



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

TRABALHO DE LICENCIATURA

**ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NA REDE ELÉCTRICA NACIONAL.
ESTUDO DE CASO: DIVISÃO DE TRANSPORTE CENTRO.**

Discente:

Belchior Conde

Supervisor:

Eng.º Zefanias Mabote

Maputo, Julho de 2025

Belchior Fernando Conde Belchior

TRABALHO DE LICENCIATURA

**ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA NA REDE ELÉCTRICA NACIONAL.
ESTUDO DE CASO: DIVISÃO DE TRANSPORTE CENTRO.**

Trabalho de Licenciatura apresentado como
requisito final para obtenção do grau de
licenciatura pelo programa de graduação em
Engenharia Eléctrica do Departamento de
Engenharia Electrotécnica da Universidade
Eduardo Mondlane.

Supervisor:

Eng.º Zefanias Mabote

Maputo, Julho de 2025

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu, Belchior Fernando Conde Belchior, declaro por minha honra que o presente trabalho de licenciatura é da minha autoria e fruto da minha pesquisa, e não foi submetido nesta e nem em outras instituições do ensino superior para obtenção de qualquer grau académico.

Todas as formulações e conceitos utilizados quer adoptados literalmente ou a partir das suas ocorrências originais encontram-se devidamente citados e identificados.

Maputo, de Julho de 2025.

(Belchior Fernando Conde Belchior)

DEDICATÓRIA

À minha querida e amada mãe: Inês Tete
Aos meus sobrinhos: Letícia Carlos; Leonel Carlos;
Paulo Faz-Tudo e Gabriel Faz-Tudo

Não sabendo que era impossível, foi lá e fez.

– Jean Cocteau. 1898 – 1963

AGRADECIMENTOS

À todos, e foram muitos, os que de algum modo contribuíram para que pudesse realizar este trabalho, o meu sincero reconhecimento e profunda gratidão, em especial aos meus colegas e docentes.

Ao Eng.º Zefanias Mabote quero expressar os meus agradecimentos pela orientação, pelo apoio científico, sugestões, incentivos e disponibilidade que sempre manifestou ao longo do desenvolvimento do trabalho aqui apresentado.

Quero também expressar os meus agradecimentos aos meus familiares e amigos, em especial – em uma tentativa de clara falha ousarei mencionar – por nomes: Anabela Tete; Gerson Faz-Tudo; Pedro Amelai; Eng.º José Eduardo Santos; Eng.º Jardiel Covane; Belizarda Paruque; Eng.º Sanches Pires; Eng.º Celso Massange;

Agradece-se ao chefe da Subestação da Munhava, dr. Gílio Brasso, pelas facilidades concedidas para a realização de todo o programa de estágio profissional, pelo apoio constante e o acesso à informação técnica. Agradece-se também, aos colaboradores da empresa Electricidade de Moçambique, em especial, da divisão de transporte centro, divisão de produção centro-norte e a direcção de planeamento de sistemas e engenharia.

Reconhecimento especial é devido ao Eng.º Nelson Vilanculo, Eng.º Miguel Wing, Eng.º Sebastião Ngungulo.

RESUMO

Este relatório tem como objectivo analisar a estabilidade transitória da rede de transporte centro. Pelo facto desta análise ser por métodos analíticos, o primeiro passo foi a construção de equações que descrevem matematicamente o problema. Pela natureza das equações, torna-se praticamente impossível a sua resolução sem o auxílio de um programa de computador, para tal, o pacote *PSS/E* foi utilizado para resolver as equações e plotar as curvas resultantes. Foi usada uma pesquisa aplicada, exploratória, e experimental usando um estudo de caso. A experiência envolveu uma falta aplicada em Songo, Mavuzi e Chicamba para duas condições de carga, a eliminação da falta por meio do sequenciamento automático de operações de manobras de relés de distância, e obtenção de curvas de oscilação do ângulo do rotor das máquinas síncronas para um período de 3 segundos. As curvas mostraram que a rede é estável para faltas em Songo nas duas condições de carga, e instável para faltas em Mavuzi e Chicamba para as duas condições de carga. Desta análise concluiu-se que a rede de transporte centro é transitoriamente instável.

Palavras-chaves: Estabilidade transitória; Rede de transporte centro; curvas de oscilação; *PSS/E*.

ABSTRACT

This report aims to analyze the transient stability of the central region transmission network. Since this analysis is based on analytical methods, the first step was to construct equations that mathematically describe the problem. Due to the nature of the equations, it is practically impossible to solve them without the help of a computer program. For this purpose, the *PSS/E* package was used to solve the equations and plot the resulting curves. An applied, exploratory and experimental research was used using a case study. The experiment involved a fault applied in Songo, Mavuzi and Chicamba for two load conditions, the elimination of the fault by means of automatic sequencing of distance relay operations, and the plotting of swing curves for the synchronous machines for a period of 3 seconds. The curves showed that the network is stable for faults in Songo in both load conditions, and unstable for faults in Mavuzi and Chicamba for both load conditions. From this analysis it was concluded that the central transmission network is transiently unstable.

Keywords: transient stability; central region transmission network; swing curves; *PSS/E*.

ÍNDICE

DEDICATÓRIA	i
AGRADECIMENTOS	ii
RESUMO	iii
ABSTRACT	iv
LISTA DE SIGLAS.....	vii
LISTA DE SÍMBOLOS	viii
CAPITULO I – INTRODUÇÃO.....	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E DELIMITAÇÃO DO TEMA	1
1.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	1
1.3 JUSTIFICATIVA	2
1.4.1 Objectivo geral.....	3
1.4.2 Objectivos específicos	3
1.5 METODOLOGIA.....	3
CAPITULO II – REVISÃO DA LITERATURA.....	5
2.1 Estabilidade do sistema de energia eléctrica.....	5
2.1.1 Classificação da estabilidade do sistema de energia eléctrica	7
2.1.1.1 Classificação de transitórios no sistema de energia eléctrica.....	7
2.1.2 Factores que influenciam a estabilidade do sistema de energia eléctrica	10
2.1.3 Métodos de melhoramento da estabilidade do sistema de energia eléctrica... ..	10
2.1.4 Critério para projecto e operação do sistema de energia eléctrica.....	11
2.2 Modelização do sistema de energia eléctrica	12
2.2.1 Fenómenos de interesse	12
2.2.2 Considerações normalmente feitas nos estudos de estabilidade	13

2.2.3 Solução de redes de energia eléctrica	14
2.2.4 Modelo global de um sistema de energia eléctrica.....	25
CAPITULO III – ESTUDO DE CASO:.....	27
3.1 Descrição dos sistemas.....	27
3.2 Condições de carga.....	28
3.3 Local de falta	29
3.4 Sequência de operação.....	31
3.5 Curvas de oscilação	32
CAPITULO IV – CONCLUSÃO.....	44
4.1 Conclusão.....	44
4.2 Recomendações.....	44
4.3 Referências bibliográficas.....	45

LISTA DE SIGLAS

DISTA. – Distante

EDM – Electricidade de Moçambique

EFD – Tensão do enrolamento de campo

ELIMINA. – Eliminação

EXTR. – Extremo

HVDC – Sistema de Transmissão de Alta Tensão em Corrente Contínua

HCB – Hidroelétrica de Cahora Bassa

PROX. – Próximo

PSS/E – Power System Simulator for Engineers

SAPP – Southern Africa Power Pool

SE – Subestação

SEE – Sistema de Energia Elétrica

SIMUL. – Simulação

TMECH – Torque mecânico

ZESA – *Zimbabwe Electricity Supply Authority*

LISTA DE SÍMBOLOS

φ_{fd} – Fluxo magnético criado pelo circuito de campo.

$\varphi_{kd}, \varphi_{kq}$ – Fluxo magnético criado pelo circuito de amortização do rotor nos eixos directo e em quadratura.

φ_d, φ_q – Fluxo magnético criado pelo circuito da armadura nos eixos directo e em quadratura.

v_{fd}, i_{fd} – Tensão aplicada e a corrente do circuito de campo.

e_d, e_q, i_d, i_q – Tensão induzida e a corrente do circuito da armadura.

$x_{afd}, x_{akd}, x_{akq}, x_{fkd}$ – Reactância mútua entre os circuitos rotor-estator e rotor-rotor nos eixos directo e em quadratura.

$x_{ffd}, x_{kkd}, x_{kkq}$ – Reactância própria dos circuitos do rotor nos eixos directo e em quadratura.

x_d, x_q – Reactância síncrona do circuito do estator nos eixos directo e em quadratura.

r_{fd}, r_{kkd}, r_{kkq} – Resistência dos circuitos do rotor nos eixos directo e em quadratura.

R – Resistência do circuito da armadura.

ω_0, f_0 – Frequência nominal em radianos por segundo e ciclos por segundo, respectivamente.

α – Ângulo do rotor em radianos.

T_{in}, T_g, T_l – Torque mecânico, electromagnético, e de perdas, respectivamente.

p – Operador diferencial.

H – Constante de inércia do rotor em segundos.

CAPITULO I – INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E DELIMITAÇÃO DO TEMA

A necessidade de interligação de máquinas síncronas, de modo a se aproveitarem as vantagens económicas e de segurança no fornecimento de energia eléctrica que vem da partilha mútua dos recursos disponíveis, levantou o problema de estabilidade, que limita a transferência de potência de uma rede à outra.

Este trabalho vai descrever, de um modo geral, um sistema de energia eléctrica, o problema de estabilidade, os métodos de solução e a sua implementação através de um estudo de caso – Divisão de transporte centro, para um horizonte temporal de curto prazo, de acordo com o âmbito do projecto, no período de Outubro de 2023 até Outubro de 2025, onde serão investigados, através de simulações computacionais, a resposta transitória do sistema à diferentes perturbações.

1.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A Rede de Transporte de energia eléctrica em Moçambique é constituída por quatro Divisões de Transporte, nomeadamente a Divisão de Transporte Sul, Divisão de Transporte Centro, Divisão de Transporte Centro-Norte e Divisão de Transporte Norte, sendo a rede da Divisão de Transporte Centro o objecto de estudo deste trabalho.

O Sistema de Transporte Centro abrange as províncias de Sofala, Manica e Tete, e interliga-se com o Zimbabwe, por meio de duas linhas aéreas de 220 kV e 110 kV entre Songo e Bindura, e, Machipanda e Mutare, respectivamente. A rede possui uma espinha dorsal em anel com linhas de 110 kV, e uma parte radial com linhas de 220 kV. Actualmente o Sistema de Transporte Centro é alimentado pelas centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba, juntamente com a linha aérea de 220 kV Matambo – Dondo com a qual faz-se o trânsito de potência da Hidroeléctrica de Cahora Bassa para suprir a défice de geração de energia eléctrica da região.

O plano do governo de acesso universal à energia eléctrica até 2030, e a crescente demanda pela energia eléctrica, vão obrigar o sistema de transmissão a operar no seu limite de estabilidade estático, porém, esse limite é superior ao limite de estabilidade transitório, o que pode piorar o problema de estabilidade transitória durante perturbações.

A rede de transporte centro possui infra-estruturas obsoletas e um sistema de protecção inadequado, para além do que se poderia chamar de uma topologia inerentemente instável do sistema de transmissão, vários geradores neste sistema apresentam características inadequadas para manter a estabilidade. Com isso, durante períodos de perturbações no sistema, as condições de carga pesada podem originar perdas de sincronismo e culminar em apagões na rede, e consequentemente agravar os indicadores de desempenho (29.88 e 45 : 25 horas, para frequência e duração média de interrupções, respectivamente, em 2023).

O presente trabalho procura responder a seguinte questão: a rede de transporte centro é transitoriamente estável? Caso sim, qual é a margem de estabilidade?

1.3 JUSTIFICATIVA

Com a crescente demanda de energia eléctrica na região, novas interligações, nomeadamente: com a Divisão de Transporte Sul pela linha Mavuzi – Chibabava – Vilankulo, e com a ESCOM Malawi pela linha Matambo – Phombeya, e novas centrais eléctricas de energias renováveis de Dondo e Lamego (ambas com 30 MWp), vão aumentar o fluxo de potência nas linhas e nível de carregamento dos geradores, todos esses factores podem contribuir para a instabilidade do sistema que na ocorrência de defeitos podem originar apagões que consequentemente vão deteriorar os indicadores de desempenho da rede de transporte centro. Essas perturbações, mesmo que momentâneas, têm efeitos consideráveis na disrupção dos processos industriais, nas actividades económicas normais, e na paralisação de actividades sociais.

Segundo o ponto um do artigo 56 do código da Rede Eléctrica Nacional, o sistema deverá ser transitoriamente estável para defeitos eliminados no primeiro nível de funcionamento dos sistemas de protecção, isto é, no seu tempo mais rápido. Actualmente, o sistema de transmissão centro não é transitoriamente estável para qualquer perturbação, devido as constatações feitas durante as últimas ocorrências de apagões ocorridas em Dezembro de 2023 que originaram de curto-circuitos na rede.

Portanto, é necessário avaliar as diversas condições em que o sistema pode experimentar durante o seu funcionamento tanto em regime normal e assim como o regime de

contingência. Razão pela qual propõe-se este trabalho como uma tentativa de identificar e caracterizar possíveis condições de instabilidade do sistema.

1.4 OBJECTIVOS

1.4.1 Objectivo geral

- Analisar a estabilidade transitória da rede de transporte centro.

1.4.2 Objectivos específicos

- Apresentar as equações que descrevem a oscilação do rotor das máquinas síncronas;
- Resolver as equações que descrevem a oscilação do rotor das máquinas síncronas;
- Construir a curva de oscilação do rotor das máquinas síncronas;
- Analisar o ângulo da curva de oscilação de rotor das máquinas síncronas;
- Determinar a estabilidade do sistema com base na análise do ângulo da curva de oscilação do rotor das máquinas síncronas.

1.5 METODOLOGIA

A orientação na solução de problemas de engenharia obedece invariavelmente os seguintes passos: definição do problema; formulação matemática; selecção de uma técnica de solução; construção de um algoritmo; e, se for usado um computador, programação.

O presente trabalho terá como procedimento metodológico:

- (a) Quanto à natureza: uma pesquisa aplicada, pois, a pesquisa aplicada é dedicada a geração de conhecimento para a solução de problemas específicos, para o presente estudo, o problema de estabilidade transitória aplicado a rede de transporte centro.
- (b) Quanto ao objectivo: uma pesquisa exploratória, pois, a pesquisa exploratória tem como objectivo principal desenvolver, esclarecer e modificar conceitos e ideias, tendo em vista a formulação de problemas mais precisos. Para este trabalho, por exemplo, determinar se a rede é transitoriamente estável.
- (c) Quanto à abordagem: uma pesquisa qualitativa. A abordagem qualitativa é um método que é baseado na interpretação dos fenómenos observados e no significado que

carregam. Neste trabalho, vai consistir na análise ou interpretação da curva de oscilação do ângulo do rotor das máquinas síncronas.

(d) Quanto aos procedimentos técnicos:

Pesquisa experimental. Pela pesquisa experimental, o pesquisador estabelece um objecto de estudo, selecciona as variáveis que podem influenciá-lo, define formas de controlo e de observação dos efeitos causados pelas variáveis seleccionadas sobre o objecto pesquisado. Neste trabalho, vai consistir em experimentos analíticos usando simulação computacional. O objecto de estudo usado é a rede de transporte centro. A variável escolhida é o ângulo de oscilação do rotor das máquinas síncronas.

(e) Quanto à técnica de colecta de dados:

I. Pesquisa documental. A pesquisa documental consiste na colecta de dados em fontes primárias, como documentos escritos, pertencentes a arquivos públicos, arquivos particulares de instituições, e fontes estatísticas. Neste trabalho, consistiu essencialmente de manuais de caracterização da Rede eléctrica Nacional e manuais de operação dos equipamentos usados para o estudo.

II. Pesquisa bibliográfica. A pesquisa bibliográfica é desenvolvida a partir material já elaborado, constituído, principalmente, de livros e artigos científicos.

