



Sistema Eléctrico de uma Unidade de Produção de Petróleo

VANDSOR SILVA DE PAULA

outubro de 2025



Sistema Eléctrico de uma Unidade de Produção de Petróleo

VANDSOR SILVA DE PAULA

Setembro de 2025



Sistema Elétrico de uma Unidade de Produção de Petróleo

Vandsor Silva de Paula

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica
Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Professor Doutor Sérgio Felipe Carvalho Ramos

Júri:

Presidente:

Professor Doutor Rui Miguel Monteiro de Brito, Professor Adjunto, DEE/ISEP

Vogais:

Professor Doutor Sérgio Felipe Carvalho Ramos, Professor Coordenador, DEE/ISEP

Professor Mestre António Augusto Araújo Gomes, Professor Adjunto, DEE/ISEP

Resumo

As unidades petrolíferas desempenham um papel crucial na economia global e na sociedade como um todo. O petróleo é considerado um recurso natural extremamente estratégico devido à sua importância vital no abastecimento de energia, garantindo o funcionamento das sociedades. Além de ser uma fonte de renda, o petróleo confere poder e influência aos países que o possuem, uma vez que muitas nações do mundo desejam adquirir esse recurso para abastecimento interno.

A presente dissertação tem como objetivo analisar o estado atual das tecnologias do sistema de proteção e controle numa unidade de exploração de petróleo que procura garantir a segurança operacional e a integridade do seu sistema elétrico. Esse sistema abrange uma variedade de medidas destinadas a prevenir falhas, responder rapidamente a eventos anômalos e proteger equipamentos críticos. A proteção de sobrecorrente é fundamental, monitorando e desconectando circuitos em caso de correntes excessivas. Além disso, a proteção diferencial é aplicada para detectar falhas internas nos transformadores. A proteção contra sobretensão e subtensão salvaguarda contra variações prejudiciais de tensão.

A detecção de falhas à terra é essencial para prevenir riscos de choque elétrico e isolar seções afetadas. Sistemas de proteção também incorporam relés de proteção de motores, garantindo seu funcionamento adequado. A implementação de relés de proteção de geração principal e de emergência é crucial para assegurar a confiabilidade do suprimento elétrico. Adicionalmente, há ênfase na proteção contra curtos-circuitos e na monitorização da sincronização adequada dos geradores. Em ambientes marítimos, como plataformas offshore, as condições adversas exigem proteção específica contra corrosão e umidade. A automação e a comunicação entre os dispositivos de proteção são realizadas seguindo padrões como IEC 61850. Em resumo, o sistema de proteção em unidades de exploração de petróleo é uma rede complexa de dispositivos e tecnologias que visa salvaguardar a integridade do sistema elétrico, promovendo a segurança operacional em ambientes desafiadores.

Palavras-Chave: Proteção elétrica, Unidade de exploração de petróleo, Sobrecorrente, Diferencial, Sobretensão, Falha à terra, Relés de proteção, Sincronização, comunicação.

Abstract

Petroleum units play a crucial role in the global economy and society as a whole. Oil is considered an extremely strategic natural resource due to its vital importance in supplying energy, ensuring the functioning of societies. In addition to being a source of income, oil gives power and influence on the countries that have it, since many nations in the world wish to acquire this resource for internal supply.

This dissertation aims to analyze the current state of protection and control system technologies in an oil exploration unit that seeks to guarantee the operational safety and integrity of the electrical system. This system encompasses a variety of measures designed to prevent failures, respond quickly to anomalous events, and protect critical equipment. Overcurrent protection is critical, monitoring and disconnecting circuits in case of excessive currents. Furthermore, differential protection is employed to detect internal faults in transformers. Overvoltage and undervoltage protection safeguards against harmful voltage variations.

Earth fault detection is essential to prevent electric shock hazards and isolate affected sections. Protection systems also incorporate motor protection relays, ensuring their proper functioning. The implementation of main and emergency generation protection relays is crucial to ensure the reliability of electrical supply. Additionally, there is an emphasis on protection against short circuits and monitoring the proper synchronization of generators.

In marine environments, such as offshore platforms, harsh conditions require specific protection against corrosion and moisture. Automation and communication between protection devices are carried out following standards such as IEC 61850. In summary, the protection system in oil exploration units is a complex network of devices and technologies that aims to safeguard the integrity of the electrical system, promoting operational security in challenging environments.

Keywords: Electrical protection, Oil exploration unit, Overcurrent, Differential, Overvoltage, Earth fault, Protection relays, Synchronization, communication.

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador, Sérgio Ramos, pela sua disponibilidade, dedicação, apoio e orientação que foi fundamental para a realização deste documento.

À minha mãe, Lúcia Tamar Maria, ao meu pai, João Pereira De Paula, que sempre me encorajaram ao longo desta etapa. O meu profundo agradecimento por todo o investimento feito na minha formação, tanto acadêmica como humana.

À minha esposa, Ana Carolyne, agradeço o amor, o apoio e a dedicação não só para com a conclusão desta grande etapa acadêmica, de satisfação pessoal e profissional, como também na vida. Seu companheirismo por diversas vezes me deu forças para seguir. Obrigado por aceitar atravessar o Oceano Atlântico ao meu lado, você foi fundamental para que este sonho se tornasse realidade.

Índice

1	Introdução	11
1.1	Contextualização	11
1.2	Enquadramento do Problema	11
1.3	Objetivos	12
1.4	Metodologia	12
1.5	Organização da tese	12
2	Tipos de Plataformas	14
3	Sistema de Proteção	17
3.1	Introdução	17
3.2	Estrutura do Sistema de Proteção	20
3.3	Requisitos	21
3.4	Tipos de Proteções	21
3.4.1	Relés Eletromecânicos	21
3.4.2	Relés Estáticos	22
3.4.3	Relés Digitais	23
3.4.4	Estado da Arte	24
3.4.5	Proteção dos Geradores:	24
3.4.6	Proteções de motores elétricos	36
3.4.7	Proteção de Barramento	37
3.4.8	Tipos de Barramentos	38
3.4.9	Proteção em Transformadores	39
3.4.10	Ligação à Terra	39
3.4.11	Sistema de Supervisão, Operação e Controle de Processos	41
3.4.12	Norma CEI 61850	41
4	Sistema Elétrico de uma Plataforma	43
4.1	Introdução	43
4.2	Dados Técnicos	43
4.3	Classificação da Área	44
4.4	Classe de Temperatura	47
4.5	Sistema de Geração Principal	47
4.6	Controles do Sistema de Geração Principal	48
4.7	Sistema de Distribuição	51
4.7.1	Sistema de Distribuição Principal MT (Média Tensão)	51

4.8	Sistema de Geração de Emergência	52
5	Análise de Cargas	55
5.1	Configuração do Sistema Elétrico.....	56
5.2	Modelagem do Sistema Elétrico da Plataforma de Petróleo do Tipo FPSO.....	58
5.3	Fluxo de Potência	58
5.4	Análise de Corrente de Curto-Circuito	59
5.4.1	Introdução.....	59
5.4.2	Enquadramento Normativo (CEI 60909)	60
5.4.3	Corrente de Curto-circuito	64
5.4.4	Impedância de curto-circuito.....	70
5.5	Cenário 1 - Operação Normal.....	76
5.5.1	Estabilidade Transitória	78
5.5.2	Curto-circuito.....	79
5.6	Cenário 2 - Operação Gerador de emergência	81
5.6.1	Estabilidade Transitório	81
5.6.2	Curto-circuito.....	83
6	Conclusões	84
6.1	Contributos	85
6.2	Dados Técnicos	87
6.2.1	Geradores Síncronos	87
6.2.2	Transformadores	87
6.2.3	Motor de Indução.....	88
6.2.4	Cabos Elétricos	88
6.3	Simulações	89
6.3.1	Fluxo de Potência (Operação Normal)	89
6.3.2	Curto-circuito nos Barramentos (Operação Normal)	89
6.3.3	Fluxo de Potência (Gerador de Emergência)	90
7	Referências	91

Lista de Figuras

Figura 1 - Plataforma Fixa	14
Figura 2 - Plataforma Autoelevatória.....	15
Figura 3 - Plataforma Semi-Submersível.....	15
Figura 4 - Navio-sonda	16
Figura 5 - Plataforma do Tipo FPSO	16
Figura 6 - Zonas de proteção de um sistema elétrico [4].....	19
Figura 7 - Estrutura do sistema de proteção [5]	20
Figura 8 - Relé eletromecânico	22
Figura 9 - Estrutura hierárquica	23
Figura 10 - Redundância do sistema de proteção de geradores	26
Figura 11 - Ligação direta de geradores.....	26
Figura 12 - Ligação unitária do gerador	27
Figura 13 - Ligação à Terra sólido.....	28
Figura 14 - Ligação à Terra por resistência	29
Figura 15 - Ligação à Terra de alta impedância.....	29
Figura 16 - Proteção Diferencial (87G).....	30
Figura 17 - Proteção diferencial de fase dividida	31
Figura 18 - Proteção diferencial de alta impedância	31
Figura 19 - Proteção sobrecarga (234) e sobretensão(59)	32
Figura 20 - Curva de magnetização.....	33
Figura 21 - Curva V/Hz de geradores e transformadores	34
Figura 22 - Relé Volts/Hertz(24) de tempo -definido com dois níveis	34
Figura 23 - Relé Volts/Hertz(24) de tempo -definido e inverso	35
Figura 24 - Barramento simples	39
Figura 25 - Área classificada.....	45
Figura 26 - Filosofia de Proteção EX.....	46
Figura 27 - Unifilar do Sistema de Geração de Emergência.....	53
Figura 28 - Diagrama Unifilar Simplificado no ETAP	56
Figura 29 - Diagrama do Sistema	61
Figura 30 - Diagrama do Sistema	61
Figura 31 - curto-circuito trifásico.....	64
Figura 32 - curto-circuito entre duas fases	65
Figura 33 - curto-circuito entre duas fases e a Terra	65
Figura 34 - Característica da corrente de curto-circuito "longe dos geradores" e Corrente A.C constante.	66
Figura 35 - Característica da corrente de curto-circuito "perto dos geradores" e Corrente A.C constante.	66
Figura 36 - Fator multiplicativo μ	68
Figura 37 - Fator multiplicativo q	69

Figura 38 - Equivalentes de rede.....	71
Figura 39 - Esquema equivalente da fonte de alimentação.....	73
Figura 40 - Transformador de três enrolamento	75
Figura 41 - Esquema do transformador de três enrolamentos.....	76
Figura 42 - Estabilidade Transitória Gerador.....	79
Figura 43 - Estabilidade transitória gerador de emergência	82

Lista de Tabelas

Tabela 1: Lista de Verificação.....	Erro! Marcador não definido.
Tabela 2 - Proteções para Geradores Principais e Emergência	25
Tabela 3 - Sobretensões Permissíveis	36
Tabela 4 - Falhas em Motores.....	37
Tabela 5 - Sistema de Ligação à Terra	40
Tabela 6 - Tipos de proteção dos equipamentos.....	45
Tabela 7 - Classificação dos Gases	47
Tabela 8 - Classe de Temperatura.....	47
Tabela 9 - Nível de tensão dos sistemas de geração e distribuição.....	52
Tabela 10 - Fatores de tensão [19]	64
Tabela 11 - Quadro Resumo.....	77
Tabela 12 - Operação normal geradores	77
Tabela 13 - Cargas nos Barramentos	77
Tabela 14 - Cargas do sistema elétrico	78
Tabela 15 - Correntes nos Barramentos	80
Tabela 16 - Correntes nos CB's	80
Tabela 17 - Gerador de emergência em operação	81
Tabela 18 - Fluxo de potência nos barramentos.....	81
Tabela 19 - Quadro Resumo.....	83
Tabela 20 - Correntes nos Barramentos	83

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrônimo

FPSO	<i>Floating Production Storage Offloading</i>
CCM	Centro de Controle de Motores
CDC	Centro de Distribuição de Cargas
CLP	Controlador Lógico Programável
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Continua
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potência
VSD	<i>Variable Speed Driver</i>
FC	Fator de Carga
ECOS	Estação Central de Operação e Supervisão
TG	Turbinas a Gás
EGCP	Painel de Controle e Energia do Gerador de Emergência

Lista de Símbolos

<i>f</i>	Frequência
μ	Tempo mínimo de atraso
λ	Fator de multiplicativo
ϕ	Ângulo de fase

1 Introdução

1.1 Contextualização

O crescimento do número dos campos de exploração do pré-sal brasileiro é um grande desafio para diversas áreas da engenharia causando um aumento nos projetos de plataformas de produção de óleo e gás. Estes campos de exploração estão localizados a quilômetros da costa, em águas ultra profundas, extraíndo óleo e gases agressivos não apenas para o meio ambiente mais também para os equipamentos, sob elevadas pressões dos reservatórios. As unidades operam com sistemas altamente automatizados, dependentes de infraestruturas elétricas robustas, fiáveis e com uma variedade de equipamentos críticos como motores de grande potência, bombas, compressores e sistemas de controle cuja operação contínua exige um fornecimento de energia elétrica seguro, estável e ininterrupto. Para estas plataformas operarem com elevados níveis de eficiência e segurança em condições adversas nas quais vêm sendo instaladas, é essencial encontrar soluções criativas e inovadoras para desenvolver novos sistemas e equipamentos.

A dificuldade dos sistemas elétricos industriais nestas unidades exigem elevados requisitos técnicos em termos de concepção, proteção, coordenação e manutenção. Qualquer anomalia elétrica pode representar não apenas perdas econômicas significativas, mas também riscos sérios para a segurança das operações e do pessoal envolvido. Desta forma, é essencial realizar uma análise detalhada do sistema para garantir níveis adequados de desempenho, eficiência e segurança.

