocidades, especialmente em casos de operação pré-falta com despachos de carga leve, quando o conjugado assíncrono for suficiente para igualar o conjugado da máquina motriz. Para evitar os efeitos danosos da operação assíncrona por períodos relativamente maiores, a proteção de perda de excitação, quando atuando corretamente, comanda a abertura dos disjuntores da máquina e a desliga da rede. Esta ação pode ser temporizada para confirmar que o gerador não deveria voltar à operação síncrona no esquema de Berdy [2] ou poderia ser instantânea quando considerando uma variável que antecipe a severidade da perda de excitação (derivada da reatância ou da potência reativa).

3.2. PROTEÇÃO A DISTÂNCIA CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO

Como explicado em 3.1, em caso de ocorrência de perda de excitação de um gerador síncrono, há um aumento das correntes que circulam por seu enrolamento do estator e uma queda de tensão em seus terminais, ou seja, uma diminuição na impedância vista na saída da unidade geradora com defeito. A absorção de potência reativa da máquina sem excitação e a geração de potência ativa fazem que a impedância se situe no quarto quadrante do plano $R - X$. O percurso da medição de impedância neste plano depende das condições iniciais de carregamento, da evolução do desligamento da máquina e das características elétricas da rede.

Alguns esquemas de proteção alternativos tem sido usados para detecção da perda de excitação em máquinas síncronas tais como relés direcionais de potencia reativa, relés de sub-tensão e subcorrente do circuito de excitação e relés de impedância. Estes últimos têm se mostrado mais confiável para o reconhecimento da condição de perda de excitação. Entre os esquemas de proteção de distância mais utilizados pelos fabricantes de relés de proteção de geradores estão os seguintes:

- Uma característica de operação com off-set negativo.
- duas características de operação com off-set negativo.
- uma característica de operação com off-set positivo.
- duas características de operação com off-set positivo.

3.2.1. ESQUEMA COM UMA CARACTERÍSTICA DE OPERAÇÃO COM OFF-SET NEGATIVO

É o esquema proposto por Mason em [1], composto por uma única característica de operação circular e sem retardo intencional. O esquema ordena o desligamento do gerador do resto do sistema assim que a impedância vista pelos terminais do gerador entra na característica de operação. Os parâmetros de ajustes da características de operação são:

- raio do círculo.
- centro do círculo,

na prática com diâmetro X_d e com off-set negativo igual a metade de X_d' da máquina protegida, conforme mostrado na figura 3.1. O esquema de proteção não foi projetado para estar coordenado com os limites de operação da máquina. Este esquema tem alcances no plano negativo de reatâncias maiores que outros esquemas, ocasionando que o limite de sub-excitação da curva de capacidade pode, em alguns casos, estar dentro da característica de operação, não sendo possível o aproveitamento de toda a capacidade do gerador. Em relação ao limite de estabilidade, o mesmo tem uma parte dentro da característica de operação e a outra parte fora, fazendo-se necessária a adoção de uma proteção separada de sub-excitação para a máquina síncrona.

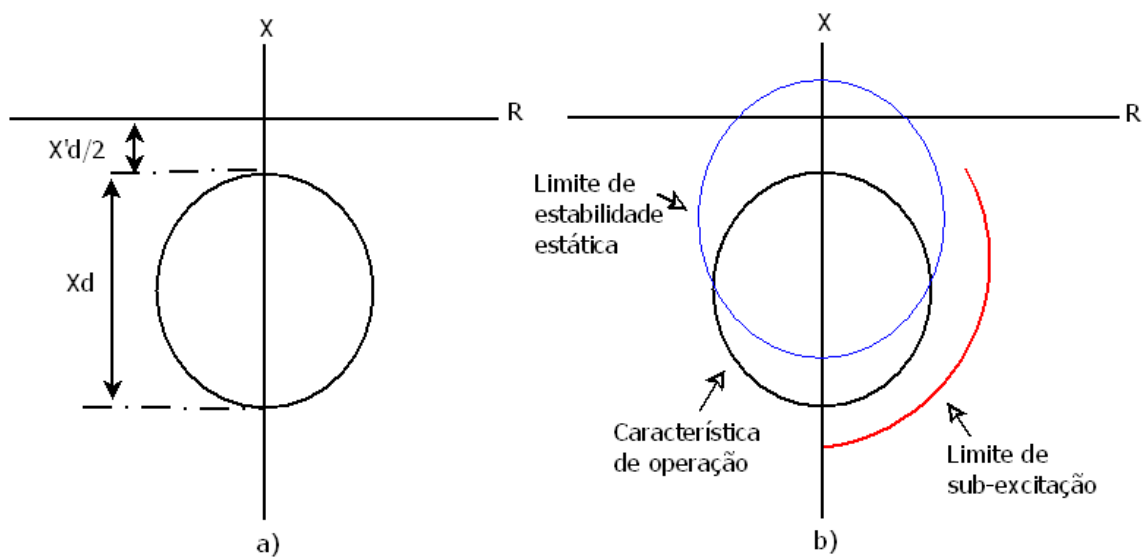


Figura 3.1. Características de Proteção do Esquema com uma característica de operação e off-set negativo

3.2.2. *ESQUEMA COM DUAS CARACTERÍSTICAS DE PROTEÇÃO COM OFFSET NEGATIVO*

Este esquema foi proposto por Berdy na referência [2] e é composto por duas

características de operação circulares no plano $R-X$, conforme mostrado na Figura 3.2, ambas com o mesmo off-set negativo. Quando o valor de impedância entra na característica de operação interna, o relé ordena o desligamento de forma instantânea. Se entrar na característica de operação externa, a ação de desligamento é feita de forma temporizada. Os parâmetros de ajuste do esquema são os seguintes:

- raio do círculo da característica de operação externa
- raio do círculo da característica de operação interna
- centro do círculo da característica de operação externa
- centro do círculo da característica de operação interna
- temporização da operação da característica de operação externa

Na prática, a característica de operação interna é ajustada com diâmetro igual a 1 pu na base da máquina protegida, sem retardo intencional, com off-set igual a $X'_d / 2$ da máquina, com a função de detectar a perda de excitação da máquina protegida de forma rápida quando esta encontra-se operando com níveis de carga da ordem da carga nominal. Nesta condição, a impedância medida nos terminais do gerador entra com maior rapidez nas características de operação.

A característica de operação externa é igual à mencionada em 3.2.1, mas com um retardo. Esta zona é projetada para detectar a condição de perda de excitação quando os níveis de carregamento da máquina, antes da ocorrência do defeito, são baixos. Nesta condição, o percurso da impedância vista dos terminais não entra na característica interna de operação. O retardo na operação é definido com o objetivo de evitar o desligamento da máquina em casos de invasão da impedância ao interior da característica de operação externa provocada por transitórios. O retardo deve ser definido com base em resultados de estudos de estabilidade transitória. Quando o percurso da impedância entra na Zona Externa de Proteção, sem atingir os limites da zona interna, a lógica do relé interpreta que a condição de perda de excitação não é severa e que é possível aguardar um intervalo de tempo da ordem de 500 – 600 ms, para certeza de que a invasão da Característica de operação externa não foi causada por uma oscilação transitória, para a qual seria indesejável a ocorrência de desligamento da máquina.

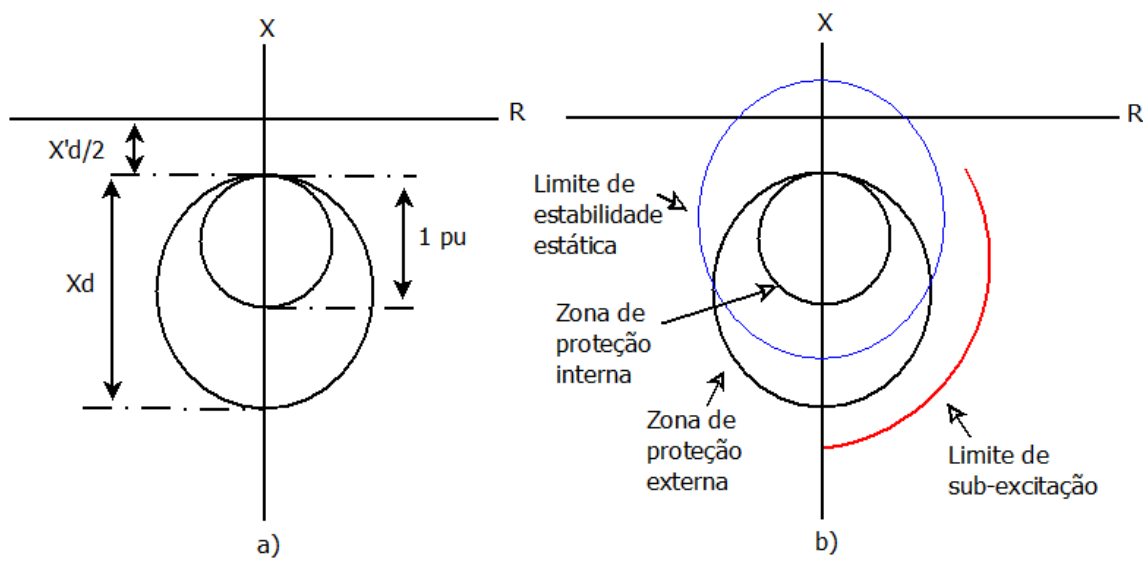


Figura 3.2. Esquemas de Proteção do Esquema com duas Características de operação e offset negativo.

O diagrama lógico deste esquema com offset negativo e duas características de operação é apresentada na Figura 3.3, abaixo.

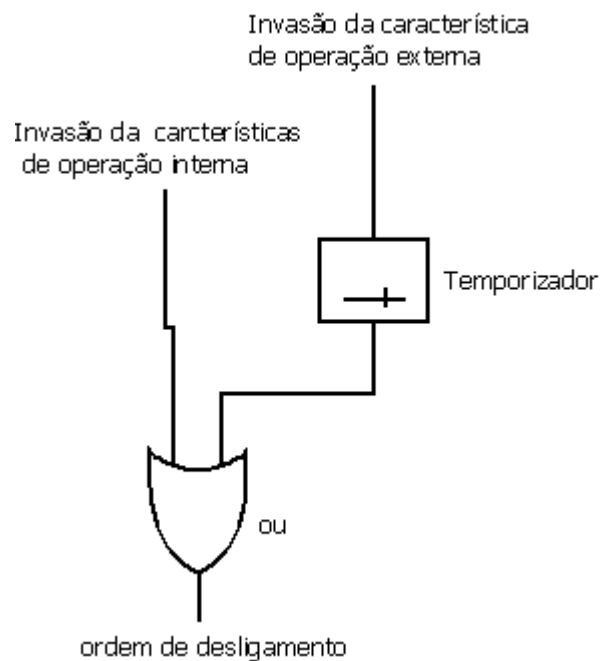


Figura 3.3. Diagrama Lógico do Esquema com offset negativo e duas Características de operação.

3.2.3. ESQUEMA COM UMA CARACTERÍSTICA DE OPERAÇÃO COM OFFSET POSITIVO

Este é um esquema composto por uma característica de operação circular e por um elemento direcional, conforme mostrado na Figura 3.4. O elemento direcional tem a função de evitar o desligamento para defeitos próximos ao gerador que possam causar a entrada do valor de impedância no círculo da característica de operação. Os parâmetros que devem se ajustados para este esquema são:

- raio do círculo da característica de operação.
- centro do círculo da característica de operação
- tensão do elemento de subtensão.
- Ângulo do elemento direcional.

A recomendação dos fabricantes é que o diâmetro do círculo seja igual a $1,1X_d + X_s$ e que o offset positivo seja a impedância do sistema X_s . O círculo da característica de operação tem um raio maior em comparação com as características circulares propostas por Mason [1] e Berdy[3] e, em consequência, a possibilidade de haver uma invasão da impedância vista à característica de operação é maior. Isto faz com que a temporização da característica de operação seja maior e, em consequência, o esquema fica mais lento. O elemento de subtensão é adicionado para ordenar o desligamento da máquina para ocorrências de perda de excitação que entram na característica de operação antes de que o tempo de retardo da característica de operação seja completado. O elemento de subtensão tem a função de interpretar a ocorrência como mais severa e ordenar o desligamento na condição de perda de excitação que entre na característica de operação e, simultaneamente, em que a tensão terminal caia abaixo de um determinado valor. O valor típico usado na prática para o ajuste do elemento de subtensão fica normalmente entre 0,8 pu e 0,9 pu. Como consequência do maior diâmetro da característica de operação, o esquema fica coordenado com a curva limite de estabilidade de regime permanente, ou seja, que a mesma esta dentro da característica de operação e não permite a máquina alcançar este ponto de operação.

Por outro lado, o alcance no plano negativo de reatância é menor que nos

esquemas propostos por Mason[1] e Berdy[3], deixando a curva de capacidade no plano $R-X$ fora da característica de operação e permitindo, assim, o pleno aproveitamento da capacidade da máquina. Como desvantagem deste esquema, a região entre a curva de capacidade e a característica de operação fica desprotegida, razão pela qual a operação por um tempo prolongado nesta região pode causar danos internos.

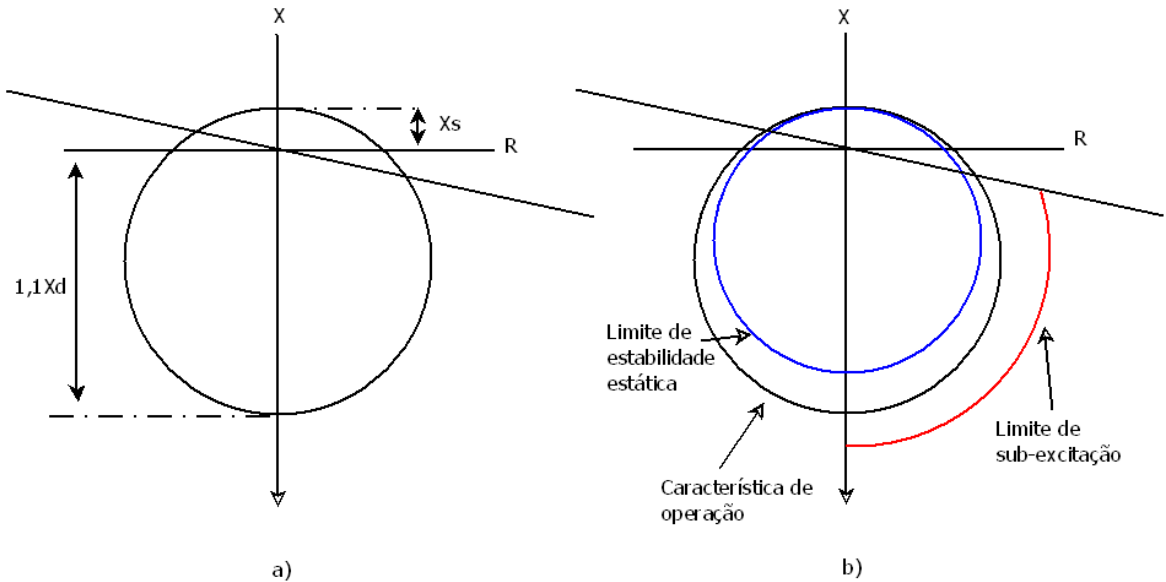


Figura 3.4. Esquema de Proteção de uma característica de operação circular e offset positivo

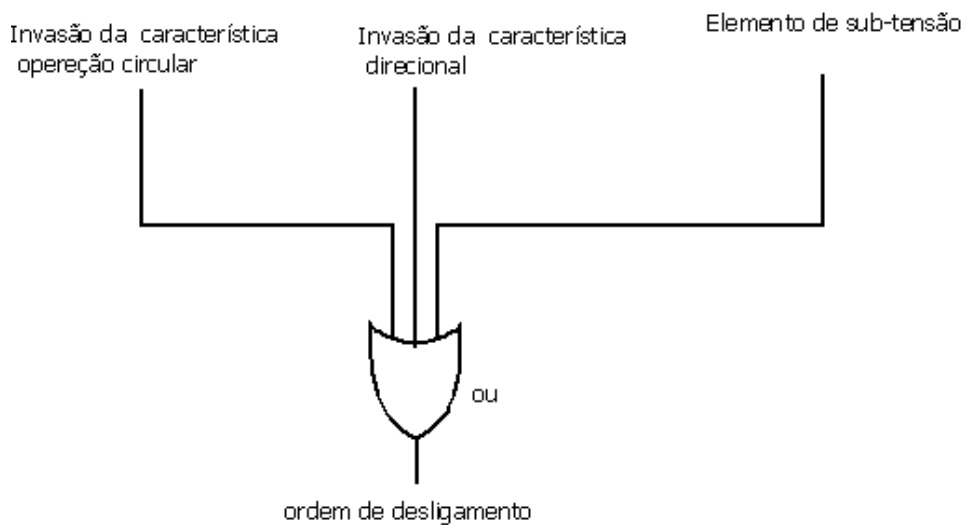


Figura 3.5. Diagrama Lógico do Esquema com offset positivo e

uma Características de operação.

3.2.4. ESQUEMA DE DUAS CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO COM OFFSET POSITIVO

Este esquema é composto por duas características de operação circulares e por um elemento direcional, conforme mostrado na Figura 3.6. Os parâmetros que devem se ajustados para este esquema são:

- raio do círculo da característica de operação interna
- raio do círculo da característica de operação externa
- temporização de operação da característica de operação externa
- ângulo do elemento direcional em relação ao eixo R no plano $R - X$
- tensão do elemento de sub-tensão.

A característica de operação externa é definida conforme descrito para o esquema anterior de zona única, enquanto a zona interna é ajustada com diâmetro $1,1X_d - X'_d / 2$ e off-set positivo X_s , como indicado na Figura 3.6.

A filosofia de operação deste esquema é que a característica de operação externa tem um retardo na operação após a invasão desta zona de impedância na zona para evitar operações não desejadas devido a transitórios. Para casos em que a perda de excitação acontece em momentos de carga leve no gerador, há maior dificuldade para o ponto de operação alcançar a região de proteção interna, de forma que ela é de operação imediata e tem a função de detectar ocorrências de perdas de excitação para despacho de potencia elevados.

O elemento de sub-tensão é adicionado para ordenar o desligamento imediato para ocorrências de perda de excitação de severidade média para cujos valores de impedância a operação não entre na zona interna de proteção de forma rápida e para cujos retardos na ordem de desligamento possa resultar riscos operativos para o sistema de potência. O elemento de sub-tensão tem a função de interpretar como severa a perturbação e ordenar desligamento do gerador na condição em que a perda de excitação entre na zona externa

de operação e em que a tensão de máquina caia abaixo de um determinado valor. Os valores típicos usados na praticas para o ajuste do elemento de sub-tensão ficam entre 0,8 pu e 0,9 pu.

O diagrama lógico deste esquema com offset positivo e duas características de operação é apresentada na Figura 3.7, abaixo. A zona 1 representa a região interna de atuação instantânea. A zona 2 é a zona externa de atuação temporizada ou instantânea, dependendo da ocorrência de sub-tensão com valores abaixo dos níveis anteriormente referidos.

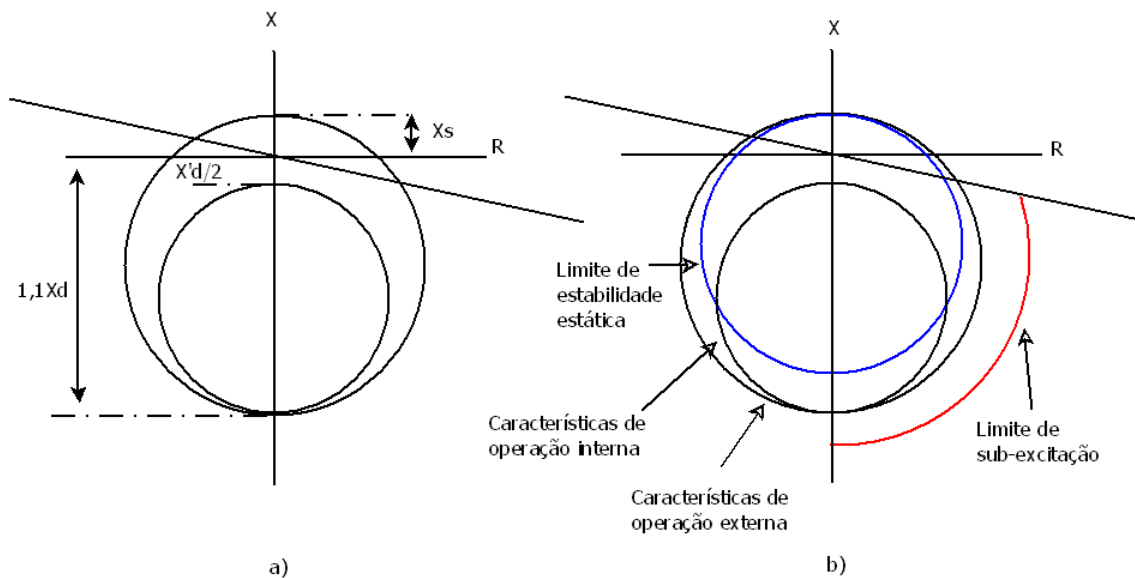


Figura 3.6. Esquema de Proteção do Esquema com duas Características de operação e off-set positivo

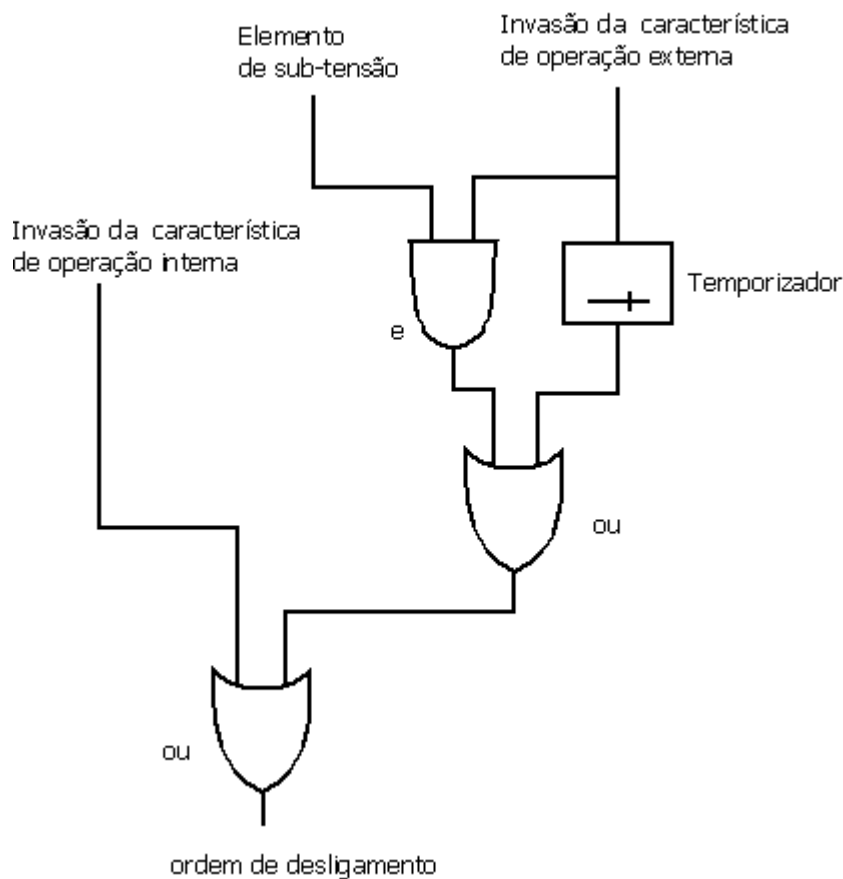


Figura 3.7. Diagrama Lógico do Esquema com offset positivo e duas Características de operação.