III. Entrevista com os técnicos da empresa Electricidade de Moçambique para esclarecimento de informações.

IV. Observação feita durante o período de Setembro de 2023 à Fevereiro de 2024.

CAPITULO II – REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo apresenta uma introdução geral ao problema de estabilidade de sistemas de energia eléctrica incluindo a sua classificação, factores que influenciam a estabilidade transitória, métodos de melhoramento e, recomendações do projecto e operação dos sistemas de energia eléctrica. Também apresenta-se nesse capítulo o modelo matemático do problema e dos principais componentes do sistema que serão usados no próximo capítulo para simulações.

2.1 Estabilidade do sistema de energia eléctrica

A estabilidade de um sistema de energia eléctrica pode ser amplamente definida como aquela propriedade de um sistema que lhe permita permanecer em um estado de operação equilibrado sob condições normais de operação e de adquirir um estado de equilíbrio aceitável depois de sofrer uma perturbação [6].

A resposta de um sistema de energia eléctrica à uma perturbação retrata o comportamento dinâmico do sistema. O conhecimento da resposta dinâmica é determinante na avaliação das características do sistema. Uma vez conhecida a característica do sistema, a resposta às perturbações podem ser antecipadas, e qualquer comportamento indesejável pode ser alterado pela implementação de sistemas de controlo e protecção.

Para se poder avaliar o desempenho dinâmico global de um sistema de energia eléctrica é essencial analisar a interacção entre a rede eléctrica e as condições de fronteira, especialmente com as máquinas síncronas. Essa análise deve resultar na determinação da magnitude dos esforços electromecânicos que se desenvolvem durante e depois de uma perturbação.

A necessidade de interligação de máquinas síncronas, de modo a se aproveitarem as vantagens económicas e de segurança no fornecimento de energia eléctrica que vem da partilha mútua dos recursos disponíveis, levantou o problema de estabilidade, que limita a transferência de potência de uma rede à outra. Estabilidade é a capacidade do sistema em manter em sincronismo todas as máquinas síncronas interligadas, sob condições tanto normais assim como anormais. É através dessa capacidade que é medida a robustez de um sistema de energia eléctrica.

Um sistema de energia eléctrica possui centrais eléctricas, com várias unidades geradoras, e várias cargas, que são a combinação de motores síncronos, motores de indução, e diversas aparelhagens. O problema de estabilidade nesses sistemas está relacionado com a transmissão de energia de um grupo de máquinas síncronas ao outro. Durante o período de perturbações, as máquinas síncronas em cada grupo oscilam juntas, isto é, elas mantêm as suas posições angulares relativas, embora estas variem consideravelmente em relação as máquinas do outro grupo. Se o sincronismo for perdido, as máquinas de cada grupo permanecem juntas [5].

A estabilidade é um termo aplicado aos sistemas de energia eléctrica, em corrente alternada, que denota a condição em que varias máquinas síncronas do sistema permanecem em sincronismo. Quando uma máquina perde o sincronismo com outras em um sistema, já não serve para a sua função. Se for um gerador, já não constitui uma fonte fiável de energia. Se for um motor, já não fornece uma energia mecânica a uma velocidade desejável. Se for um condensador, já não consegue manter uma tensão desejável em seus terminais. Além disso, uma máquina síncrona fora do sincronismo não é apenas inútil, é pior que inútil – é prejudicial ao sistema todo – porque possui um efeito nocivo à tensão. A tensão vai flutuar entre limites amplos, tendo um efeito similar no fornecimento de energia eléctrica às cargas que um curto-circuito, excepto que os efeitos da instabilidade permanecem por mais tempo [5].

Se a instabilidade iniciar como consequência de um curto-circuito, a eliminação da falta não devolve a estabilidade. A flutuação das tensões continuam mesmo depois da remoção da falta. As máquinas que perderam o sincronismo devem ser sincronizadas com o resto do sistema novamente. Como regra, a melhor maneira de devolver as máquinas ao sincronismo é desconectá-las e depois ressincronizá-las. Se essa operação for feita manualmente, pode levar muito tempo [5].

Para fornecer a energia necessária e satisfazer a crescente demanda de energia, centrais eléctricas são construídas e conectadas aos centros de consumo através de linhas de transmissão em alta tensão. A quantidade de potência que pode ser transmitida pela linha tem um limite bem definido e qualquer tentativa de aumentar o fluxo de potência pela linha vai de facto reduzir a potência entregue, independentemente da disponibilidade de potência na fonte. Quando isso acontece, máquinas síncronas perdem o sincronismo, motores de indução param, tensões e frequências nas cargas flutuam amplamente, o sistema está instável. O limite de potência em que uma linha pode suportar pela adição de carga em pequenos incrementos

que não causem transitórios consideráveis no sistema é chamado limite de potência estático. Se a variação na carga for de tal maneira que cause transitórios no sistema, as oscilações resultantes causam instabilidade a uma potência menor em relação ao limite de potência estático. Este limite inferior de potência é chamado limite de estabilidade transitória ou dinâmica da linha e o seu valor depende das condições de operação e da severidade da perturbação. Os transitórios mais severos são causados por um curto-circuito e a subsequente remoção [2].

A tendência no projecto dos sistemas de energia eléctrica tem sido de aumentar a fiabilidade no fornecimento de energia eléctrica. E como a instabilidade tem um efeito nocivo a qualidade de serviço, um sistema de energia eléctrica deveria ser projectado e operado de tal maneira que a instabilidade fosse improvável e ocorra raramente.

2.1.1 Classificação da estabilidade do sistema de energia eléctrica

A estabilidade do sistema de energia eléctrica é um problema único, porém, não é prático estudar o problema desse jeito. A instabilidade de um sistema pode tomar diferentes características e pode ser influenciada por diversos factores. A análise de estabilidade é facilitada pela classificação da estabilidade em categorias apropriadas. Essas categorias são baseadas nas seguintes considerações:

- (a) A natureza física da instabilidade resultante;
- (b) O tamanho da perturbação considerada;
- (c) Os dispositivos e o intervalo de tempo que deve ser considerado.

A figura 2.1 mostra a classificação geral do problema de estabilidade, identificando suas classes e subclasses. Por mais que a classificação da estabilidade seja uma forma efectiva e conveniente de lidar com as complexidades do problema, a estabilidade global do sistema não deve ser esquecida de tal modo que a solução do problema em uma categoria não afecte outras categorias [5].

2.1.1.1 Classificação de transitórios no sistema de energia eléctrica

Dependendo da duração desses transitórios, podem ser agrupados nas seguintes três classes:

a) Classe A. Transitórios ultra-rápidos – fenómenos de surto:

Esse tipo de transitório é causado pelas descargas atmosféricas nas linhas de transmissão e pela súbita, mas normal, mudança na topologia da rede resultando de operações de manobra regulares. Esses transitórios são totalmente eléctricos pela natureza e envolvem, essencialmente, apenas as linhas de transmissão. Fisicamente, uma perturbação desse tipo resulta em uma onda electromagnética que viaja com praticamente a velocidade da luz pela linha, causando ondas reflectidas nas terminações da linha de transmissão. A alta indutância dos transformadores, na maior parte dos casos, protege efectivamente os enrolamentos dos geradores desse tipo de perturbação, mas no processo de reflexão elevadas tensões podem surgir e destruir ou fragilizar o isolamento dos equipamentos de alta tensão. Caso isso aconteça em algum ponto, no transformador ou no disjuntor, então esse tipo de transitório pode resultar em um curto-circuito. Porém, as ondas viajantes podem ser descarregadas à terra por meio de pára-raios. Esse fenómeno ocorre durante poucos milissegundos após o seu início. Devido a presença de perdas na linha, as ondas atenuam rapidamente e desaparecem. A principal razão no estudo dos transitórios de classe A é de fornecer uma base para a coordenação de isolamento [6].

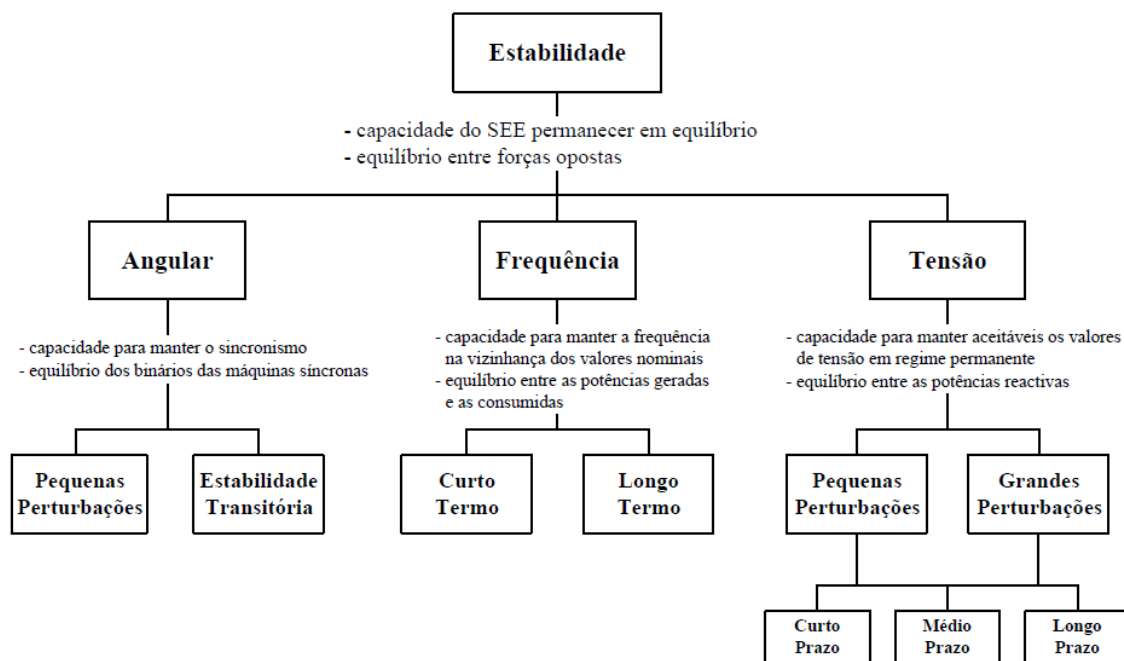


Figura 2.1: classificação da estabilidade de um sistema de energia eléctrica. Fonte: adaptado de [6].

b) Classe B. Transitórios rápidos – curto-circuito:

Sob essa classificação estão aqueles transitórios causados pelas mudanças estruturais abruptas, i.e., curto-circuito na rede. A maior parte dos curto-circuitos ocorrem nas linhas de transmissão expostas devido a falha do isolamento depois de um surto de tensão como descrito acima, contaminação dos isoladores, e outras causas mecânicas. Em ordem de severidade, os curto-circuitos podem ser divididos nos seguintes tipos:

1. Curto-circuito simétrico
2. Curto-circuito bifásico
3. Curto-circuito monofásico

A capacidade de transmissão da linha submetida ao curto-circuito simétrico será instantaneamente reduzida a zero, curto-circuitos bifásicos e monofásicos reduzem parcialmente a capacidade de transmissão da linha. Como os transitórios de classe A, os transitórios de classe B também são de natureza eléctrica, e são determinados pela interacção magnética entre os enrolamentos dos geradores. A constante de tempo desses enrolamentos parte de alguns ciclos da onda de 50 Hz para os enrolamentos amortecedores à 5 segundos para os enrolamentos de campo. Esses transitórios serão considerados lentos em relação aos transitórios da classe A [6].

c) Classe C. transitórios lentos – estabilidade transitória:

Um curto-circuito é sempre acompanhado de um colapso instantâneo, total ou parcial, da tensão nos barramentos da rede. Com a redução brusca da tensão dos geradores, a potência de saída dos geradores também reduz. Como a potência de entrada nos geradores permanece constante durante os primeiros instantes, antes dos reguladores das turbinas actuarem, cada gerador será submetido à um torque acelerador, que, se prolongado pode desenvolver para a situação mais perigosa de um transitório em que um sistema pode experimentar – oscilações mecânicas dos rotores das máquinas síncronas. Esses transitórios electromecânicos podem, sob circunstâncias desagradáveis, remover algumas ou todas as máquinas síncronas do sincronismo. Tal ocorrência constitui um parcial ou total colapso do sistema. Pode levar horas para ressincronizar um sistema do colapso total. Portanto, é extremamente necessário que sejamos capazes de simular tais ocorrências, usando

computadores, e aprender a desenvolver estratégias de manobras e deslastre de cargas que vão minimizar os efeitos das faltas. Essas oscilações do rotor, sendo mecânicas por natureza, são relativamente lentas. A sua duração depende do modo de oscilação. Por exemplo, se uma máquina oscila contra outra na mesma (ou próxima) central eléctrica, os rotores podem completar três à quatro oscilações em ciclos por segundo. Se todas as máquinas de um grupo de uma rede oscilam como um bloco coerente contra outras máquinas, pode-se medir três à quatro oscilações em ciclos por minuto. Assim, o estudo da estabilidade transitória pode estender-se desde a fracção de um segundo até um minuto ou mais [6].

2.1.2 Factores que influenciam a estabilidade do sistema de energia eléctrica

A estabilidade transitória das máquinas síncronas depende dos seguintes factores [6]:

- (a) Nível de carregamento do gerador;
- (b) A potência de saída do gerador durante a falta;
- (c) O tempo de eliminação da falta;
- (d) A reactância da rede depois da falta;
- (e) A reactância do gerador;
- (f) A inercia do gerador;
- (g) O nível de tensões na rede.

2.1.3 Métodos de melhoramento da estabilidade do sistema de energia eléctrica

Em geral, a estabilidade de qualquer sistema de energia eléctrica pode ser melhorado através de [2]:

1. Redução da reactância série para aumentar a potência sincronizante.
2. Uso de reles e disjuntores rápidos para eliminar as zonas com defeito antes que as forças perturbadoras tenham agido por tempo suficiente para produzir instabilidade.
3. Regulador de velocidade das turbinas sensível e rápido para responder atempadamente as perturbações.
4. Resposta rápida do sistema de excitação para compensar o efeito desmagnetizante da armadura causado pela corrente de curto-circuito.
5. Religação rápida de circuitos com defeitos.
6. Aumento da constante de inércia dos geradores.

2.1.4 Critério para projecto e operação do sistema de energia eléctrica

Para um serviço fiável, a rede de transporte de um sistema de energia eléctrica deve permanecer intacta e capaz de suportar diversas perturbações. Assim sendo, é essencial que o sistema seja projectado e operado de tal forma que as contingências mais prováveis possam ser suportadas sem perda de carga, excepto aquela carga conectada directamente ao elemento defeituoso, e mesmo aquelas contingências menos prováveis não resultem em interrupções e apagões incontroláveis [6].

O seguinte exemplo de critérios para o projecto e operação de sistemas de energia eléctrica relacionados com a estabilidade é baseado naqueles apresentados pela *Northeast Power Coordinating Council (NPCC)*. Estes critérios não tentam fornecer uma reprodução exacta dos critérios da *NPCC* mas sim dar uma indicação dos tipos de contingências considerados para a avaliação da estabilidade [6].

2.1.4.1 Contingências normais

O critério requer que a estabilidade do sistema seja mantida durante e depois a ocorrência da contingência mais severa especificada abaixo. Essas contingências são seleccionadas na base de uma probabilidade significativa da sua ocorrência. As contingências normais para o projecto incluem as seguintes [6]:

- (a) Falta trifásica permanente em qualquer gerador, circuito de uma linha de transmissão, transformador ou secção de barramento, com a eliminação da falta no tempo normal e considerando a possibilidade de religação.
- (b) Falta monofásica permanente e simultânea em duas fases de uma linha de transmissão de circuito duplo, com a eliminação da falta no tempo normal.
- (c) Falta monofásica permanente em qualquer circuito de uma linha de transmissão, transformador, ou secção de barramento com a eliminação da falta em um tempo prolongado devido à uma falha no sistema de protecção.
- (d) Perda de qualquer elemento.
- (e) Falta monofásica permanente nos terminais de um disjuntor, com a eliminação da falta no tempo normal.