Neste contexto, a utilização de ferramentas de simulação no sistema elétrico, como o **ETAP (Electrical Transient Analyzer Program)**, possui relevância significativa. Este software permite a modelação precisa de sistemas elétricos industriais, possibilitando a realização de estudos como o fluxo de potência, a análise de curto-circuito, coordenação de proteções e o estudo do arranque de motores.

1.2 Enquadramento do Problema

Nas plataformas de petróleo, os desafios relacionados com a concepção e análise do sistema elétrico são acentuados devido a diversidade de cargas, a presença de fontes internas de geração, pelas condições ambientais adversas e também pela necessidade de redundância e continuidade de serviço. A ausência de uma análise detalhada pode causar diversos problemas, como falhas de proteção, sobrecargas, arranques mal dimensionados ou deficiência na seletividade, comprometendo a integridade da instalação.

Então, é essencial validar a configuração elétrica destas unidades antes da sua entrada em operação, ou mesmo em um *retrofit*. A simulação computacional permite prever problemas e

dimensionar os componentes da instalação de forma mais adequada, reduzindo o risco de falhas.

1.3 Objetivos

Um dos objetivos desta dissertação é apresentar o sistema elétrico de uma plataforma de exploração de petróleo, assim como a configuração do sistema de monitorização e comunicação do sistema elétrico, suas proteções e intertravamento de modo a ter base para o objetivo seguinte.

Um segundo objetivo incide em realizar um estudo e simulações no sistema elétrico de uma unidade de exploração de petróleo, com recurso ao *software* ETAP, visando a análise de desempenho e a verificação da conformidade técnica da instalação.

Objetivos Específicos:

- Modelar a topologia elétrica da unidade no ambiente do ETAP;
- Analisar fluxo de potência no sistema sob diferentes condições de carga;
- Estudar os níveis de curto-circuito e a sua implicação na proteção dos equipamentos;
- Estabilidade Transitória.
- Simular o comportamento do sistema.

1.4 Metodologia

O trabalho que será apresentado nesta dissertação inicia-se com a coleta de dados técnicos reais (representativos) da instalação em estudo, incluindo diagramas unifilares, especificações dos equipamentos e requisitos operacionais. Com base nestes dados, procede-se à modelação do sistema elétrico no ETAP. Em seguida, serão realizadas simulações de diferentes estudos, fluxo de potência, curto-circuito, estudo de estabilidade transitória e os resultados serão analisados quanto à sua coerência técnica, desempenho e conformidade com normas aplicáveis (IEC, IEEE, entre outras).

1.5 Organização da tese

A seguir a este Capítulo 1, o Capítulo aborda os tipos de plataformas utilizadas. O Capítulo 3 explora os diversos sistemas de proteção usados neste tipo de instalações. O capítulo 4 apresenta o sistema elétrico de uma unidade de produção de petróleo, detalhando as áreas classificadas, o sistema de geração principal e os diferentes tipos de controle na geração de

energia. O Capítulo 5 é realizado a análise das cargas, do fluxo de potência, curto-circuito e da estabilidade dos geradores nos diferentes cenários. Já no Capítulo 6 é desenvolvido a conclusão do trabalho.

2 Tipos de Plataformas

Plataformas de produção de petróleo são estruturas construídas em águas rasas ou profundas para explorar e extrair petróleo e gás natural do subsolo marinho. Elas servem como bases operacionais para a perfuração de poços, produção, processamento e armazenamento de petróleo e gás. Existem vários tipos de plataformas:

Plataforma Fixa: Conforme evidencia a Figura 1, são estruturas permanentemente ancoradas ao leito marinho para a extração de petróleo e gás em campos offshore. Os dois tipos principais são as plataformas de jaqueta, que consistem em estruturas de aço cravadas no leito marinho, e as plataformas de gravidade, que têm bases de concreto afundadas. Essas plataformas fornecem suporte estável para a perfuração de poços e a extração de hidrocarbonetos. Geralmente, são empregadas em águas rasas, onde a instalação direta no fundo do mar é viável. A ancoragem fixa oferece estabilidade, tornando-as adequadas para condições climáticas e ambientes marinhos diversos. As Plataformas Fixas desempenham um papel crucial na exploração e produção de petróleo em áreas costeiras e são fundamentais para a indústria offshore.



Figura 1 - Plataforma Fixa

Plataformas Autoelevatórias: São estruturas móveis utilizadas na perfuração de poços e produção de petróleo em águas rasas. Essas plataformas possuem pernas ou colunas que podem ser elevadas para fora da água, permitindo que a estrutura fique suspensa no ar. O processo de elevação ocorre por meio de sistemas hidráulicos ou mecânicos, proporcionando estabilidade durante as operações. Esse design flexível permite que as Plataformas Autoelevatórias se adaptem a diferentes profundidades e terrenos do leito marinho. Elas são frequentemente empregadas em locais costeiros e são ideais para atividades temporárias de perfuração e produção.

Na Figura 2, essas plataformas móveis são transportadas por rebocadores ou por propulsão própria. Destinam-se à perfuração de poços exploratórios na plataforma, em laminas d'água que variam de 5 a 130 metros.



Figura 2 - Plataforma Autoelevatória

Plataformas Semi-Submersíveis: Essas plataformas possuem colunas submersas que são parcialmente submersas na água, enquanto a parte superior, que abriga a plataforma de perfuração e outras instalações, permanece acima da superfície do mar. A capacidade de submersão parcial oferece estabilidade em condições marítimas adversas, permitindo que a plataforma se mova verticalmente em resposta às ondas. Esse design flexível e adaptável é adequado para águas profundas, onde as condições do mar são desafiadoras. As plataformas Semi-Submersíveis podem ser rebocadas até o local de operação, onde são ancoradas, garantindo posicionamento preciso sobre os poços.

Além da perfuração, essas plataformas (Figura 3) são frequentemente utilizadas como unidades flutuantes de produção, armazenamento e descarga (FPSO) em projetos offshore. Sua versatilidade e capacidade de lidar com condições oceânicas adversas as tornam valiosas na exploração de campos petrolíferos em águas profundas ao redor do mundo.



Figura 3 - Plataforma Semi-Submersível

Navios-sonda: São embarcações especializadas na perfuração de poços de petróleo e gás em ambientes marítimos. Equipados com torres de perfuração, esses navios móveis podem ser rebocados para diferentes locais de perfuração, oferecendo flexibilidade em projetos temporários. Sua capacidade de perfurar em águas rasas ou profundas os torna versáteis, e alguns modelos possuem sistemas dinâmicos de posicionamento para manter a posição sem

ancoragem. Essas características fazem dos navios-sonda uma escolha eficiente e adaptável na exploração e produção *offshore*, conforme ilustra a Figura 4.



Figura 4 - Navio-sonda

Plataformas do tipo FPSO: (Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Descarga, Figura 5) são embarcações versáteis utilizadas na exploração de petróleo e gás em águas profundas. Projetadas para realizar as funções de produção, armazenamento e descarga, essas plataformas processam o petróleo e gás extraídos dos poços submarinos, separando e tratando os componentes. Sua capacidade de armazenamento permite acumular grandes volumes de hidrocarbonetos antes da transferência para navios-tanque. Ancoradas no local de operação, as FPSO's são projetadas para resistir a condições marítimas desafiadoras, oferecendo estabilidade. Essas unidades flutuantes representam uma solução econômica para o desenvolvimento de campos em locais remotos, sendo configuráveis de forma modular para atender às necessidades específicas de cada projeto. Além disso, a capacidade de descarga direta em navios-tanque facilita o transporte eficiente dos produtos para refinarias ou clientes, tornando as plataformas FPSO uma escolha estratégica na produção *offshore*.



Figura 5 - Plataforma do Tipo FPSO

3 Sistema de Proteção

3.1 Introdução

A proteção do sistema elétrico é um conjunto de estratégias e dispositivos essenciais para assegurar a operação segura e eficiente de sistemas elétricos em diversas aplicações. Essa área abrange uma gama de desafios, desde a prevenção de curtos-circuitos até a minimização de danos causados por sobrecorrentes e falhas à terra. Tecnologias avançadas, como relés de proteção inteligentes, sistemas de monitoramento em tempo real e dispositivos de proteção diferencial, têm impulsionado o campo, permitindo uma detecção precoce de anomalias e respostas rápidas a eventos adversos. A proteção do sistema elétrico é particularmente crucial em setores críticos, como unidades de produção de energia e instalações industriais, onde a confiabilidade operacional é de suma importância. A implementação de aterramento, esquemas de proteção a distância e medidas de proteção contra descargas atmosféricas destaca-se como fundamental para garantir a segurança de pessoas, equipamentos e infraestruturas.

Um sistema de proteção, basicamente é composto por três partes: detecção, medição e atuação. A parte de detecção é constituída pelo Transformador de tensão (TT) e transformador de corrente (TI). Os valores adquiridos pelos transformadores são enviados à parte da medição, de acordo com a parametrização do relé, quando os valores encontrados não forem desejáveis ou não esperados, o relé tem a atribuição de enviar um comando de abertura ao disjuntor, equipamento que faz parte da atuação. (C. M. T. Fortunato 2009)

As proteções que atuam nos disjuntores, ocasiona uma alteração na configuração da rede elétrica, isolando os defeitos que possam ter ocorrido, sem afetar a alimentação do sistema que não apresenta defeito.

Existem alguns tipos de sistema de proteção elétrica. Os principais são: (G.Energy 2012)

- Sistemas de proteção contra descargas atmosféricas: É um conjunto de dispositivos e estratégias projetados para minimizar os danos causados por raios em estruturas e equipamentos elétricos. Esses sistemas visam criar um caminho preferencial para a corrente elétrica gerada pela descarga atmosférica. Para isso, podem ser utilizados equipamentos como para-raios e gaiola de Faraday;
- Sistemas de proteção contra sobretensão: São dispositivos utilizados para salvaguardar equipamentos elétricos e eletrônicos contra picos repentinos de tensão, também conhecidos como surtos de tensão. Esses surtos podem ser causados por

descargas atmosféricas, manobras em redes elétricas, falhas em equipamentos e outros eventos. O sistema visa limitar a magnitude dessas sobretensões e proteger os dispositivos sensíveis;

- Sistema de proteção a terra: São dispositivos projetados para criar um caminho de baixa impedância, onde possibilita que as correntes indesejáveis possam escoar para a terra, visando garantir a segurança das pessoas, equipamentos e estruturas.

O sistema de proteção além de garantir o correto funcionamento do fornecimento da energia elétrica, busca preservar a segurança das pessoas e dos equipamentos que compõem um sistema elétrico. Porque evitando descargas elétricas e sobretensões, além de escoar de forma segura a corrente elétrica indesejada, colabora para garantir integridade de todos, pois se não forem devidamente protegidos podem gerar problemas fatais. O estudo de proteções elétricas tem como objetivo assegurar o funcionamento confiável e seguro de instalações elétricas, prevenindo danos e minimizando interrupções no fornecimento de energia. (MASON, C. Russel 1958)

Devido a complexidade da rede elétrica, de forma a garantir a continuidade na distribuição de energia durante a ocorrência de um defeito, com coordenação, seletividade e atuação dos sistemas de proteção, o sistema de proteção é separado em diferentes zonas de modo a atender às necessidades de cada parte da rede, garantindo assim a eliminação dos defeitos mesmo em caso de falha do relé que se encontra responsável pela proteção de uma determinada parte da rede. Desta forma, é necessário considerar uma proteção primária e uma proteção secundária. Proteção primária refere-se à proteção principal, onde o elemento de seccionamento encontra-se na conexão entre dois elementos que viabiliza a retirada somente do elemento da falha em questão. Este grupo estabelece uma zona de proteção ao redor de cada elemento. Na proteção secundária ou de retaguarda é associada a uma proteção localizada na zona adjacente à zona primária, que opera em situações de anormalidade no caso de a proteção primária falhar. A proteção secundária pode atuar de modo local, caso esteja na mesma subestação, ou remota, caso se encontre em outra subestação.

A Figura 6 indica a divisão do sistema e algumas proteções do sistema elétrico. Deste modo, temos proteções de geradores, transformadores, motores e barramentos.

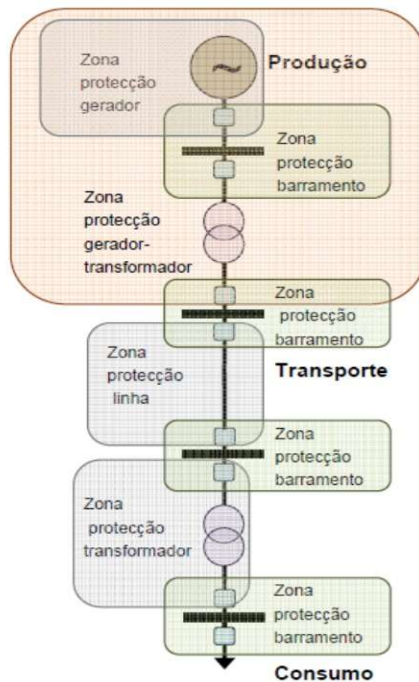


Figura 6 - Zonas de proteção de um sistema elétrico (C. M. T. Fortunato 2009)

Na análise de proteção dos sistemas elétricos é necessário separar entre as seguintes status de operação do sistema: **Normal**, **Anormal** e **Curto-Circuito**, onde o status de operação **normal** corresponde a ausência de falhas nos equipamentos de operação e falhas aleatórias. Status de operação **anormal** são condições que podem provocar perturbações na rede elétrica, como oscilações de tensão, sem apresentar condições de **curto-circuito**. As condições de curto-circuito são críticas, e a proteção dos sistemas elétricos deve proporcionar assegurar, além da interrupção da eletricidade, com o objetivo de proteger linhas, barras e equipamentos, e monitorar dados com o objetivo de estudar as causas ocorridas.