3.3. INFLUÊNCIA DAS OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA NA OPERAÇÃO DOS RELÉS DE DISTÂNCIA

Defeitos nas linhas seguida de desligamentos de circuitos, manobras e mudanças repentinas de carga ocasionam oscilações angulares entre as barras do sistema. O aumento da diferença angular entre barras no sistema de potencia diminui o valor de impedância vista pelos relés. Se a diferença angular é muito grande, a impedância medida pode entrar nas características de operação de proteção dos relés de distância de proteção de linhas e geradores. Para ilustrar o efeito das oscilações de potência é usado o seguinte método gráfico:

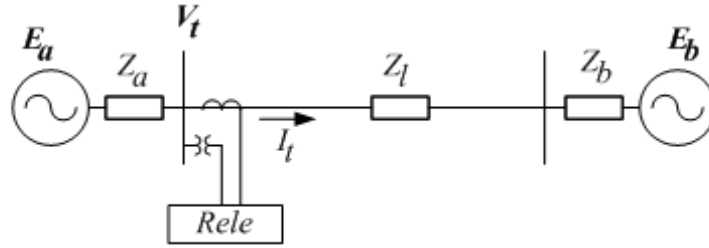


Figura 3.8. Influência da separação angular na impedância vista pelos relés de distância

As equações de tensão e corrente vistas pelo relé na figura 3.8 são indicadas por 3.1 e 3.2.

$$\dot{V}_t = \dot{E}_a - Z_a \cdot \dot{I}_t \quad (3.1)$$

$$\dot{I}_t = \frac{\dot{E}_a - \dot{E}_b}{Z_a + Z_l + Z_b} \quad (3.2)$$

A impedância vista pelo relé de distância é dado pela seguinte equação:

$$Z_t = \frac{\dot{V}_t}{\dot{I}_t} \quad (3.3)$$

Substituindo as equações 3.1 e 3.2 na equação 3.3, vem:

$$Z_t = \frac{\dot{E}_a}{\dot{E}_a - \dot{E}_b} (Z_a + Z_l + Z_b) - Z_a \quad (3.4)$$

Na figura 3.9 vê-se a trajetória de excursão do valor da impedância vista pelo relé de proteção e descrita pela equação 3.4 no plano R-X, conforme evolui a diferença angular (ângulo de carga) entre as duas tensões remotas. Quando as tensões internas das barras \dot{E}_a e \dot{E}_b são iguais, o lugar geométrico da impedância referida em função do ângulo de carga é uma reta. Quando os valores de tensão são diferentes, a trajetória descrita é circular e o diâmetro e centro dessas trajetórias dependem do valor das

impedâncias Z_a , Z_b e Z_l e das amplitudes das tensões \dot{E}_a e \dot{E}_b . Dependendo da rede, o ângulo de carga para o qual o lugar geométrico da impedância atinge alguma zona de operação dos esquemas de proteção de distância pode estar entre 100 e 120 graus. Estas defasagens angulares não acontecem em condições de operação normal, mas podem ocorrer em oscilações severas de potência, sendo esta a razão pela qual há esquemas de proteção de distância contra perda de excitação com duas características de operação, uma delas com retardo intencional.

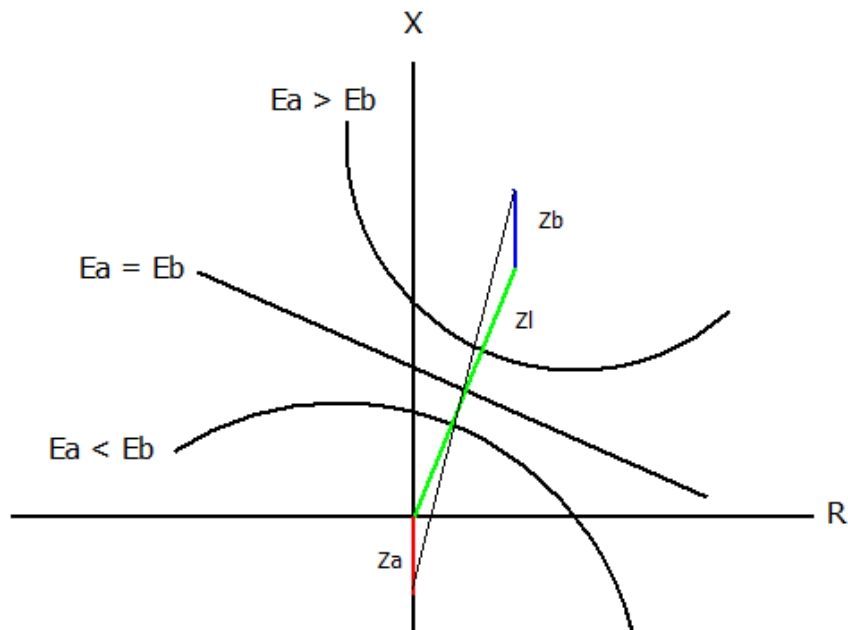


Figura 3.9. Influência da separação angular na impedância vista pelos relés

3.4. ESQUEMA ADAPTATIVO DE PAITHANKAR E TAMBAY

Por este esquema, para que a ordem de desligamento seja dada, é necessário que se cumpra duas condições: a primeira é a entrada do valor de impedância vista pelo relé de proteção na característica de operação quadrada do plano $R-X$ mostrada na Figura 3.10(a) e a segunda condição é a entrada dos valores de reatância e taxa de variação da reatância no interior da região indicada na Figura 3.10(b). A incorporação da segunda condição definida no plano X , $\dot{X} = dX / dt$ foi proposta por Paithankar e Tambay para evitar perda de seletividade em caso de oscilações estáveis para as quais o valor de

impedância poderia entrar na característica de operação proposta por Mason e para evitar a inclusão da temporização proposta por Berdy. Devido ao fato que nos casos de perdas de excitação a variação de reatância é mais lenta que no caso de oscilações de potência, utiliza-se a variação da reatância vista X_t , de $Z_t = R_t + jX_t$, como parâmetro para distinguir entre a ocorrência de ambas as perturbações.

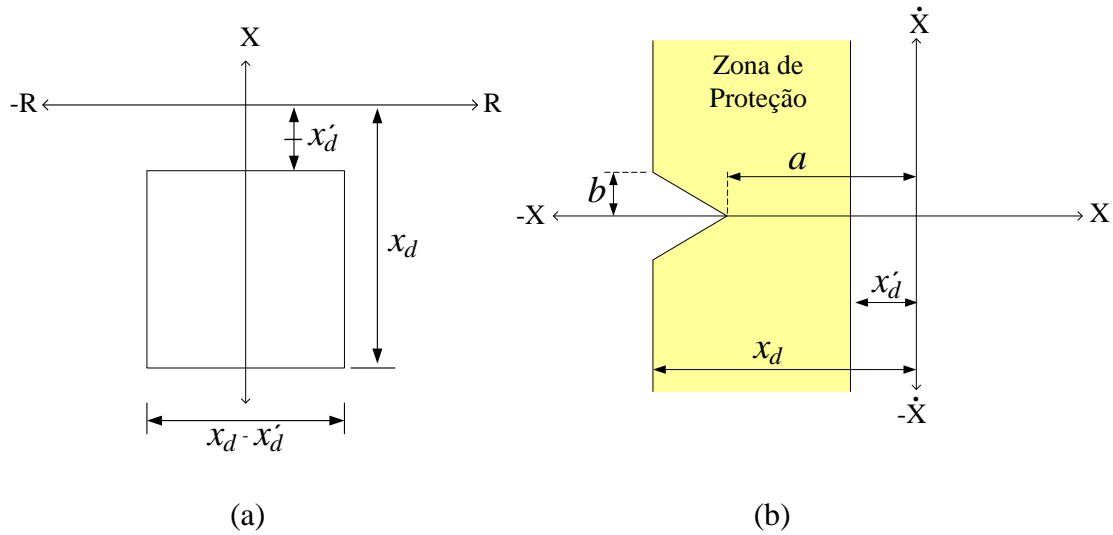


Figura 3.10. Características de operação do esquema de Paithankar e Tambay nos planos $R - X$ e $X - \dot{X}$

Os ajustes dos parâmetros a e b indicados na Figura 3.10(b) dependem da unidade geradora que se deseja proteger e do sistema ao qual está conectada e é feito com o apoio dos resultados dos estudos de estabilidade transitória para casos de perda de excitação e para perturbações que causem grandes oscilações de potência, tipicamente defeitos trifásicos na saída dos transformadores elevadores na estação de geração. O procedimento de ajustes dos parâmetros a e b pode ser resumido nos seguintes passos:

1. Simulação de casos de perda de excitação para diferentes níveis de carregamento e plotagens nos planos $R - X$ e $X - \dot{X}$ para apoio à implementação de um ajuste preliminar nos parâmetros a e b que garantam desligamento em todos os casos.
2. Simulação de estudos de estabilidade transitória para ocorrência de defeitos

trifásicos na saída do transformador e avaliação da seletividade dos ajustes feitos no item 1, anterior, para oscilações estáveis de potência.

3. Correção dos ajustes feitos no item 1 visando evitar eventuais operações indevidas registradas no item 2 e que permitam o efetivo desligamento do gerador para todos os casos simulados do item 1.

3.5. CORREÇÕES AO ESQUEMA ADAPTATIVO DE PAITHANKAR E TAMBAY

Na referencia [12] foi proposta uma modificação à característica de operação no plano X, \dot{X} sugerida por Paithankar e Tambay. Os valores de X são limitados ao um valor de referência c , conforme mostrado na Figura 3.11, com o objetivo de melhoria da seletividade do esquema original. O valor de c é ajustado da mesma forma que os parâmetros a e b .

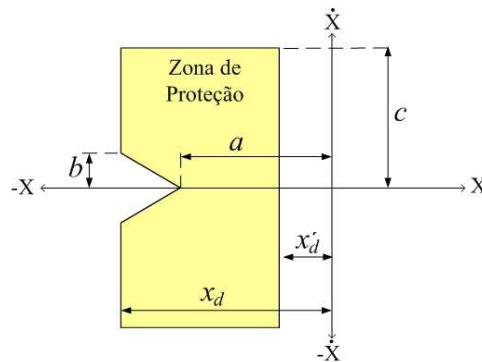


Figura 3.11. Modificação da característica (b) de operação do esquema de Paithankar e Tambay

4- *MODELAGEM DOS COMPONENTES*

Como explicado anteriormente neste trabalho, o comportamento dos dispositivos de proteção são afetados por oscilações causadas por grandes perturbações. É portanto necessária a modelagem dos elementos cujos comportamentos sejam mais relevante. No presente trabalho foram modelados os diferentes componentes do sistema de potência com o ajuda da ferramenta MATLAB R14. A seleção da ferramenta deveu-se a facilidade de implementação e ao conhecimento prévio do autor sobre as vantagens oferecidas. Os modelos dinâmicos das máquinas síncronas e dos sistemas de excitação foram implementados e as equações diferenciais resolvidas com o método Ruge-Kutta de segunda ordem. O tempo de integração foi fixado em 10 ms.

4.1. *MODELAGEM DA MÁQUINA SÍNCRONA*

O modelo de máquina adotado é o modelo dos dois eixos perpendiculares $d-q$ de Park. As equações básicas do modelo consideram o efeito de dois enrolamentos amortecedores no corpo do rotor. As seguintes simplificações no modelo de máquinas são assumidas nos estudos realizados:

- O efeito das derivadas das variações de fluxo do estator é desprezado.
- O efeito das variações da velocidade do rotor é desprezado.

Com as simplificações acima expostas e organizando em forma matricial , temos:

Equação das tensões do estator em termos de enlaces de fluxo e correntes:

$$\bar{e}_s = \omega \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \bar{\psi}_s - r_s \cdot \bar{i}_s \quad (4.10)$$

A equação das tensões no rotor:

$$\bar{e}_R = \frac{d}{dt} \bar{\psi}_R - r_R \cdot \bar{i}_r \quad (4.11)$$

onde:

$$\bar{e}_S = [e_D \quad e_Q]^T \quad (4.12)$$

$$\bar{e}_R = [e_{fd} \quad 0 \quad 0]^T \quad (4.13)$$

$$\bar{i}_S = [i_D \quad i_Q]^T \quad (4.14)$$

$$\bar{i}_R = [i_{fd} \quad i_{KD} \quad i_{KQ}]^T \quad (4.15)$$

$$\bar{\psi}_S = [\psi_D \quad \psi_Q]^T \quad (4.16)$$

$$\bar{\psi}_R = [\psi_{fd} \quad \psi_{KD} \quad \psi_{KQ}]^T \quad (4.17)$$

As relações entre fluxos e correntes do estator e rotor estão dadas pelas seguintes equações:

$$\bar{\psi}_S = L_{RS} \cdot \bar{i}_R + L_{SS} \cdot \bar{i}_S \quad (4.18)$$

$$\bar{\psi}_R = L_{RR} \cdot \bar{i}_R + L_{RS} \cdot \bar{i}_S \quad (4.19)$$

Onde:

$$L_{SS} = \begin{bmatrix} L_D & 0 \\ 0 & L_Q \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

$$L_{RS} = \begin{bmatrix} L_{ad} & L_{ad} & 0 \\ 0 & 0 & L_{aq} \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

$$L_{SR} = \begin{bmatrix} L_{ad} & 0 \\ L_{ad} & 0 \\ 0 & L_{aq} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$(4.23)$$

$$L_{RR} = \begin{bmatrix} L_{ffd} & L_{fkd} & 0 \\ L_{fkd} & L_{kkd} & 0 \\ 0 & 0 & L_{kkq} \end{bmatrix}$$

Finalmente, escrevendo as equações em função dos estados da máquina:

$$\frac{d}{dt} \bar{\psi}_R = \bar{e}_R + r_R \cdot L_{RR}^{-1} \bar{\psi}_R + r_R \cdot L_{RR}^{-1} \cdot L_{SS} \cdot \bar{i}_S \quad (4.24)$$

$$e_S = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot L_{SR} \cdot L_{RR}^{-1} \bar{\psi}_R - \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot L_{RR}^{-1} \cdot L_{SR} \cdot \bar{i}_S \quad (4.25)$$

A equação 4.24 coloca as tensões do estator como variáveis de saída em função dos fluxos do rotor que são variáveis de estado e da correntes no estator que são variáveis de entrada.

As equações mecânicas do rotor foram representadas com as seguintes equações:

$$ds/dt = \omega_s \cdot (1 - \omega) \quad (4.26)$$

$$dw/dt = (1/2H) \cdot (P_m - P_{ele}) \quad (4.27)$$

4.2. MODELAGEM DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO

O sistema de excitação das máquinas síncronas tem a função de fornecer energia em forma de corrente contínua ao circuito de campo. A representação dos sistemas de excitação cuja modelagem foi implementada neste trabalho é mostrada na figura 4.1 e está composta pelas seguintes partes:

- Regulador de tensão.
- Transformadores de medição e retificadores.
- Amplificador rotativo.
- Excitatriz.
- Compensador

O regulador de tensão é a parte mais importante, já que é o responsável pelo ajuste da corrente de campo da máquina com os seguintes objetivos:

- Manter a tensão terminal dentro de uma faixa pré-estabelecida.
- Contribuir para o amortecimento das oscilações em baixa frequência.
- Contribuir para manter o sincronismo no caso de ocorrências de curto-circuitos próximos à geração.

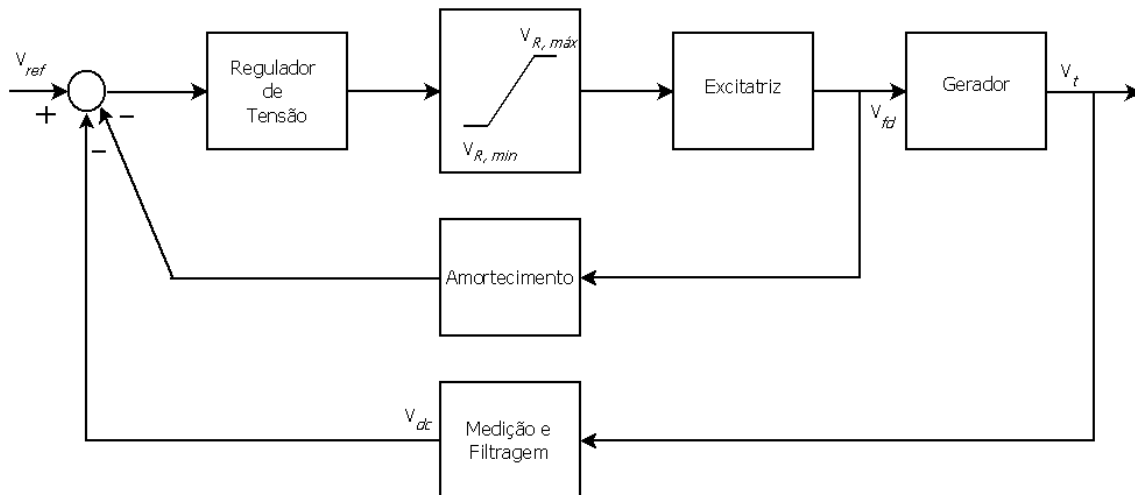


Figura 4.1. Diagrama do Sistema de Excitação

Os transformadores e retificadores utilizados nos sistemas de controle de excitação têm a função de diminuir e reproduzir em corrente contínua uma tensão proporcional à tensão em corrente alternada nos terminais da máquina. Neste trabalho este estágio do sistema de excitação foi representado por um sistema de primeiro ordem:

$$\frac{V_{dc}}{V_t} = K_r / (1 + s.T_r) \quad (4.28)$$

O amplificador é a interface entre o regulador de tensão e a excitatriz e tem a função de reproduzir, em escala aumentada, a tensão de saída do regulador para alimentar o campo da excitatriz. A representação em estudos dinâmicos de máquinas síncronas é feita por um elemento de primeira ordem, conforme a equação:

$$\frac{V_r}{\mathcal{E}} = K_A / (1 + s.T_A) \quad (4.29)$$

Para evitar que nas simulações dinâmicas a tensão de saída do amplificador alcance valores muito elevados, elementos limitadores não lineares são colocados conforme mostrado na figura 4.2:

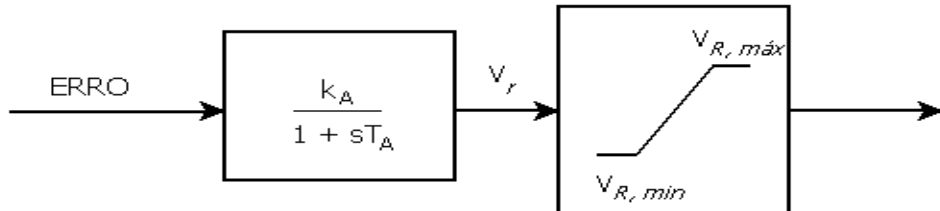


Figura 4.2. Diagrama de blocos do amplificador

A excitatrizes convencionais estão compostas por geradores de corrente contínua com excitação independente e cujos terminais alimentam a bobina de campo da máquina síncrona. A bobina de campo é alimentada pela saída do amplificador rotativo e é através dela que se controla a tensão do gerador de corrente contínua e, em conseqüência, a corrente no campo da máquina. A modelagem da excitatriz inclui o circuito RL do seu campo e uma componente substrativa relativa à saturação da excitatriz, conforme mostrado nas figura 4.3 e 4.4:

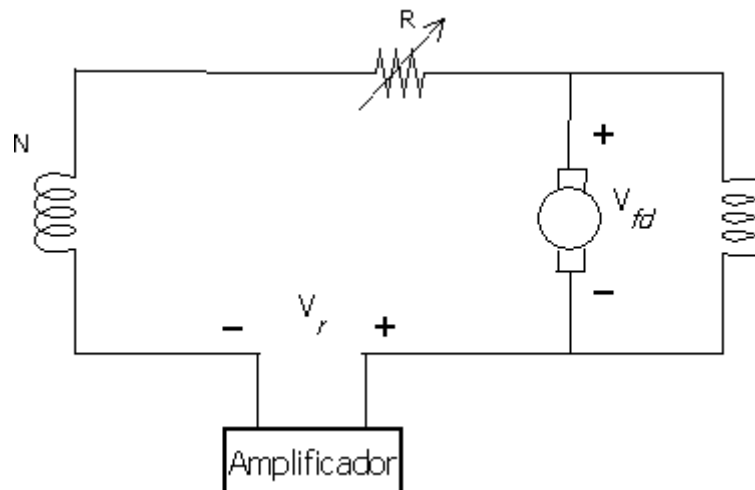


Figura 4.3. Circuito de alimentação da excitatriz

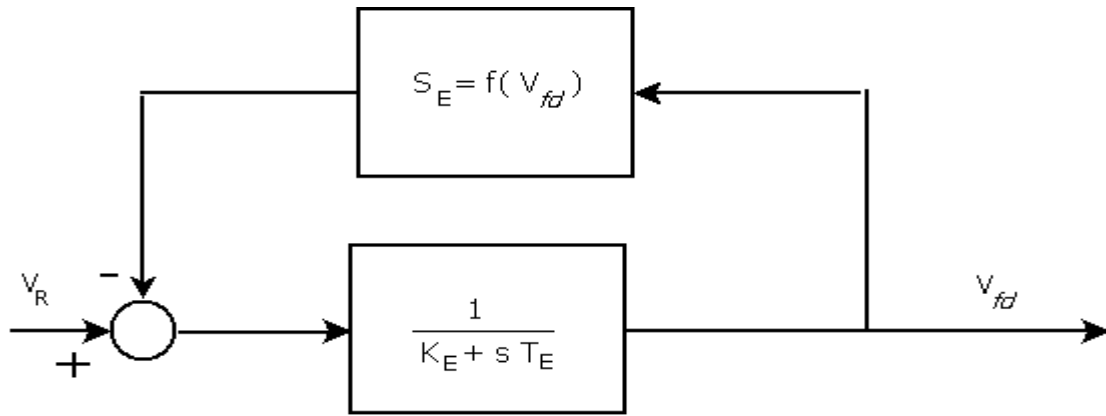


Figura 4.4. Diagrama de blocos da excitatriz

Devido a problemas de instabilidade, é necessário colocar um segundo loop de controle para amortecer as oscilações de baixa frequência que comprometem a estabilidade permanente do sistema de potência. No decorrer dos anos tem sido usado compensadores de características derivativas observando a tensão no campo da máquina e realimentando-se negativamente a tensão de entrada do regulador de tensão. Isto permite ter uma faixa maior de valores para o ajuste da constante K_A do amplificador, normalmente limitados pela estabilidade. O modelo utilizado é mostrado na Figura 4.5, abaixo.