- (f) Perda permanente e simultânea em dois pólos de uma linha de transmissão bipolar de corrente contínua.

Esses requisitos aplicam-se nos seguintes casos:

1. Todos os dispositivos estão em serviço;
2. Um gerador, circuito de uma linha de transmissão, ou transformador estão fora de serviço assumindo que as gerações e os fluxos de potência foram ajustados.

2.1.4.2 Contingências extremas

A avaliação de contingências extremas toma em conta a possibilidade de ocorrência de contingências que excedam as condições impostas pelas contingências normais. O objectivo é de determinar o impacto de contingências extremas no desempenho do sistema de modo a se obter uma indicação da resistência do sistema. Depois da análise e avaliação dessas contingências, medidas devem ser tomadas onde apropriado para reduzir a probabilidade de ocorrência dessas contingências e/ou mitigar as consequências indicadas como resultado das simulações [6].

As contingências extremas incluem as seguintes [6]:

- (a) Perda total de uma central eléctrica ou subestação.
- (b) Perda de todos os circuitos de linhas de transmissão na mesma serventia.
- (c) Falta trifásica permanente em qualquer gerador, circuito de uma linha de transmissão, transformador ou secção de barramento, com a eliminação da falta em um tempo prolongado e considerando a possibilidade de religação.
- (d) Falha de uma sistema de protecção especial.

2.2 Modelização do sistema de energia eléctrica

2.2.1 Fenómenos de interesse

O sistema de energia eléctrica converte a energia de uma fonte primária em electricidade, e transporta desde os locais de conversão até aos locais de consumo, e depois entrega aos consumidores finais. As centrais eléctricas e as redes de transmissão não são desenhadas para armazenarem energia, e a sua operação requer que a taxa de conversão de

energia nas centrais eléctricas seja igual, com uma tolerância pequena, a taxa de consumo na carga. O sistema de energia eléctrica, porém, armazena alguma energia nos seus componentes eléctricos e mecânicos [7].

A energia armazenada no sistema de energia eléctrica, embora insignificante em relação a demanda da carga, é um factor crítico no comportamento dinâmico do sistema. Existem três formas em que o sistema armazena energia [7]:

- As indutâncias e capacitâncias das linhas de transmissão, transformadores e dispositivos ligados em paralelo.
- As massas rotativas dos grupos turbina-gerador e cargas accionadas por motores eléctricos.
- Os processos termodinâmicos das centrais térmicas, especialmente na caldeira.

A quantidade de energia armazenada por cada um desses fenómenos pode ser estimada em termos do tempo em que sua descarga pode manter o fluxo de potência em plena carga. A tabela 2.1 sumariza esses tempos. Não é nem prático, tanto desejável, considerar todas as classes de transitórios simultaneamente [7].

Tabela 2.1: caracterização da energia armazenada em termos de duração [7].

Fenómeno	Duração em segundos
Transitórios eléctricos	10^{-6} a 10^{-3}
Transitórios electromecânicos	10^{-1} a 10^1
Transitórios termodinâmicos	10^1 a 10^3

Este trabalho está principalmente interessado no comportamento dinâmico do sistema de energia eléctrica associado com a energia armazenada nas massas rotativas do sistema, onde os transitórios surgem e desaparecem dentro dum período de alguns segundos.

2.2.2 Considerações normalmente feitas nos estudos de estabilidade

1. A potência de entrada permanece constante durante um intervalo de tempo da curva de oscilação.

2. A potência síncrona pode ser calculada a partir da solução do estado estacionário da rede.
3. O ângulo mecânico do rotor de cada máquina coincide com o ângulo de fase da força electromotriz.

Essas considerações serão sucintamente discutidas a seguir [5]:

1. A potência de entrada é inicialmente igual a potência de saída. Quando uma perturbação ocorre, a saída geralmente sofre uma variação abrupta, mas a entrada não varia. A entrada de energia de uma unidade geradora é controlada pelo governador da sua máquina primária. O governador não vai actuar até que a variação na velocidade exceda uma certa quantidade, geralmente 1% da velocidade nominal, dependendo do ajuste no governador, e mesmo depois disso ainda existe um considerável atraso antes que o governador altere a entrada. Durante o período de oscilação do ângulo do rotor da máquina síncrona a percentagem de variação da velocidade é muito baixa até que o sincronismo seja de facto perdido. Assim, a acção do governador geralmente não é um factor em determinar se o sincronismo será ou não perdido, e por isso, é negligenciado.
2. A rede eléctrica interconectando as máquinas síncronas não está estritamente em estado estacionário durante as oscilações das máquinas, por causa da mudança abrupta na configuração do circuito, como por exemplo na aplicação ou remoção de uma falta, e por causa da mudança gradual do ângulo de fase da força electromotriz devido à oscilação. Porém, como o período de oscilação das máquinas é relativamente longo, na ordem de 1 segundo, em comparação com a constante de tempo da rede, a rede pode ser assumida, sem introduzir erros grosseiros, como estando em estado estacionário durante todo o intervalo de tempo considerado.

2.2.3 Solução de redes de energia eléctrica

A determinação da curva de oscilação das várias máquinas síncronas de um sistema de energia eléctrica consiste em dois processos que são realizados alternativamente: (1) a solução das equações diferenciais de cada máquina síncrona, resultando na variação da posição angular por um curto intervalo de tempo; e (2) a solução da rede eléctrica pela qual as máquinas estão conectadas, resultando na potência fornecida por cada máquina [5].

(a) O diagrama de impedâncias (rede de sequência positiva)

Antes que a rede seja resolvida, ela deve ser estabelecida primeiro. O ponto de partida é geralmente o diagrama unifilar do sistema de energia eléctrica em estudo, mostrando máquinas síncronas, bancos de capacitores, reactores, transformadores, linhas de transmissão, e cargas. A partir do diagrama unifilar é preparado o diagrama de impedâncias no qual todos os elementos eléctricos significativos do sistema de energia eléctrica são representados numa base monofásica (fase e neutro) pelos seus respectivos circuitos equivalentes de sequência positiva com valores apropriados de impedância [5].

Os valores de impedância dos equipamentos individuais são normalmente fornecidos em Ohms ou em por-unidade (ou por cento) na base de valores nominais dos equipamentos individuais. Para o uso no diagrama de impedância do sistema, os valores fornecidos devem ser convertidos ou para Ohms referidos à uma base comum de tensão, ou para valores em por-unidade numa base comum ao sistema.

(b) Quantidades em por-unidade

No sistema em por-unidade as várias quantidades físicas, como corrente eléctrica, tensão eléctrica, potência eléctrica, e impedância eléctrica, são expressadas como fracções decimais ou múltiplos da quantidade de base. Quando a base do equipamento é usada, as quantidades da base são valores nominais, ou valores em plena carga, ou ainda valores derivado desses [5].

$$\text{quantidade em pu} = \frac{\text{quantidade real}}{\text{quantidade de base}} \quad \text{eq. (1)}$$

Para conversão de impedâncias próprias de Ohms à por-unidade, e vice-versa, a fórmula seguinte pode ser usada:

$$\text{impedancia em pu} = \frac{\text{impedancia em Ohms} \times \text{potencia de base em MVA}}{(\text{tensao de base em kV})^2} \quad \text{eq. (2)}$$

Para a sua aplicação no estudo de um sistema de energia eléctrica, todas as impedâncias e outras quantidades físicas devem ser expressadas em uma base comum ao sistema. Uma potência de base é escolhida. A tensão de base para cada zona da rede é

normalmente a tensão nominal para essa zona. Para zonas da rede conectadas através de transformadores, por outro lado, a razão das tensões de base em cada zona deve igualar a razão de transformação do transformador para a posição específica usada no comutador de tomada, mesmo que a razão de transformação seja diferente da razão das tensões nominais [5].

(c) Representação de máquinas síncronas

Descrição física da máquina síncrona

Máquinas síncronas são classificadas em dois tipos principais – máquinas de pólos lisos e máquinas de pólos salientes, como mostrado na figura 2.2. Geradores movidos pelas turbinas térmicas possuem pólos lisos com ranhuras onde enrolamentos do campo são alojados uniformemente. Geralmente são construídos com aço forjado. O número de pólos é de dois ou quatro. Geradores movidos pelas turbinas hidráulicas possuem pólos salientes onde os enrolamentos do campo são concentrados. Geralmente são construídos com chapas de aço laminado e possuem muitos pólos [5].

Uma máquina síncrona consiste essencialmente de dois elementos: o primeiro para produzir um campo magnético, o segundo, um conjunto de enrolamentos de armadura, em que tensões são produzidas pelo movimento relativo dos dois elementos. Nas máquinas actuais, a estrutura do campo gira dentro do estator que suporta e oferece um caminho para o fluxo magnético dos enrolamentos da armadura. O campo magnético é produzido por um conjunto de espiras (enrolamento de campo) no rotor. O rotor apresenta variedades na sua forma, desde o caso mais simples de um único enrolamento de campo em um rotor laminado simetricamente até um rotor de pólos salientes com vários enrolamentos amortecedores ou ainda até um rotor de pólos lisos não laminado, que embora simétrico, é complexo porque pode ser considerado como sendo equivalente à um número infinito de enrolamentos amortecedores [3].

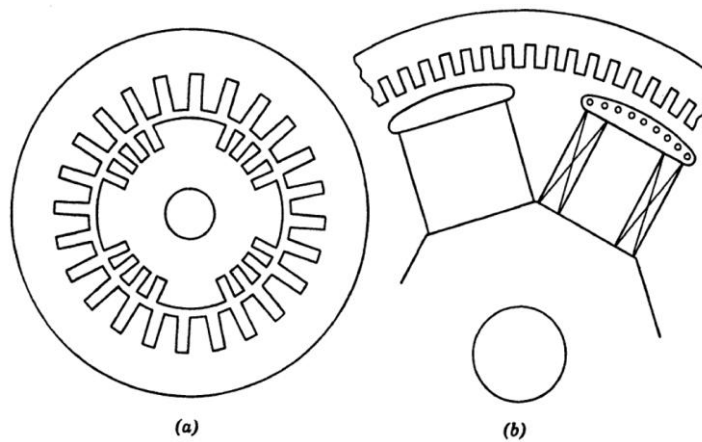


Figura 2.2: secção transversal de uma máquina síncrona. (a) polos lisos; (b) polos salientes [5].

Máquina síncrona no regime transitório

Durante um transitório, o sistema, visto pela máquina síncrona, causa uma variação na tensão terminal da máquina, no ângulo do rotor, e na frequência do sistema. A impedância vista, olhando para dentro da rede, pelos terminais da máquina também pode mudar. A tensão do enrolamento do campo será afectada por [1]:

1. Correntes induzidas nos enrolamentos amortecedores (físicos ou não), devido à mudança brusca na corrente da armadura. A constante de tempo dessas correntes está na ordem de até 0.1 segundos e são geralmente chamados de efeitos subtransitórios.
2. Correntes induzidas no enrolamento de campo devido à mudança brusca na corrente da armadura. A constante de tempo dessas correntes está na ordem de segundos e são geralmente chamados de efeitos transitórios.
3. Mudança na tensão do rotor devido à mudança na tensão de excitação.

Em geral, o torque eléctrico é produzido pela interacção entre os três circuitos do estator, o circuito do campo, e outros circuitos, como por exemplo, do enrolamento amortecedor. O fluxo envolvendo cada circuito na máquina depende da tensão de excitação, do carregamento do circuito magnético (saturação), e da corrente nos diferentes enrolamentos [1].

Características eléctricas da máquina síncrona no regime transitório

Esta secção explora as características eléctricas fundamentais do comportamento da máquina síncrona no regime transitório considerando a sua resposta à um curto-circuito trifásico nos seus terminais. Esta análise, para além de fornecer uma introspecção ao desempenho transitório da máquina, também é útil na identificação de algumas aproximações necessárias para a representação da máquina síncrona em estudos de estabilidade de sistemas de energia eléctrica [6].

Se um curto-circuito trifásico franco for aplicado subitamente aos terminais de uma máquina síncrona, as correntes nas três fases serão como mostrado na figura 2.3. Em geral, a corrente de falta em cada fase possui duas componentes distintas:

- Componente de frequência fundamental, que decresce inicialmente muito rápido (em alguns ciclos) e depois relativamente devagar (em alguns segundos) até um valor final estacionário.
- Componente unidireccional, que decresce exponencialmente em alguns ciclos.

O decrescimento inicial rápido da componente de frequência fundamental da corrente de falta deve-se ao decrescimento rápido do fluxo envolvendo os circuitos subtransitórios ($1d$ e $2q$). A parte que decresce lentamente deve-se ao relativamente lento decrescimento do fluxo envolvendo os circuitos transitórios (fd e $1q$). A componente unidireccional possui magnitudes diferentes nas três fases e decresce com uma constante de tempo chamada constante de tempo da armadura. A corrente de campo durante uma falta é mostrada na figura 2.4. Consiste em uma componente unidireccional e uma componente alternada das correntes na armadura.

Descrição matemática da máquina síncrona

Sob condições de operação estacionária equilibrada, a força magnetomotriz do rotor e a força magnetomotriz resultante do estator estão estacionárias uma em relação à outra. Como resultado, o fluxo envolvendo o circuito do rotor não varia com o tempo, e nenhuma tensão é induzida nos circuitos do rotor. Sob condições transitórias, o fluxo envolvendo o circuito do rotor varia com o tempo, e isso resulta em correntes transitórias nos circuitos do rotor, que depois reagem com as correntes nos circuitos do estator. Para a análise transitória, a máquina síncrona

é representada como um conjunto de circuitos magneticamente acoplados com indutâncias que dependem da posição angular do rotor.

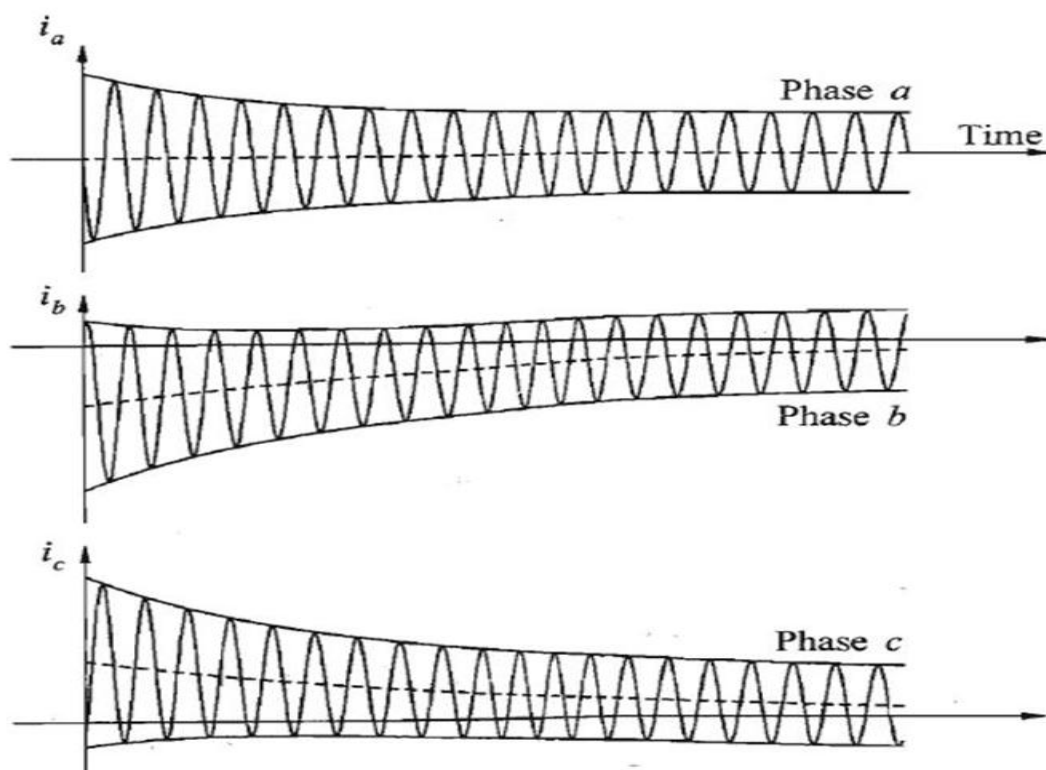


Figura 2.3: correntes de falta nas fases de uma máquina síncrona [6].