A implementação do sistema de proteção elétrica leva em consideração os seguintes aspetos (MASON, C. Russel 1958):

- Econômicos: atualmente, os sistemas de proteção implementados, utilizando relés microprocessados são caros em comparação aos equipamentos eletromecânicos e estáticos;
- Propagação de defeito: são dispositivos que evita que o defeito alcance outros equipamentos na rede, causando danos a esses ou interferências na operação do sistema;
- Inoperância: minimiza o tempo da indisponibilidade do fornecimento de energia.

3.2 Estrutura do Sistema de Proteção

A **Figura 7** apresenta a estrutura do sistema de proteção.

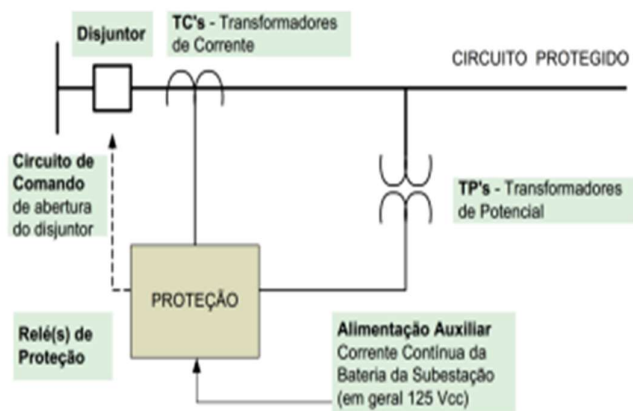


Figura 7 - Estrutura do sistema de proteção (J. Mamede filho 2011)

Seguintes elementos do relé de proteção:

A unidade de entrada do relé é composta por um transformado de corrente (TC) e um transformador de tensão (TP). O TC atua reduzindo a corrente de um circuito de alta tensão para níveis gerenciáveis. Baseado no princípio da indução eletromagnética, a corrente no circuito primário cria um campo magnético variável, induzindo uma corrente proporcional nas espiras secundárias do TC. A relação de transformação do TC determina a proporção entre a corrente no circuito primário e a corrente nas espiras do secundário. Essa corrente reduzida e isolada do TC é então conectada ao relé de proteção, permitindo que o relé monitore e atue em resposta a condições anormais, como sobrecorrente ou curto-circuito, enquanto mantém isolamento elétrico seguro entre o circuito de alta tensão e o sistema de proteção. Já o transformador de tensão (TP) em um sistema de proteção elétrica reduz a tensão de um circuito de alta tensão para níveis seguros. apoiado no princípio de indução eletromagnética, a tensão no circuito primário cria um campo magnético variável, induzindo uma tensão proporcional nas espiras secundárias do TP. A relação de transformação do TP determina a proporção entre a tensão no circuito primário e a tensão nas espiras do secundário. Este componente também oferece isolamento elétrico entre o circuito de alta tensão e o sistema de proteção, evitando impactos diretos nos relés. A tensão reduzida e isolada do TP é conectada ao relé de proteção, permitindo o monitoramento e a atuação com base em condições anormais no nível de tensão.

A unidade de saída é responsável por acionar dispositivos de desconexão ou alarmes em resposta a condições anormais detetadas pelo relé. Comumente, essa unidade atua como um interruptor controlado pelo relé, desligando o circuito elétrico quando condição de falha é identificada. A saída pode ser utilizada para acionar disjuntores, desligar equipamentos ou emitir alarmes, dependendo da configuração. Esta funcionalidade é essencial para isolar

rapidamente falhas no sistema elétrico, prevenindo danos a equipamentos e garantindo a segurança do sistema como um todo

A fonte de tensão auxiliar em um relé de proteção é uma fonte secundária de energia crucial para garantir a operação contínua do relé, mesmo em condições de falha na fonte principal. Geralmente, consiste em baterias ou outros dispositivos de armazenamento de energia. Essa fonte auxiliar fornece a energia necessária para o relé operar e acionar seus componentes, como a unidade de saída em situações anormais (J. Mamede filho 2011).

3.3 Requisitos

Um relé de proteção eficiente deve possuir sensibilidade adequada para detetar anomalias elétricas, ajustar seu tempo de atuação para uma resposta rápida e ser seletivo, atuando apenas quando necessário. A coordenação entre relés é crucial, garantindo que o mais próximo da falha seja o primeiro a operar, minimizando desligamentos indevidos. Sua imunidade a interferências eletromagnéticas e testabilidade regular são essenciais para assegurar operação confiável. Adaptabilidade a condições variáveis, integração eficiente com sistemas de controle, e confiabilidade na alimentação através de fontes auxiliares são fatores críticos. Além disso, a capacidade de realizar manutenção regular e a garantia de uma resposta coordenada em conjunto com outros sistemas contribuem para um desempenho robusto e confiável do relé de proteção, assegurando a segurança e integridade do sistema elétrico.

3.4 Tipos de Proteções

3.4.1 Relés Eletromecânicos

Os relés eletromecânicos são dispositivos fundamentais na automação e controle de sistemas elétricos. Compostos por uma bobina, uma armadura móvel e contatos elétricos, esses relés operam segundo o princípio da indução eletromagnética.

Quando uma corrente elétrica percorre a bobina, cria-se um campo magnético que atrai a armadura para a bobina. Esse movimento mecânico da armadura, por sua vez, atua sobre os contatos elétricos, abrindo ou fechando circuitos elétricos em resposta ao sinal inicial.

Apesar de sua confiabilidade comprovada, os relés eletromecânicos têm algumas limitações. Seu tempo de resposta é mais lento quando comparado a alternativas mais modernas, devido ao tempo necessário para o movimento mecânico. Além disso, a movimentação constante da armadura pode levar ao desgaste mecânico ao longo do tempo.

Esses relés são tradicionalmente utilizados em diversas aplicações, desde acionamento de motores até sistemas de automação industrial. No entanto, em aplicações mais sensíveis ao tempo de resposta e com menor tolerância ao desgaste. (Figura 8)

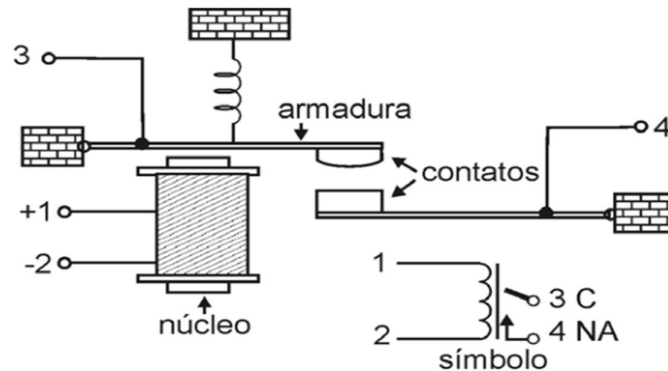


Figura 8 - Relé eletromecânico (A. G. P. Stanley H. Horowitz 2008)

3.4.2 Relés Estáticos

Os relés estáticos, também conhecidos como relés de estado sólido, representam uma evolução tecnológica em relação aos relés eletromecânicos tradicionais. Diferentemente dos modelos mecânicos, os relés estáticos não possuem partes móveis, operando inteiramente por componentes semicondutores, como tiristores ou transistores de potência.

Essa ausência de partes móveis resulta em diversas vantagens, incluindo maior velocidade de comutação, vida útil mais longa e menor desgaste. Os relés estáticos são especialmente eficazes em aplicações que requerem tempos de resposta rápidos e alta confiabilidade, pois eliminam os problemas associados ao movimento mecânico.

Algumas de suas desvantagens a serem consideradas são o custo inicial mais elevado, sensibilidade a sobretensões, dificuldades em lidar com correntes de fuga, problemas de compatibilidade eletromagnética, falhas impraticáveis para reparos, sensibilidade a temperaturas elevadas, complexidade na substituição e limitações em aplicações de alta potência. Apesar disso, oferecem melhor eficiência energética, menor geração de calor e são menos suscetíveis a choques e vibrações. Sua aplicação é comum em sistemas de automação industrial, controle de motores, comutação de cargas em painéis elétricos, e outras áreas onde a precisão e a confiabilidade são cruciais. A transição para relés estáticos representa um avanço significativo em termos de desempenho e durabilidade nos sistemas elétricos modernos (A. G. P. Stanley H. Horowitz 2008).

3.4.3 Relés Digitais

São considerados a terceira geração dos relés estáticos. Estes relés utilizam microprocessadores. O funcionamento do relé digital compreende várias etapas cruciais. Inicialmente, sensores integrados medem grandezas elétricas como corrente e tensão, convertendo esses sinais analógicos em dados digitais por meio de conversores analógico-digitais. Os microprocessadores incorporados então processam esses dados usando lógica programável, implementando algoritmos específicos de proteção e controle. Em tempo real, o relé avalia continuamente as informações e, se necessário, toma decisões, como atuar para desligar um circuito ou acionar um alarme. A capacidade de comunicação em rede permite a integração com outros dispositivos, enquanto recursos avançados de diagnóstico facilitam o monitoramento remoto e a manutenção preditiva. Adicionalmente, a lógica programável oferece flexibilidade para adaptação a diferentes configurações e requisitos. O relé digital, assim, desempenha um papel essencial em sistemas elétricos modernos, proporcionando eficiência, confiabilidade e capacidade de resposta a eventos adversos (P. Rush 2010).

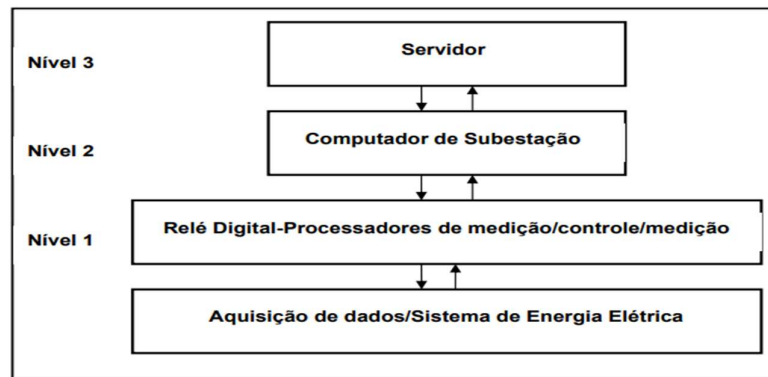


Figura 9 - Estrutura hierárquica (P. Rush 2010).

Na figura 9 indica a estrutura hierárquica de um relé digital compreende camadas específicas. Na camada de interface, ocorre a comunicação com sensores e atuadores. A camada de aquisição e conversão recebe sinais analógicos dos sensores, convertendo-os digitalmente. O processamento digital ocorre na camada seguinte, utilizando microprocessadores para análise de dados. A lógica programável, em seguida, implementa algoritmos de proteção e controle, adaptando-se às necessidades específicas. A camada de comunicação em rede facilita a interação com outros dispositivos e sistemas. A tomada de decisão, baseada em algoritmos, ocorre em seguida, determinando ações como atuação para proteção ou controle. A camada de atuação implementa essas decisões, manipulando contatos elétricos. A camada de diagnóstico e monitoramento fornece recursos avançados para detecção de falhas e manutenção preditiva. Essa estrutura organiza eficientemente as funções do relé, garantindo uma resposta rápida e confiável em sistemas elétricos.

3.4.4 Estado da Arte

3.4.5 Proteção dos Geradores:

Em sistemas elétricos é essencial para garantir a operação segura e confiável desses equipamentos cruciais. Diversos elementos de proteção são implementados para detectar e responder a condições anormais que possam comprometer a integridade do gerador e a estabilidade do sistema.

Relés de sobrecorrente desempenham um papel crítico, monitorando a corrente que flui nos enrolamentos do gerador. Em caso de correntes excessivas, indicativas de curtos-circuitos ou falhas, esses relés atuam rapidamente para desligar o gerador e evitar danos. Paralelamente, a proteção contra sobretensão e subtensão é crucial para preservar o isolamento do gerador, pois relés monitoram os níveis de tensão nos terminais e atuam se estes ultrapassarem ou caírem abaixo dos limites seguros.

A proteção contra falhas à terra é implementada para detectar correntes de fuga à terra, protegendo contra riscos de choque elétrico e danos ao equipamento. Sensores de temperatura são empregados na proteção térmica, monitorando a temperatura dos enrolamentos e atuando se os limites seguros forem excedidos, prevenindo superaquecimento e possíveis falhas.

A proteção de sincronismo é vital para garantir que o gerador esteja em fase com a rede elétrica ao ser conectado, evitando curtos-circuitos e assegurando a estabilidade do sistema. Adicionalmente, a proteção contra falha de campo monitora o campo magnético do gerador para evitar falhas no sistema de excitação, que poderiam levar à perda de tensão e colapso do gerador.

A proteção contra desbalanceamento de fases atua quando há desequilíbrio significativo entre as fases do gerador, prevenindo operação em condições desfavoráveis que podem resultar em danos. A proteção contra perda de excitação é projetada para monitorar a excitação do gerador, desligando-o se a excitação for perdida, evitando possíveis problemas operacionais.

Esses mecanismos de proteção são implementados por meio de avançados sistemas de relés, sensores e controles integrados, proporcionando uma resposta rápida e precisa diante de condições adversas. A combinação desses elementos visa garantir a segurança operacional dos geradores, maximizando sua eficiência e prolongando sua vida útil em sistemas elétricos complexos. Na tabela 1 é apresentada algumas proteções nos geradores principal e emergência e qual é a ação realizada pela proteção configurada como comando de desligamento e alarme.