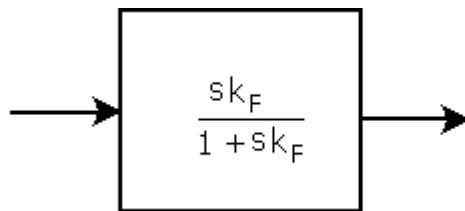


Figura 4.5. Diagrama de blocos do compensador

4.3. *MODELAGEM DO SISTEMA DE POTÊNCIA*

No presente trabalho a rede de transmissão foi modelada da forma modal

$$\bar{I} = Y \cdot \bar{V} \quad (4.30)$$

A adoção desta modelagem supõe desprezar o efeito dos transitórios eletromagnéticos supondo, portanto, duração muito curta e pouca influência sobre o comportamento dinâmico das máquinas e dos controladores. Além disso, para a consideração dos transitórios associados aos efeitos eletromagnéticos de curta duração e constantes de tempo muito menores que as constantes de tempo eletromecânicas, seria necessário utilizar passos de integração consideravelmente menores o que, conjuntamente a adição de mais variáveis de estado, ocasionaria tempos de simulação e esforços computacionais bem elevados.

5- RESULTADOS

5.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo mostra-se o resultado do estudo de desempenho dos esquemas de proteção contra perda de excitação. Para isto foi simulado a ocorrência das seguintes perturbações:

1. Curto-circuito trifásico na linha de transmissão, próximo à saída do transformador elevador.
2. Perda de excitação por curto-circuito no circuito de campo.
3. Perda de excitação causada por abertura acidental do disjuntor do circuito do campo.

Os casos simulados foram em MATLAB R14 sobre a modelagem desenvolvida e explicada no capítulo 4. A avaliação desta modelagem foi feita através da simulação de alguns casos de curto-circuito na rede na ferramenta desenvolvida e na biblioteca de PowerSis de Simulink/Matlab destinada à simulações de eventos em sistemas de potência. Formas de onda de variáveis obtidas com as duas ferramentas, tais como, velocidade das máquinas, tensões terminais e correntes foram comparadas. Os resultados pelas duas ferramentas foram iguais para cada caso usado para avaliação da ferramenta desenvolvida.

A ocorrência de Perda de Excitação causada por curto-circuito no campo foi simulada forçando o valor da tensão em campo e_{fd} a ser zero.

Quando a perda de excitação é causada por abertura acidental do disjuntor do circuito de campo, um resistor é conectado automaticamente em série com o enrolamento do rotor. O valor desta resistência considerada nos casos de simulação foi dez vezes maior que a resistência do enrolamento do rotor. Este efeito foi simulado neste trabalho forçando a tensão de campo e_{fd} a ser igual a zero e substituindo a resistência de campo por outra onze vezes maior, o que simula o efeito da resistência de campo conectada em série com outra dez vezes maior.

O sistema de potência utilizado nas simulações do presente trabalho é composto, como mostrado na Figura 5.1 por uma estação de geração com dois geradores de 400 MVA e seus correspondentes sistemas de excitação e conectada ao resto do sistema através de linhas de circuito duplo com compensação serie igual a 50 % da reatância total da linha

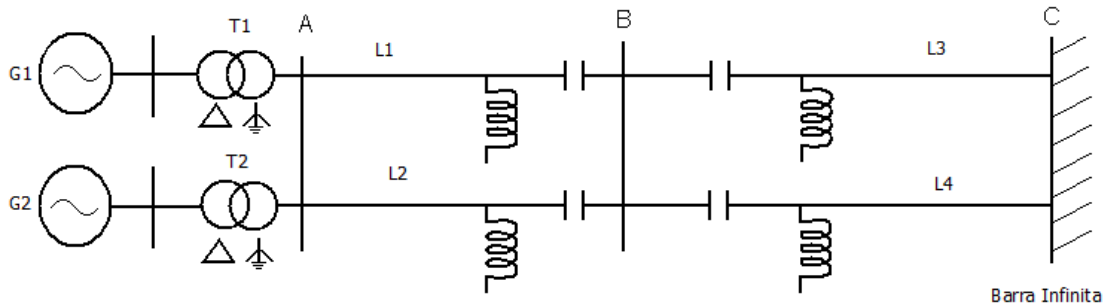


Figura 5.1. Diagrama unifilar do sistema utilizado nas simulações.

5.2. PRIMEIRO CASO DE ESTUDO

No primeiro caso de estudo, foram consideradas as seguintes condições: Gerador G_2 desligado e gerador G_1 operando nas condições abaixo indicadas.

O nível de carregamento do gerador G_1 foi ajustado nos níveis de 25%, 50%, 75% e 100% da potência nominal, com tensão terminal nominal e condição de operação subexcitada. A seleção deste condição deve-se ao fato de haver a possibilidade do relé operar indevidamente na presença de oscilações de potência, como registrado em [3] e [12], quando a condição de operação prévia à ocorrência das oscilações é de subexcitação.

Os esquemas avaliados foram os esquema de impedância de uma característica de operação com off-set negativo, o esquema de impedância de uma característica de

operação com off-set positivo e o esquema de proteção adaptativo proposto por Paithankar e Tambay em [12]

5.2.1. CURTO-CIRCUITO NO CAMPO

A Figura 5.2 mostra a evolução das tensões nos terminais da máquina síncrona em que foi simulada a perda de excitação, para as quatro diferentes situações de carregamento anteriormente mencionadas. O exame das excursões de tensão terminal ao longo do tempo mostra que, quanto maior for o despacho de potência previamente ao instante do defeito, maior é a velocidade com que a tensão nos terminais se reduz. No caso de despacho de 100% da capacidade nominal no momento da ocorrência, o gerador perdeu o sincronismo antes de 5s, este o período de tempo em que o defeito foi simulado. O exame das demais curvas, para despachos pré-falta menores, indica também a ocorrência de perda de sincronismo, mas algum tempo mais tarde.

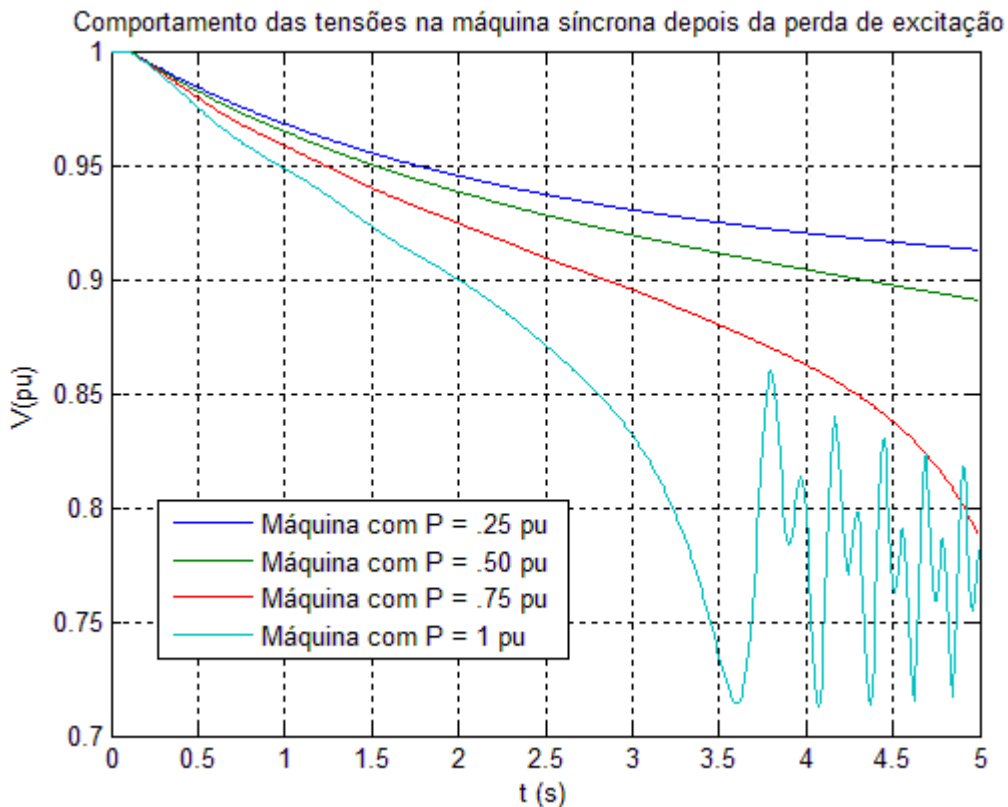


Figura 5.2. Tensões nos Terminais da máquina após a perda de excitação

A figura 5.3 mostra as correntes no estator da máquina síncrona submetida ao defeito para as mesmas quatro diferentes situações referidas. Quanto maior o despacho de potência pré-falta, maior a corrente de estator da máquina no instante inicial e maior o aumento da mesma, até o instante de ocorrência de perda de sincronismo. Nos casos de potência pré-falta 50%, 75% e 100%, a sobrecarga se manifesta antes de 5.0 s após a ocorrência da falta

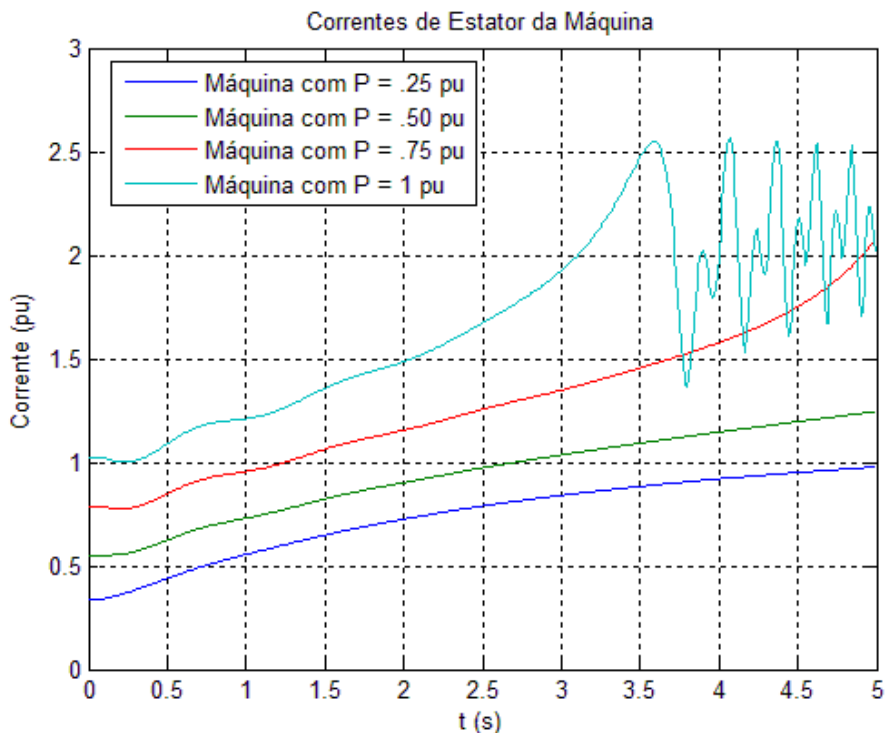


Figura 5.3. Correntes no estator da máquina após a perda de excitação. Primeiro caso com uma máquina em operação

Nas figuras 5.4 e 5.5 são mostradas os dois esquemas de Mason e Offset Positivo, respectivamente, e os percursos das impedâncias nos terminais do gerador, vistas no plano $R - X$ por tais esquemas. Todos os casos de perda de excitação foram detectados por ambos os esquemas de proteção de distância. Pode ser observado que, quanto maior é o despacho prévio ao defeito, mais próximo da origem do plano $R - X$ foi o alcance do percurso da impedância vista nos terminais do gerador. A trajetória circular descrita pela impedância no caso de carga igual à nominal é devido à perda de sincronismo antecipada da máquina. Isto acontece no interior da característica de operação, o que quer dizer que os esquemas de proteção detectaram a perda de excitação antes que a

máquina perdesse o sincronismo.

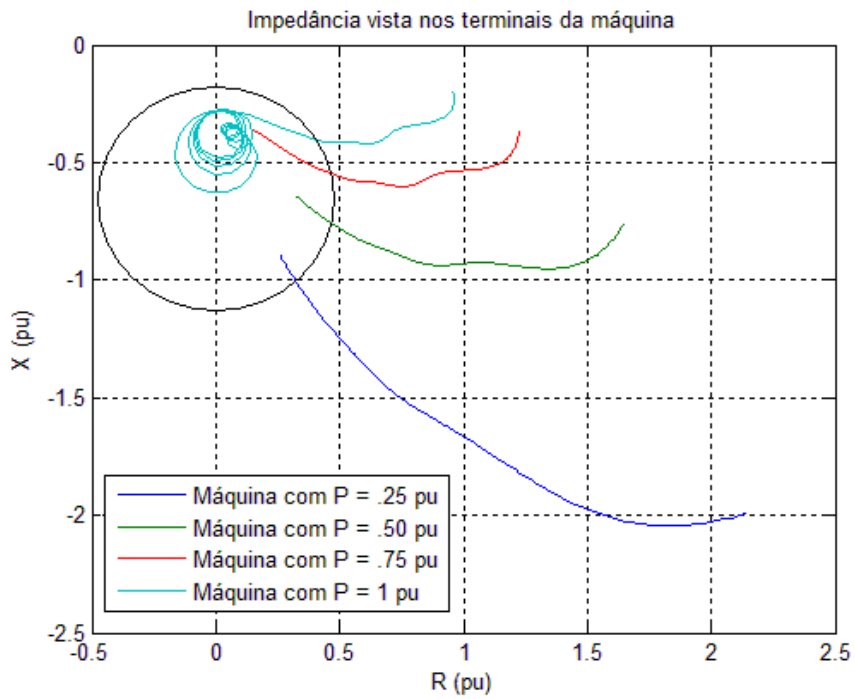


Figura 5.4. Operação do esquema de Mason depois da ocorrência perda de excitação

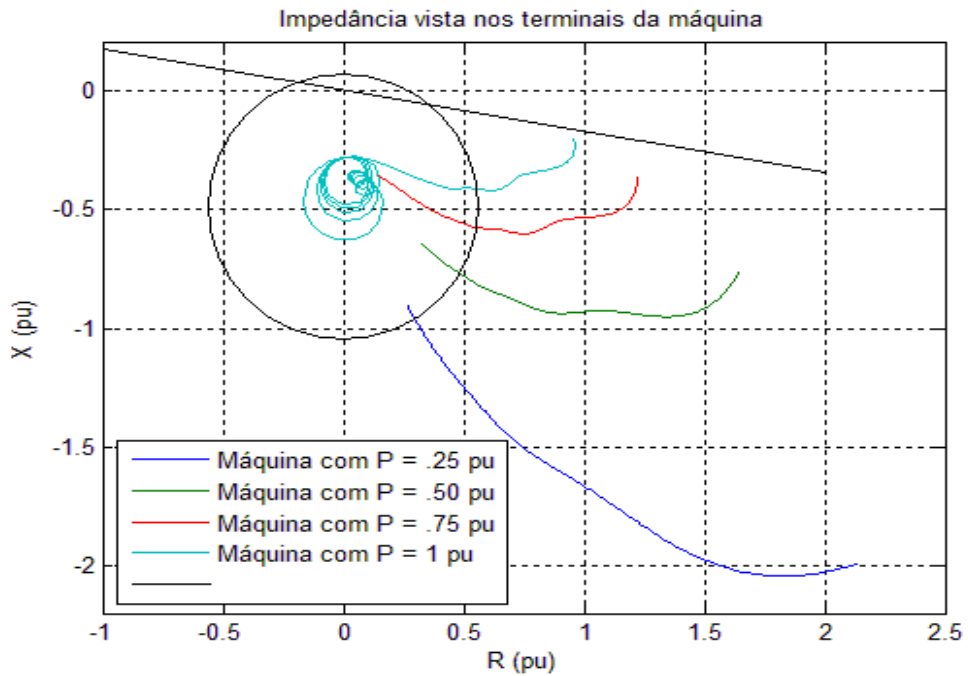


Figura 5.5. Operação do esquema de Offset Positivo depois da ocorrência perda de excitação

O desempenho do esquema de Paithankar e Tambay é mostrado nas figuras 5.6 e 5.7 Da mesma forma que os esquemas de proteção a distância, este esquema detectou todos os casos de perda de excitação causados por curto-circuito no campo antes da perda de sincronismo da máquina. A Figura 5.6 indica que, com a parametrização de a, b e c adotada, a invasão da característica de operação para o caso de carregamento prévio de 0,25 pu ao defeito não ocorreu até o último instante (5,0 s) das simulações realizadas. Portanto, fica evidente o menor alcance na região relativa ao lugar geométrico definido por $X - dX/dt$ deste esquema de Paithankar e Tambay. O critério de seleção dos parâmetros a, b e c será explicado mais a frente, no item 5.1.3.