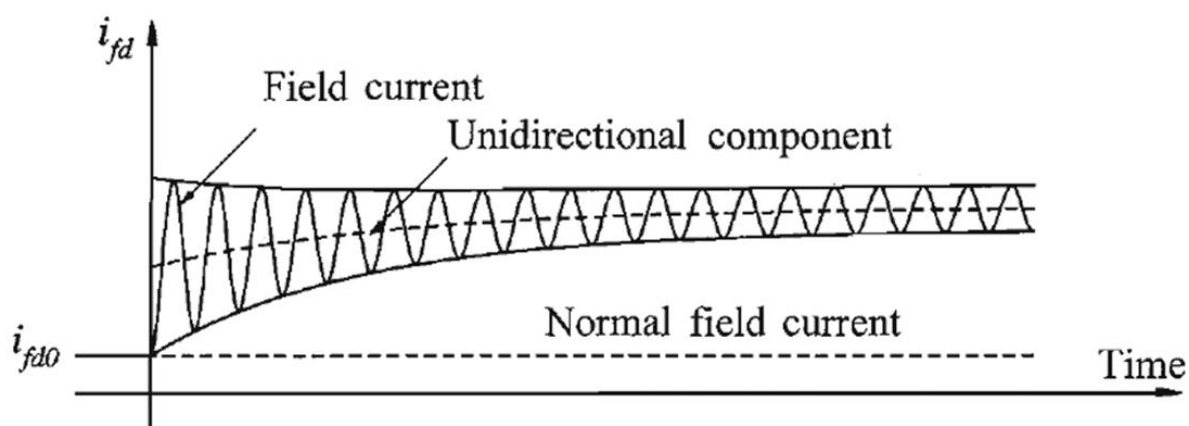


Figura 2.4: corrente de campo uma máquina síncrona durante uma falta [6].

Assume-se que o circuito magnético do rotor e todos os circuitos eléctricos do rotor são simétricos em relação ao eixo polar e ao eixo inter-polar como mostrado na figura 2.5 para uma máquina de pólos salientes. O enrolamento do campo está separado dos outros e possui o seu eixo alinhado com o eixo polar. Essa escolha simétrica dos circuitos do rotor tem a vantagem de tornar todas as resistências e indutâncias mútuas entre o eixo directo e o eixo em quadratura iguais a zero [3].

Todas as indutâncias mútuas entre os circuitos do estator e rotor são funções periódicas da posição angular do rotor. Em adição, por causa da saliência do rotor, as indutâncias mútuas entre quaisquer duas fases do estator também são funções periódicas da posição angular do rotor. As equações resultantes que descrevem o funcionamento da máquina formam um conjunto de equações diferenciais que possui coeficientes que são funções periódicas da posição angular do rotor, assim, mesmo no caso de velocidade constante do rotor e quando as equações são lineares (desprezando a saturação), elas são extremamente complicadas e difíceis de resolver. Porém, se certas considerações razoáveis forem feitas, uma transformação de variáveis relativamente simples pode eliminar essas dificuldades [3].

A primeira consideração é que os enrolamentos do estator estão distribuídos sinusoidalmente ao longo do entreferro. A segunda consideração é que as ranhuras do estator não causam uma variação apreciável nas indutâncias do rotor com a posição angular do rotor. Essas duas considerações podem ser justificadas pela comparação da teoria com os resultados de teste [3].

Equações básicas da máquina síncrona

A configuração dos enrolamentos de um alternador trifásico de dois pólos é mostrada na figura 2.6. Equações matemáticas podem ser escritas pela inspecção da figura 2.6 para os circuitos individuais e considerado os efeitos mútuos entre os circuitos. Essas equações contêm termos de frequência fundamental e de segunda harmónica, o que dificulta a solução, mas podem ser simplificadas pelo uso de uma transformação matemática, conhecida como transformação de Park, que pode ser escrita como [8]:

$$K_d = \frac{2}{3} \sum_{m=1}^3 K_m \cos\left(\theta - \frac{2\pi m}{3}\right) \quad eq. (3)$$

$$K_q = -\frac{2}{3} \sum_{m=1}^3 K_m \sin\left(\theta - \frac{2\pi m}{3}\right) \quad eq. (4)$$

Onde K_d , K_q são quantidades nos eixos directo e em quadratura respectivamente e K_1 , K_2 , K_3 são quantidades das fases.

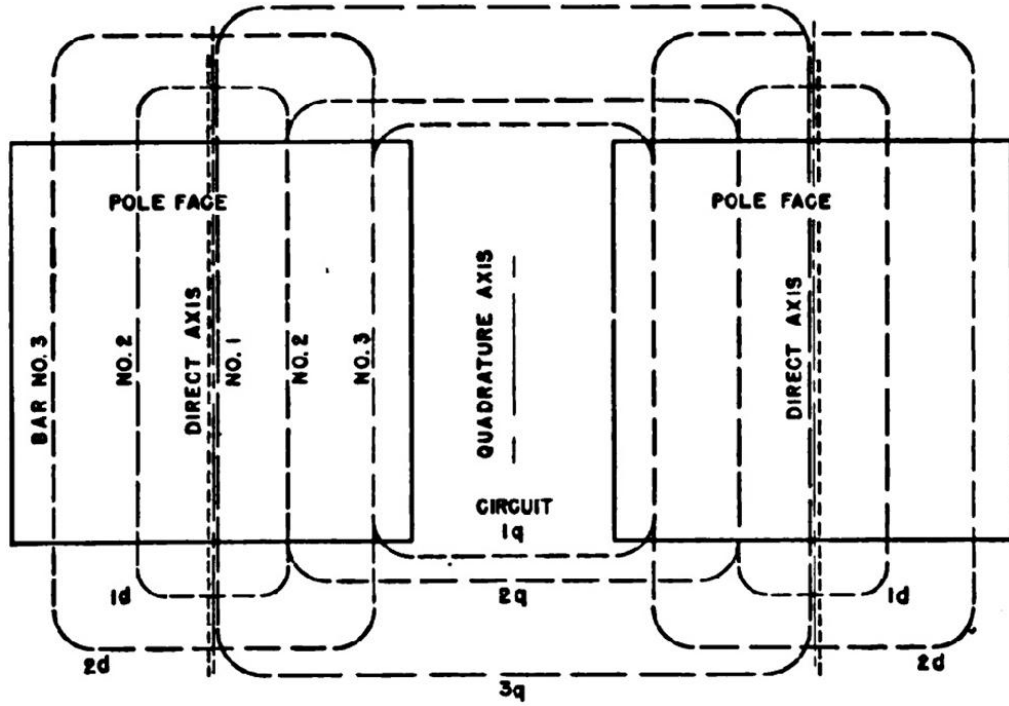


Figura 2.5: diagrama dos circuitos de amortecimento [3].

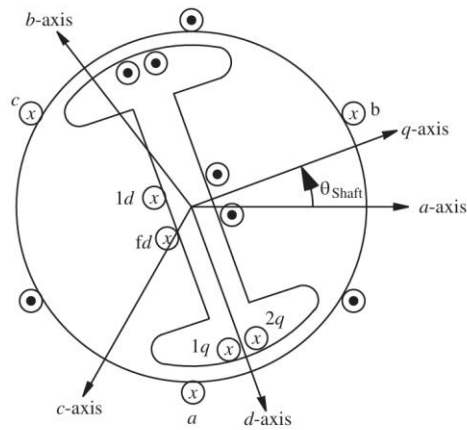


Figura 2.6: configuração dos enrolamentos de uma máquina síncrona [4].

As equações matemáticas descrevendo o desempenho de uma máquina síncrona equilibrada foram derivadas usando a transformação de Park e são sumarizadas na seguinte forma:

$$\varphi_{fd} = x_{ffd}i_{fd} + x_{fkd}i_{kd} - x_{afd}i_d \quad eq. (5)$$

$$\varphi_d = x_{afd}i_{fd} + x_{akd}i_{kd} - x_d i_d \quad eq. (6)$$

$$\varphi_{kd} = x_{fkd}i_{fd} + x_{kkd}i_{kd} - x_{akd}i_d \quad eq. (7)$$

$$\varphi_q = x_{akq}i_{kq} - x_q i_q \quad eq. (8)$$

$$\varphi_{kq} = x_{kkq}i_{kq} - x_{akq}i_q \quad eq. (9)$$

$$v_{fd} = \frac{1}{\omega_0} p \varphi_{fd} + r_{fd} i_{fd} \quad eq. (10)$$

$$e_d = \frac{1}{\omega_0} p \varphi_d - R i_d - \frac{\omega}{\omega_0} \varphi_q \quad eq. (11)$$

$$0 = \frac{1}{\omega_0} p \varphi_{kd} + r_{kd} i_{kd} \quad eq. (12)$$

$$e_q = \frac{1}{\omega_0} p \varphi_q - R i_q + \frac{\omega}{\omega_0} \varphi_d \quad eq. (13)$$

$$0 = \frac{1}{\omega_0} p \varphi_{kq} + r_{kq} i_{kq} \quad eq. (14)$$

$$T_g = \varphi_d i_q - \varphi_q i_d \quad eq. (15)$$

$$Q = e_q i_d - e_d i_q \quad eq. (16)$$

$$e_t^2 = e_d^2 + e_q^2 \quad eq. (17)$$

$$T_{in} - T_g - T_l = \frac{H}{180 f_0} p^2 \alpha \quad eq. (18)$$

As equações estão em por-unidade. Essas equações, juntamente com as equações que traduzem as restrições nos terminais da máquina, descrevem completamente o comportamento da operação de máquinas síncronas em regime estacionário e transitório [8].

Saturação

Para obter uma relação matemática que expresse a variação das reactâncias da máquina com a saturação, as seguintes considerações são feitas [8]:

- (a) A reactância de fugas de todos os enrolamentos é independente do estado do circuito magnético.
- (b) O fluxo de fugas não contribui para a saturação do circuito magnético.

Da consideração (a), apenas a reactância mútua varia com a saturação, e pode ser expressada como:

$$x_{akd} = k_s x_{akd0} \quad eq. (19)$$

$$x_{akq} = k_s x_{akq0} \quad eq. (20)$$

Onde:

$$k_s = f(\varphi) \quad eq. (21)$$

$$k_s = 1 \text{ (para máquinas de pólos salientes)} \quad eq. (22)$$

$$\varphi = \varphi_{akd} \text{ (para máquinas de pólos salientes)} \quad eq. (23)$$

$$\varphi = \sqrt{\varphi_{akd}^2 + \varphi_{akq}^2} \text{ (para máquinas de pólos lisos)} \quad eq. (24)$$

x_{akd0} e x_{akq0} são os valores não saturados de x_{akd} e x_{akq} respectivamente.

(d) Representação de cargas

Como as cargas em um sistema de energia eléctrica variam com a hora do dia e o período do ano, e de um ano ao outro, uma ou mais condições particulares de carga devem ser

escolhidas para um estudo. Por exemplo, a ponta máxima ou mínima anual podem ser escolhidas. A previsão de carga é geralmente usada.

O carregamento dos geradores, linhas de transmissão, transformadores, a inserção de bancos de capacitores e reactores, a posição dos comutadores de tomada, e outras condições de operação do sistema dependem da carga assumida.

As cargas são agregadas em um barramento de alta tensão de subestações principais. As pequenas cargas tomadas ao longo da linha de transmissão podem ser removidas e consideradas nos barramentos de fim da linha numa proporção inversa a impedância entre os fins de linha e o ponto de tomada. Cada carga pode ser representada por uma admitância em paralelo [5]:

$$Y = \frac{P + jQ}{V^2} \quad eq. (25)$$

(f) Representação de faltas e equipamentos auxiliares

Um curto-circuito trifásico é representado pela conexão através de uma admitância do ponto de defeito ao ponto neutro. Disjuntores e seccionadores fechados, transformadores de corrente, e barramentos possuem impedância desprezível, e portanto, não são considerados. Similarmente, elementos paralelos como transformadores de potencial, pára-raios, e capacitores de acoplamento possuem valores de impedância muito elevado que são considerados como circuito aberto [5].

(g) Representação de partes remotas do sistema

Em estudos envolvendo apenas uma parte de um grande sistema de energia eléctrica interconectado não é necessário, nem viável, representar com o mesmo nível de detalhe todos elementos do sistema. Partes remotas podem ser representadas por circuitos equivalentes.

Uma parte remota conectada em apenas um ponto à parte do sistema em estudo pode ser substituída, de acordo com o teorema de Thevenin (ou Norton) por uma impedância (ou admitância) em série (ou paralelo) com uma fonte de tensão (ou corrente) constante. A impedância (ou admitância) pode ser encontrada através da redução da rede ou pelo conhecimento da potência de curto-circuito no ponto de conexão. A constante de inércia

atribuída aos geradores de cada um desses circuitos equivalentes deve ser igual ao total da constante de inércia de cada máquina síncrona existente, na ausência de uma informação precisa, pode ser calculada através de um valor médio da constante de inércia em por-unidade e da capacidade agregada dos geradores [5].

Se a constante de inércia total for grande e espalhada pelo resto do sistema, pode ser considerada infinita com um erro insignificante. A consideração da constante de inércia com um valor infinito para partes remotas do sistema torna desnecessário a obtenção de curvas de oscilação para as máquinas síncronas equivalentes representando essas partes [5]

2.2.4 Modelo global de um sistema de energia eléctrica

Existe uma variedade de detalhes que podem influenciar na modelização do sistema de energia eléctrica para a solução de um problema particular. A escolha do modelo adequado para um determinado problema requer um conhecimento íntimo dos fundamentos do problema. O nível de representação do sistema assumido neste trabalho é mostrado na figura 2.5. Esse nível de modelização da máquina síncrona e da rede de transmissão é suficiente para lidar com a maior parte dos problemas de estabilidade que aparecem no planeamento e projecto dos sistemas de energia eléctrica moderno [7].

A implementação prática desse modelo envolve a construção e integração de um conjunto de equações algébricas e diferenciais descrevendo:

- Cada máquina síncrona e seu sistema de excitação;
- Turbinas e seu sistema de controlo;
- A rede de transmissão;
- Cargas.

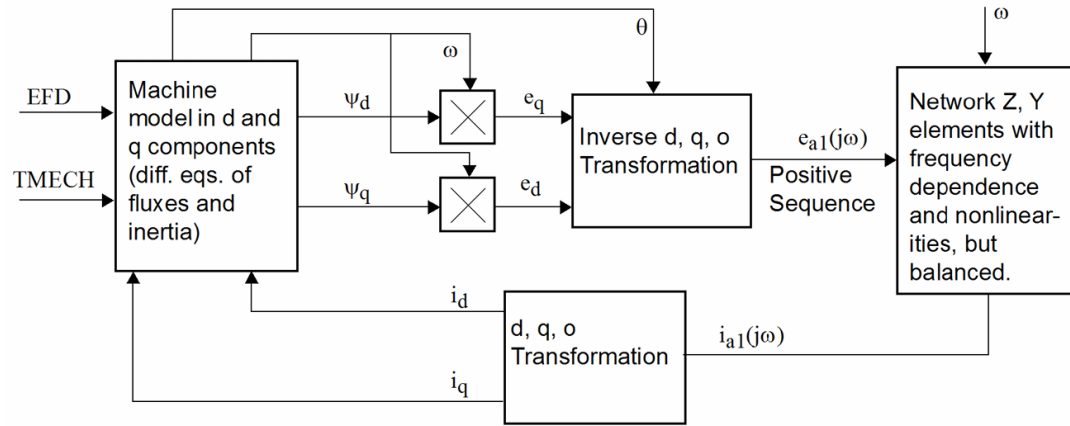


Figura 2.7: modelo global do sistema [7].