Tabela 1 - Proteções para Geradores Principais e Emergência

Função	Trip do Disjuntor		Trip Excitação		Alarme	
	Princ	Emerg	Princ	Emer	Princ	Emerg
Sobrecorrente (51V)	X	X	X	X	X	X
Direcional de Terra (67G)	X		X		X	
Falha dos diodos rotativos (58)					X	
Sobretensão (59)	X		X			
Balanço de tensão (60)			X		X	
Estator RTD alta temperatura (49)	X				X	
Sobrecitação	X		X		X	
Alta temperatura mancais/rolamento(38)	X				X	
Falta de campo (40)	X	X			X	
Falha AVR	X				X	
Alta vibração (39)	X				X	
Desequilíbrio de corrente (seq. Negativa) (46)	X				X	
Alta vibração (39)	X				X	
Relé Diferencial (87)	X		X		X	
Falta à Terra (59G)	X		X		X	
Direcional de Terra (67G)	X		X		X	
Reversão de potência ativa (32)	X	X			X	

A proteção dos geradores deve obedecer aos requisitos de coordenação e seletividade de acordo com as normas ANSI/IEEE. A Tabela 2 ilustra as principais proteções para geradores de uma unidade de produção.

- Sistema de redundância na proteção dos geradores

É utilizado dois esquemas de proteção independentes e redundantes, de forma que, a qualquer momento se houver uma anomalia no relé de proteção ou uma parada para manutenção o outro sistema assumirá a proteção sem impactar a operação. Apresentado na Figura 10.

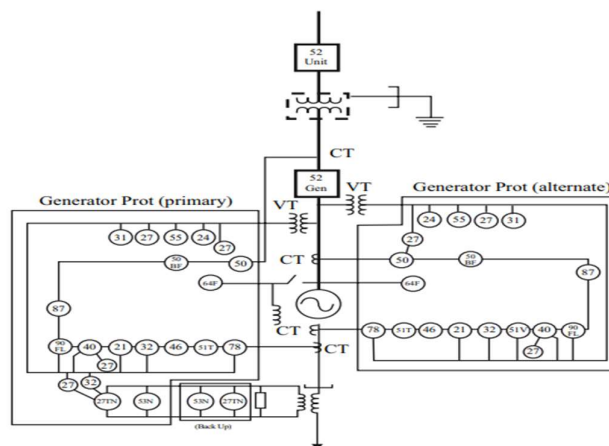


Figura 10 - Redundância do sistema de proteção de geradores (BLACKBURN, J. L. 1997).

- Ligação dos geradores ao sistema

A ligação de unidades geradores ao sistema possui dois métodos básicos: ligação direta e ligação unitária. Na ligação direta o gerador é conectado diretamente a barra de carga, sem a presença de um transformador entre a carga e o gerador. Método utilizado em instalações industriais em ligações de pequenos geradores (Figura 11).

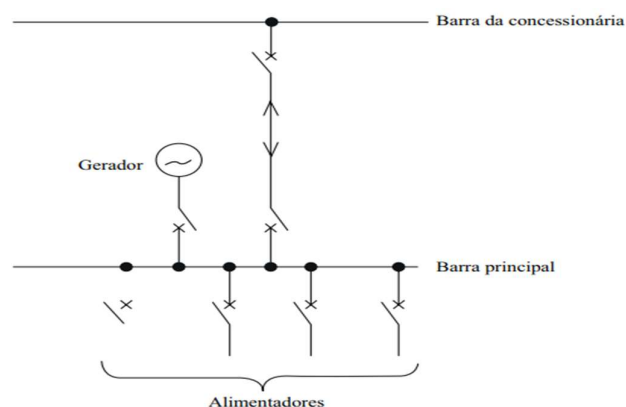


Figura 11 - Ligação direta de geradores (Andrichak, J. G.; Cardenas, J.; 1995)

A ligação unitária existe quando o gerador é conectado ao sistema por meio de um transformador elevador dedicado. Neste tipo de ligação, as cargas essenciais do grupo gerador/transformador são supridas por um transformador de serviços auxiliares conectado aos terminais do gerador. Normalmente, os geradores de grande porte utilizam esta forma de ligação com um transformador elevador com conexão delta-estrela aterrado, neste tipo de ligação geralmente não existe disjuntor entre o gerador e o transformador.

Essa ligação possui algumas variedades, por exemplo, adotar um transformador elevador com dois enrolamentos no lado de baixa tensão e desta forma é possível conectar duas unidades geradores. Na figura 12 evidenciamos que neste tipo de ligação o transformador de excitação

é conectado aos terminais do gerador. Algumas razões é fornecer energia necessária para excitar o campo magnético do gerador permitindo a geração de eletricidade. Esta ligação pode regular a tensão de saída do gerador, isto porque a tensão gerada pelo gerador é diretamente proporcional à corrente de excitação por meio de um regulador automático de tensão (AVR), que ajusta a excitação para manter a tensão de saída constante, mesmo com variações na carga, garantindo a estabilidade do sistema.

O transformador de excitação também pode proporcionar isolamento elétrico entre o sistema de excitação e o gerador, protegendo ambos contra possíveis falhas e sobrecargas.

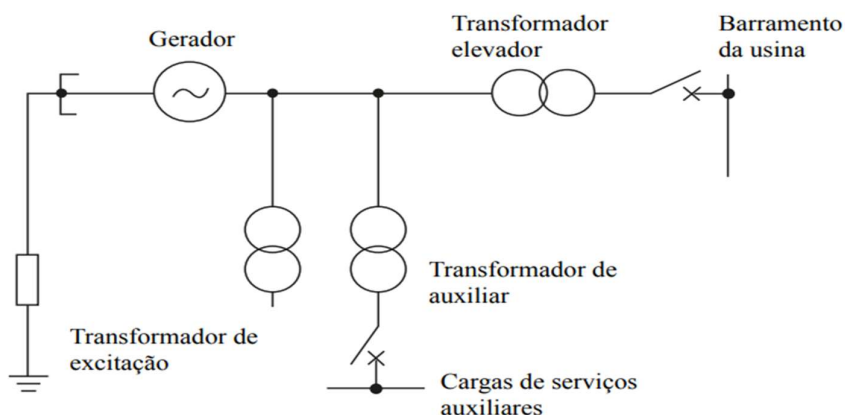


Figura 12 - Ligação unitária do gerador (Guzmán, A.; Labuschagne, C.; Qin, B. 2004)

- Ligação à terra do neutro dos geradores

A Ligação à terra do ponto neutro do gerador é uma medida importante para garantir a segurança e confiabilidade do sistema de potência. Ele aterrada o ponto neutro do gerador, o que pode ser feito de várias maneiras, incluindo aterramento sólido, aterramento de resistor ou aterramento de reator. O aterramento sólido (ponto neutro conectado diretamente à terra) é simples e eficiente, fornece proteção contra surtos, aumenta a segurança pessoal e facilita a detecção de falhas à terra. No entanto, isso pode resultar em correntes de falta elevadas, exigindo dispositivos de proteção robustos. O aterramento por resistor ou reator limita a corrente de falta, reduzindo danos aos equipamentos e interferências eletromagnéticas, mas é mais complexo. Independentemente do método, o aterramento do neutro estabiliza o sistema, protege contra choques elétricos e cumpre normas de segurança. A implementação correta envolve dimensionamento adequado, manutenção regular e integração com dispositivos de proteção.

- Ligação à Terra sólido

A Ligação a Terra sólido nos geradores consiste na conexão direta do ponto neutro do gerador à terra, sem a interposição de resistores ou dispositivos limitadores de corrente. Este método, sendo um dos mais simples e comumente utilizados, apresenta várias vantagens e alguns

desafios. Entre as vantagens, destaca-se a proteção eficaz contra sobretensões, que dissipa rapidamente as sobretensões causadas por descargas atmosféricas ou operações de comutação, além de reduzir os riscos de choques elétricos, mantendo o potencial do neutro próximo ao potencial da terra.

No entanto, uma das principais desvantagens é a possibilidade de correntes de falta elevadas em caso de curto-circuito à terra, o que pode causar maiores danos aos equipamentos e exigir dispositivos de proteção mais robustos. As altas correntes de falta também podem gerar interferências eletromagnéticas que afetam outros equipamentos e sistemas de comunicação, além de aumentar os riscos de queima dos condutores e outros componentes do sistema (Figura 13).

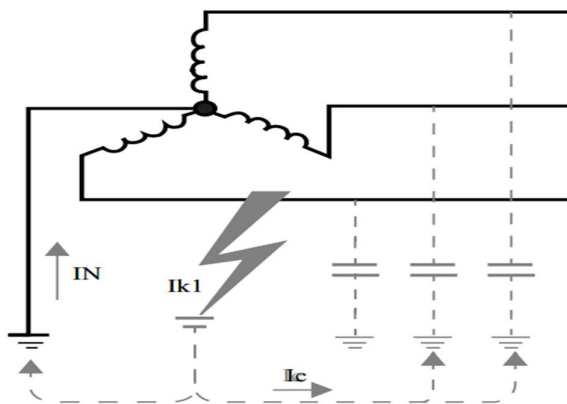


Figura 13 - Ligação à Terra sólido (Guzmán, A.; Labuschagne, C.; Qin, B. 2004)

- Ligação à Terra por resistência

A Ligação à terra por resistência no gerador envolve a conexão do ponto neutro do gerador à terra através de um resistor. Esta prática limita a corrente de falta à terra, reduzindo o impacto térmico e mecânico no sistema durante faltas. O resistor é dimensionado para equilibrar a proteção contra correntes excessivas e a necessidade de detetar rapidamente faltas à terra. Esse método proporciona uma proteção eficaz contra sobretensões e minimiza danos aos equipamentos, enquanto reduz interferências eletromagnéticas. É particularmente útil em sistemas onde correntes de falta elevadas poderiam causar sérios danos. Embora seja mais complexo que a ligação à terra sólido, requerendo um dimensionamento cuidadoso do resistor, oferece uma solução balanceada que protege o sistema sem introduzir correntes excessivas. A implementação correta inclui inspeção e manutenção regulares do resistor e dos sistemas de proteção associados. Este método cumpre normas de segurança e é eficaz em melhorar a confiabilidade e a segurança do sistema elétrico, protegendo tanto os equipamentos quanto as pessoas contra os efeitos adversos de faltas à terra (Figura 14).

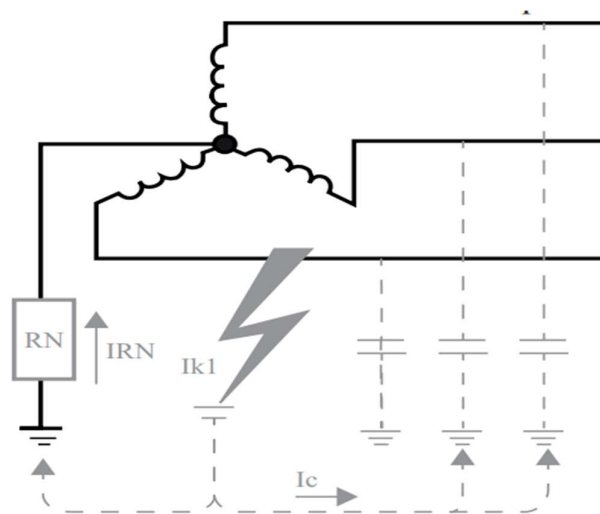


Figura 14 - Ligação à Terra por resistência (Alstom Grid, 2011.)

- Ligação à Terra de alta impedância

A figura 15 mostra o método de ligação à terra, que limita a corrente de falta à terra a níveis muito baixos, minimizando os danos aos equipamentos e reduzindo as interferências eletromagnéticas. É ideal para sistemas onde é crucial manter a continuidade do serviço durante faltas à terra, permitindo a operação contínua enquanto a falta é identificada e corrigida. Esse tipo de ligação oferece excelente proteção contra sobretensões transitórias e melhora a estabilidade do sistema elétrico. Contudo, devido à baixa corrente de falta, a detecção de falhas pode ser mais complexa, exigindo relés de proteção sensíveis e bem calibrados. A implementação requer um cuidadoso dimensionamento da impedância para equilibrar a proteção eficaz e a capacidade de detecção de faltas.

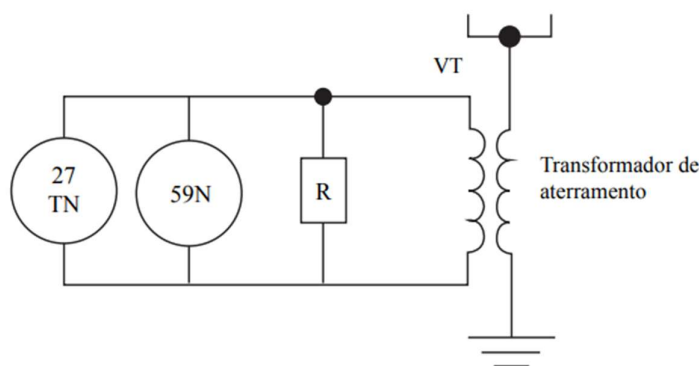


Figura 15 - Ligação à Terra de alta impedância (Alstom Grid, 2011.)

- Proteção diferencial (87G)

Grande parte dos geradores adotam a proteção de alta velocidade para detetar falhas entre fases nos enrolamentos do estator e minimizar os danos. Geralmente é utilizado um relé

diferencial de alta velocidade para detetar falhas trifásicas, bifásicas e bifásicas-terra. Falhas monofásicas não são detetadas pelas proteções diferenciais, a menos que o neutro dos geradores seja aterrado solidamente ou por meio de impedância de baixo valor. O neutro aterrado através de alta impedância gera uma corrente de falta à terra menor que a sensibilidade dos relés diferenciais. O relé diferencial não deteta falta entre espiras de uma mesma fase, devido as correntes que entram e saem dos enrolamentos são iguais. No caso de geradores com dois ou, mas enrolamentos por fase, é pressuposto uma proteção para a falha de proteção diferencial de fase dividida. Um importante ponto a ser tomado na aplicação desta proteção é com relação a chance dos TC's saturar, em função da componente DC da corrente de curto-circuito. Indicado na Figura 16.