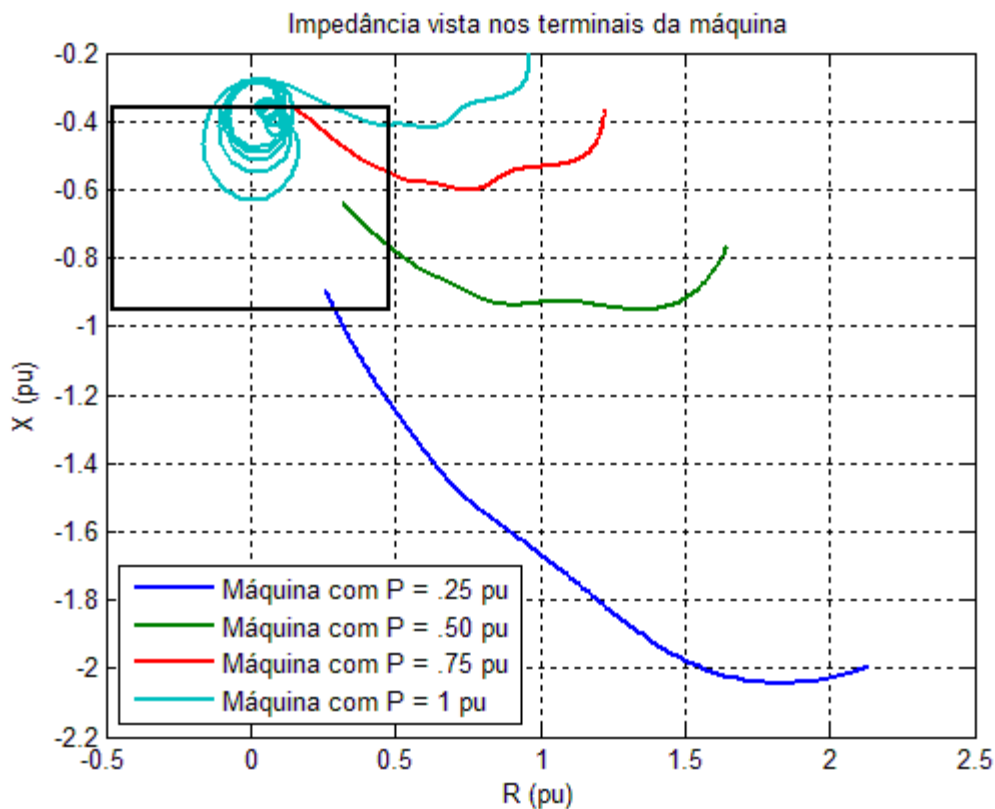


Figura 5.6. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $R - X$

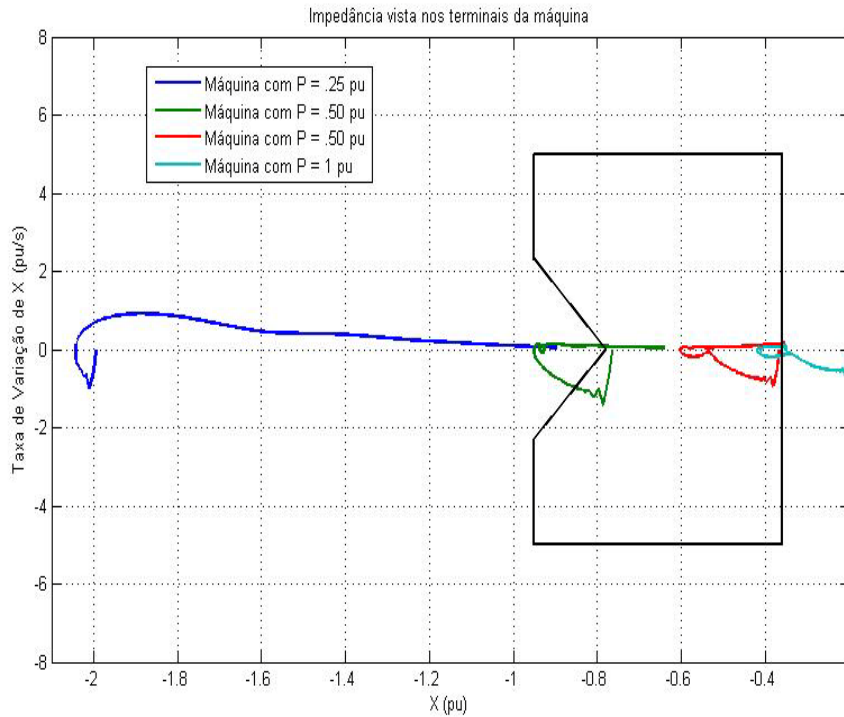


Figura 5.7. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação no plano $X - \dot{X}$.

Na tabela 5.1 são mostrados os tempos transcorridos depois da ocorrência da falta até o instante de entrada da impedância vista dos terminais do gerador em que os esquemas de proteção enviam a ordem de desligamento.

Esquema	Tempo de Operação para cada caso			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	3.95 s	2.84 s	2.03 s	1.46 s
Offset Negativo	3.43 s	2.99 s	2.58 s	2.23 s
Paithankar e Tambay		2.89 s	2.49 s	1.83 s

Tabela 5.1. Tempos de operação dos esquemas de proteção

Com nível de carga de 25 %, este esquema de Paithankar e Tambay se mostrou o mais lento, isto devido ao alto tempo demandado para entrar na região da característica

de operação do plano $X - \dot{X}$ relativamente ao segundo critério do esquema, o que causou atraso. Nesta condição, o esquema de Mason operou mais rápido que o esquema de offset positivo devido a que o primeiro têm alcance maior no plano negativo de reatância. É importante destacar que quanto menor é o carregamento pré-falta, a incidência da variação da reatância sobre a variação da impedância total é maior, o que faz com que o alcance negativo em direção do eixo X do plano $R - X$ tenha o maior efeito sobre os tempos de operação dos esquemas de proteção.

A níveis elevados de carga, a variação da impedância é mais influenciada pela variação da resistência do que pela variação da reatância. Isto e a maior proximidade da origem do plano $R - X$ fazem com que o alcance no eixo R seja de grande influencia sobre o tempo de operação. Em relação a isso, o esquema de offset positivo foi mais rápido em detectar a perda de excitação em condição de altos carregamentos.

Para o caso de carga igual a 50% da potencia nominal, o esquema de Paithankar e Tambay foi mais rápido que o proposto por Mason e mais lento que o esquema de proteção de offset positivo. Isso ocorreu porque o alcance no eixo R , dado por $X_d / 2$, é maior que no esquema de Mason e menor que no esquema de offset positivo. Neste caso, a impedância entrou na característica de operação no plano $R - X$ depois que o lugar geométrico descrito pela impedância e sua derivada entrou na característica de operação definida no plano $X - \dot{X}$. Neste caso de simulação em particular, o lugar geométrico definido por X e \dot{X} já estava dentro da característica de operação antes da aplicação do defeito e depois da ocorrência, o percurso saiu e entrou de novo na zona antes que a impedância entrasse na característica de operação $R - X$.

Para os caso de carga igual a 75% e 100% da potência nominal, o esquema de Paithankar foi mais rápido que o esquema de Mason e mais lento que o esquema de offset positivo. Em ambos os casos, a zona do plano $X - \dot{X}$ foi invadida antes que a zona no plano $R - X$. No caso particular de carga a 75 % da capacidade nominal, o lugar geométrico definido por X e \dot{X} já estava dentro da característica de operação do plano $X - \dot{X}$ antes da perturbação. Para o caso de nível de carregamento igual a 100%

da potência nominal, o ingresso na característica de operação definida no plano $X - \dot{X}$ aconteceu antes que a característica de operação no plano $R - X$, pelo que não causou atraso na operação do esquema de proteção.

Na tabela 5.2 e 5.3 são mostradas as tensões e correntes da máquina no momento em que os esquemas de proteção enviam a ordem de desligamento.

Esquema	Tensão no momento do desligamento (pu)			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	.9207	.9221	.9273	.9253
Offset Negativo	.9256	.9196	.9073	.8879
Paithankar e Tambay		.9212	.9099	.9076

Tabela 5.2. Tensão terminal da máquina no momento da operação dos esquemas

Esquema	Corrente no momento da ordem de desligamento (pu)			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	.9166	1.0167	1.1598	1.3434
Offset Negativo	.8780	1.0345	1.2712	1.516
Paithankar e Tambay		1.0227	1.2534	1.4457

Tabela 5.3. Correntes da máquina no momento da operação dos esquemas

5.2.2. ABERTURA NO CIRCUITO COM INSERÇÃO DE RESISTOR NO CIRCUITO DO CAMPO.

As figuras 5.8e 5.9 mostra a tensão terminal e a corrente de estator do gerador no qual ocorreu a perda de excitação, para as quatro diferente condições de carregamento anteriormente definidas. Nestes casos de simulação, o gerador perdeu o sincronismo de

forma mais rápida que no caso de perda de excitação causado por curto-circuito no campo. Tanto a tensão terminal reduziu mais rapidamente como a corrente aumentou seu valor de forma mais rápida ao longo do tempo do que na situação de curto-circuito. O efeito do aumento do despacho prévio ao defeito foi também no sentido de acelerar a ocorrência de perda de sincronismo. Observa-se a maior frequência de oscilação após a perda de sincronismo para as situações de maior despacho de potência pré-falta. Para a situação de despacho de 25% do valor nominal, observamos que a perda de sincronismo ainda não é evidente 3 segundos após a ocorrência da falta.

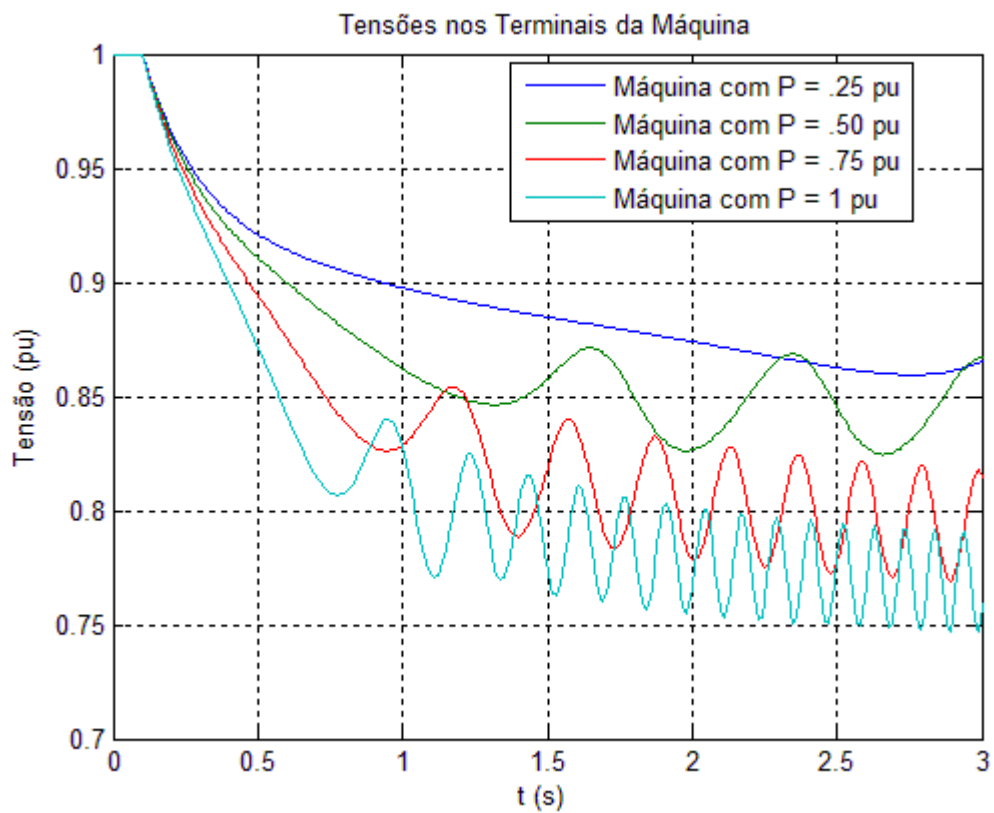


Figura 5.8. Tensão terminal do gerador.

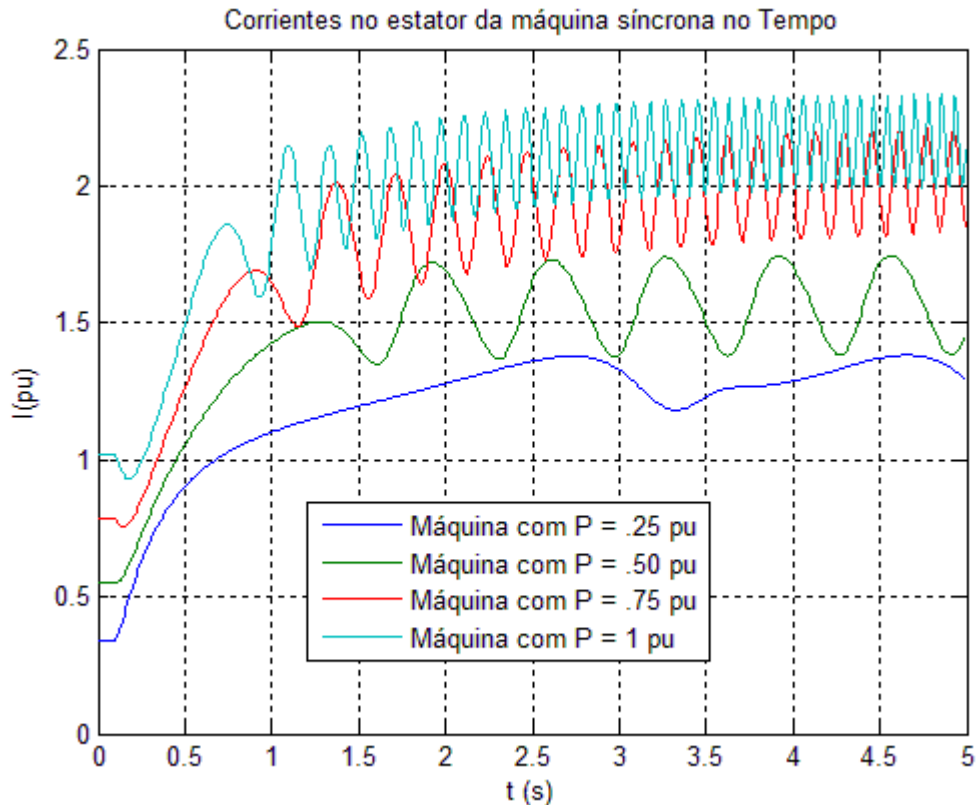


Figura 5.9. Correntes nos terminais da máquina.

Os efeitos da perda de excitação causada pela abertura acidental do disjuntor com a posterior inserção de um resistor em série com o enrolamento de rotor foram sentidos mais rápidos pelo gerador e pelo sistema elétrico que quando da perda de excitação causada por curto-circuito no campo. Isto é devido a que o comportamento dinâmico da máquina está fortemente influenciado pela constante de tempo T'_{do} , que se apresenta menor nos casos de inserção do resistor de descarga em série com o enrolamento de campo. No intervalo de tempo simulado igual a 5 segundos para os casos de carga de 50%, 75% e 100% da potência nominal, houve perda de sincronismo da máquina.

Nas Figuras 5.10 e 5.11 é mostrado o percurso da impedância e as dos esquemas de Mason e Offset Positivo. Nos casos de perda de excitação por abertura de disjuntor de campo seguido de conexão de resistor, os esquemas de proteção de distância detectaram o defeito e atuaram antes do gerador perder o sincronismo.

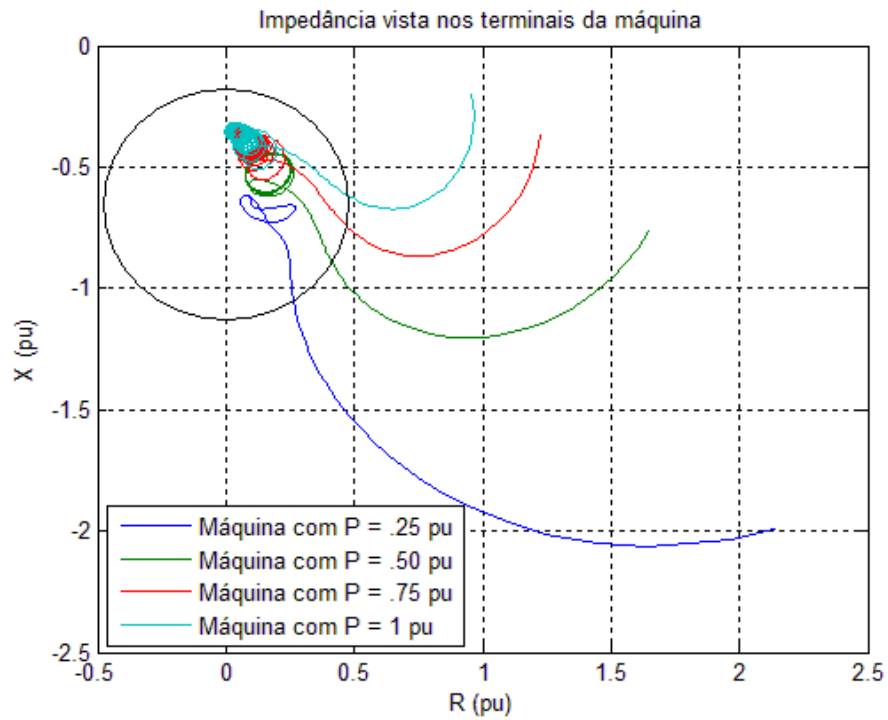


Figura 5.10. Operação do esquema de Mason depois da ocorrência perda de excitação

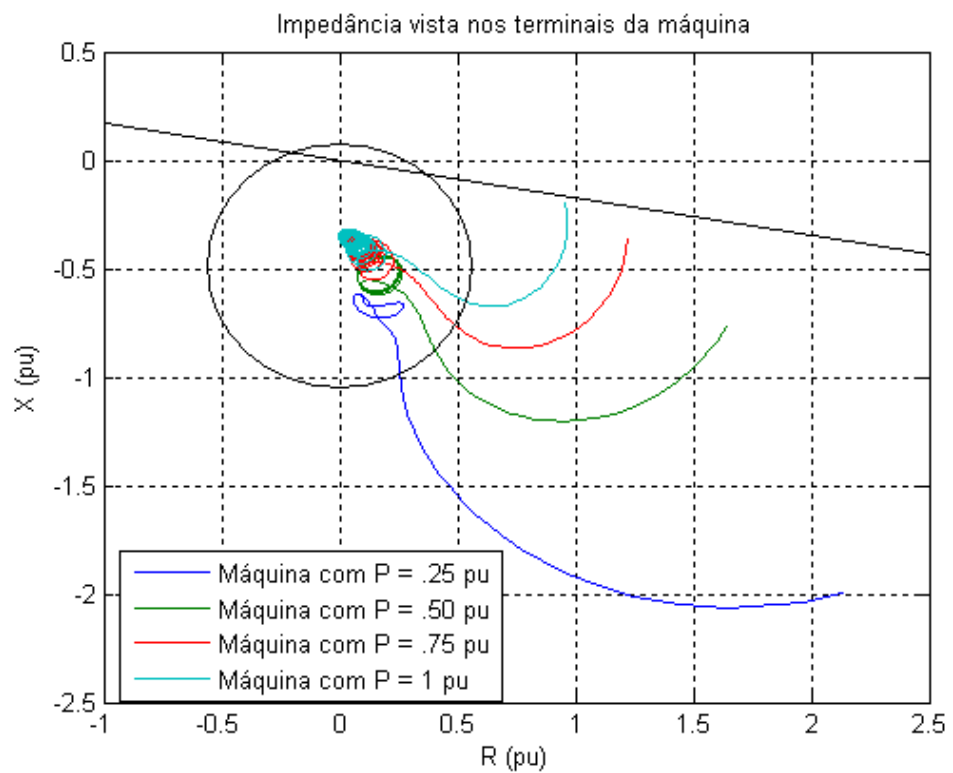


Figura 5.11. Operação do esquema de Offset Positivo depois da ocorrência perda de excitação

As figuras 5.12 e 5.13 mostram duas que definem o esquema de Paithankar. Este esquema também detectou a perda de excitação causada pela abertura no circuito de campo.

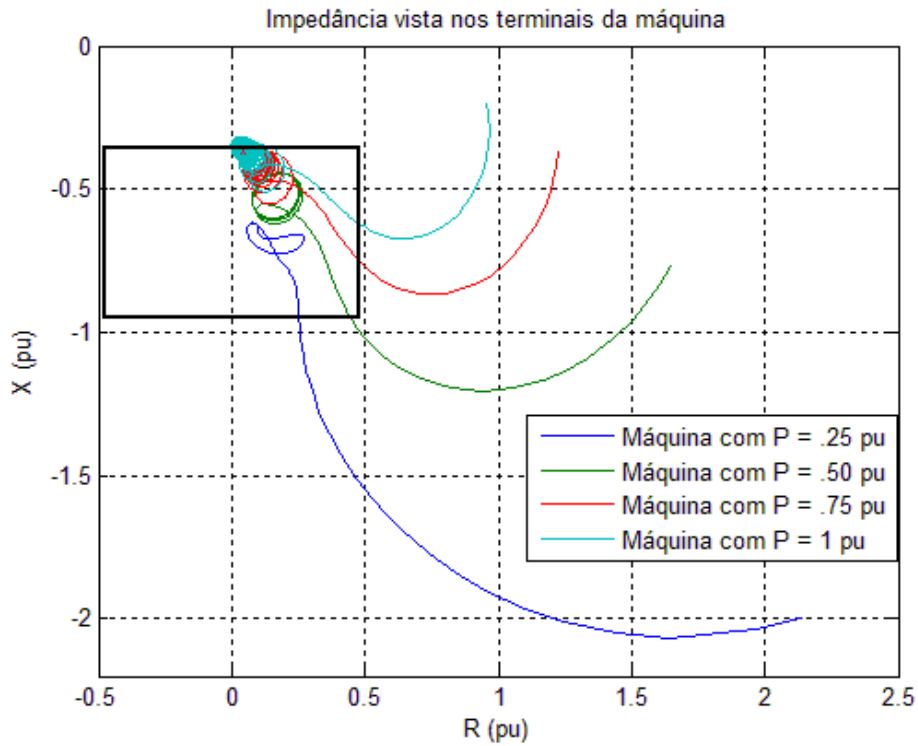


Figura 5.12. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência

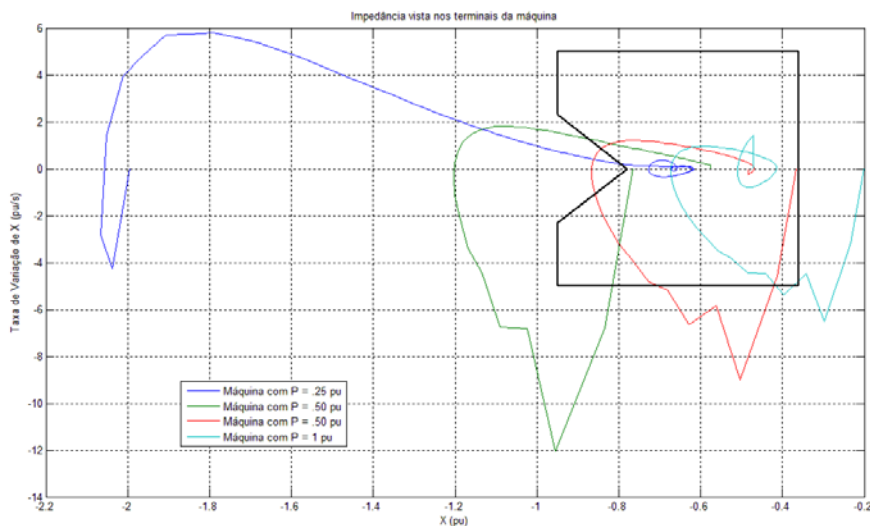


Figura 5.13. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$.