CAPITULO III – ESTUDO DE CASO:

Os sistemas de energia da *HCB* e da *EDM*, operando em paralelo, apresentaram dificuldades devido à estabilidade transitória. A medida que se contempla um aumento no fluxo de energia da *HCB* para *EDM*, a operação estável se tornaria ainda mais importante. Este estudo foi realizado para determinar se a rede de transporte centro é transitoriamente estável ou não. Caso sim, qual é a margem de estabilidade.

3.1 Descrição dos sistemas

Um mapa dos dois sistemas, mostrando as centrais eléctricas, subestações e linhas de transmissão, com suas tensões e comprimentos, é apresentado na figura 3.1. Cada central, e subestação, é identificada por uma combinação de três letras. Os algarismos nas linhas representam seus comprimentos em quilómetros. Os sistemas combinados se estendem por aproximadamente 870 km desde Songo (SON) até a subestação de Temane (TEM).

A *HCB* possui uma central hidroeléctrica (SON) bastante grande. Os principais centros de carga estão próximos às subestações da Vulcan (VAL) e Matambo (MAT). O sistema de transmissão desta empresa é composto por: (1) uma espinha dorsal de duas linhas de 220 kV em paralelo, com aproximadamente 120 km de extensão, conectando firmemente a principal central eléctrica e os centros de carga, e uma linha de interligação de 220 kV, de 320 km, conectando a central eléctrica à rede de transmissão da região centro, da *EDM*; (2) uma linha de interligação de 330 kV, com 125 km de extensão, conectando a central eléctrica à rede interligada da *SAPP*; e (3) um sistema *HVDC* de ± 533 kV, com aproximadamente 1417 km, conectando a central eléctrica à rede de transmissão interligada da *ESKOM*. O sistema da *HCB* apresenta poucos problemas de estabilidade em si, pois a perda de qualquer uma das linhas, de 220 kV ou 330 kV, não enfraqueceria seriamente o sistema.

A *EDM* possui duas pequenas centrais hidroeléctricas (MAV e CHC) interligadas por uma única linha de 110 kV. Também possui uma pequena turbina de emergência a gás de 12 MW. Os principais centros de carga estão próximos às subestações de Chimoioi (CHM), Dondo (DON) e Munhava (MUN). O sistema de transmissão desta empresa é composto por: (1) uma espinha dorsal de uma linha, de circuito simples, de 110 kV em configuração anel, com aproximadamente 400 km de extensão; (2) uma linha de 220 kV, com 169 km de extensão,

conectando o sistema da *HCB* ao centro de carga principal; e (3) uma linha de interligação de 110 kV, com cerca de 72 km, conectando as centrais eléctricas à rede interconectada da *SAPP*.

Este sistema, sem dúvida, apresentaria problemas de estabilidade transitória mesmo se não estivesse interligado ao sistema da *HCB*. Além do que se poderia chamar de uma topologia inerentemente instável do sistema de transmissão, vários geradores neste sistema apresentam características inadequadas para manter a estabilidade.

A Tabela 3.1 lista as máquinas síncronas no sistema de ambas as empresas, com seus respectivos valores nominais. As máquinas idênticas, representadas neste estudo, serão combinadas e seus valores nominais agregados serão usados. A figura 3.2 mostra o diagrama unifilar de impedância de sequência positiva da rede.

Tabela 3.1: lista de máquinas síncronas [Autor].

Central	Tipo	No. de geradores idênticos	Valores nominais		
			kV	MVA	rpm
SON	Hidrica	5	16	480	107.1
CHC	Hidrica	2	6.6	24	214
MAV	Hidrica	2	6.6	6.1	600
		3	6.6	17.5	750

3.2 Condições de carga

A estabilidade transitória foi estudada para duas condições de carga diferentes: (1) carga medida referente ao meio da noite de janeiro de 2025; (2) carga medida referente à noite de Outubro de 2024. A primeira condição, correspondente à carga base para o período noturno no tempo de verão, é de carga leve, mas envolve uma transferência considerável de potência da *HCB* para a *EDM* (71 MW). A segunda condição, correspondente à carga de ponta para o período noturno no tempo de verão, é de carga pesada, com transferência de potência maior ainda da *HCB* para a *EDM* (110 MW).

Na condição de carga 1, os geradores da central de Chicamba não foram considerados, uma vez que esses geradores são para o período de ponta. Na condição de carga 2, O gerador 5 da central de Mavuzi não foi considerado devido a sua indisponibilidade por motivos de avaria. Nas duas condições de carga, apenas um dos dois geradores de 6,1 MVA da central de Mavuzi estava disponível, visto que esses geradores não operam em simultâneo, e, a linha de

interligação com a *SAPP*, entre Chibata e Mutare esteve aberta, por este ser seu estado de operação normal.

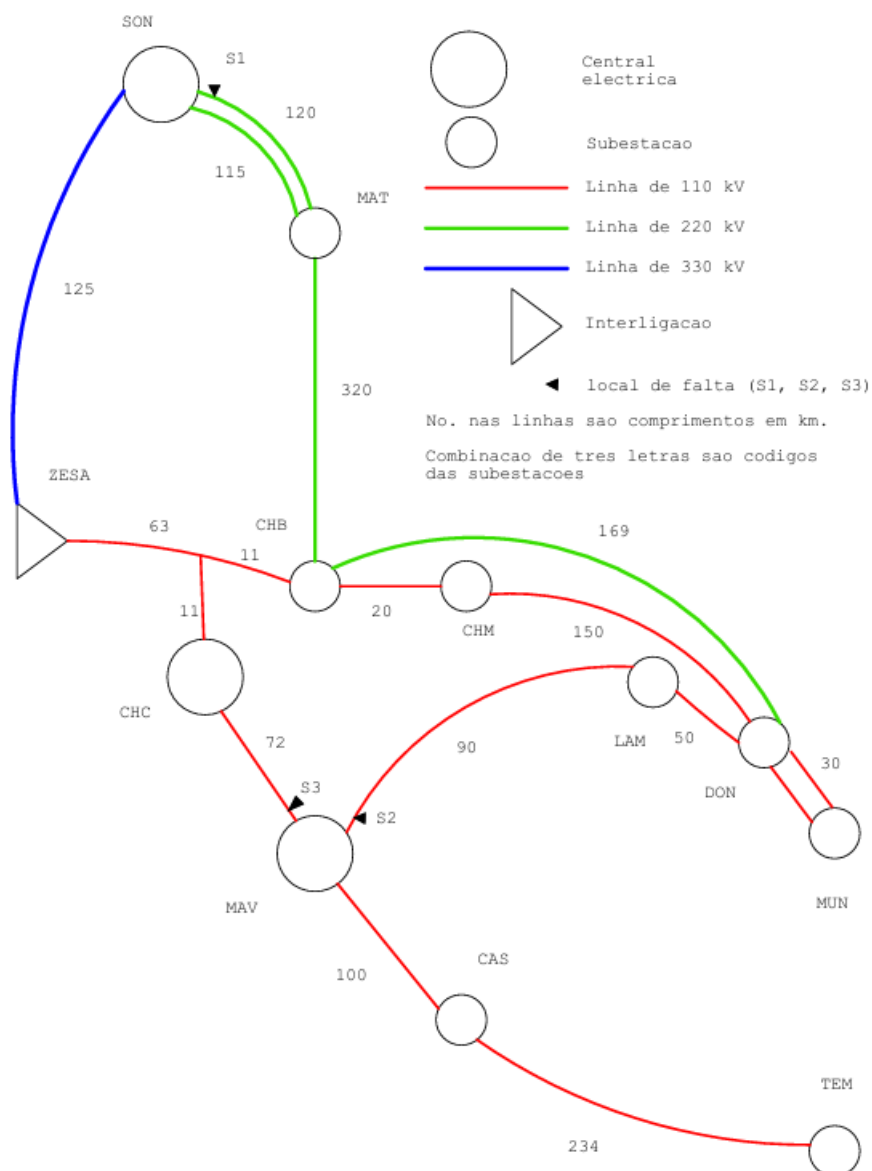


Figura 3.1: mapa dos sistemas de energia interligados da *HCB* e da *EDM* [Autor].

3.3 Local de falta

Um dos principais objectivos do estudo é determinar a margem de estabilidade para condições estáveis, para tal, essa medida é feita de forma indirecta através do tempo máximo permitido para a eliminação de faltas. É evidente que uma falta em qualquer ponto da linha de interligação de 220 kV de circuito único, entre as subestações de Matambo e Chibata, dividiria o sistema em duas partes, a menos que se utilizasse o religamento rápido. Portanto, faltas

nesta linha de interligação não foram incluídas neste estudo. Faltas em qualquer circuito da parte em anel ou das linhas paralelas não dividiriam o sistema, e o tempo crítico de eliminação dessas faltas precisa ser determinado.

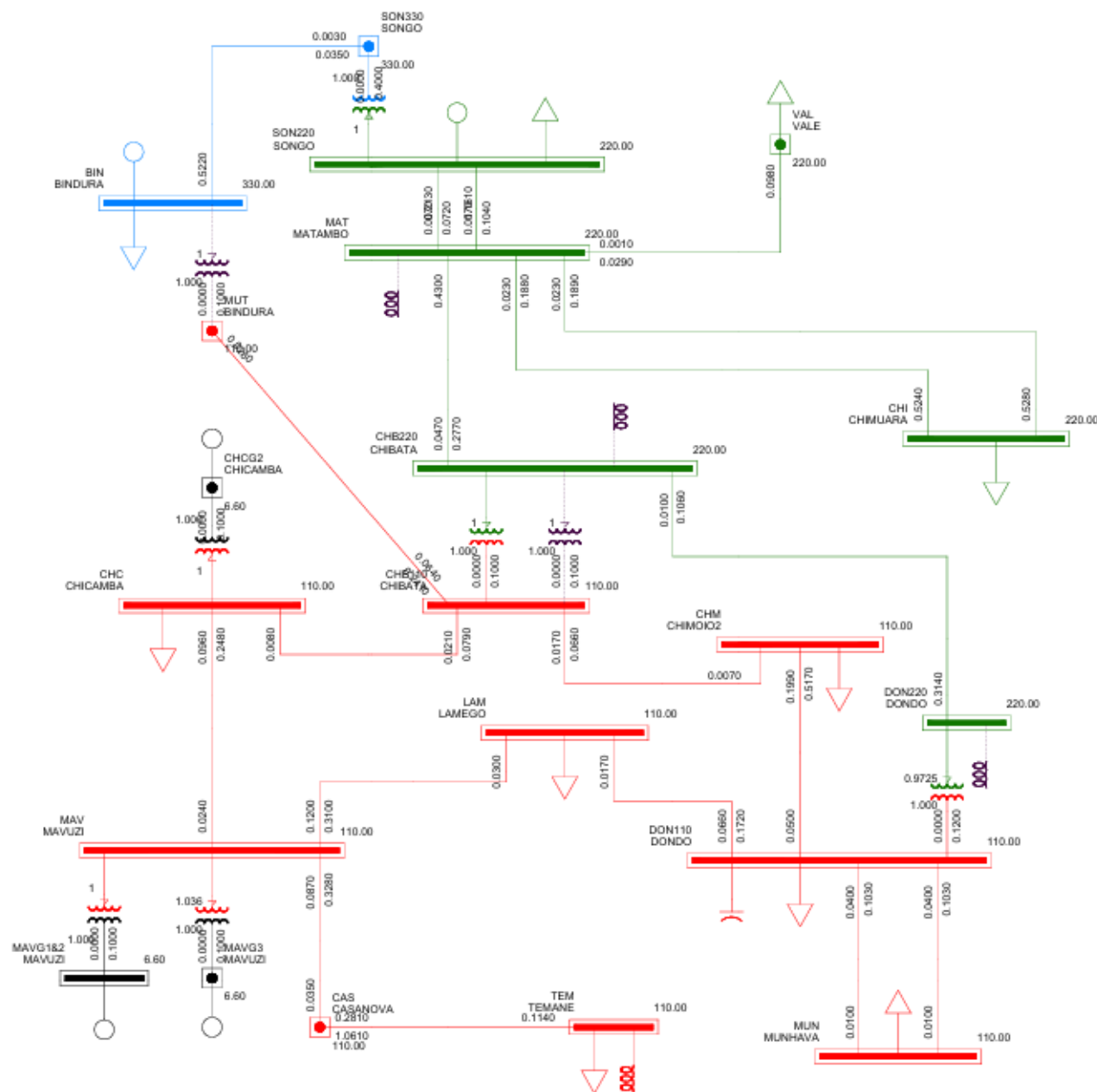


Figura 3.2: diagrama unifilar de impedância da rede de sequência positiva. As impedâncias são expressas por unidade na base de 100 MVA [Autor].

No entanto, acreditava-se que uma falta próximo à subestação de Songo, em uma das duas linhas de 220 kV para a subestação de Matambo, teria uma tendência, um pouco maior,

a produzir perda de sincronismo entre as máquinas da *HCB* e as máquinas da *EDM* do que uma falta em qualquer outro lugar. Consequentemente, esse local de falta foi escolhido para o estudo.

Faltas no sistema de transmissão de 110 kV também precisam ser consideradas. O efeito mais severo na estabilidade seria produzido por uma falta perto da Central de Mavuzi. Dois desses locais foram selecionados para o estudo, cada um próximo ao extremo das linhas de 110 kV de Chicamba (CL73) e Lamego (CL71A). Espera-se que o tempo crítico de eliminação de faltas em outras partes do sistema seja maior do que para esses locais seleccionados.

Os três locais de falta escolhidos para o estudo, e descritos acima, estão marcados no mapa da figura 1 como S1, S2, e S3. Em todos os casos, apenas um tipo de falta foi considerado (falta trifásica). Além disso, foi assumida a eliminação não simultânea em ambas as extremidades da linha com falta.

3.4 Sequência de operação

Tempo [s]	Evento
0	Aplicação da falta.
0.08	Eliminação da falta no extremo mais próximo da falta: ocorre 80 ms após a falta ser aplicada. Esse tempo é calculado como a soma do tempo de detecção da falta (20 ms) e do tempo de actuação do disjuntor (60 ms).
0.48	Eliminação da falta no extremo mais afastado da falta: ocorre 480 ms após a falta ser aplicada. Esse tempo é calculado como a soma do tempo de detecção da falta (20 ms), do tempo de atraso da segunda zona de protecção (400 ms) e do tempo de actuação do disjuntor (60 ms).
3	Término da simulação.

3.5 Curvas de oscilação

Doze simulações de estabilidade transitória foram realizadas ao longo do estudo. As curvas de oscilação obtidas são reproduzidas nas figuras 3.3 e 3.8, e as condições e os resultados das simulações nas figuras 3.4 à 3.11 para uma falta nas linhas B01 e CL71A, próximo às subestações de Songo e de Mavuzi, respectivamente, durante a condição de carga 1. As simulações foram conduzidas usando um método de integração numérica explícito de Euler, de segunda ordem, do pacote informático *PSS/E* da *SIEMENS PTI*, com um intervalo de tempo de 0.004 segundos. A figura 3.3 mostra uma fotografia do ambiente de trabalho.