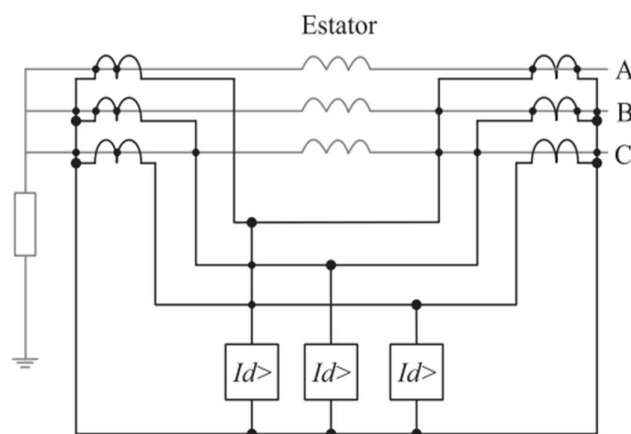


Figura 16 - Proteção Diferencial (87G) (Guzmán, A.; Labuschagne, C.; Qin, B. 2004)

- Proteção diferencial de fase dividida

Conforme citado anteriormente as proteções diferenciais de fase dividida são insensíveis a faltas entre espiras de enrolamento de uma fase porque não há diferença entre as correntes que são comparadas no diferencial apesar de uma grande corrente circulado entre as espiras em curto. Em geradores com apenas um enrolamento por fase, não existe proteção contra este defeito e caso esta falha aconteça irá desenvolver -se em uma falha para a terra e será detetada pelas proteções de falha a terra no estator. Geralmente, os geradores com dois ou mais enrolamentos iguais por fase são máquinas de grande porte. Conforme a figura 17.

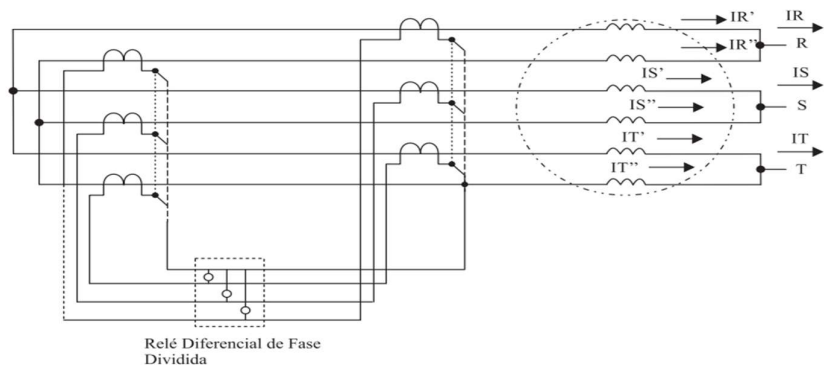


Figura 17 - Proteção diferencial de fase dividida. (Guzmán, A.; Labuschagne, C.; Qin, B. 2004)

- Proteção diferencial de alta impedância.

A aplicação de proteção diferencial de alta impedância também utilizada na proteção de barramento, adota o mesmo princípio para a proteção de geradores. Tomando que o TC associado ao circuito em falta satura, representado por uma resistência R_{ct} . Este relé tem uma impedância muito maior que a soma das resistências do TC saturado e dos cabos de conexão da malha ao relé. A tensão (V_r) no relé será igual à corrente total de curto-circuito multiplicada pela resistência total ($R_t = 2R_L + R_{ct}$). Em proteção de barramentos, esta tensão deve ser calculada parada cada TC para determinar a máxima tensão que irá ser aplicada ao relé para a condição de falha externa e o ajuste do relé deverá ser superior a este valor (Figura 18).

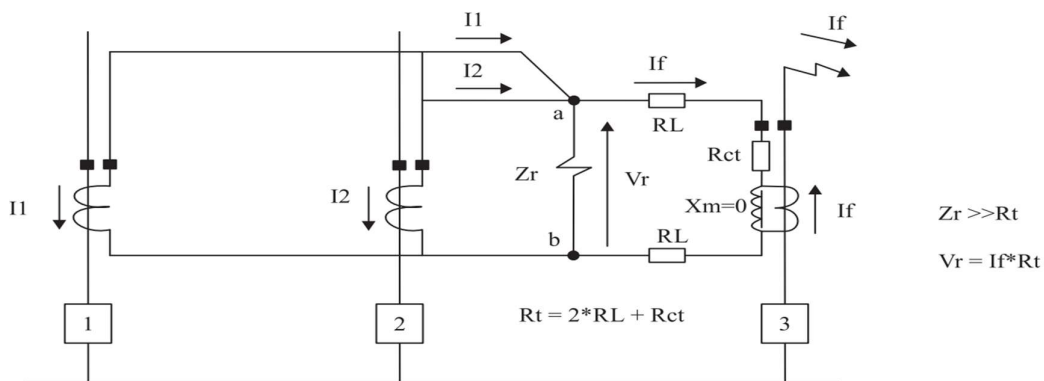


Figura 18 - Proteção diferencial de alta impedância (Guzmán, A.; Labuschagne, C.; Qin, B. 2004)

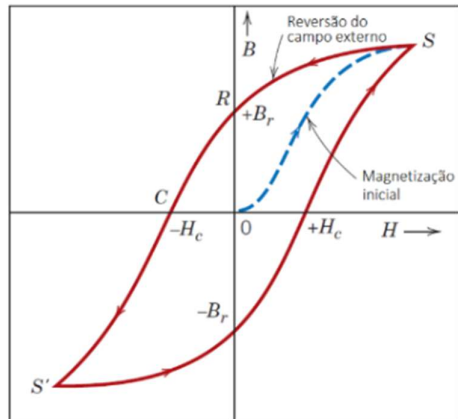


Figura 20 - Curva de magnetização (Alstom Grid, 2011.)

Admitindo que o fluxo magnético é próximo a uma senoide e que, de acordo com a Lei de Faraday, a tensão induzida é proporcional à derivada do fluxo em relação ao tempo, então o valor RMS da tensão induzida é proporcional à frequência do fluxo multiplicado pela amplitude do fluxo. Ou seja, através da medição do valor RMS da tensão induzida e da frequência f é possível identificar se o fluxo está aumentando através da relação V/f .

Um relé que consegue medir a relação V/f estará indiretamente medindo o fluxo ϕ . Alguns fatores que podem originar sobreexcitação:

- Queima de fusíveis dos TP's que alimentam o circuito de controle da excitação, causando leitura errada dos valores pelo controle de realimentação. A leitura do valor pode ser muito baixa e o regulador de tensão pode reagir aumentando o valor da corrente de campo;
- Quando uma carga considerável é conectada ou uma perda de um grande bloco de geração, aumenta a necessidade de reativo no sistema. O regulador automático de tensão aumenta a corrente de campo, podendo levar uma condição inconveniente de sobreexcitação;
- Na partida ou controle manual da máquina podem causar o aumento da excitação do campo;

As normas ANSI/IEEE C50.13 estabelecem os limites de sobreexcitação contínua para geradores. Os limites são de 1.05 p.u. na base do gerador para condições a plena carga e sem carga.

Para transformador elevador do gerador, o terminal de baixa tensão é visto como o enrolamento primário. Portanto, o sistema, ou carga, é conectado do lado de alta tensão, ou secundário.

Na figura mostra as curvas V/Hz com os limites de capacidade da máquina em diversas situações de sobrecarga. O gerador será danificado em 1 minuto por uma sobrecarga que produza 120%V/Hz. Repare que o eixo V/Hz é percentual da grandeza V/Hz nominal. Note também que o tempo de danos na curva V/Hz está no eixo horizontal, ao contrário das curvas normais de danos tempo versus corrente.

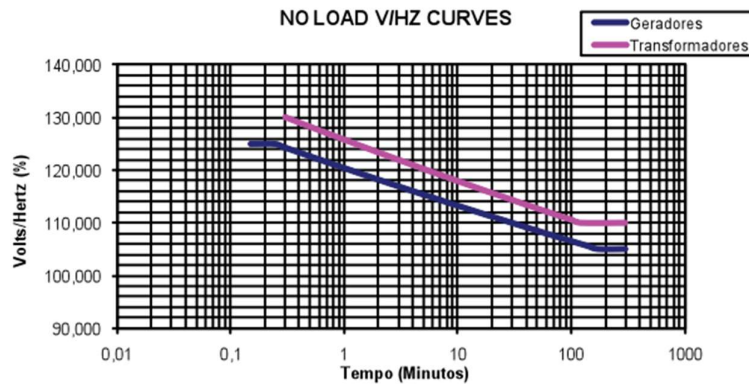


Figura 21 - Curva V/Hz de geradores e transformadores (Alstom Grid, 2011.)

Cada fabricante possui uma curva específica para o gerador ou transformador. Ou seja, o gerador e o respectivo transformador elevador possuem curvas baseadas em diferentes níveis de tensão. Devendo ser utilizada uma base comum para calcular as curvas. Para garantir uma proteção adequada em uma condição de sobrecarga deve ser usado um relé que efetue a medição a qualquer instante e opere o sistema para evitar danos ao equipamento.

As curvas limites são utilizadas como referência para calcular os ajustes do relé. Dois elementos de tempo- definido usados para proteger as máquinas.

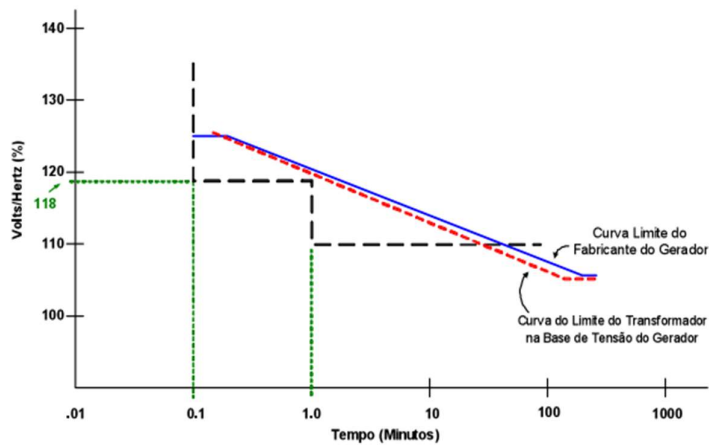


Figura 22 - Relé Volts/Hertz(24) de tempo -definido com dois níveis. (Alstom Grid, 2011.)

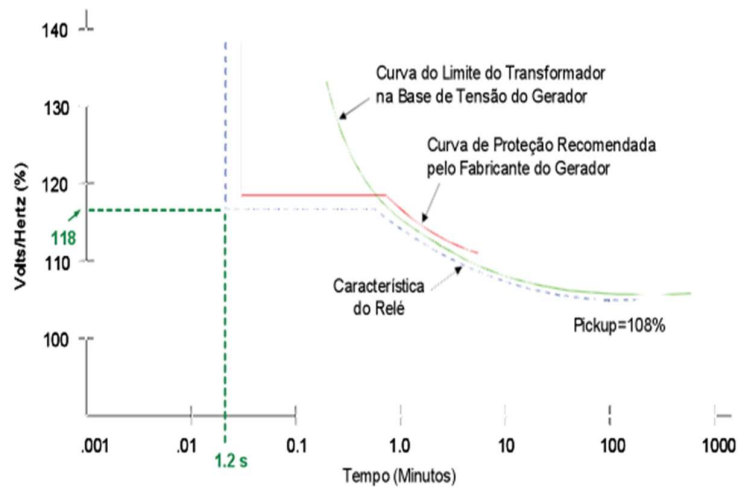


Figura 23 - Relé Volts/Hertz(24) de tempo -definido e inverso (Alstom Grid, 2011.)

Um elemento de proteção com uma curva de tempo – inverso e uma curva de tempo- definido. A proteção V/Hz com elementos tempo inverso e definido, um elemento pode ser estabelecido com 118% de V/Hz e a temporização de 1.2s. Isto deve ser ajustado para cada caso. Em regra, a partida para a curva de tempo – inverso pode ser definida em 108 % de V/Hz.

- Proteção de sobretensão (59)

Em especial, os hidrogeradores, podem ser submetidos a um aumento significativo das tensões nos terminais como resultado de uma súbita rejeição de carga. Em virtude de um aumento no torque de aceleração, a rejeição da carga também causa sobre velocidade, que gera um aumento na tensão induzida do gerador. Isto acontece sem qualquer elevação na corrente de excitação. Por isso, este cenário não é classificado como sobreexcitação. É mais comum o efeito de sobretensão nos grandes hidrogeradores devido a lentidão na resposta dos seus reguladores. Quando ocorre um trip em um gerador, pode levar algum tempo do comando de fechamento da comporta até que o gerador retorne à velocidade razoável. Em alguns momentos, a sobre velocidade pode atingir duas vezes a velocidade nominal.

Em geradores com turbinas a gás ou vapor, possuem reguladores de velocidade e tensão com resposta mais rápida que os hidrogeradores. Nesses geradores, sobretensões resultantes de rejeição brusca de carga não criam maiores problemas. Sobretensões permissíveis para geradores e transformadores de acordo com as normas IEEE/ANSI. Estas informações são necessárias para ajustar os elementos das proteções de sobretensão (Tabela 2)

Tabela 2 - Sobretensões Permissíveis

Tempo	Geradores (%)	Transformadores (%)
Continuamente	105	100
30 min	110	115
5 min	115	120
2 min	125	130

Os elementos da proteção de sobretensão do gerador podem ser de tempo-definido ou tempo inverso. Em ambos cenários, o ajuste deve assegurar ao Regulador Automático de Tensão (AVR) da máquina efetuar ação corretiva e poupar o trip do relé de proteção. O acionamento do elemento temporizado é ajustado em torno de 110% da tensão nominal da máquina, a proteção de sobretensão possui um elemento instantâneo geralmente estabelecida entre 130% e 150% da tensão nominal da máquina.