Todos os esquemas de proteção detectaram a perda de excitação antes do gerador perder o sincronismo. Os casos de perda de excitação, neste caso, mantiveram a tendência da impedância vista entrar na característica de operação mais próximo ao eixo R para despachos de potência maiores em condição pré-falta, isto com valores de reatância menores que no caso de curto no campo.

Na tabela 5.4 são mostrados os tempos até a operação de cada esquema de proteção, para cada caso de simulação realizado com o programa computacional integralmente desenvolvido no ambiente MATLAB durante a pesquisa realizada.

Esquema	Tempo de operação para cada caso			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	.51 s	.42 s	.36 s	.32 s
Mason	.44 s	.41 s	.38 s	.36 s
Paithankar e Tambay	.96 s	.42 s	.37 s	.35 s

Tabela 5.4. Tempos de operação dos esquemas de proteção

Como consequência da maior rapidez do fenômeno com respeito à perda de excitação causada por defeito no circuito cc do rotor, os esquemas de proteção operaram mais rápidos do que para os casos de curto no campo, como mostrado nas seguintes tabelas. A ordem de operação dos diferentes esquemas foi igual para cada caso, ou seja, para o caso de carga igual a 25%, o esquema de Mason operou antes dos demais descritos. Para os casos de 50, 75 e 100%, os esquemas indicados na Tabela 5.4 apresentam tempos de operação praticamente iguais, com a tendência de operação mais rápida de todos com o aumento da potência pré-falta.

Do ponto de vista da severidade, os esquemas de proteção, além de atuarem antes do que nos casos anteriormente descritos de curto no campo, nos casos agora descritos de perda de excitação com inserção do resistor de descarga, operam antes que os níveis de corrente no estator sejam tão elevados e antes que as tensões nos terminais da máquina diminuam tanto, como mostrado nas tabelas 5.5 e 5.6.

O esquema de Paithankar e Tambay foi o mais lento dos três testados no caso de simulação de carga igual a 25% da carga nominal. Isto é devido a que, da mesma forma como no caso de perda de excitação originada por curto-circuito nos terminais da bobina do campo, a impedância vista nos terminais do gerador entra na característica de operação do plano $X - \dot{X}$ depois que a impedância entra na característica de operação definida no plano $R - X$, atrasando assim a operação do esquema. Nos casos de carga prévia ao defeito de 50%, 75% e 100% da capacidade nominal, o esquema de Paithankar e Tambay foi levemente mais rápido na detecção da perda de excitação que o esquema de Mason, mas demorou um pouco mais do que o esquema de offset positivo.

Esquema	Tensão no momento do desligamento (pu)			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	.9201	.9208	.9211	.9211
Offset Negativo	.9262	.9222	.9171	.9102
Paithankar e Tambay	.8989	.9208	.9191	.9129

Tabela 5.5. Tensões da máquina no momento da operação dos esquemas

Esquema	Corrente no momento da ordem de desligamento (pu)			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	.9096	.9636	1.0315	1.1118
Offset Negativo	.8562	.9513	1.0652	1.1934
Paithankar e Tambay	1.0919	.9636	1.0484	1.1725

Tabela 5.6. Corrente do gerador no momento da operação dos esquemas

5.2.3. CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO PROXIMO À GERAÇÃO SEGUIDO DE DELIGAMENTO DA LINHA.

As Figuras 5.14 e 5.15 mostram o percurso da impedância no plano $R - X$ nos casos de curto trifásico simulados e a característica de operação definida por Mason.

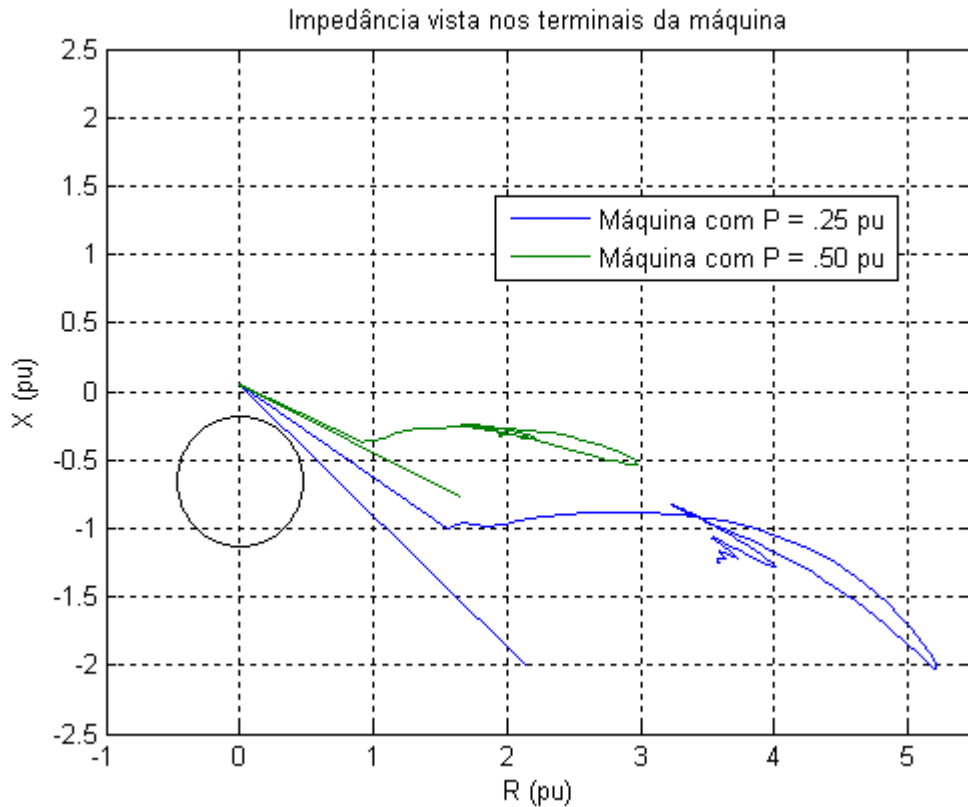


Figura 5.14. Operação do Esquema de Mason na ocorrência de curto trifásico

As figuras 5.16 e 5.17 mostram o percurso da impedância no plano $R - X$ dos casos de curto trifásico simulados e a característica de operação definida no esquema de offset positivo.

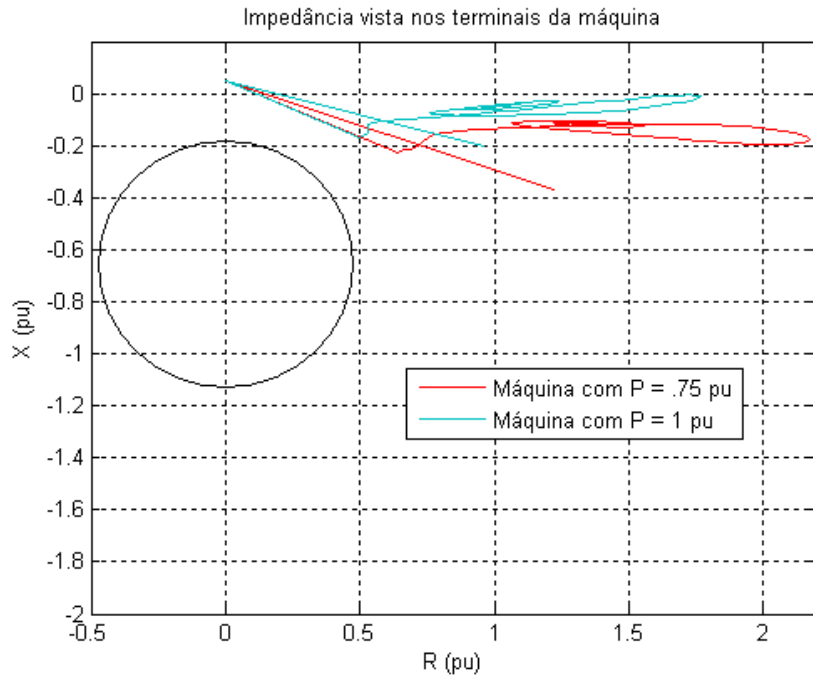


Figura 5.15. Operação do Esquema de Mason em ocorrência de defeito trifásico

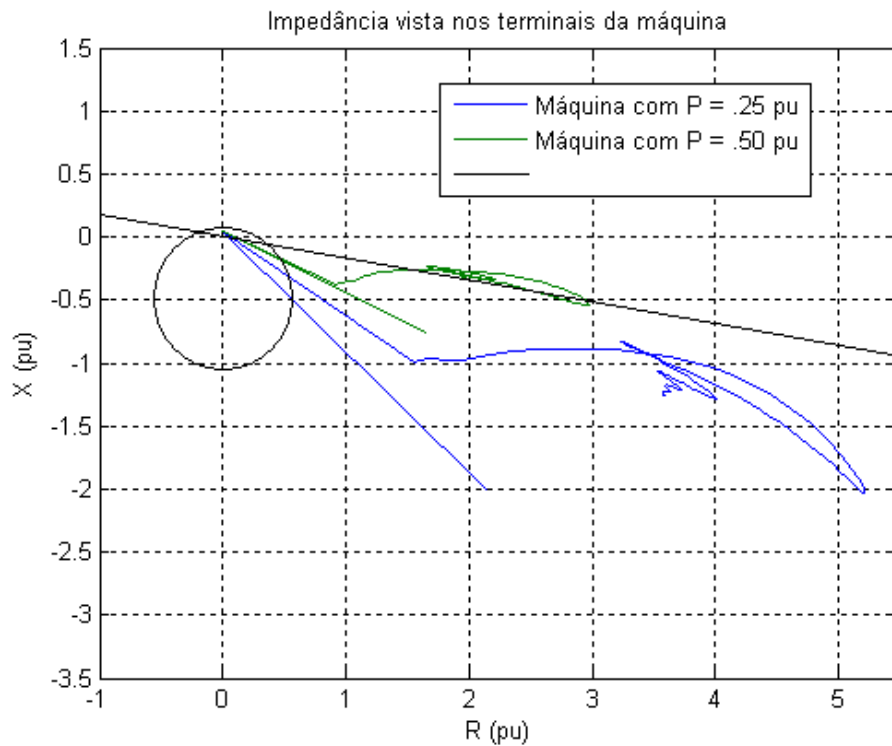


Figura 5.16. Operação do Esquema de Offset Positivo em ocorrência de defeito trifásico

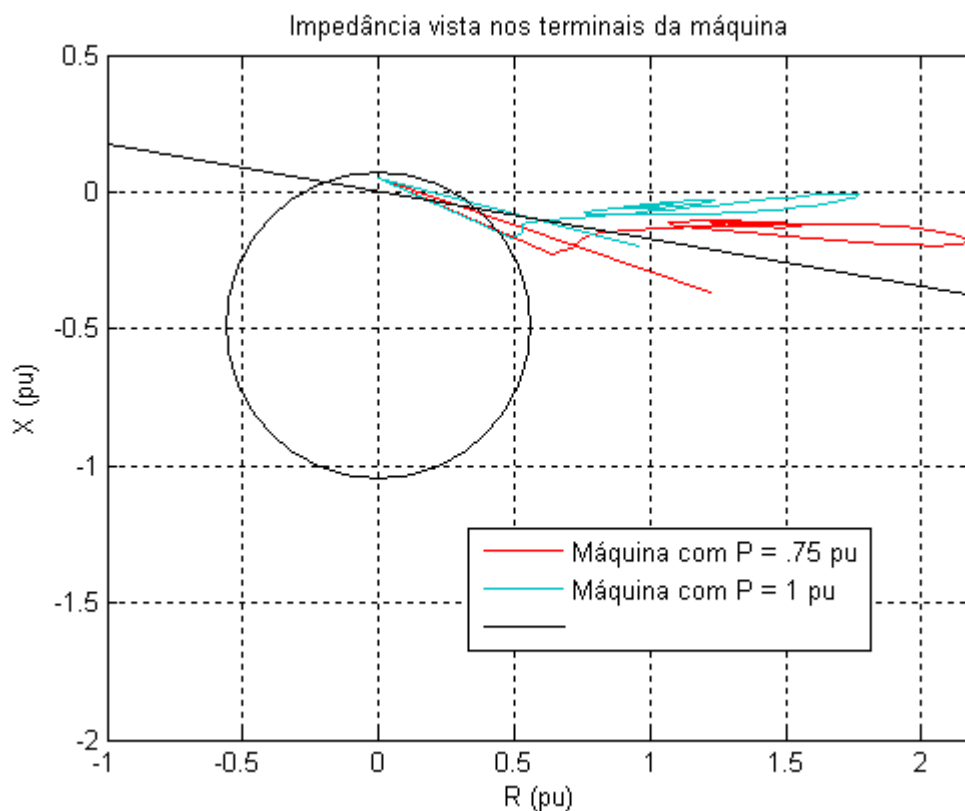


Figura 5.17. Operação do Esquema de Offset Positivo em ocorrência de defeito trifásico

Como mostrado na figuras 5.14, 5.15, 5.16 e 5.17, os esquemas de proteção de Mason e offset positivo não apresentaram inconvenientes com a presença de oscilações eletromecânicas estáveis. Depois da abertura da linha para a correção do defeito, a impedância medida pelos relés foi se afastando das definidas no plano R – X, como consequência da oscilação angular. Isso deve-se ao fato de que a impedância da rede se apresenta suficientemente grande nos casos simulados no presente trabalho.

Em relação ao caso de invasão de característica de operação do esquema de offset positivo, a mesma acontece na figura como consequência do grande alcance horizontal deste esquema. Os pontos extremos das retas que interceptam-se com a característica de operação circular correspondem a dois pontos de iterações sucessivas, o que significa que a invasão pode acontecer ou não durante a transição entre valores da impedâncias de carga e da impedância vista pela máquina durante o curto-circuito quando considerando determinado relé digital. Embora nas figuras dos planos R – X conste a

invasão durante o curto-circuito, o autor considera que tal invasão não ocorreu porque não consta nos resultados numéricos e só na figura em razão da ligação por uma reta entre os pontos de operação pré-falta e operação durante a falta.

As figuras 5.18 e 5.19 mostram o percurso da impedância no plano $R - X$ dos casos de curto trifásico simulados e a característica de operação definida no esquema de Paithankar e Tambay.

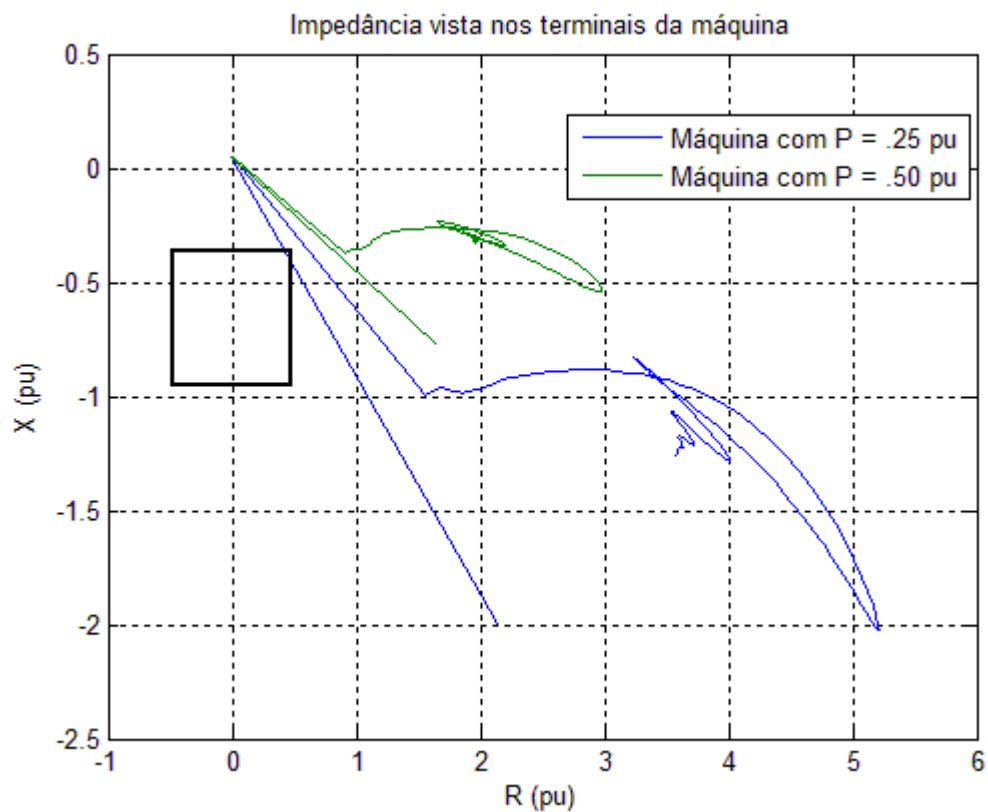


Figura 5.18. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $R - X$.

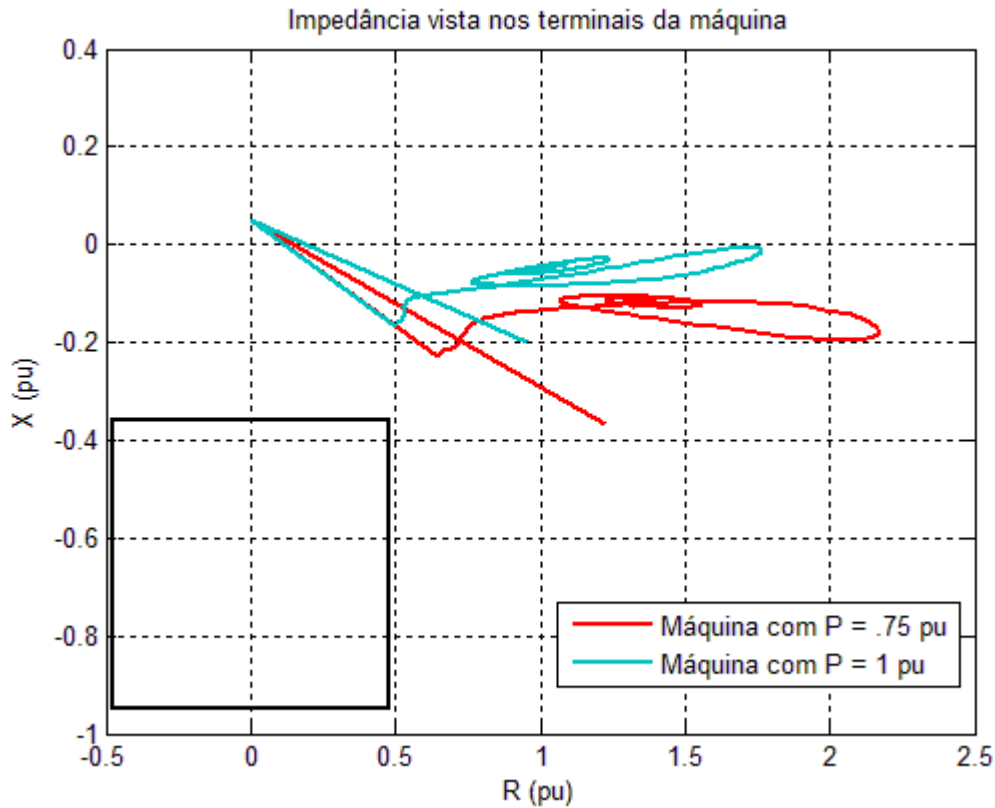


Figura 5.19. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $R - X$.

O esquema de proteção proposto por Paithankar e Tambay em [12] também não operou na presença de oscilações eletromecânicas. Em nenhum dos casos de simulação, para os diferentes níveis de cargas consideradas, a impedância entrou na característica de operação quadrada definida no plano $R - X$ para este esquema. Esta condição já é suficiente para que a proteção não opere, já que a operação está condicionada à entrada dos parâmetros medidos nas duas definidas nos planos $R - X$ e $X - \dot{X}$.

As figuras 5.20 e 5.21 mostram o percurso da impedância no plano $X - \dot{X}$ dos casos de curto trifásico simulados e a característica de operação definida no esquema de Paithankar e Tambay.