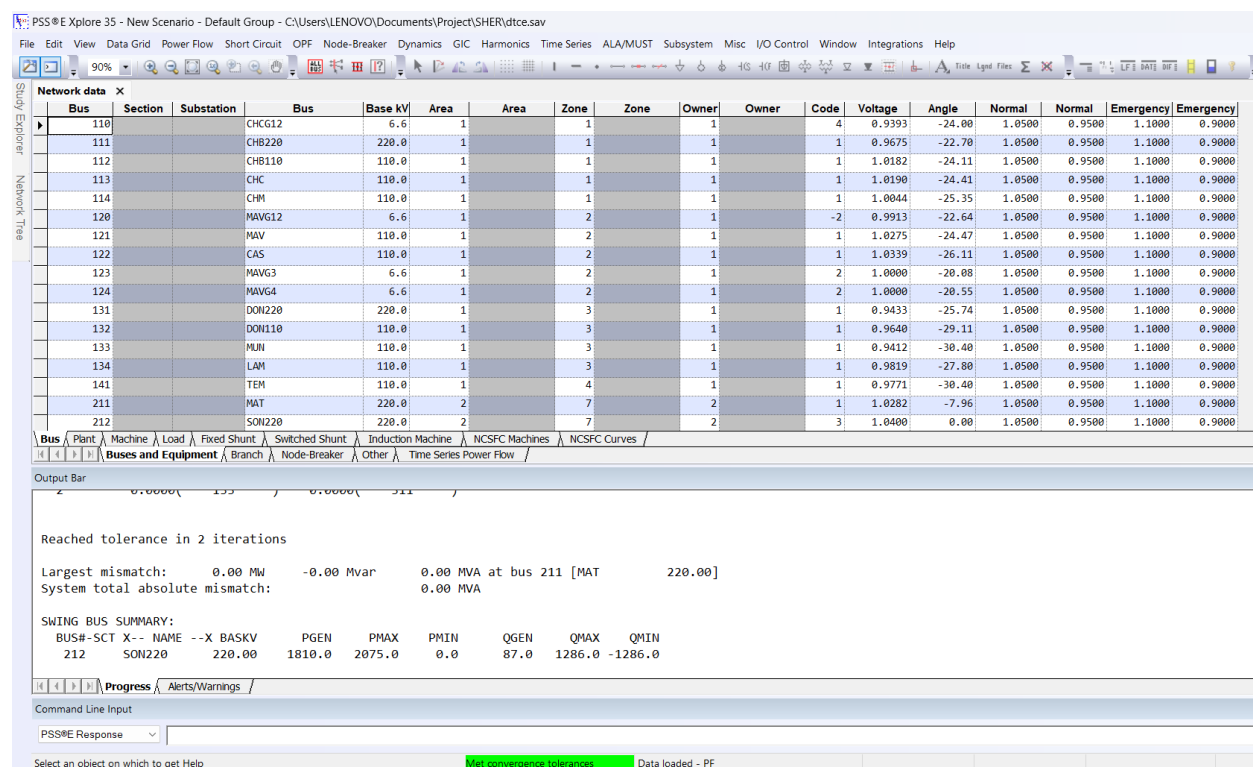


Figura 3.3: ambiente de trabalho do PSS/E [Autor].

Na determinação do tempo máximo permitido para a eliminação de faltas, foram aproveitadas as vantagens da capacidade interactiva do programa, uma vez que não foram planeadas operações de manobra após a aplicação inicial da falta. Todas as acções subsequentes foram tomadas pelo autor, observando o desenvolvimento transitório e seleccionando as manobras para gerar o máximo de informações úteis para a investigação.

As curvas de oscilação para a simulação S1C1, na figura 3.4, mostram que o sistema permanece estável para um tempo de eliminação de faltas 0.48 segundos. O tempo máximo

permitido para a eliminação de faltas para esta simulação é de 0.6 segundos. Uma amostra do ângulo do rotor, em forma de tabela, é mostrada na figura 3.5.

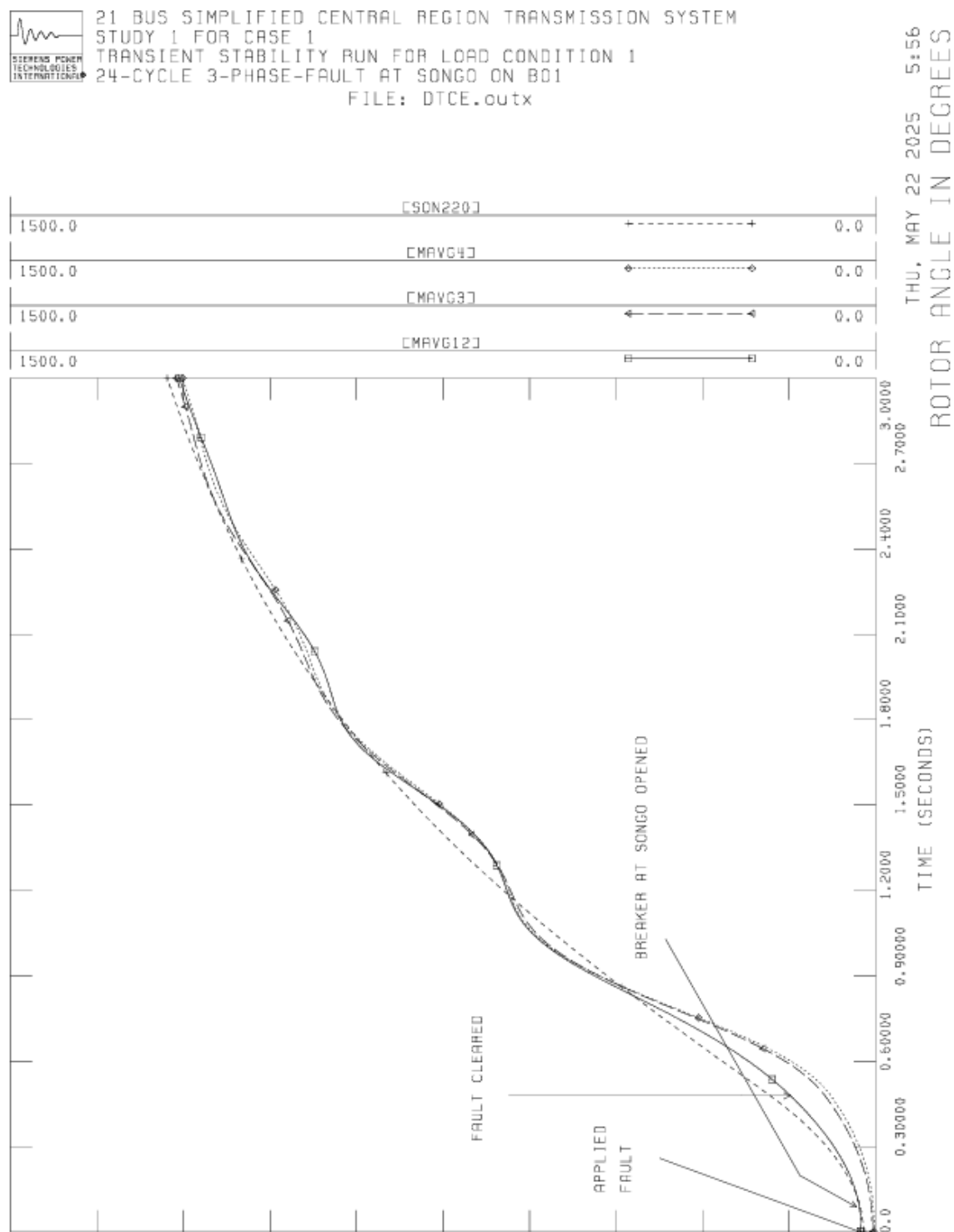


Figura 3.4: curvas de oscilação para o estudo 1, caso 1 (simulação S1C1). Falta trifásica em Songo, na linha B01, eliminada em 0.48 segundos. Estável [Autor].

PTI INTERACTIVE PLOTTING PROGRAM--PSSPLT FRI, MAY
 21 BUS SIMPLIFIED CENTRAL REGION TRANSMISSION SYSTEM
 STUDY 1 FOR CASE 1
 TRANSIENT STABILITY RUN FOR LOAD CONDITION 1
 24-CYCLE 3-PHASE-FAULT AT SONGO ON B01

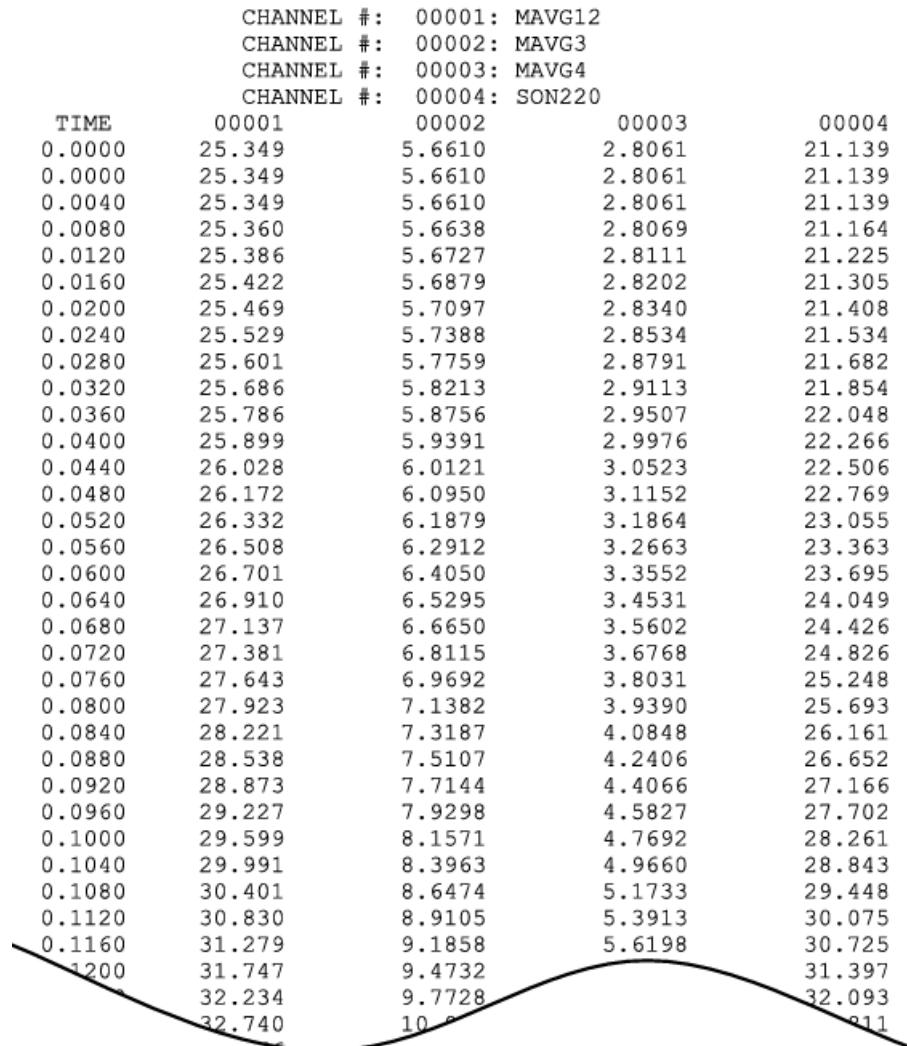


Figura 3.5: secção seleccionada do ângulo do rotor em forma de tabela [Autor].

As figuras 3.6 e 3.7 mostram o desempenho do sistema de protecção para os relés na linha B01 nas subestações de Songo e Matambo, respectivamente. As impedâncias medidas em cada extremidade, olhando para a extremidade oposta, são mostradas nos gráficos. Os relés usados são relés de protecção de distância do tipo mho e apresentam um alcance na zona 1 de cerca de 80% do comprimento da linha e sobre-alcance nas zonas 2 e 3 de cerca de 120% e 150% do comprimento da linha, respectivamente.

O gráfico da figura 3.6 mostra que a impedância aparente entra nas zonas 1, 2 e 3 do relé em Songo. O gráfico da figura 3.6 mostra que a impedância aparente entra nas zonas 2 e 3 do relé em Matambo.

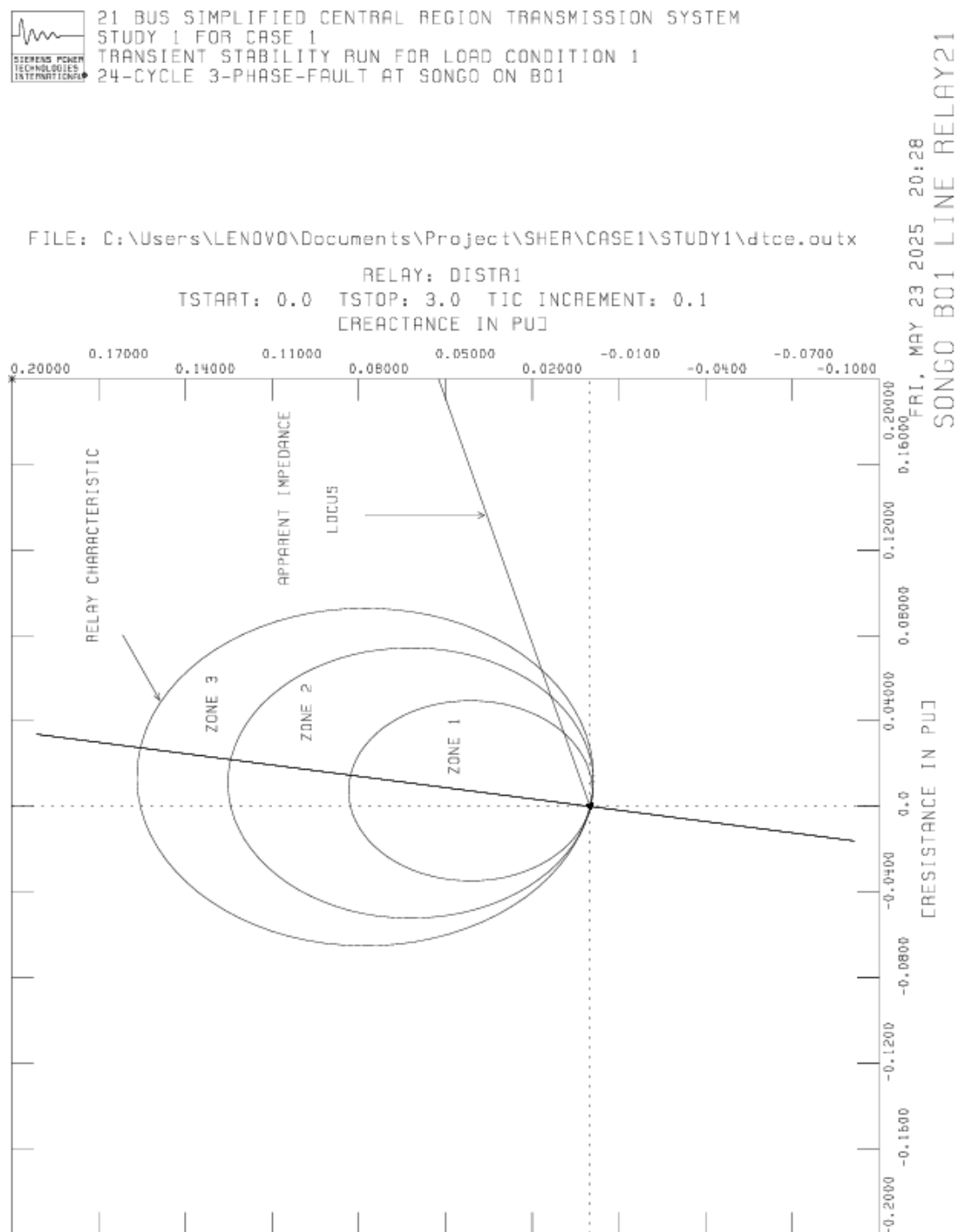


Figura 3.6: diagrama R-X no plano complexo mostrando o lugar geométrico da impedância aparente vista pelo relé na subestação de Songo [Autor].