3.4.6 Proteções de motores elétricos

Essencial para assegurar sua operação eficiente e segura. A proteção térmica, através de sensores de temperatura, previne danos por superaquecimento, desligando o motor se a temperatura exceder limites seguros. A proteção por sobrecorrente monitora correntes anormais, desativando o motor em caso de sobrecarga ou curto-circuito. A detecção de falhas à terra evita riscos de choque elétrico e protege o motor contra danos. Proteções contra sobretensão e subtensão evitam operação inadequada do motor em condições elétricas adversas.

Proteções específicas, como contra inversão de fase, falha de fase e subcarga, garantem operação correta e evitam desequilíbrios prejudiciais. A proteção contra corrente de partida excessiva impede sobrecargas durante a partida do motor. Sistemas de proteção também contemplam a detecção de sobre velocidade, evitando danos causados por velocidades excessivas. A implementação adequada dessas proteções, utilizando relés e dispositivos de controle, é crucial para preservar a integridade dos motores elétricos, prolongando sua vida útil e garantindo a confiabilidade operacional. A Tabela 3 fornece uma visão geral das diversas falhas que podem ocorrer em motores elétricos, destacando a importância da identificação e correção proativa para manter a eficiência e confiabilidade operacional: (KINDERMANN, G. 2008)

Tabela 3 - Falhas em Motores

Tipo de Falha	Descrição
Sobrecarga	Excesso de carga no motor, ocasionando o aumento de temperatura
Curto-Circuito	Caminho de baixa resistência entre as bobinas, causando danos
Desbalanceamento de Fases	Diferenças significativas entre correntes ou tensões nas fases.
Inversão de Fase	Ausência ou perda de uma das fases, afetando o equilíbrio.
Falha à Terra	Correntes de fuga à terra, riscos de choque elétrico.
Problemas de Ventilação	Restrições na ventilação, levando a superaquecimento.
Desgaste Mecânico	Desgaste ao longo do tempo nos componentes mecânicos.
Perda de Excitação	Ausência ou redução da corrente de excitação.

3.4.7 Proteção de Barramento

A implementação de medidas de proteção nos barramentos dos sistemas elétricos é uma das aplicações mais críticas nesta área. Os barramentos constituem os locais do sistema onde são esperados os mais altos níveis de corrente de curto-circuito, o que invariavelmente resulta na saturação dos transformadores de corrente durante a ocorrência de curto-circuito externos, sendo capaz de comprometer a segurança do sistema de proteção. Uma falha na operação do sistema de proteção de barramentos pode causar o desligamento do sistema de maneira indesejada, o que compromete a estabilidade do sistema e o fornecimento de energia as cargas ou uma falha na atuação da proteção de barramentos pode gerar sérios danos a instalação e as pessoas, pois as altas correntes de curto-circuito eleva a temperatura dos componentes do sistema podendo levar a ocorrência de um incêndio na instalação.

Devido a estes fatores, as proteções de barramentos devem ter requisitos de atuação de alta velocidade, segurança. Por isso, é importante criar métodos para assegurar a confiabilidade e a integridade operacional. Diversos tipos de proteção são empregues para lidar com diferentes falhas e anomalias. A proteção de sobrecorrente monitora a corrente nos barramentos, isolando seções afetadas por curtos-circuitos ou sobrecargas. A proteção de sobretensão e subtensão evita danos causados por variações extremas de tensão. Falhas à terra são detetadas para prevenir riscos de choque elétrico e isolamento do local afetado. (Andrichak, J. G.; Cardenas, J.; 1995)

A proteção de desbalanceamento de fases evita operações inadequadas em situações desequilibradas. A proteção diferencial de barramento compara correntes de entrada e saída, identificando e isolando falhas. Proteções temporizadas respondem a eventos específicos,

como curtos-circuitos, levando em conta a magnitude e a duração da corrente. O sincronismo é protegido durante conexões de barramento, evitando condições prejudiciais. Proteções adicionais incluem manobras e seccionamento, falha de disjuntor, subtensão transitória e sobre velocidade em barramentos móveis. A escolha e implementação adequadas dessas proteções são cruciais para garantir a segurança e a estabilidade dos sistemas elétricos.

3.4.8 Tipos de Barramentos

Em sistemas elétricos, as configurações conhecidas como arranjos de barramento são utilizadas nas subestações para conectar e distribuir energia entre linhas de transmissão, transformadores e equipamentos de proteção e controle. A barra condutora, que funciona como ponto comum de interconexão e facilita a distribuição de energia entre vários circuitos, é conhecida como barramento.

Os tipos de arranjos de barramento variam em termos de complexidade, custo, segurança e confiabilidade. O tipo de arranjo é escolhido de acordo com os requisitos específicos da instalação, como o nível de carga, a importância do fornecimento de energia e as condições de manutenção. Cada configuração tem suas próprias vantagens e desvantagens, e isso afeta diretamente o custo de implementação, a capacidade de isolamento de falhas e a continuidade do fornecimento de energia. Como resultado, a escolha do arranjo de barramento adequado é essencial para garantir que o sistema de energia esteja equilibrado em termos de custo, confiabilidade e manutenção. (Andrichak, J. G.; Cardenas, J.; 1995)

Os principais e mais utilizados tipos de barramentos, com suas vantagens e desvantagens.

Barra Simples: É uma configuração mais básica utilizado para distribuir energia em sistemas de potência e é uma das configurações mais comuns de subestações elétricas. Neste arranjo, todos os equipamentos da subestação, como seccionadores, disjuntores e transformadores, estão conectados a um único barramento principal. A energia recebida é distribuída para vários consumidores por esse barramento, que funciona como ponto central de conexão.

Como indicado na Figura 24, a principal vantagem do arranjo de barramento simples é a sua simplicidade. Ele é fácil de projetar, construir e operar, o que o torna ideal para sistemas menores ou menos críticos. É uma das soluções mais econômicas, já que envolve menos equipamentos e espaço físico em comparação a arranjos mais complexos. Uma grande desvantagem deste arranjo é a ausência de redundância. Se ocorrer uma falha no barramento, toda a subestação pode ser desligada, interrompendo o fornecimento de energia. Isso também significa que uma manutenção do alimentador do barramento exige a parada de todas as cargas alimentadas pelo barramento. (Institute of Electrical and Electronics Engineers 1993).

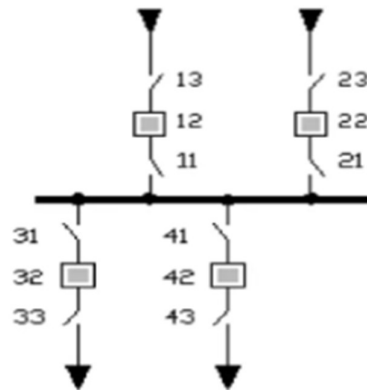


Figura 24 - Barramento simples (Andrichak, J. G.; Cardenas, J.; 1995)

3.4.9 Proteção em Transformadores

A proteção de transformadores abrange diversas medidas para garantir a operação segura desses componentes cruciais em sistemas elétricos. A proteção de sobrecorrente monitora e desconecta o transformador em casos de correntes excessivas. Proteções de sobretensão e subtensão evitam danos causados por variações extremas de tensão. A proteção diferencial compara correntes de entrada e saída, identificando falhas internas. Medidas de temporização respondem a correntes excessivas por períodos definidos. A proteção contra falha à terra deteta correntes de fuga à terra, enquanto a proteção de sobre temperatura evita superaquecimento. A proteção contra desligamento inadequado impede desconexões desnecessárias.

O sistema Buchholz monitora gases no óleo isolante, alertando sobre falhas internas. A proteção contra subtensão transitória previne eventos transitórios prejudiciais. Em transformadores com comutadores de derivação, a proteção de sobre velocidade monitora a operação dos comutadores. A combinação adequada dessas proteções é crucial para assegurar a confiabilidade e a durabilidade dos transformadores, protegendo tanto o equipamento quanto o sistema elétrico como um todo. (Alstom Grid, 2011).

3.4.10 Ligação à Terra

O tipo de ligação à terra que deve ser utilizado para um sistema ou equipamento elétrico tem de ser considerado como um modo de proteção, porque tem como objetivo manter a integridade das pessoas evitando a ocorrência de choques elétricos e a parada do equipamento na ocorrência de uma falta para a terra. A dissertação tem como objetivo uma plataforma de petróleo do tipo FPSO e é extremamente importante garantir não ocorra a passagem de corrente elétrica através do casco da embarcação, algo muito perigoso devido aos tanques de armazenamento de petróleo.

O sistema elétrico da plataforma utiliza diversos tipos níveis de tensões e aterramento, e os métodos de aterramento difere para cada nível de tensões no circuito e devem atender os requisitos da IEC 61892-2 e as Regras das Sociedades Classificadoras, quando aplicável. O Sistema de Ligação à Terra deve ser dimensionado de modo a assegurar que a corrente resistiva seja igual ou maior do que a corrente capacitiva do sistema, independente da configuração/número de geradores em operação, para evitar sobretensões/surtos no sistema em caso de falta a terra.

No sistema de elétrico com tensão de 6,6kV a solução adotada foi conectar o neutro do gerador isolado da massa da embarcação e configurado os relés de proteção de terra para atuar de modo instantânea para desligar o sistema imediatamente. Possui também os relés de deslocamento de neutro como proteção de retaguarda como função de alarme.

No nível de tensão de 480V considerou manter o casco da unidade isolado do restante do sistema elétrico possibilitando a operação normal de um equipamento que tenha apresentado uma falta fase-terra durante tempo suficiente para que a equipe de manutenção localize e corrija a anomalia. É importante ter uma equipe de manutenção atuante, porque se durante o tempo de ocorrência de uma falha para a massa, uma segunda fase do mesmo ramo alimentador também vier a uma falha a terra, esta segunda falha irá causar um curto bifásico no sistema elétrico. Com a finalidade de identificar o ramo do circuito elétrico que está em falha, são utilizados dispositivos detetores de falta para a massa em ambos os lados (alta e baixa tensão). Conforme indicado na tabela 5. (Alstom Grid, 2011)

Tabela 5 - Sistema de Ligação à Terra

Média Tensão		Baixa Tensão (>250 V)		Baixa Tensão (<=250 V)		UPS	
Geração	Secundário do Transformador	Geração	Secundário do Transformador	Secundário do Transformador para Processo e Casco	Secundário do Transformador para Acomodações	CA	CC
IT - Aterramento de neutro por alta resistência	IT - Aterramento de neutro por alta resistência	IT - Isolado		IT - Isolado	Neutro Aterrado	IT - Isolado	

Na média tensão a falta a terra deve ser isolada instantaneamente, de modo seletivo, para evitar graves danos aos equipamentos, como o enrolamento e ao núcleo de ferro laminado dos geradores e motores. Os alimentadores de saídas em média tensão devem ter proteção de falta à terra com funções 50GS (**Ground Sensor**). Esta função é medida através de um TC toroidal dedicado que faz o somatório eletromagnético e terá como saída no secundário a corrente de desequilíbrio. Na ligação GS com apenas o erro de um TC, possui uma melhor sensibilidade de proteção em relação a proteção 50N.

Os painéis de sistema com neutro isolado, devem ser equipados com monitor de isolamento de falta à terra com alarme resumido nas estações como CDC's e painéis de distribuição. Nos CCM's de BT, painéis de distribuição de corrente contínua e outras UPS's a detecção de falta à terra possui saídas agrupadas por coluna, exceto as cargas instaladas em zona 1, que devem ter detecção individual. O monitor de isolamento deve ser instalado em cada semi-barra se houver disjuntor TIE ou interligação entre painéis. Os sistemas de detecção de falta à terra se comunicam de modo a selecionar o mestre para monitorar todo o sistema interligado quando o disjuntor TIE estiver fechado. (Schweitzer Engineering Laboratories, 2017) (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2006)

3.4.11 Sistema de Supervisão, Operação e Controle de Processos

O sistema Supervisório gerência e monitora todos os processos de produção e geração de energia elétrica e segurança da unidade de exploração de petróleo, permite a interface com o operador na alteração de parâmetros de referência, atuação de alarmes e geração de gráficos para análise de falhas. Os componentes físicos do sistema de supervisão são basicamente, sensores e atuadores, rede de comunicação, estação remota-Aquisição e controle de Dados (SCADA) e a estação de monitoramento central (ECOS).

3.4.12 Norma CEI 61850

A norma IEC 61850, desenvolvida pela (*International Electrotechnical Commission - IEC*), estabelece padrões internacionais para a comunicação e integração de sistemas em subestações elétricas. Essa norma desempenha um papel crucial na modernização e padronização de infraestruturas elétricas, oferecendo diretrizes para a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes.