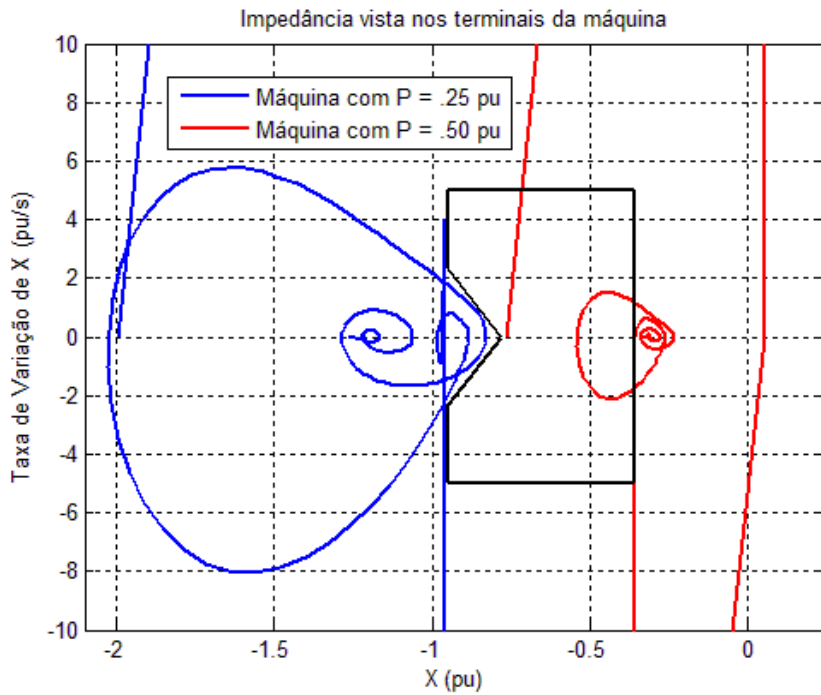


Figura 5.20. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$.

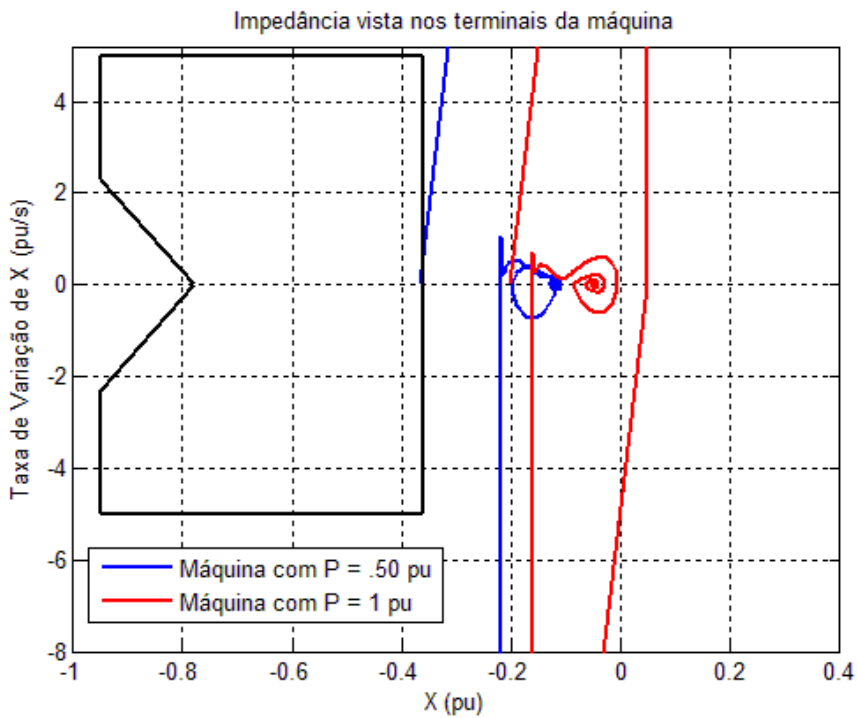


Figura 5.21. Operação do esquema de Paithankar e Tambay depois da ocorrência perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$.

Embora a não operação do esquema de Paithankar e Tambay estivesse garantida pelas razões acima expostas, o que é desejável, o autor considerou necessário analisar a excursão da impedância na característica de operação definida no plano $X - \dot{X}$ do esquema. O ponto inicial da excursão começa em algum ponto sobre o eixo X , o que significa que \dot{X} antes da perturbação é zero. No momento da perturbação o valor de X muda drasticamente até o valor visto pelo relé na presença do defeito. Em consequência, o módulo da derivada de X aumenta significativamente como consequência da mudança brusca de X . O ponto logo depois da ocorrência do defeito está bem distante do anterior. Durante o defeito, a impedância estabiliza-se em um valor e a derivada de X volta a ser zero, ficando de novo acima do eixo X até a remoção do defeito. Logo depois da remoção do defeito, a reatância e sua derivada mudam de novo drasticamente e nos instantes seguintes os valores de reatância e sua derivada excursionam no plano $X - \dot{X}$ como consequência das oscilações eletromecânicas. O caso de simulação em que o gerador estava carregado com 25 % de sua potência nominal apresentou valores maiores de taxas de variação de impedância. Para evitar a invasão pelo lado esquerdo da característica de operação no plano $X - \dot{X}$, a , b e c foram ajustados, respectivamente, nos valores 2,3, 0,17 e 5. O intuito desta parametrização foi verificar se a mesma tinha algum impacto na operação nos casos de perda de excitação porque, a rigor, e pelo que foi explicado anteriormente, a mesma não é necessária por que a não invasão no plano $R - X$ garante a seletividade deste esquema de proteção em caso de oscilações eletro-mecânicas.

Para o caso de simulação em que o gerador estava a 50 % de sua capacidade nominal, a característica de operação no plano $X - \dot{X}$ foi invadida pelos valores de reatância e de sua taxa de variação. Esta invasão ocorreu do lado direito da característica de operação, onde Paithankar e Tambay não propõem qualquer ajuste. Foi observado que a variação da reatância foi mais lenta que no caso em que a máquina gerava a 25% de sua capacidade nominal no momento da ocorrência do defeito.

Para o caso em que a máquina estava a 75% da capacidade nominal, não houve invasão da característica de operação no plano $X - \dot{X}$ depois da ocorrência do defeito

até a sua posterior remoção. Foi observado que a taxa de variação foi ainda menor em relação aos casos de simulação de defeito e remoção com a máquina operando a 25% e a 50% da capacidade nominal. Foi observado também que, nos instantes anteriores à ocorrência do defeito, o gerador encontrava-se operando dentro da característica de operação associada ao plano $X - \dot{X}$.

Para o caso em que o gerador estava a 100% da capacidade nominal também não houve invasão da característica de operação no plano $X - \dot{X}$ depois da ocorrência do defeito até sua posterior remoção. Com ajuda das figuras, observou-se a tendência da excursão no plano $X - \dot{X}$ se deslocar na direção para a direita, à medida que se incrementa o carregamento do gerador. Foi constatado também que, com o carregamento do gerador cada vez maior como condição pré-falta, as oscilações de reatância foram menores nos instantes pos-falta.

5.3. SEGUNDO CASO DE ESTUDO

O segundo caso de estudo analisa o efeito da perda de excitação causada por curto-circuito no campo, abertura acidental do disjuntor do circuito de excitação e curto-circuito próximo à geração para o sistema da Figura 5.1 com as duas máquinas em operação. Os níveis de carregamento dos geradores foram ajustados a 25%, 50%, 75%, e 100% da potência nominal operando com tensão nominal e em condição sub-excitada.

5.3.1. CURTO-CIRCUITO NO CAMPO

A figura 5.22 mostra as tensões nos terminais do gerador síncrono submetido à perda de excitação simulada, para as mesmas quatro diferentes situações de carregamento de ambos os geradores. Neste caso, é claro que a queda de tensão nos terminais do gerador em questão não é tão severa em comparação com o caso da presença de apenas um gerador no sistema (casos descritos anteriormente). Isto é devido a que há maior capacidade de fornecimento de potência reativa e a rede fica mais forte pelo fato de haver outra fonte de geração. No caso de carga igual a 100% da potência

nominal, a máquina demorou mais tempo para perder o sincronismo em comparação com o mesmo carregamento e sistema com um gerador.

A figura 5.23 mostra as correntes no estator do gerador ao qual foi aplicado o defeito. Neste caso, o aumento das correntes acontece de uma forma mais lenta do que acontece no caso de uma máquina conectada ao sistema e a corrente atingida após a perturbação é menor em comparação àquele outro caso.

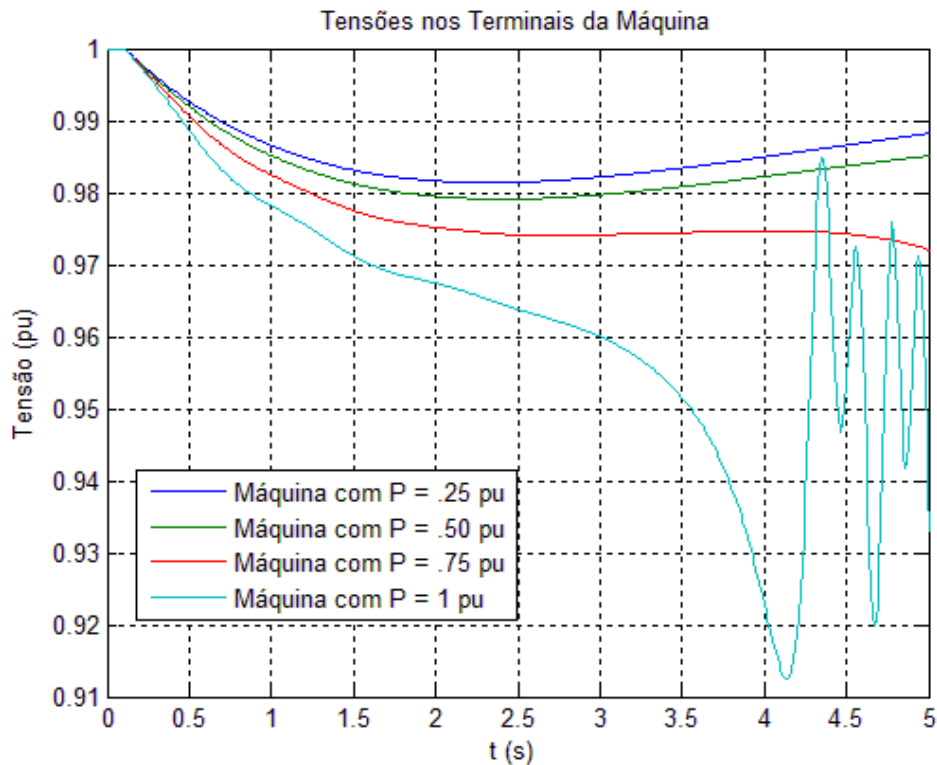


Figura 5.22. Tensões nos Terminais da máquina.

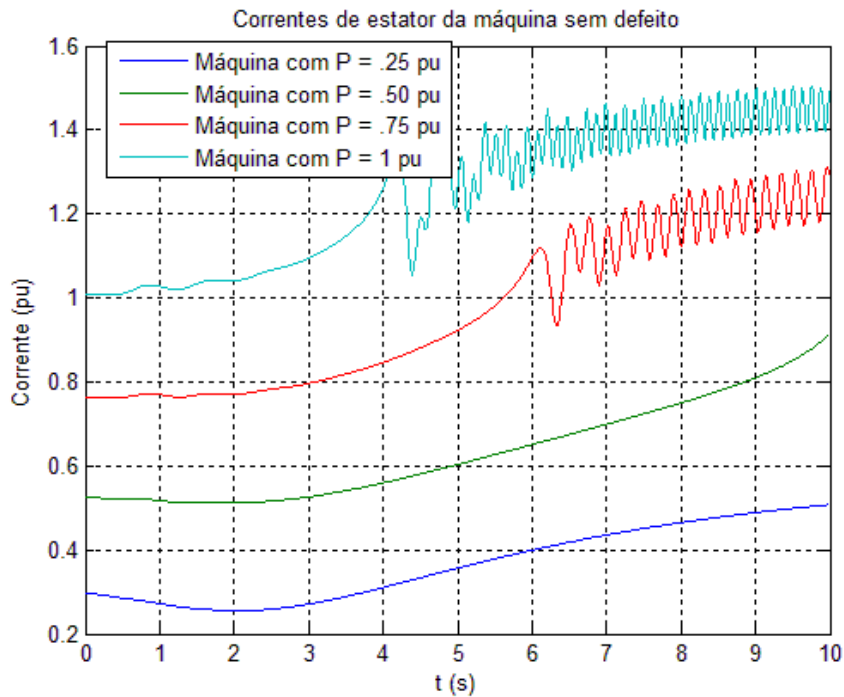


Figura 5.23. Correntes de estator da máquina.

Nas figura 5.24 e 5.25 são mostradas as trajetórias da impedância após a ocorrência da perda de excitação e as do esquema de proteção de impedância de Mason e offset positivo.

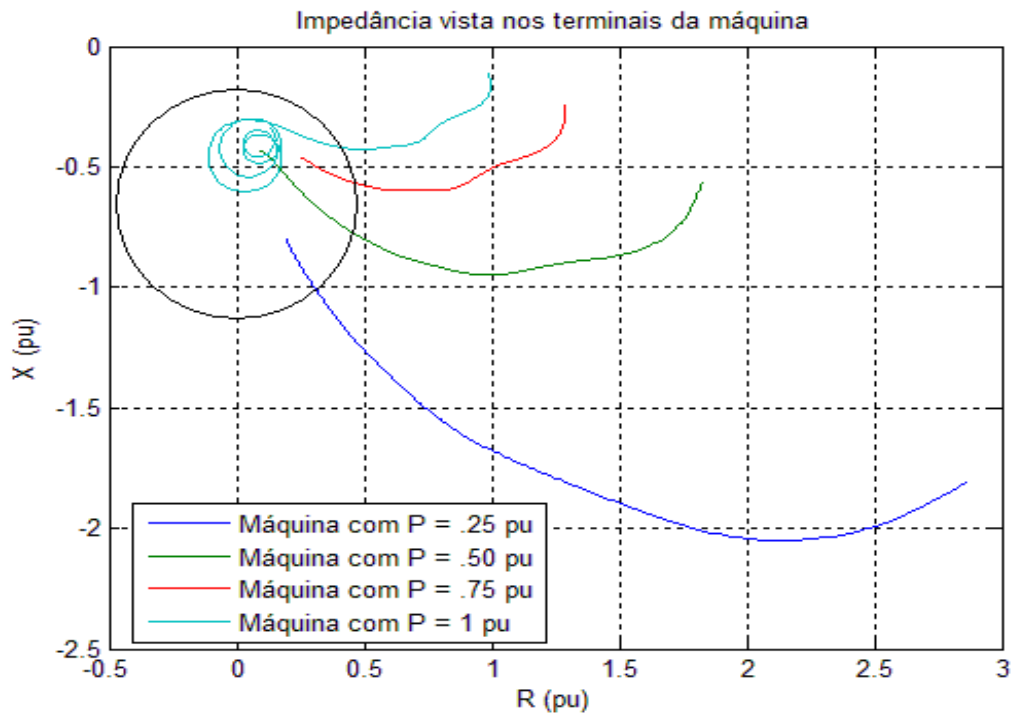


Figura 5.24. Operação do Esquema de Mason em ocorrência de perda de excitação

Como visto nas figuras 5.24 e 5.25, todos os casos de perda de excitação foram detectados pelos esquemas de impedância propostos de Offset positivo e Mason.

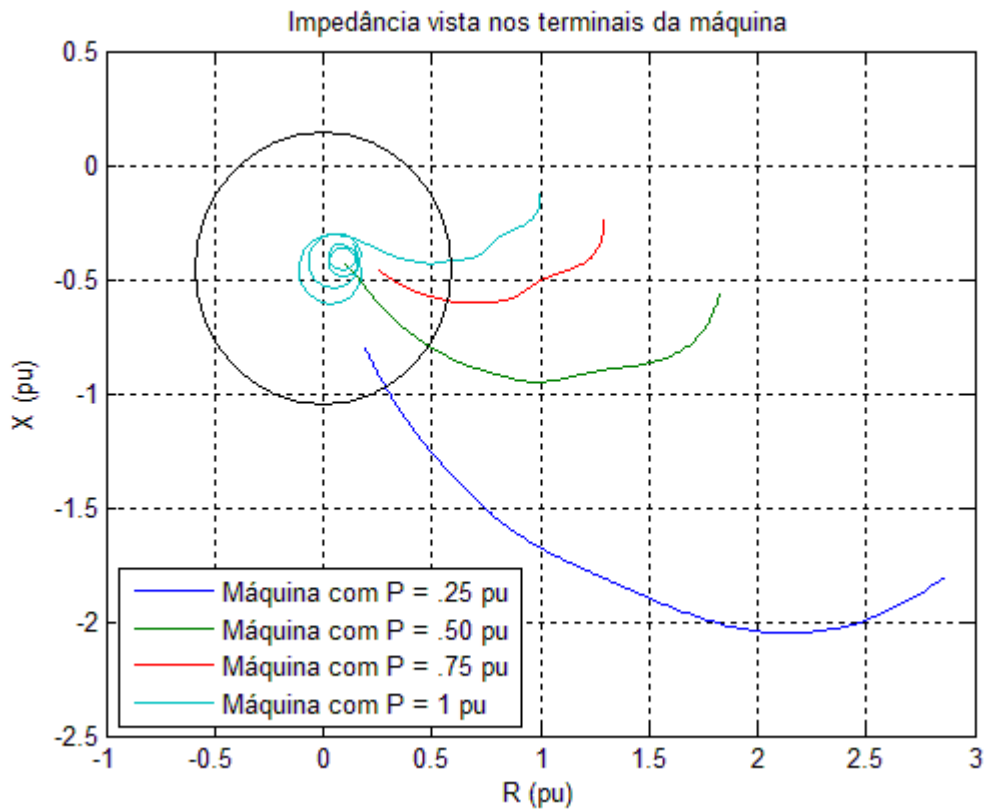


Figura 5.25. Operação do Esquema de Offset Positivo em ocorrência de perda de excitação

Nas figuras 5.26 e 5.27 são mostradas as trajetórias dos esquemas de Paithnakar e Tambay e como estas são atingidas pela impedância após a ocorrência da perda de excitação. Conforme mostrado, este esquema detectou a ocorrência da perda de excitação.

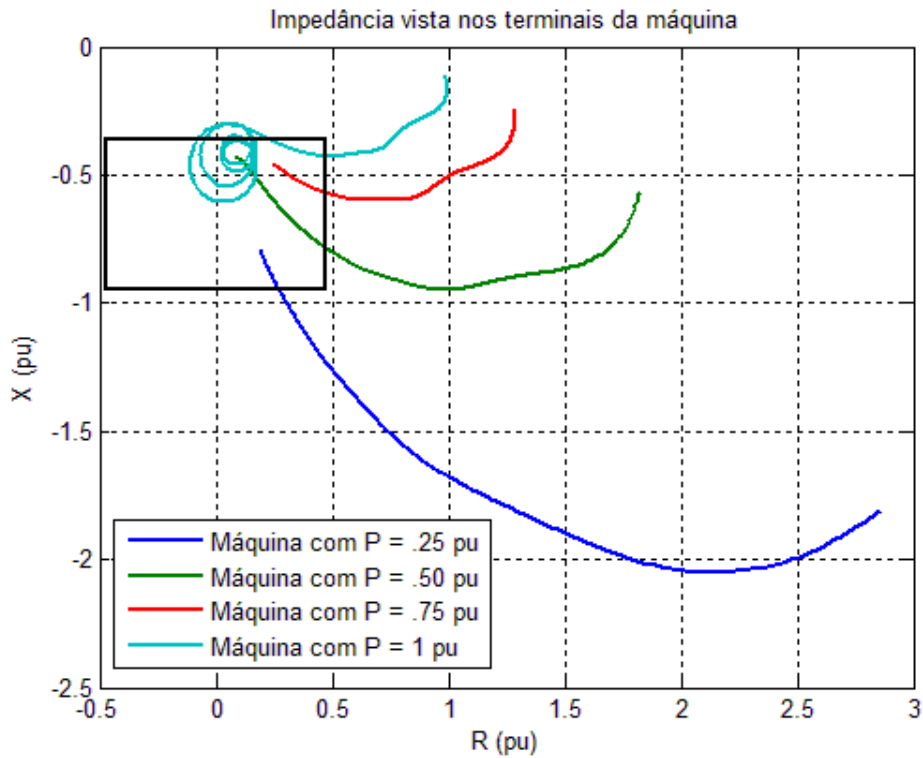


Figura 5.26. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay em ocorrência de perda de excitação. Plano $R - X$.

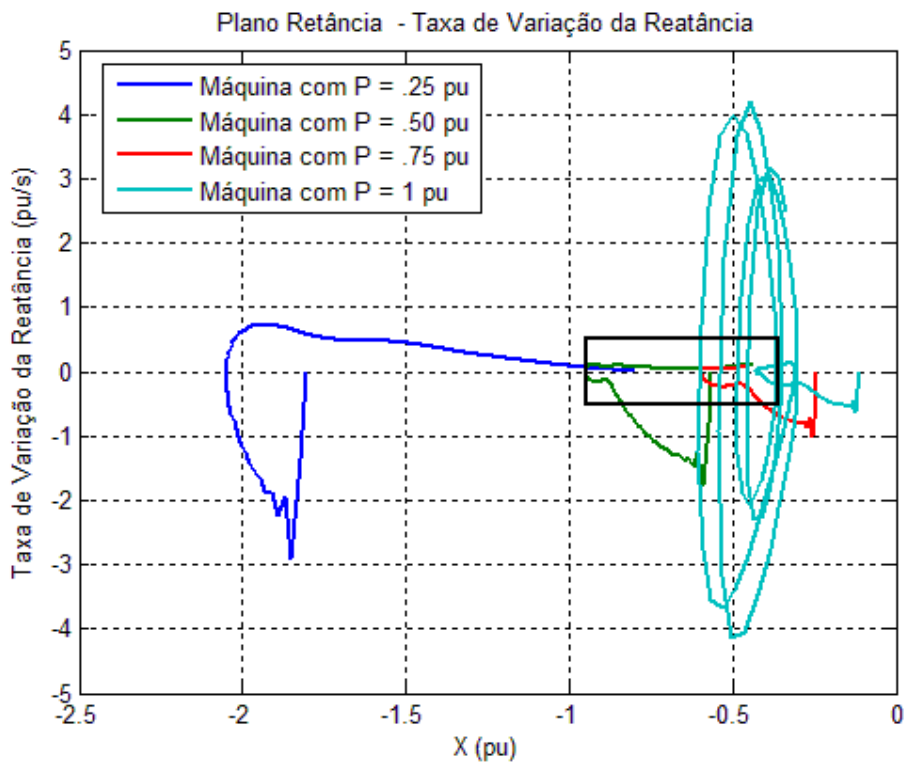


Figura 5.27. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay em ocorrência de perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$.