21 BUS SIMPLIFIED CENTRAL REGION TRANSMISSION SYSTEM
STUDY 1 FOR CASE 1
TRANSIENT STABILITY RUN FOR LOAD CONDITION 1
24-CYCLE 3-PHASE-FAULT AT SONGO ON B01

FILE: C:\Users\LENOVO\Documents\Project\SHER\CASE1\STUDY1\dtce.outx

RELAY: DISTR1
TSTART: 0.0 TSTOP: 3.0 TIC INCREMENT: 0.1
[REACTANCE IN PU]

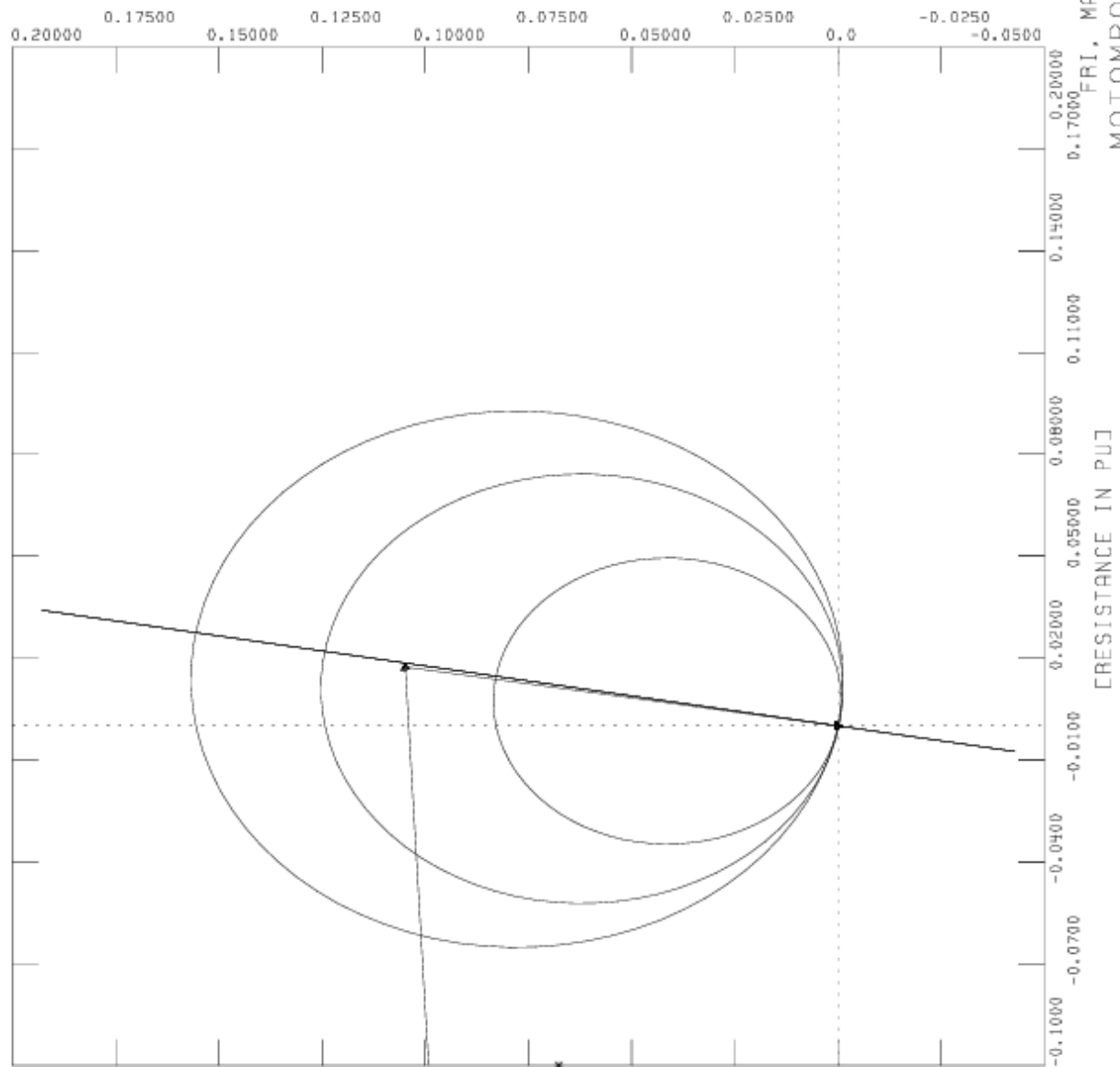


Figura 3.7: diagrama R-X no plano complexo mostrando o lugar geométrico da impedância aparente vista pelo relé na subestação de Matambo [Autor].

As figuras 3.8 (a) e (b) mostram registros do diálogo que ocorreu, através do monitor, durante a simulação dinâmica. A figura 3.8 (a) mostra a recuperação dos dados dinâmicos, e o caso base de fluxo de carga convertido para simulações dinâmicas, do banco de dados com a condição inicial resolvida para a condição de carga 1, seguido da verificação da condição inicial do sistema e aplicação da falta. A figura 3.8 (b) mostra o diálogo de continuação da perturbação e o sequenciamento automático da operação de manobra dos relés.

```

SIEMENS POWER TECHNOLOGIES INTERNATIONAL
50 BUS POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E Xplore-35.4.2
INITIATED ON THU, MAY 22 2025 4:37

New study initialized:
CASE [pick up case from database]
ENTER SAVED CASE FILENAME: DTCECON
21 BUS SIMPLIFIED CENTRAL REGION TRANSMISSION SYSTEM
STUDY 1 FOR CASE 1
The Saved Case in file C:\Users\LENOVO\Documents\Project\SHER\CASE1\STUDY1\DTCECON.sav
was saved on SUN, MAY 11 2025 2:00

ACTIVITY? RSTR [pick up dynamics data from snapshot file]
ENTER SNAPSHOT FILENAME: DTCE
The Snapshot at TIME = -0.008 in file
C:\Users\LENOVO\Documents\Project\SHER\CASE1\STUDY1\DTCE.snp was saved on THU, MAY 22
2025 4:30

ACTIVITY? STRT [set up initial condition]
ENTER CHANNEL OUTPUT FILENAME: DTCE

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E Xplore THU, MAY 22 2025 4:39
21 BUS SIMPLIFIED CENTRAL REGION TRANSMISSION SYSTEM
STUDY 1 FOR CASE 1
INITIAL CONDITION LOAD FLOW USED 1 ITERATIONS
----- MACHINE INITIAL CONDITIONS -----

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV ID ETERM EFD POWER VARS P.F. ANGLE ID IQ
120 MAVG12 6.6000 1 0.9913 1.6884 5.50 0.00 1.0000 25.35 0.6814
0.6138
123 MAVG3 6.6000 1 1.0000 1.4929 13.29 1.95 0.9894 5.66 0.4300
0.6357
124 MAVG4 6.6000 1 1.0000 1.4383 11.86 1.84 0.9881 2.81 0.3654
0.5804
212 SON220 220.00 1 1.0400 1.4004 1810.05 87.05 0.9988 21.14 0.2940
0.6638

INITIAL CONDITIONS CHECK O.K.
Channel output file is "DTCE.outx"
ENTER SNAPSHOT FILENAME: DTCE
Snapshot at TIME = -0.008 saved in file
C:\Users\LENOVO\Documents\Project\SHER\CASE1\STUDY1\DTCE.snp on THU, MAY 22 2025 4:39

ACTIVITY? RUN [run to time = 0 with no disturbance]
AT TIME = -0.008 ENTER TPAUSE, NPRT, NPLT, CRTPLT: 0. 0 1 0
Channel output file is "DTCE.outx"

ACTIVITY? ALTR [dialog to apply fault]
TIME = 0.000
ENTER CHANGE CODE:
0 = NO MORE CHANGES 1 = OUTPUT CHANNEL DATA
2 = CONS 3 = VARS
4 = CRT PLOT CHANNELS 5 = ICONS
6 = SOLUTION PARAMETERS 7 = STATES
8 = CASE HEADING: 0

NETWORK DATA CHANGES (1=YES, 0=NO)? : 1
PICK UP NEW SAVED CASE (1=YES, 0=NO)? : 0
ENTER CHANGE CODE:
0 = EXIT ACTIVITY 1 = BUS DATA
2 = GENERATOR DATA 3 = BRANCH DATA
4 = 2 WINDING TRANSFORMER DATA 5 = AREA INTERCHANGE DATA
6 = TWO-TERMINAL DC LINE DATA 7 = SOLUTION PARAMETERS
8 = CASE HEADING 9 = SWITCHED SHUNT DATA
10 = IMPEDANCE CORRECTION TABLES 11 = MULTI-TERMINAL DC DATA
12 = ZONE NAMES 13 = INTER-AREA TRANSFER DATA
14 = OWNER NAMES 15 = MACHINE OWNERSHIP DATA
16 = BRANCH OWNERSHIP DATA 17 = FACTS CONTROL DEVICE DATA
18 = 3 WINDING TRANSFORMER DATA 19 = VSC DC LINE DATA

```

Figura 3.8 (a): secção do diálogo no modo interactivo mostrando a recuperação dos dados do sistema, inicialização e aplicação da falta [Autor].


```

20 = FIXED BUS SHUNT DATA          21 = INDUCTION MACHINE DATA: 3

ENTER FROM BUS, TO BUS, CIRCUIT IDENTIFIER
(FROM BUS = 0 FOR NEW CHANGE CODE, -1 TO EXIT): 212 211 1
BRANCH DATA FOR CKT 1 FROM 212 [SON220 220.00] TO 211 [MAT 220.00]:
STATUS LINE R LINE X CHARGING LENGTH X----- NAME -----X
OLD 1 0.01700 0.10400 0.16100 0.0 'B01
'CHANGE IT? : 0
LINE SHUNTS: BUS 212 [SON220 220.00] BUS 211 [MAT 220.00]
OLD 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 CHANGE
IT? : 1
ENTER FROM BUS SHUNT, TO BUS SHUNT
0. -200000000000 0. 0 [fault represented by large shunt admittance to ground at
songo]

ENTER FROM BUS, TO BUS, CIRCUIT IDENTIFIER
(FROM BUS = 0 FOR NEW CHANGE CODE, -1 TO EXIT): -1

ACTIVITY? RUN [run to time = 3.0 sec]
AT TIME = 0.000 ENTER TPAUSE, NPRT, NPLT, CRTPLT: 3. 0 1 0
Channel output file is "DTCE.outx"

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 211 TO 212 MESSAGES AT TIME = 0.000:
APPARENT IMPEDANCE ENTERED ZONE(S) 2 3 [relay at matambo pick up on zones 2 and
3]
ZONE 2 3 TIMER(S) STARTED

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 212 TO 211 MESSAGES AT TIME = 0.000:
APPARENT IMPEDANCE ENTERED ZONE(S) 1 2 [relay at songo pick up zones 1, 2 and 3]
ZONE 1 2 3 TIMER(S) STARTED

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 212 TO 211 MESSAGES AT TIME = 0.020:
ZONE 1 TIMER(S) TIMED OUT
SELF TRIP BREAKER TIMER STARTED [breaker coil at songo triggered]

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 212 TO 211 MESSAGES AT TIME = 0.080:
SELF TRIP BREAKER TIMER TIMED OUT [breaker at songo opened]

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 211 TO 212 MESSAGES AT TIME = 0.420:
ZONE 2 TIMER(S) TIMED OUT
SELF TRIP BREAKER TIMER STARTED [breaker coil at matambo triggered]

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 211 TO 212 MESSAGES AT TIME = 0.480:
SELF TRIP BREAKER TIMER TIMED OUT [breaker at matambo opened]

*** CIRCUIT 1 FROM 212 [SON220 220.00] TO 211 [MAT 220.00]
TRIPPED AT TIME = 0.480 [fault cleared]

ACTIVITY? SNAP
ENTER SNAPSHOT FILENAME: DTCEP
Snapshot at TIME = 2.99998 saved in file
C:\Users\LENOVO\Documents\Project\SHER\CASE1\STUDY1\DTCEP.snp on THU, MAY 22 2025 4:58

ACTIVITY? SAVE
ENTER SAVED CASE FILENAME: DTCECONP
Case saved in file C:\Users\LENOVO\Documents\Project\SHER\CASE1\STUDY1\DTCECONP.sav on
THU, MAY 22 2025 4:59

```

Figura 3.8 (b): secção do diálogo no modo interactivo mostrando o sequenciamento automático da operação de manobra dos relés [Autor].

As curvas de oscilação para a simulação S2C1, na figura 3.9, mostram que o sistema permanece instável para um tempo de eliminação de faltas 0.48 segundos. O tempo máximo de eliminação de faltas permitido para esta simulação é de 0.3 segundos.

Nota-se que os dois geradores principais da central hidroelétrica de Mavuzi oscilaram quase que exactamente juntos, comportando-se, portanto, como um gerador equivalente.

O gerador mais pequeno da central hidroelétrica de Mavuzi oscilou bastante próximo, durante o período de falta, das outras duas máquinas síncronas na mesma central, mas acelerou mais do que as demais após a eliminação da falta e foi o primeiro gerador desta central a perder o sincronismo. O gerador de Songo, que estava mais distante do local da falta, foi menos afectado.

A figura 3.10 mostra o desempenho dos relés de protecção. Fica clara a partir desta figura a necessidade de um esquema de protecção especial, como a protecção por relés de perda de sincronismo, que não foi incluído neste estudo devido à falta de informações.

Após a perda de sincronismo, oscilações violentas de tensões e correntes, para as quais os relés de distância não foram projectados, continuaram “enganando” o relé até um ponto, tempo igual a 1.06 segundos, no qual a falta foi eliminada com sucesso.

As figuras 3.11 e 3.12 mostram o desempenho da protecção de linha para relés na linha CL71A nas subestações de Mavuzi e Lamego, respectivamente. A tabela 3.1 resume as condições e os resultados obtidos para cada simulação. Nota-se que, para as duas condições de carga, os relés de distância em Chicamba não conseguiram eliminar a falta até 3.0 segundos após a aplicação da falta, que foi o tempo máximo usado para cada simulação.

Tabela 3.1: resumo das simulações [Autor].

SIMUL.	TIPO FALTA	SE PROXIMA	LINHA	TEMPO DE ELIMINA. (S)		RESULTADO	TEMPO MAX. DE ELIMINA. FALTA
				EXTR. PROX.	EXTR. DISTA.		
S1C1	TRIFAS.	SONGO	B01	0.008	0.48	ESTAVEL	0.6
S2C1	TRIFAS.	MAVUZI	CL71A	0.008	1.06	INSTAVEL	0.3
S3C1	TRIFAS.	MAVUZI	CL73	0.008	>3	INSTAVEL	0.2
S1C2	TRIFAS.	SONGO	B01	0.008	0.48	ESTAVEL	0.6
S2C2	TRIFAS.	MAVUZI	CL71A	0.008	2.008	INSTAVEL	0.4
S3C2	TRIFAS.	MAVUZI	CL73	0.008	>3	INSTAVEL	0.3



21 BUS SIMPLIFIED CENTRAL REGION TRANSMISSION SYSTEM
STUDY 2 FOR CASE 1
TRANSIENT STABILITY RUN FOR LOAD CONDITION 1
24-CYCLE 3-PHASE FAULT AT MAVUZI ON LINE CL71A