A IEC 61850 define uma arquitetura de automação de subestações baseada em comunicação cliente-servidor, utilizando protocolos como o MMS (*Manufacturing Message Specification*) e o GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*). Isso permite que dispositivos em uma subestação comuniquem-se de maneira padronizada, facilitando a troca de informações críticas em tempo real. Uma característica distintiva é a modelagem de dados comum, que proporciona uma representação padronizada de informações relacionadas a equipamentos, medições, eventos e controles. Isso simplifica a configuração, engenharia e gerenciamento de dispositivos em subestações, promovendo a eficiência operacional. (IEC 61850-7-2, 2013)

A norma também introduz o conceito de GOOSE, um mecanismo de comunicação baseado em Ethernet que permite a rápida propagação de eventos em tempo real, sendo crucial para aplicações críticas, como proteção de sistemas elétricos. Além disso, a IEC 61850 aborda a integração de proteção e controle, fornecendo uma estrutura que unifica funções anteriormente segregadas. Isso resulta em uma abordagem mais integrada para o gerenciamento de sistemas elétricos, promovendo eficiência e confiabilidade. A norma inclui diretrizes para a configuração e engenharia de sistemas, tornando a instalação, manutenção e

expansão de subestações mais simples e consistentes. Ela também suporta redes Ethernet, proporcionando uma base sólida para a comunicação em tempo real e a transmissão eficiente de dados. A IEC 61850 é uma ferramenta valiosa na modernização das infraestruturas elétricas, permitindo a interoperabilidade entre sistemas heterogêneos e contribuindo para a eficiência, confiabilidade e segurança dos sistemas elétricos em todo o mundo. (IEC 61850-7-2, 2013)

4 Sistema Elétrico de uma Plataforma

4.1 Introdução

A construção de um projeto elétrico de uma unidade de produção e exploração de petróleo exige conhecer fatores como a quantidade de óleo e gás que se pretende produzir. Realizar uma análise preliminar de cargas e calcular uma projeção da demanda de potência ao longo dos anos de operação da plataforma. O estudo prévio permite avaliar aspectos técnicos e econômico com o objetivo de encontrar alternativas para o sistema de geração e distribuição. Nesta análise define-se a quantidade de geradores, arranjo, níveis de tensão e potências nominais do sistema. O sistema elétrico de uma unidade de exploração de petróleo possui algumas particularidades. Por exemplo, o sistema é isolado, ou seja, não existe interligação com nenhum outro sistema. Não só o sistema elétrico, mas todos os sistemas são projetados para a fim de alcançar o mais elevado nível de segurança, flexibilidade, confiabilidade e robustez. Com isso, no sistema elétrico os alimentadores e as cargas utilizam o conceito de redundância. Ou seja, dois equipamentos são instalados para realizar a mesma função. Dessa forma garante que em caso de falha, ou necessidade de manutenção o sistema continue operando, sem interrupções.

Antigamente, as unidades de petróleo tinham um consumo de potência de até 60MW, as cargas quase sempre eram providas pelos geradores de 11kV ou 13,8kV. Com o aumento da produção e da capacidade de processamento, gerando uma elevação da corrente consumida. Porém, elevar o nível de tensão para suprir o aumento do consumo acarretaria no aumento do número de transformadores instalados, aumento do peso e volume dos equipamentos e painéis elétricos para este nível de tensão, inviabilizando a implantação da unidade. (Dutra,Diógenes;Diniz,Helena 2003), (International Electrotechnical Commission 2000)

4.2 Dados Técnicos

Os dados técnicos dos equipamentos do sistema elétrico da plataforma devem cumprir os padrões próprios das empresas e também padrões e normas estabelecidas por diversos órgãos, tais como:

- Sociedade Classificadora
- IMO (***International Maritime Organization***)
- SOLAS (***Safety of Life at Sea***)
- MODU (***Mobile Offshore Drilling Units***)
- IEC (***International Electrotechnical Commission***)
- IEEE (***Institute of Electrical and Electronics Engineers***)

Abaixo destacamos os seguintes padrões técnicos que são adotados em projetos de unidade petrolífera:

- Tensão da geração principal: 13,8kV
- Níveis de tensão de alimentação dos motores:

> 1200 kW – 13.8 kV;

- De 150 kW até 1200 kW – 4,16kV

- Até 150kW- 480 V

- Sistema de Ligação à Terra:

- 13,8 kV- Alta impedância com transformador (a corrente de curto-circuito para terra é limitada a valores seguros);

- 4,16 kV- Alta impedância;

- 480 V e 220 V – Não aterrado (isolado) e

- 125 Vcc e 24 Vcc – Não aterrado (isolado).

- A queda de tensão máxima de 15% da tensão nominal do barramento durante a partida dos motores. Em casos onde a partida direta do motor de baixa tensão causar uma queda de tensão superior à 15% deve-se utilizar dispositivos de partida indireta, como soft-starters/variadores de velocidade.
- Limites das correntes de curto-circuito (duração de 1s):

- Sistema 13,8 kV- $I_{cc} \leq 50kA$

- Sistema 4,16 kV- $I_{cc} \leq 40kA$

- Sistema 480 V- $I_{cc} \leq 50kA$

Com a demanda de energia elétrica cada vez maior traz um grande desafio para as futuras unidades, pois será necessária uma capacidade maior para respeitar as exigências técnicas sem interferir na concessão dos critérios de segurança da unidade.

4.3 Classificação da Área

Área classificada é definida por uma zona onde existe a presença de gás ou onde é possível uma ocorrência a ponto de requerer cuidados especiais na construção, instalação e operação de equipamentos elétricos. Essas atmosferas explosivas ocorrem durante a operação de perfuração ou na produção de extração gerando gases e líquidos inflamáveis, podendo tornar a atmosfera explosiva. De acordo com a norma IEC [14], áreas classificadas são divididas por

zonas, estas zonas são definidas de acordo com a probabilidade de surgir uma substância explosiva no ambiente (Figura 25). (International Eleetrotechnical Commission 2000)

Definida em:

- **Zona 0:** Substância explosiva frequente ou presente durante longos períodos.
- **Zona 1:** Possível ocorrência de substância explosiva durante a operação.
- **Zona 2:** Baixo nível de concentração de substância explosiva durante a operação.

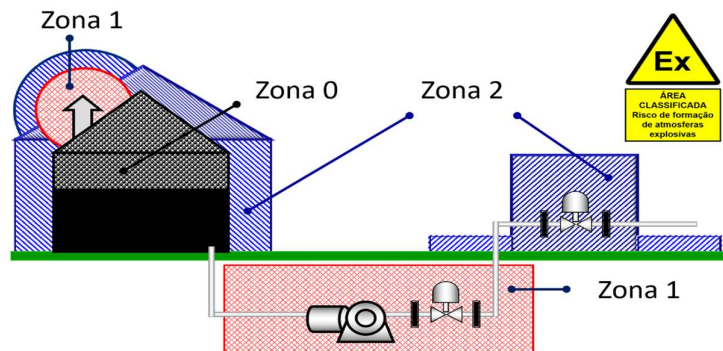
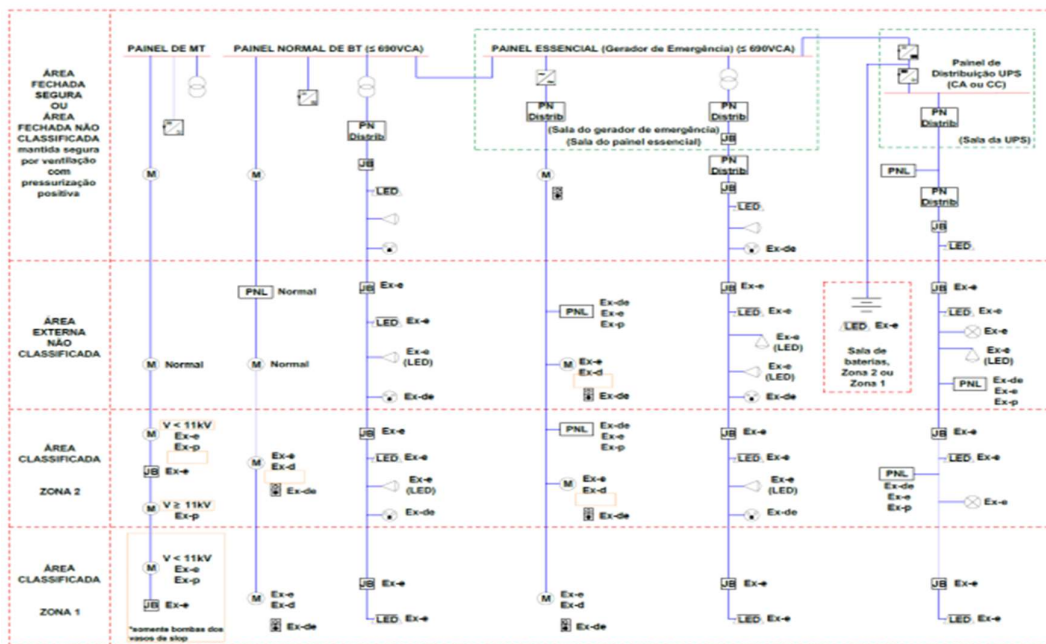


Figura 25 - Área classificada (International Eleetrotechnical Commission 2000)

Tabela 4 - Tipos de proteção dos equipamentos

Tipo de proteção	Simbologia
Equipamento à Prova de Explosão	Ex d
Equipamento Pressurizado	Ex p
Equipamento Imerso em Óleo	Ex o
Equipamento Imerso em Areia	Ex q
Equipamento Imerso em Resina	Ex m
Equipamento de Segurança Aumentada	Ex e
Equipamento Não Acendível	Ex n
Equipamento Hermético	Ex h
Equipamento de Segurança Intrínseca	Ex i
Equipamento Especial	Ex s



LEGENDA:

- | | | | |
|--|------------------------|--|---|
| | Transformador | | Projetor |
| | Conversor | | Projetor descida baleeira |
| | Painel, CCM | | Luminária Geral |
| | Painel de Distribuição | | Tomada |
| | Motor Elétrico | | Luminária balizamento náutico/obstáculos aéreos |
| | Retificador | | Caixa de Junção |
| | Inversor | | Botoeira |
| | UPS | | Disjuntor |
| | Bateria | | |

Figura 26 - Filosofia de Proteção EX (International Electrotechnical Commission 2000)

Os grupos são definidos de acordo com a tabela 6.

Tabela 5 - Classificação dos Gases

Grupos	Equipamentos	Substância
GRUPO I	Para operação em mineração subterrânea suscetíveis a exalação de grisú	metano (grisú) e pó de carvão
GRUPO IIA	Para operação em instalações de superfície onde pode existir perigo devido ao grupo do propano.	Acetona, Acetaldeído, monóxido de carbono, Álcool, Amônia, Benzeno, Benzol, Butano, Gasolina, Hexano, Metano, Nafta, Gás Natural, Propano, vapores de vernizes.
GRUPO IIB	Para operação em instalações de superfície onde pode existir perigo devido ao grupo do etileno.	Acroleína, óxido de Eteno, Butadieno, óxido de Propileno, Ciclopropano, Éter Etfílico, Etileno, Sulfeto de Hidrogênio.
GRUPO IIC	Para operação em instalações de superfície onde pode existir perigo devido aos grupos do hidrogênio e acetileno.	Acetileno, Hidrogênio e Dissulfeto de Carbono.

4.4 Classe de Temperatura

Representam a temperatura máxima na superfície que o equipamento pode atingir em operação normal ou sobrecarga prevista, considerando a temperatura ambiente máxima igual à 40°C. Essas temperaturas devem ser menores que a temperatura de ignição dos gases e vapores do ambiente onde o equipamento está localizado. (International Electrotechnical Commission 2000)

Tabela 6 - Classe de Temperatura

Classe de temperatura	Temperatura Máxima de Superfície (°C)
T1	450
T2	300
T3	200
T4	135
T5	100
T6	85

4.5 Sistema de Geração Principal

O Sistema de Geração Principal em uma unidade de produção de petróleo é crucial para manter operações contínuas e eficientes. Geralmente, composto por turbinas a gás, motores diesel ou turbinas a vapor, esse sistema é projetado para fornecer eletricidade durante operações normais. A capacidade desses geradores principais é ajustada de acordo com a demanda

variável da plataforma, garantindo eficiência operacional. A distribuição da energia gerada ocorre por meio de uma rede interna, alimentando bombas, compressores e sistemas de controle essenciais para a produção de petróleo.

O funcionamento eficiente desses geradores principais é crucial para garantir a continuidade das operações diárias, sendo essenciais para a extração, processamento e transporte de petróleo. Estratégias avançadas de controle são empregadas para otimizar a produção e manter a estabilidade do sistema elétrico. A manutenção preventiva e o monitoramento contínuo são implementados para garantir a confiabilidade do sistema, reduzindo o risco de falhas.

Portanto, o Sistema de Geração Principal serve como a espinha dorsal energética da unidade de produção de petróleo, proporcionando uma fonte confiável de energia elétrica para sustentar as atividades operacionais diárias e contribuir para a eficiência global da plataforma.

O sistema de geração principal é integrado por 4 turbo-geradores, que produzem uma tensão nominal de 13,8kV com frequência de 60 Hz. Cada unidade de geração possui valores de potência nominal de 25 MW/ 31,24 MVA e fator de potência de 0,8, onde o gerador é acionado através de uma turbina biocombustível, normalmente alimentada pelo próprio gás produzido na plataforma ou, em emergências, por óleo diesel. Os geradores principais têm o neutro aterrado por meio de uma alta impedância, com o propósito de limitar as correntes de curto-circuito monofásicas e, com isso limitar os danos mecânicos nos enrolamentos e núcleo dos geradores e motores de 13,8kV.

Em condição normal de operação, a unidade é capaz de operar fornecendo energia elétrica para todas as unidades consumidoras da plataforma com três turbo-geradores, onde o 4º turbo-gerador fica em *stand-by*. Durante um pico de carga, o uso do 4º turbo-gerador pode ser solicitado para socorrer o aumento de demanda da planta. Logo, todo o sistema elétrico deve ser preparado para atender de maneira segura e confiável as condições atípicas que possam ocorrer.