Na tabela 5.7 é mostrado os tempos de atuação dos esquemas de proteção contra perda de excitação analisados para a situação acima exposta

Esquema	Tempo de Operação para cada caso			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	4.19 s	3.13 s	2.30 s	1.71 s
Mason	3.64 s	3.34 s	2.83 s	2.48 s
Paithankar e Tambay	4.45 s	3.10 s	2.78 s	2.13 s

Tabela 5.7. Tempos de operação dos esquemas de proteção

Em comparação com o caso de uma máquina, as proteções demoraram mais em atuar. Com nível de carregamento da máquina de 25 % prévio à aplicação do defeito, o esquema de Mason foi novamente mais rápido devido ao seu maior alcance vertical no sentido negativo do eixo X. Para os restantes níveis de carregamento, os alcances horizontais dos esquemas tiveram maior influência nos tempos de operação dos mesmos. No caso de carregamento de 50% da nominal, a impedância invadiu a característica de operação na região onde o esquema de Paithankar tem maior alcance horizontal, fazendo com que este operasse antes que os outros dois esquemas. Nesta condição, como descrito na tabela 5.7, o esquema de Mason foi de novo o mais lento. Para os casos de simulação com carregamento de 75% e 100% do valor nominal, o esquema de offset positivo foi mais rápido que os outros dois e o esquema de Mason o mais lento. Nestes últimos dois casos, no esquema proposto por Paithankar e Tambay a invasão da característica de operação no plano $R - X$ aconteceu antes que a invasão da característica de operação do plano $X - \dot{X}$, de forma que a adição desta zona não atrasou a operação do esquema.

A níveis elevados de carga, a variação da impedância é mais influenciada pela variação da resistência do que pela variação da reatância. Isto e a maior proximidade ao origem do plano $R - X$ fazem, novamente, que o alcance no eixo R seja de grande influencia sobre o tempo de operação. Em relação a isso, o esquema de offset positivo foi mais rápido em detectar a perda de excitação em condição de altos carregamentos.

Nas tabelas 5.8 e 5.9 são mostradas a tensão e corrente da máquina no momento em que a proteção emitiu a ordem de abertura de disjuntor. Em relação ao caso de uma máquina ligada, embora as proteções demorassem mais em operar, as tensões de operação foram maiores que naquele outro caso. Houve também a tendência de exposição do gerador submetido à perda por curto no campo a correntes de armadura maiores.

Esquema	Tensão no momento do desligamento (pu)			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	.9438	.9383	.9280	.9107
Mason	.9420	.9392	.9363	.9333
Paithankar e Tambay	.9413	.9394	.9287	.9215

Tabela 5.8. Tensão terminal do gerador submetido à perda de excitação no instante de atuação dos esquemas de proteção

Esquema	Corrente no momento da ordem de desligamento (pu)			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	.9347	1.0257	1.1632	1.3411
Mason	.8911	1.0391	1.264	1.5467
Paithankar e Tambay	.9526	1.0221	1.2518	1.4408

Tabela 5.9. Corrente do gerador submetido à perda de excitação no instante de atuação dos esquemas de proteção

5.3.2. ABERTURA NO CIRCUITO COM INSERÇÃO DE RESISTOR NO CIRCUITO DO CAMPO.

As figuras 5.28 e 5.29 mostram a tensão terminal e a correntes do gerador submetido à perda de excitação provocada pela abertura no campo com o segundo gerador síncrono em operação. Nestes casos de simulação a máquina perdeu

sincronismo mais rápido que no caso de perda de excitação causado por curto-circuito no campo. Relativamente ao gerador que sofreu a falta, sua tensão terminal reduziu também mais rapidamente enquanto sua corrente de estator aumentou seu valor também mais rápido. A máquina perdeu também o sincronismo mais rapidamente para os casos de maior despacho prévio ao defeito. Como observado, antes de um segundo, o gerador perdeu o sincronismo em todos as condições de carga simuladas.

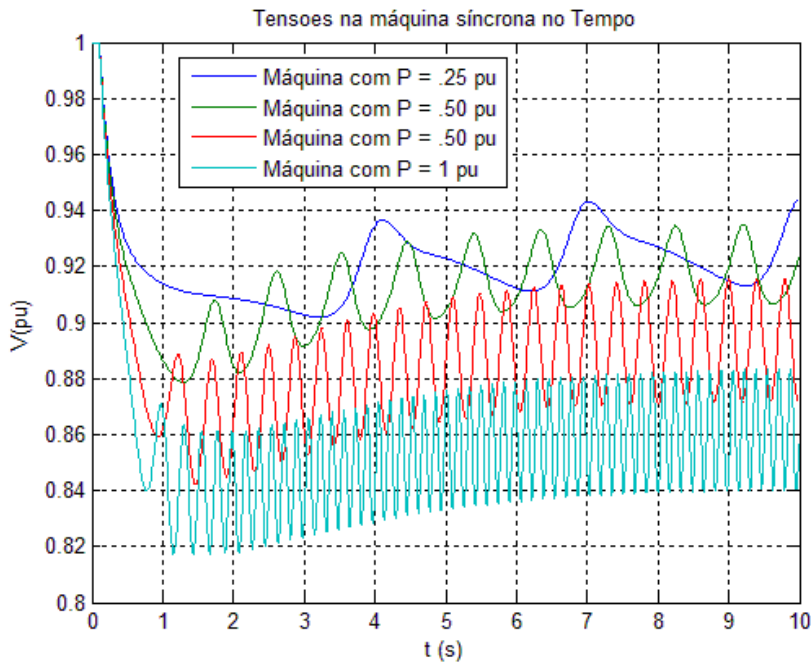


Figura 5.28. Tensões nos Terminais da máquina.

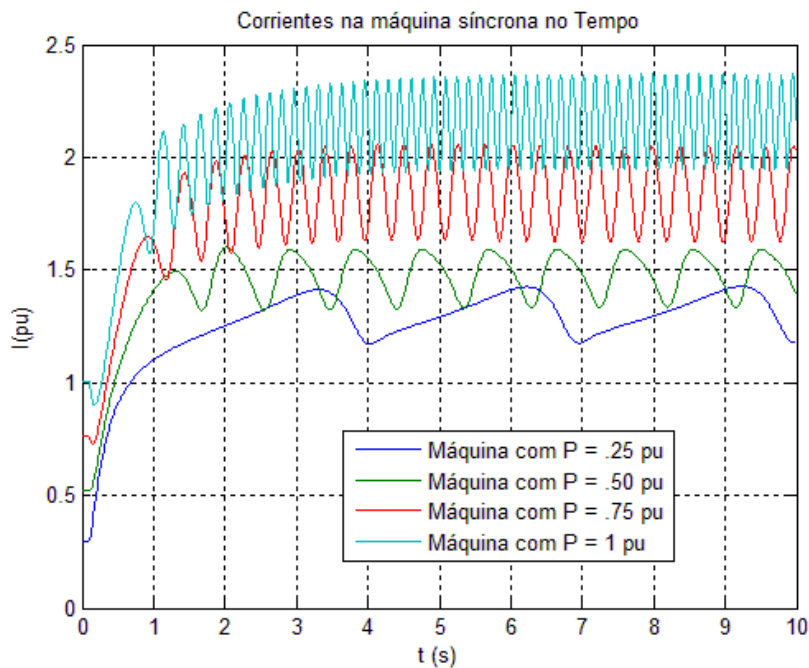


Figura 5.29. Correntes no estator da máquina.

Nas figura 5.30 e 5.31 são mostradas as trajetórias da impedância após a ocorrência da perda de excitação e as características de operação dos esquemas de proteção de impedância.

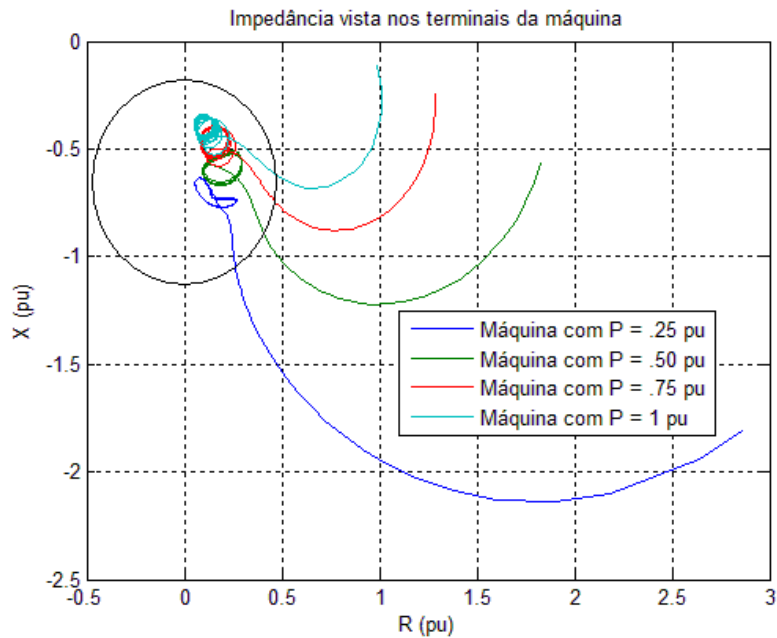


Figura 5.30. Operação do Esquema de Mason em ocorrência de perda de excitação

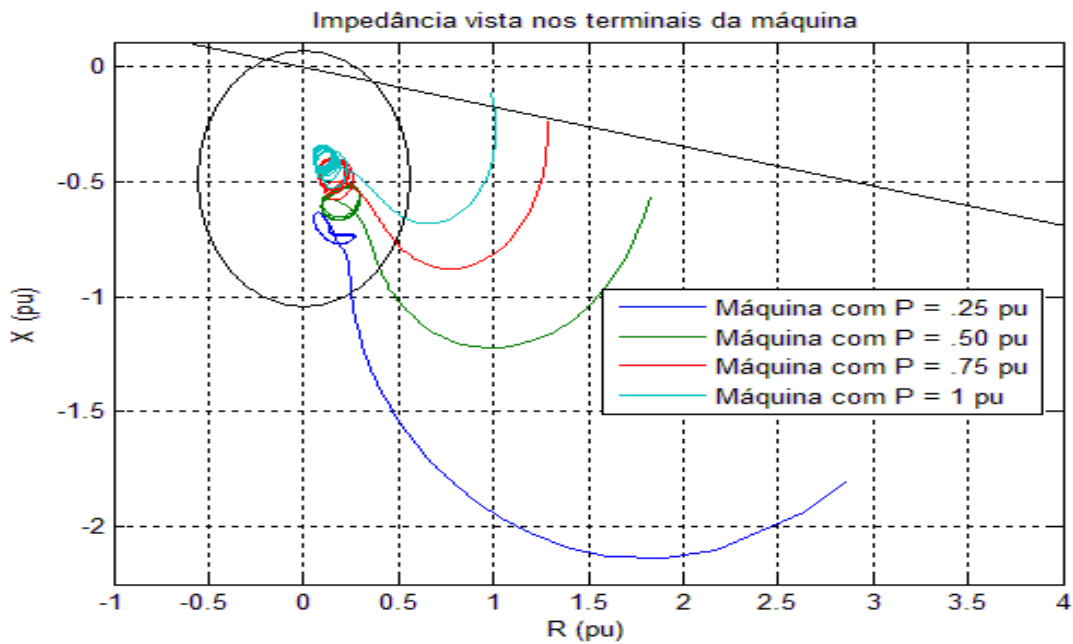


Figura 5.31. Operação do Esquema de Offset Positivo em ocorrência de perda de excitação

Nas figura 5.32 e 5.33 são mostradas as trajetórias da impedância após a ocorrência da perda de excitação e as características de operação do esquema de Paithankar e Tambay.

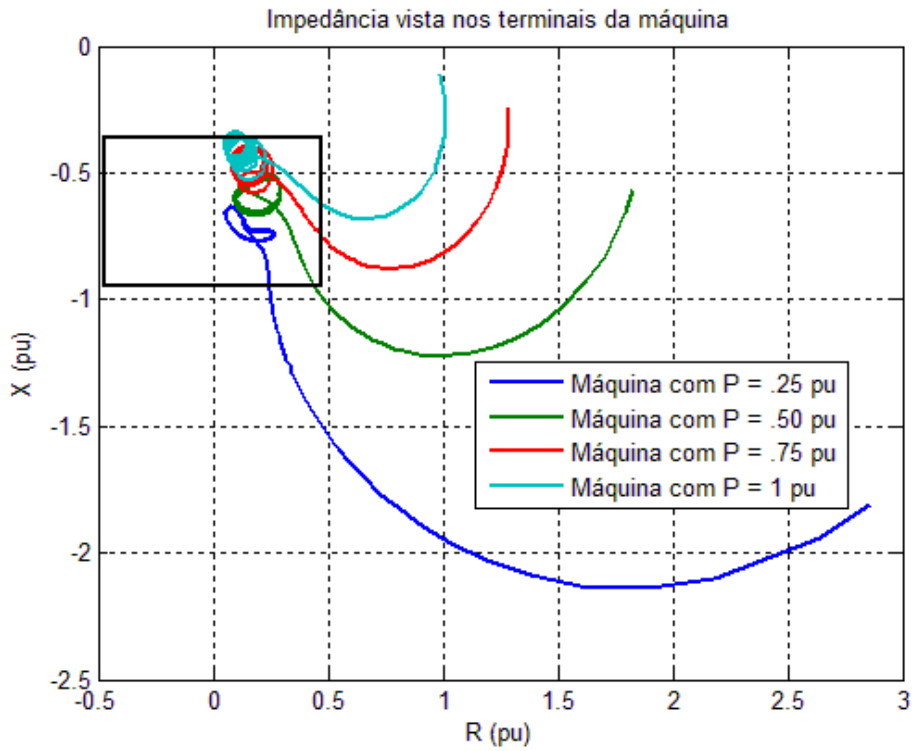


Figura 5.32. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay em ocorrência de perda de excitação. Plano $R - X$.

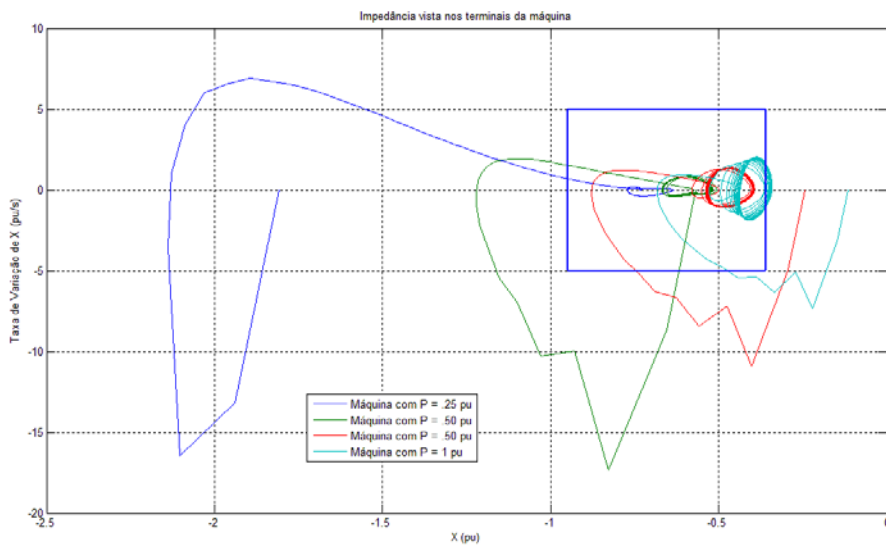


Figura 5.33. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay em ocorrência de perda de excitação. Plano $X - \dot{X}$.

Esquema	Tempo de Operação para cada caso			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	0.51 s	0.43 s	0.37 s	0.33 s
Mason	0.45 s	0.41 s	0.38 s	0.36 s
Paithankar e Tambay	0.56 s	0.37 s	0.38 s	0.36 s

Tabela 5.10. Tempos de operação dos esquemas de proteção

Esquema	Tensão no momento do desligamento (pu)			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	.9271	.9262	.9254	.9242
Mason	.9310	.9284	.9237	.9174
Paithankar e Tambay	.9245	.9333	.9237	.9174

Tabela 5.11. Tempos de operação dos esquemas de proteção

Esquema	Corrente no momento da ordem de desligamento (pu)			
	P = .25 pu	P = .50 pu	P = .75 pu	P = 1 pu
Offset Positivo	.9347	1.0257	1.1632	1.3411
Mason	.8911	1.0391	1.264	1.5467
Paithankar e Tambay	.9526	1.0221	1.2518	1.4408

Tabela 5.12. Tempos de operação dos esquemas de proteção

5.3.3. CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SEGUIDO DE DESLIGAMENTO DA LINHA.

Da mesma forma que nos casos de simulação com um único gerador, e como mostrado nas Figuras 5.34 e 5.33, os esquemas de proteção a distância não sofreram

invasão das características de operação com a presença de oscilações eletromecânicas estáveis. Depois da abertura da linha para a correção do defeito, a impedância medida pelos relés foi se afastando das características de operação definidas no plano $R - X$, como consequência da oscilação angular. Nos casos de simulação em que o carregamento do gerador era de 50 e 100% de seu valor nominal, as oscilações angulares fizeram com que a excursão da impedância passasse para o primeiro quadrante do plano $R - X$, ou seja, para o lado de reatância positiva.

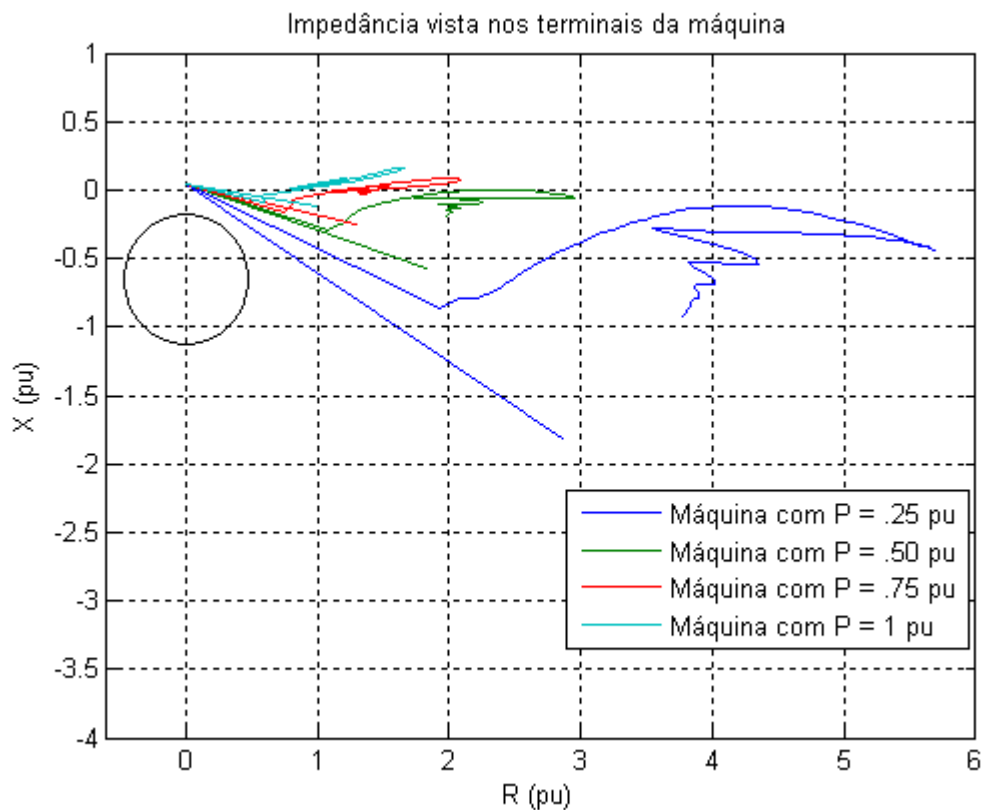


Figura 5.34. Operação do Esquema de Mason em ocorrência de defeito trifásico

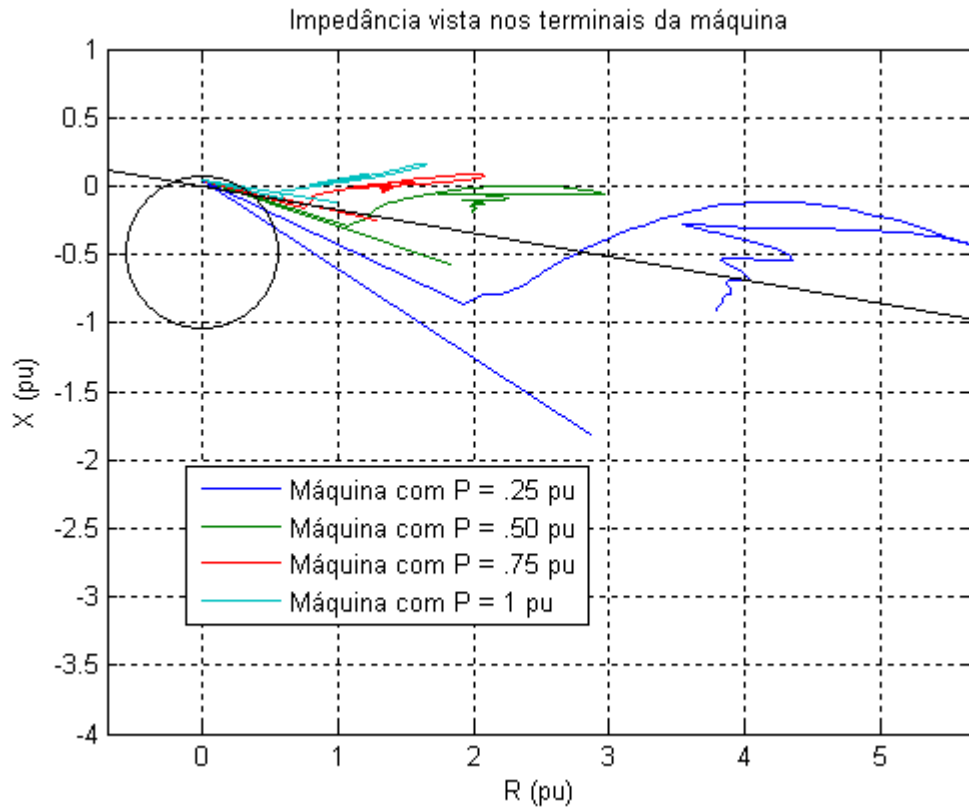


Figura 5.35. Operação do esquema de offset positivo em ocorrência de defeito trifásico

Em relação ao caso de invasão de característica de operação do esquema de offset positivo, tal e como explicado para os casos de simulação de uma máquina, estes estão na figura mas, nos resultados das simulações digitais, em nenhum momento consta que os valores de impedância estiveram dentro da característica de operação.