FILE: C:\Users\LENOVO\Documents\Project\SHER\CASE1\STUDY2\DTCE.out

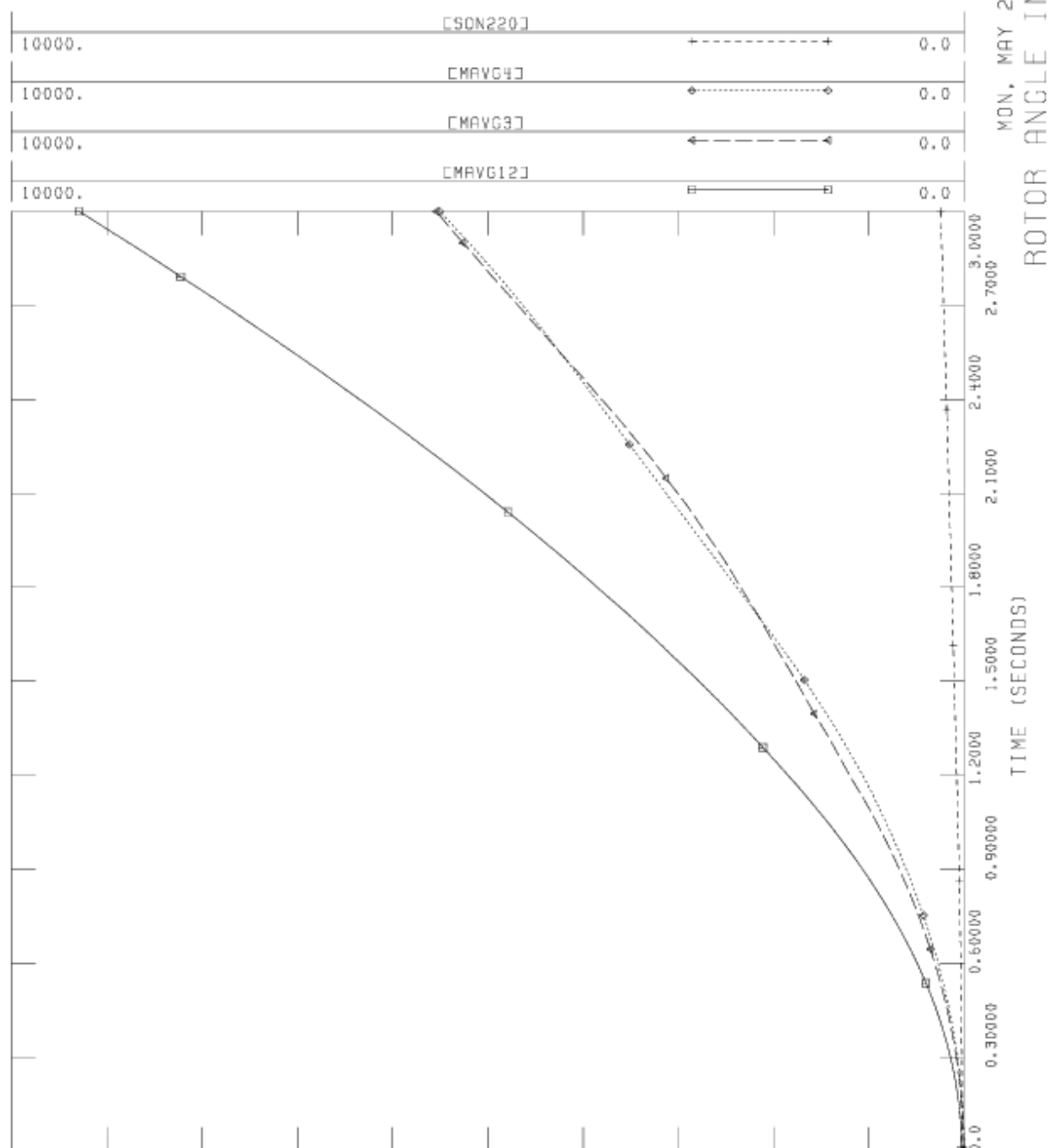


Figura 3.9: curvas de oscilação para o estudo 2, caso 1 (simulação S2C1). Falta em Mavuzi, na linha CL71A, eliminada em 1.06 segundos. Instável [Autor].

```

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 0.000:
  APPARENT IMPEDANCE ENTERED ZONE(S) 2 3
  CURRENT MOVED ABOVE THRESHOLD
  ZONE 2 3 TIMER(S) STARTED

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 0.356:
  CURRENT FELL BELOW THRESHOLD

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 0.420:
  ZONE 2 TIMER(S) TIMED OUT
  CURRENT BELOW THRESHOLD SUPPRESSES TRIP--ZONE 2 TIMER(S) RESET

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 0.580:
  CURRENT MOVED ABOVE THRESHOLD
  ZONE 2 TIMER(S) STARTED

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 0.784:
  CURRENT FELL BELOW THRESHOLD

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 0.820:
  ZONE 3 TIMER(S) TIMED OUT
  CURRENT BELOW THRESHOLD SUPPRESSES TRIP--ZONE 3 TIMER(S) RESET

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 0.896:
  CURRENT MOVED ABOVE THRESHOLD
  ZONE 3 TIMER(S) STARTED

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 1.000:
  ZONE 2 TIMER(S) TIMED OUT
  SELF TRIP BREAKER TIMER STARTED

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 1.032:
  CURRENT FELL BELOW THRESHOLD

RELAY DISTR1 # 1 CIRCUIT 1 FROM 134 TO 121 MESSAGES AT TIME = 1.060:
  SELF TRIP BREAKER TIMER TIMED OUT

*** CIRCUIT 1 FROM 121 [MAV 110.00] TO 134 [LAM 110.00]
    TRIPPED AT TIME = 1.060

```

Figura 3.10: secção seleccionada mostrando o comportamento dos relés de protecção.



21 BUS SIMPLIFIED CENTRAL REGION TRANSMISSION SYSTEM
STUDY 2 FOR CASE 1
TRANSIENT STABILITY RUN FOR LOAD CONDITION 1
24-CYCLE 3-PHASE FAULT AT MAVUZI ON LINE CL71A

FILE: C:\Users\LENOVO\Documents\Project\SHER\CASE1\STUDY2\DTCE.out

RELAY: DISTR1
TSTART: 0.0 TSTOP: 3.0 TIC INCREMENT: 0.1
CREACTANCE IN PU

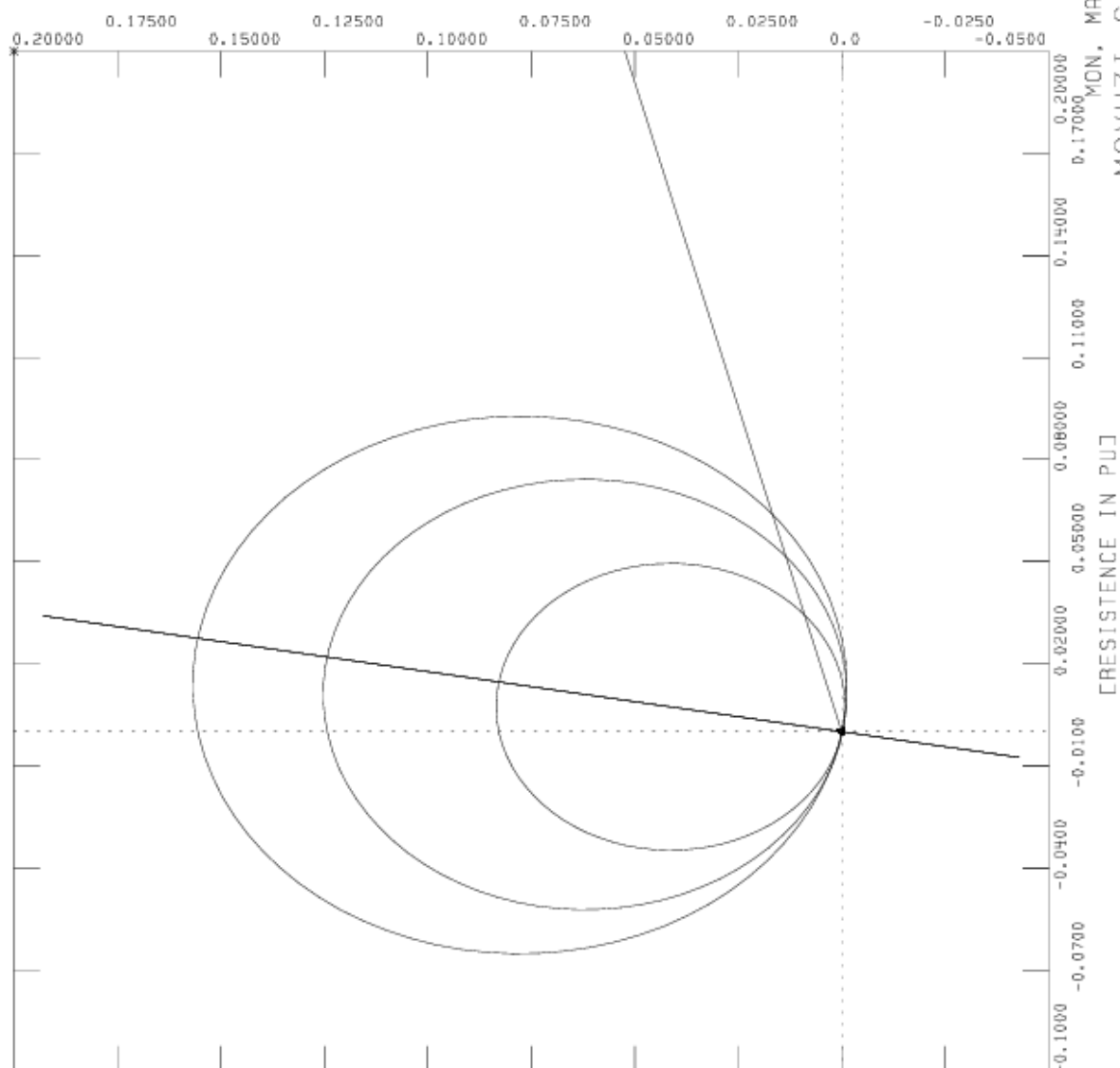


Figura 3.11: diagrama R-X no plano complexo mostrando o lugar geométrico da impedância aparente vista pelo relé na subestação de Mavuzi [Autor].



21 BUS SIMPLIFIED CENTRAL REGION TRANSMISSION SYSTEM
STUDY 2 FOR CASE 1
TRANSIENT STABILITY RUN FOR LOAD CONDITION 1
24-CYCLE 3-PHASE FAULT AT MAVUZI ON LINE CL71A

FILE: C:\Users\LENOVO\Documents\Project\SHER\CASE1\STUDY2\DTCE.out

RELAY: DISTR1
TSTART: 0.0 TSTOP: 3.0 TIC INCREMENT: 0.1
CREACTANCE IN PU

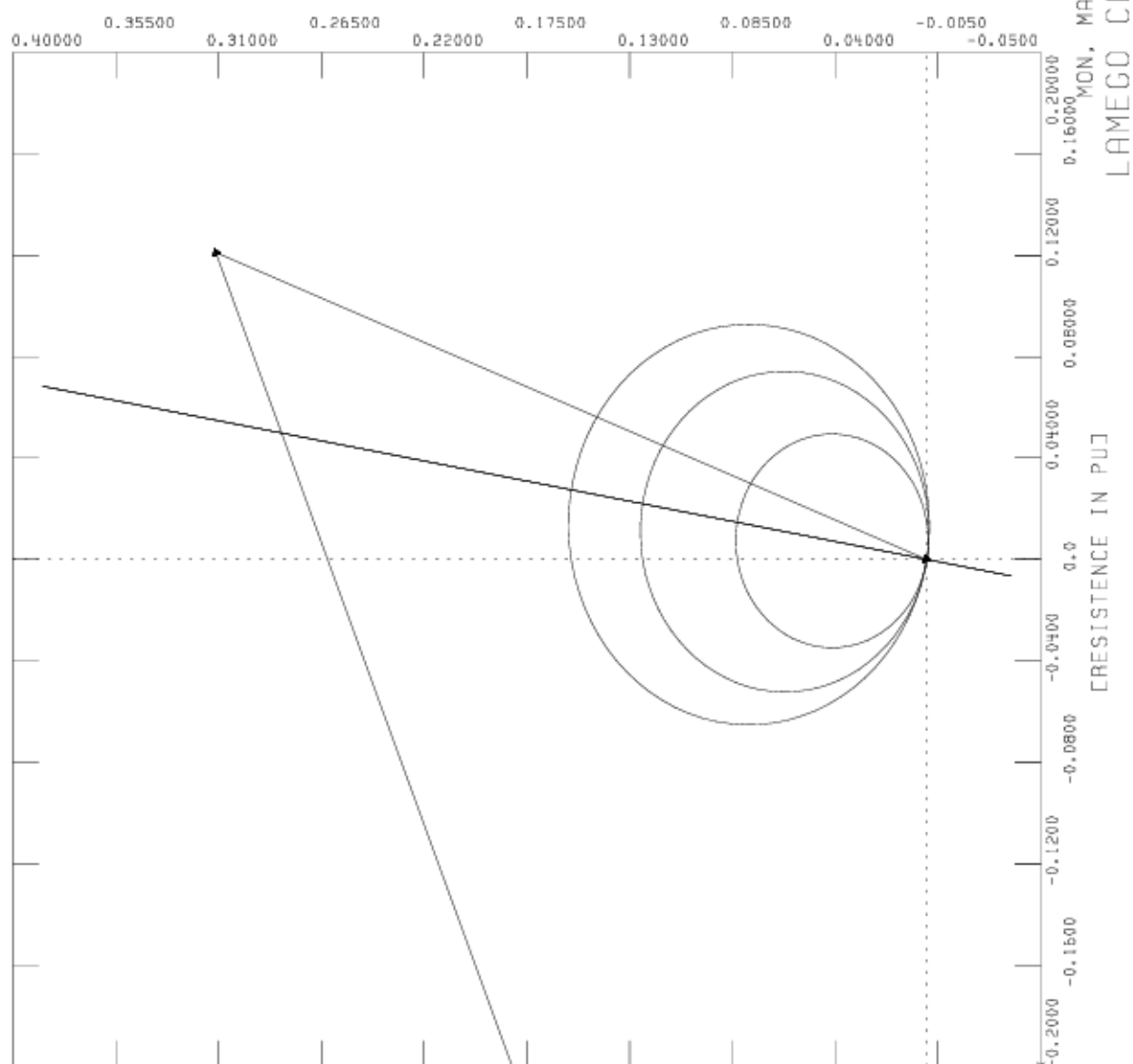


Figura 3.12: diagrama R-X no plano complexo mostrando o lugar geométrico da impedância aparente vista pelo relé na subestação de Lamago [Autor].

CAPITULO IV – CONCLUSÃO

4.1 Conclusão

Das diversas curvas obtidas neste estudo, algumas delas apresentadas neste relatório, uma análise dos resultados permite fazer certas conclusões gerais que podem ser declaradas da seguinte forma:

- (1) A rede de transporte centro é transitoriamente instável.
- (2) A margem de estabilidade, medida em termos do tempo máximo permitido para eliminação de faltas, para faltas em Songo nas duas condições de carga é de 0.12 segundos.

4.2 Recomendações

- (1) Estudo detalhado das mudanças propostas para a central de Mavuzi – uma vez que esta central foi a primeira do sistema a sair do sincronismo durante faltas na rede de 110 kV da EDM. Acredita-se que quaisquer medidas tomadas para ajudar esta central a permanecer em sincronismo podem melhorar substancialmente a estabilidade do sistema interconectado. Duas mudanças são propostas:
 - (a) Uso de reactores em paralelo – o projecto dos geradores da central de Mavuzi previa a operação normal com factor de potência indutivo de 80 por cento. Na actualidade, porém, essas máquinas geralmente operam próximo ao factor de potência unitário. Tal operação faz com que as máquinas tenham uma tensão interna menor do que o normal, o que tende a torná-las instáveis.
 - (b) Accionamento rápido dos reguladores de velocidade – esse recurso acciona um fechamento rápido das comportas, seguido por sua reabertura em um ritmo mais lento.
- (2) Estudo detalhado das mudanças propostas no sistema de protecção da rede de transmissão – como o tempo máximo permitido para eliminação de faltas no pior caso, simulação S3C1, foi de 0.2 segundos, para proteger efectivamente o sistema contra tais perturbações e manter a estabilidade, um esquema de protecção especial – *pilot relaying* deve ser usado em pontos críticos.

4.3 Referências bibliográficas

- [1] Anderson, P. and Fouad, A. 1997 – Power system control and stability, 1st ed., the Iowa state university press, Ames Iowa.
- [2] Bayley, R. 1951 – Power system dynamic stability analysis by use of an A.C calculating board, 1st ed., ProQuest, California.
- [3] Concordia, C. 1951 – Synchronous machines: theory and performance, 1st ed., Wiley, New York.
- [4] Pai, M. and Sauer, P. 1997 – Power system dynamics and stability, 1st ed., Prentice Hall, New Jersey.
- [5] Kimbark, E. 1948 – Power system stability: elements of stability calculations, 1st ed., Wiley, New York.
- [6] Kundur, P. 1994 – Power System Stability and Control, 1st ed., McGraw-Hill, New York.
- [7] Siemens 2022 – Program application guide, 1st ed., Siemens PTI, New York.
- [8] Shackshaft, G. 1963 – General purpose turbo-alternator model, *proceedings IEEE*, vol. 110, n. 4, p. 703 – 713.