Na figura 5.36 se apresenta o percurso na impedância em comparação com a característica de operação de esquema de Paithankar e Tambay no plano R-X.

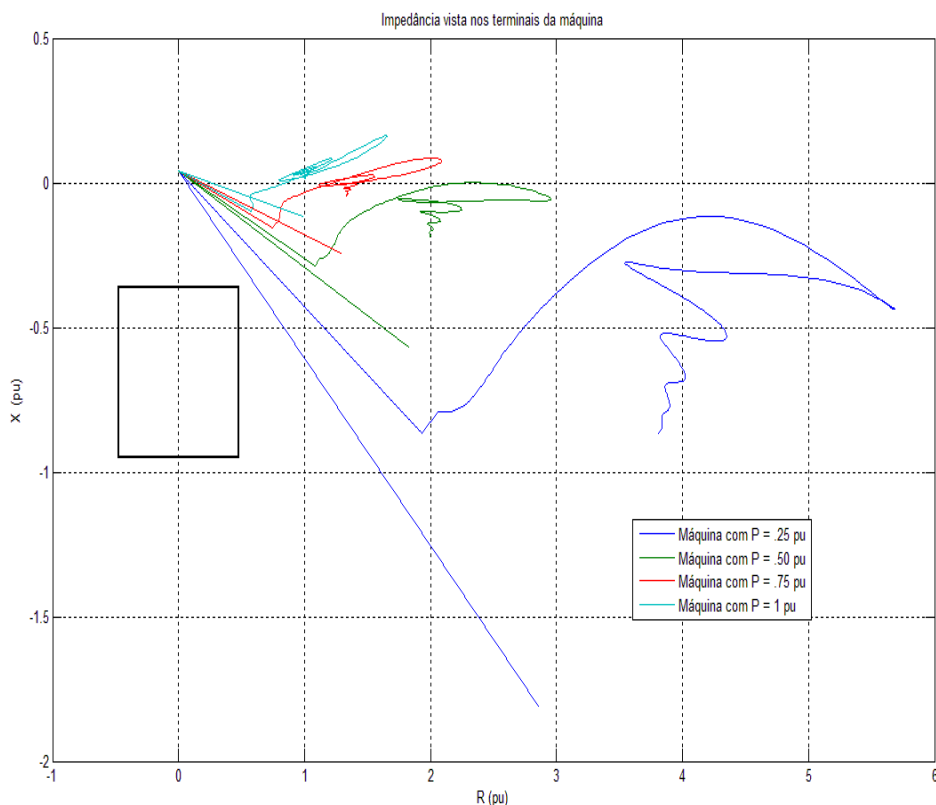


Figura 5.36. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay no plano $R - X$ em ocorrência de defeito trifásico

Por outro lado, o esquema de proteção proposto por Paithankar e Tambay em [12] também não operou na presença de oscilações eletromecânicas. Isto devido a que a impedância não entrou na característica de operação quadrada definida no plano $R - X$ para este esquema, mas para o caso de carregamento pré-falta de 25 % da nominal, houve invasão da característica de operação no plano $X - dX/dt$. Esta invasão ocorreu do lado direito da característica de operação, região na qual os autores em [12] não propõem nenhum ajuste. Sendo assim, no presente trabalho, o autor ajustou o valor de $b = 0$ para que a característica de operação ficasse retangular e não provocasse atraso na operação do esquema em casos de perdas de excitação, como aconteceu com os casos de simulação de uma máquina só. Nos casos de carregamento a 50%, 75% e 100% da capacidade nominal, não houve invasão da característica de operação devido a oscilações eletromecânicas.

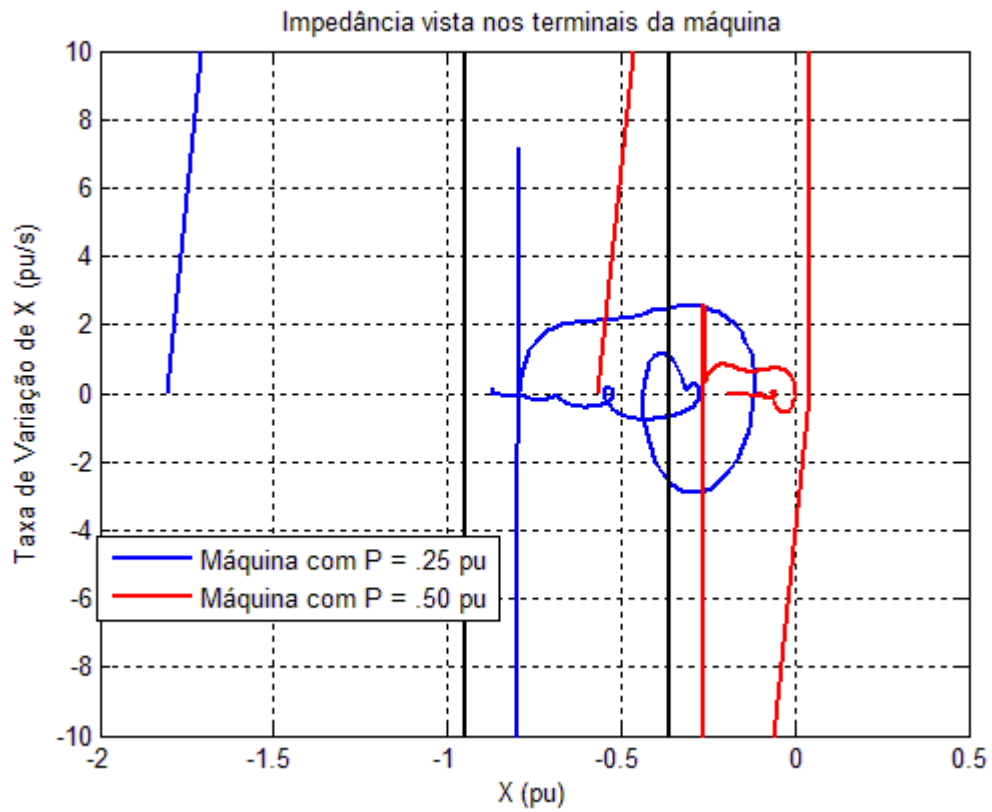


Figura 5.37. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay no plano $X - \dot{X}$ em ocorrência de defeito trifásico

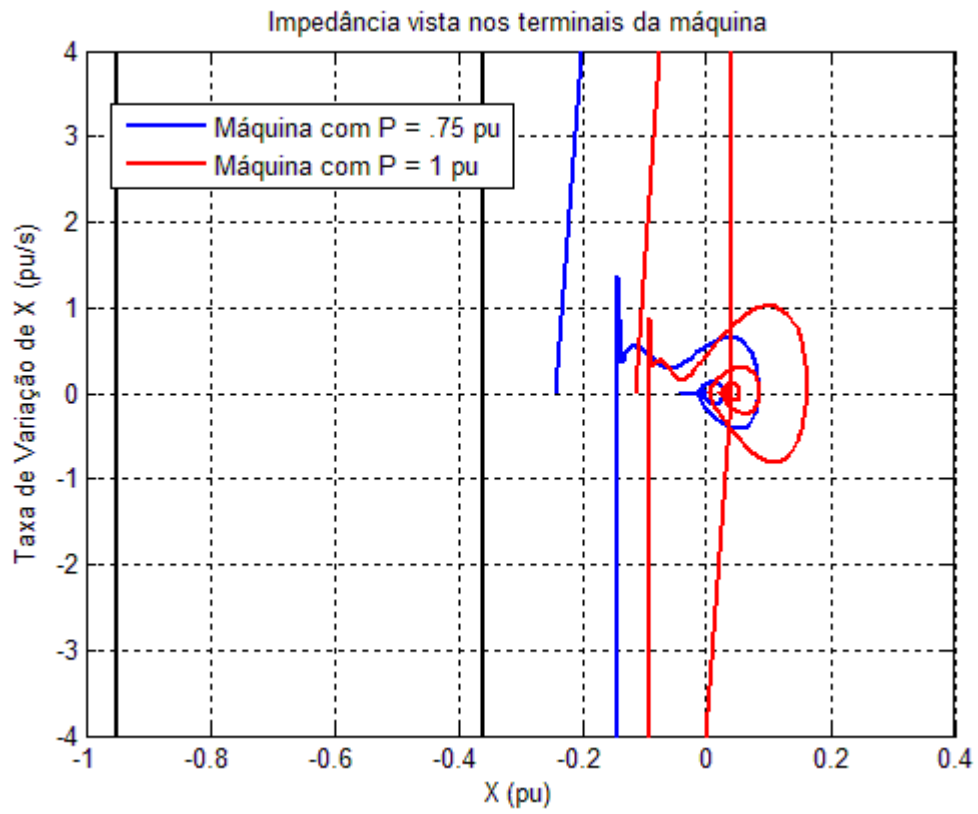


Figura 5.38. Operação do Esquema de Paithankar e Tambay no plano $X - \dot{X}$ para ocorrência de defeito trifásico

6- CONCLUSÕES

As simulações realizadas no presente trabalho mostram que a perda de excitação apresenta, de uma forma geral, menores níveis de sobrecorrente e redução de tensão do que no seguimento aos curtos circuitos trifásicos próximos à geração. Apesar de sua ocorrência ao longo de alguns segundos resultar, nos casos mais severos, em evidente perda de sincronismo em razão da anulação ou redução prolongada da tensão aplicada ao enrolamento de campo por curto circuito ou desconexão súbita de seu circuito de alimentação, o defeito pode ser removido em tempos maiores, dada ainda a relativa capacidade dos enrolamentos amortecedores de suportarem a operação assíncrona por alguns segundos. Os resultados das simulações digitais confirmam que a perda de excitação tem impacto menor, relativamente aos níveis de sobrecorrente e sub-tensão nos geradores envolvidos se o sistema elétrico ao qual estão interligados apresenta maior nível de curto-circuito (sistema forte). O efeito da presença de outros geradores na usina ocorre na mesma direção, como confirmado pelos casos simulados, já que essencialmente aumentam também o nível efetivo de curto circuito no barramento do gerador que está sendo submetido a perda de excitação. Estas conclusões também são confirmadas através dos resultados disponíveis na literatura.

No presente trabalho foi identificada a necessidade de elaboração de estudos dinâmicos antes da implementação dos esquemas de proteção contra a perda de excitação, para verificação da possibilidade de atuação dos esquemas de proteção contra perda de excitação, quando da ocorrência de curtos circuitos ao longo do sistema de transmissão, dado que sistemas de transmissão fortes são mais imunes a ocorrências de perda de sincronismo e, portanto, à possibilidade de excursão da impedância vista pela proteção de perda de excitação dentro de sua região de operação. Por outro lado, se a perda de sincronismo se manifestar para defeitos extremamente severos ou se as oscilações se manifestarem com amplitudes relativamente maiores, aí haverá uma pequena possibilidade de atuação indevida do sistema de proteção contra perda de excitação. Estes casos não foram detectados no conjunto de resultados apresentados no presente estudo. Portanto, a conclusão é que os projetos de proteção analisados neste trabalho de pesquisa apresentam a característica de seletividade necessária para a não atuação em caso de perda de sincronismo.

Entretanto, se verificado algum caso de oscilação angular estável associada a sistemas fortes, haverá possibilidade de operação indevida do esquema de proteção contra perda de excitação. Neste aspecto, os sistemas de proteção contra perda de excitação projetados com offset mais negativo serão mais seletivos e, portanto, mais imunes a operação indevida por oscilação eletromecânica.

Para os diferentes casos estudados, obteve-se resultados diferentes e observou-se que a seletividade e rapidez das proteções contra a perda de excitação é fortemente influenciada pelas características do sistema de potência e do sistema de geração. Em relação à eficiência para detectar a ocorrências de perda de excitação, todos os esquemas analisados detectaram 100% das vezes os casos ocorridos para curto no circuito de alimentação do enrolamento de campo ou por interrupção acidental da alimentação a este enrolamento. Além disto, a detecção foi realizada, também em todos os 100% dos casos, antes da manifestação evidente da perda de operação sincronizada e a entrada definitiva na região de operação assíncrona.

A partir da experiência adquirida durante a pesquisa realizada, pode-se afirmar que a coleta de informação sobre as impedâncias associadas ao sistema de transmissão como vistas do terminal do gerador, junto com a definição dos parâmetros envolvidos em um esquema de proteção específico contra perda de excitação trazem subsídios importantes para permitir correta identificação das ocorrências de perda de excitação. Os tempos para ação de desligamento do disjuntor comandado pelo sistema de proteção contra perda de excitação deve ser coordenado com a capacidade do gerador suportar as solicitações térmicas associadas à operação assíncrona dos geradores envolvidos.

No primeiro e no segundo caso de estudo, a diferença do percurso da impedância no plano R – X foi suficiente para diferenciar entre a perda de excitação e oscilações estáveis causadas por curto trifásicos por 100 ms e desligamento subsequente. E, além disto, verificou-se não ser necessária nem a adição de uma segunda característica de operação nem a adoção de retardo da operação dos esquemas para garantir a seletividade. Foi comprovado que, quanto mais unidades geradoras, menor é a possibilidade de operação indevida da proteção contra perda de excitação, porque, quando há mais geradores na usina, a tendência do lugar geométrico de excursão da impedância no plano R –X é de se afastar relativamente mais da característica de

operação do que no caso de operação com um número menor de máquinas. Foi também constatado que o esquema de Paithnakar só deve ser usado quando há risco de operação indevida (parece que muito pequeno nos casos práticos) porque, ao contrário, nas situações normais de perda de excitação, ele tende a atrasar a ação de proteção quando os geradores encontram-se com baixos níveis de carregamento antes da ocorrência da perda de excitação.

Devido a possibilidade de diferenças significativas nos resultados de outros estudos, para diferentes configurações e condições de operação do sistema elétrico e da própria usina geradora em relação aos apresentados nesta pesquisa, o autor recomenda a inclusão de estudo específicos de desempenho da proteção contra a perda de excitação em projetos de engenharia básica prévios à entrada de operação de novas usinas geradoras..

Como recomendação para futuros trabalhos relacionados à proteção de perda de excitação, no entendimento do autor, seria interessante investigar o comportamento de outras grandezas associadas ao desempenho do sistema de proteção com o intuito de identificar ainda mais claramente as ocorrências de perda de excitação sem que as mesmas sejam confundidas com outras perturbações que não requeiram a efetiva ação do sistema de proteção contra perda de excitação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Ardt, Charles e Rogers McClennon (1975)., “A Study of Loss – of - excitation Relaying and Stability of a 595-MVA Generator on the Detroit Edison System.” IEEE Transanction on Power Apparatus and System PAS-94, no 5

[2] Ardt, Charles e Rogers McClennon (1975)., “A Study of Loss – of - excitation Relaying and Stability of a 595-MVA Generator on the Detroit Edison System.” IEEE Transanction on Power Apparatus and System PAS-94, no 5

[3] J. Berdy, “Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators,” IEEE Trans. on Power App. And Syst., vol. 94, no.5, pp.1457-1463 and 1481-1483, Sept/Oct 1975.

[4] H. G. Darron, J. L. Koepfinger et al, “The influence of Generator Loss of Excitation on Bulk Power System Reliability”, IEEE Trans. on Power App. and Syst., vol. 94, no.5, pp.1473-1483, Sept/Oct 1975.

[5] Lee D.C, P Kundur e R.D Brown “A High Speed Descriminating Generation loss of Excitation Protection”. IEEE Trans. on Power App. And Syst., vol. PAS-98, no.6, , Sept/Oct 1979

[6] M. M. Elkateb, M. F. Dias, “Performance Analysis and Design of Loss of Excitation relays – Part I” in Proc. AFRICON’92, 3rd Conf. Sept. 1992, pp 426-429.

[7] Conrad R. St. Pierre, “Loss-of-Excitation Protection for Synchronous Generatorson Isolated Systems” IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS. VOL. IA-21I NO. 1 pp.81-87 JANUARY/FEBRUARY 1985

[8] R. D. Rana, R. P. Schulz et al, “Generator Loss of Field Study for AEP’s

Rockport Plant”, *Comp. Applications in Power*, IEEE, vol. 3, issue 2, April 1990, pp 44-49.

[9] Moore P.J e A Stangenberg, “An Investigation into Impedance Characteristic of Synchronous Generator under Loss of Excitation Condition”, IEEE, vol. 3, issue 2, 1988, pp 619-624

[10] Liu Tǎo, Zhou Qian, Wang Xiangheng, Su Pengsheng, Wang Weijian “Dynamic Performance for Turbo Generator under Low Excitation and Loss of Field ” . *Electrical Machines and Systems*, 2001. ICEMS 2001. Proceedings of the Fifth International Conference on, Volume: 1, pp 436-439 vol.1 Meeting Date: 08/18/2001 - 08/20/2001 pp 16-38.

[11] O. Rodriguez, A. Medina, “Stability Analysis of Synchronous Machine under Unbalance and Loss of Excitation Conditions”, IEEE PES General Meeting, July 2003, vol. 3, pp 1508-1511..

[12] Shreesh R. Tambay e Yeshwant G. Paithankar,” A New Adaptive Loss of Excitation Relay Augmented by Rate of Change of Reactance”, *Power Engineering Society General Meeting*, 2005. IEEE, Junho 2005, vol 2, PP 1831 - 1835

[13]Morais A.P, W.A.S Fonseca, C.A.M Aviz e G. Cardozo Jr,” Avaliação da Eficiência da Proteção Adataiva contra Perda de Excitação em Geradores Sincronos comparada às técnicas de Mason e Berdy ”. *Encontro Regional Ibero-americano do CIGRE Foz de Iguaçú- Pr, Brasil – 20 a 24 de maio de 2007*

[14] Ramón Sandoval, Armando Guzman e Hector J. Altuve. “Dynamic Simulations Help Improve Generator Protection” . *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, 2007. PSC 2007, pp 16-38.

[15] REIMERT, D., *Protective Relaying for Power Generation Systems*, CRC Press, 2006.

[16] KUNDUR, P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.

[17] PAITHANKAR, Y. G., Transmission Network Protection: Theory and Practice, Marcel Dekker, 1997.

[18] ELMORE, W. A., Protective Relaying Theory and Applications, 2 ed, Marcel Dekker, 2004.

[19] DE MELLO, F. P., Dinâmica das Máquinas Elétricas I, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, 1979.

[20] DE MELLO, F. P., Dinâmica das Máquinas Elétricas II, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, 1979.

ANEXO A

-Dados das Máquinas Síncronas

$$S_n = 400 \text{ MVA}$$

$$V_n = 13.8 \text{ kV}$$

$$f = 60 \text{ Hz}$$

$$x_d = 0.95 \text{ pu}$$

$$x_d' = 0.36 \text{ pu}$$

$$x_d'' = 0.29 \text{ pu}$$

$$x_q = 0.66 \text{ pu}$$

$$x_q'' = 0.29 \text{ pu}$$

$$x_l = 0.18 \text{ pu}$$

$$T_{do1} = 5.1 \text{ s}$$

$$T_{do2} = 0.006 \text{ s}$$

$$T_{qo2} = 0.094 \text{ s}$$

$$R_s = 0.0030 \text{ pu}$$

$$H = 4.5000 \text{ s}$$

$$D = 0.4000$$

-Dados dos Sistemas de Excitação

$$T_r = .1 ;$$

$$K_a = 40 ;$$

$$T_a = .1 ;$$

$$K_f = .2 ;$$

$$T_f = 2 ;$$

$$K_e = -.1 ;$$

$$T_e = .1 ;$$

$$V_{max} = 1.6 ;$$

$$V_{min} = -1.6 ;$$

-Parametros da Linha de Transmissão em 500 kV (com 250km cada):

resistência: 0,01273 Ω /km

indutância: $0,933710 \text{ mH/km}$

capacitância: 12.74 nF/km

- Reatores de linha nos trechos AB e BC:

150 MVA (todos) @ 500 kV