O sistema elétrico da plataforma ainda é composto por dois geradores de menor capacidade acionados por motores diesel. Geradores que são denominados como Gerador Auxiliar e Gerador de Emergência e somente entram em operação em casos de emergência ou falha da geração principal da embarcação. Cada equipamento possui uma potência elétrica de saída de 1800 kW/ 2250 kVA, com tensão nominal de 480 V e frequência 60 Hz. (Navarro, Leonardo 2015)

4.6 Controles do Sistema de Geração Principal

No sistema de geração principal alguns controles realizados nos turbo-geradores são de responsabilidades dos TGCP's (*Turbo Generator Control Panels*) através deles é possível efetuar o controle primário da frequência e da tensão mantendo a estabilidade do sistema elétrico em termos de frequência e tensão, especialmente em resposta a variações de carga.

Essas variações ocorrem quando há um aumento ou diminuição súbita no consumo de energia, o que pode afetar a qualidade e a continuidade do fornecimento de eletricidade. [15][16]

O controle primário de frequência tem como objetivo manter a frequência do sistema elétrico dentro de uma faixa aceitável. Geralmente em torno de 50 Hz e 60 Hz, dependendo do padrão do país ou rede. Com faixa variação de +/- 0,2Hz em condições normais de operação. Em um sistema elétrico a frequência é diretamente relacionada à velocidade de rotação dos geradores que produzem eletricidade. Quando o consumo de energia aumenta subitamente, a carga nos geradores também aumenta, o que pode fazer com que a velocidade de rotação dos geradores diminua, tendo como resultado uma queda na frequência. O controle primário atua imediatamente para ajustar a potência ativa dos geradores (a quantidade de energia em trabalho útil) para equilibrar a geração e consumo de energia. (KUNDUR, P.. 1994)

Para o controle de frequência no turbo-gerador existem dois tipos de controle primário: isócrono e **droop**.

O controle isócrono mantém a frequência constante (50Hz ou 60 Hz) independente da variação da carga. Esse tipo de controle é amplamente utilizado quando há apenas um gerador em operação ou em sistemas ilhados (isolados da rede principal), onde a precisão com relação a frequência é essencial. Este controle tem como características é que não permite variação na frequência mesmo que ocorra uma variação na carga, o gerador ajusta automaticamente sua produção de potência para manter a frequência fixa, alta responsividade e muito utilizados em sistemas com um único gerador ou em sistemas de geração isolados, como em plataformas de petróleo ou microgrids, onde não há necessidade de sincronização com outros geradores. Como mencionado anteriormente, o controle isócrono tem como vantagens a frequência estável, mesmo com a mudança de carga e alta precisão. Sua desvantagem é que não é adequado para operação em paralelo, em sistemas com vários geradores operando simultaneamente, o controle pode gerar instabilidade.

No controle de **droop** a estratégia de controle permite variações na frequência proporcionalmente à carga do sistema. Este controle é amplamente utilizado em sistemas com múltiplos geradores operando em paralelo, permitindo que cada gerador compartilhe a carga de forma equilibrada. Suas vantagens são variação da frequência com a carga, compartilhamento de carga e estabilidade em operação paralela. As desvantagens são variação de frequência em sistemas sensíveis, como redes de alta precisão e possui uma menor precisão em relação ao controle isócrono.

Em resumo, estes modos influenciam na forma como os TG's (Turbogeneradores) distribuem potência ativa elétrica quando estão operando em paralelo em uma mesma barra. O controle de frequência (Potência ativa) é realizado pelo ASR (**Analogue Simplified Regulator**), que recebe o sinal predefinido (**set-point**) do TGCP e opera através do controle de injeção de combustível nos TG's. (P. Rush 2010)

O controle secundário dos TG's é realizado por um sistema de gerenciamento de energia denominado PMS (**Power Management System**), a finalidade principal é garantir o fornecimento de energia confiável e estável. Resumindo:

Os principais controles realizados pelo PMS:

1. Controle de Carregamento e Descarregamento de Geradores

Este controle do PMS envolve a gestão dos geradores conectados ao sistema.[15][16]

- **Acionamento automático de Geradores:** O PMS controla a partida e parada automática de geradores adicionais quando há aumento de consumo e desliga os geradores quando há uma redução no consumo, evitando o uso desnecessário de recursos.
- **Distribuição de Cargas entre Geradores:** O sistema garante a distribuição de carga entre geradores e garante o equilíbrio da carga entre os geradores para evitar sobrecarga em um único gerador.
- **Controle de Reserva de Gestão:** O PMS mantém um nível adequado de reserva de potência, garantindo que sempre haja capacidade disponível em caso de aumento repentino no consumo ou falha de um gerador.

2. Controle de Prioridade de Carga (*Load Shedding*)

O load shedding ou alívio de carga é o mecanismo utilizado para desconectar cargas não essenciais em situações críticas, como falha de geradores ou aumento súbito do consumo, evitando que o sistema entre em colapso.

- **Desliga cargas Não Essenciais:** O PMS identifica cargas menos prioritárias e as desliga automaticamente quando a capacidade de geração é insuficiente para atender toda a demanda, evitando sobrecarga e queda de sistema.
- **Estabelecimento de Prioridades:** As cargas são categorizadas de acordo com sua criticidade (essenciais, não essenciais, de emergência), permitindo que o sistema mantenha o funcionamento das cargas mais importantes, como sistemas de segurança, durante crises. (WOOD, A. J. ; WOOLLENBERG, B. F.. 2013)

3. *Field Forcing*

- Possibilita aumentar a tensão do barramento antes da partida de grandes cargas, através do aumento da corrente de campo dos geradores principais. Após o arranque do motor o comando field forcing é desativado e, logo, a tensão dos barramentos

retornam as condições normais do sistema. A meta principal é minimizar o afundamento de tensão provocado pela entrada de grandes cargas motóricas do painel principal.

4. Gerenciamento de Emergência e Falhas (*Blackout Prevention*)

O PMS desempenha um papel crucial em situações de emergência, como falhas de geradores, curtos-circuitos ou quedas na rede de energia.

- **Prevenção de Blackout:** Em situação de falha no gerador ou queda na rede, o PMS age rapidamente para reconfigurar o sistema, iniciar geradores de reserva e ajustar a distribuição de carga, evitando a interrupção total do fornecimento de energia.
- **Acionamento do Gerador de Emergência:** O PMS gerencia o início imediato dos geradores de backup, garantindo que as operações críticas continuem em caso de falha na fonte de energia principal.

O controle e o monitoramento das condições operacionais do sistema elétrico do FPSO são realizados através da IHM (Interface Homem Máquina) localizado na sala de controle da plataforma, esta interface disponibiliza telas gráficas que permite a visualização do sistema elétrico, incluindo os sistemas auxiliares e alarmes.

O PMS pode ser integrado com outros sistemas de controle e automação, como o SCADA (*Supervisory and Data Acquisition*), para fornecer uma visão abrangente e centralizada do sistema de energia. Esta integração permite monitoramento e controle em tempo real de todos os ativos elétricos da instalação e também gera relatórios detalhados sobre o desempenho do sistema, consumo de energia e falhas, ajudando a tomar decisões e manutenção preventiva.

4.7 Sistema de Distribuição

4.7.1 Sistema de Distribuição Principal MT (Média Tensão)

O sistema de distribuição de cargas em 13,8kV consiste em painéis de distribuição (PN-001) onde recebe alimentação diretamente dos geradores principais 4 (quatro). Este painel fornece energia para os motores e CCM's de alta tensão da Planta de Processo alimentados em 13,8kV, e também através de transformadores do tipo abaixador de tensão, fornece energia aos CDS's sistema de distribuição em 4,16kV e 0,48kV.

Em condições normais o painel (PN-001) alimenta cargas através dos transformadores. Os transformadores redundantes (TF – 501A /B) (13,8 – 0,48- 0,48 kV) com dois secundários

alimentam os Centro de Distribuição de Carga Essencial – 480V (PN-501), Carga Auxiliar – 480 V (PN-504) e as Cargas Utilidades - 480V (PN-3501).

No Centro de Distribuição de Cargas do Sistema de Cargas (PN-507), de 4,16 kV, é alimentado os motores com potência acima de 150 kW. Este painel possui dois barramentos, cada um sendo alimentado por um enrolamento secundário dos (TF-502 A/B). Durante a operação normal, o intertravamento deverá apenas permitir que 2(dois) dos 3(três) disjuntores de entrada e TIE (52-A, 52-B e 52-C) do PN-507 podem ser simultaneamente fechados, exceto durante a operação de paralelismo momentâneo dos transformadores ou transferência de carga.

Os transformadores (TF-502A/B) são de 13,8 – 4,16 kV e cada um deles devem ter capacidade de alimentar todas as cargas dos dois barramentos, simultaneamente e sem utilização de ventilação forçada. Os transformadores devem operar de maneira isolada um do outro.

Tabela 7 - Nível de tensão dos sistemas de geração e distribuição

Nível Tensão	Utilização
13,8 Kv - Trifásico	Geração Principal - CDC
	Motores - MT
4,16 Kv - Trifásico	Geração Principal - CDC
	Motores - MT (CDC/CCM)
480 V - Trifásico	Geração Principal/Emergência
	Motores - MT (CDC/CCM)
220 V	Motores - BT
	Iluminação e Tomadas
127 V	Iluminação e Tomadas
	Circuito de Controle

4.8 Sistema de Geração de Emergência

O Pacote Gerador de Emergência (UG-5261501) é movido a diesel, com potência nominal de 1.800 kW - 2.250 kVA, 480 V, 60 Hz, trifásico, 1800 rpm, independente, fornecido com dois (2) meios independentes para iniciar e recarregar e armazenamento para partida automática e tanque diário dedicado de diesel para operação de 18 horas. O Gerador de Emergência (GE-UG-5261501) está conectado ao Painel Essencial BT 480 V (PN 5148501). O Gerador de Emergência (GE-UG-5261501) pode retroalimentar os serviços públicos / navios de 480 V LV.

Quadro (PN-5143501) e Quadro Auxiliar 480 V BT (PN-5143504), para reiniciar a Rede Principal

Geração e alimentação de cargas normais fora das condições de ESD (desligamento de emergência). A subtensão nos barramentos PN-5148501 inicia a partida do Gerador de Emergência e o fechamento de seu disjuntor de entrada em PN-5148501, controlado pela Energia do Gerador de Emergência e Painel de Controle (EGCP) (PN-UG-5261501-01).

Após iniciar a Geração Principal e restaurar o sistema, o Gerador de Emergência (GE-5261501) é sincronizado no disjuntor secundário do Transformador (TF-5143501A).

As cargas serão transferidas para a Geração Principal e o grupo gerador parado, após o Gerador de Emergência (GE-5261501) o disjuntor está aberto. O disjuntor de entrada do Gerador de Emergência em PN-5148501 (52-B) não possui sobrecorrente instantânea dispositivo de disparo (função 50). Quando a demanda do Gerador de Emergência atingir 85% de sua capacidade nominal, um sinal de alarme é enviado ao CSS, através do *Hull Electrical System Gateway*.

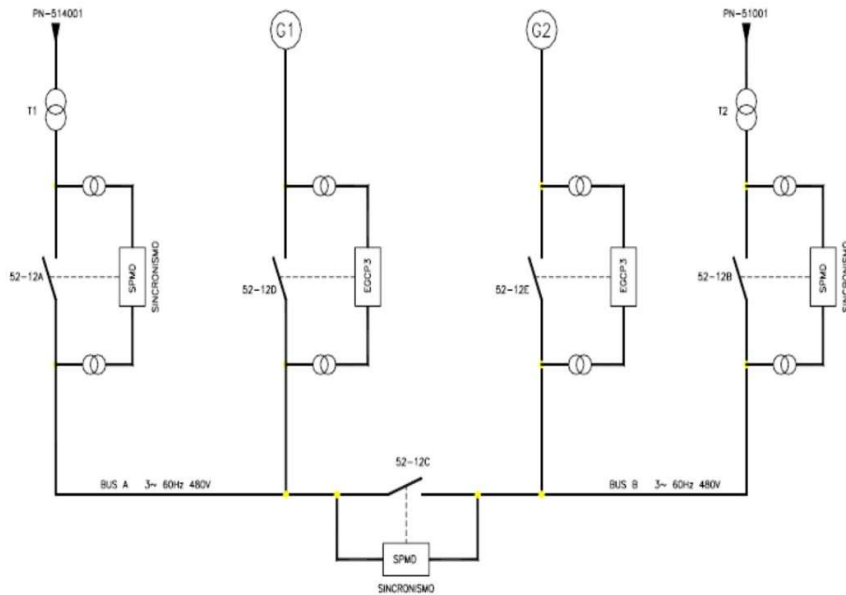


Figura 27 - Unifilar do Sistema de Geração de Emergência (Tailand Oliveira de Amorim. UEZO, 2010)

O Gerador de Emergência (GE-UG-5261501) é adequado para operação paralela com o Gerador Principal, para testes de carga periódicos e com Gerador Auxiliar.

AVR- Regulador de Tensão Automático: Responsável pelo controle da tensão do gerador em modo automático. A tensão na saída do gerador será elevada automaticamente até um valor de referência predefinido e regulada através do monitoramento da realimentação de tensão proveniente da saída do gerador.

EGCP: É um sistema de controle e gerenciamento microprocessado indicado para as aplicações de geração de energia mais exigentes. Ele combina monitorações do motor, gerador, energia, transferências e barra. Pode operar sozinho ou em rede com outros EGCP

O EGC está instalado no EGCP e é responsável por:

- a) Gerador e driver em funcionamento.
- b) Corte de carga: Se a demanda do gerador atingir 85% da capacidade nominal do gerador, um alarme é enviado para CSS (Sistema de Controle e Segurança), através do *Gateway* do Sistema

Elétrico. Se a demanda atingir 90% capacidade nominal do gerador, um sinal de trip é gerado para abrir os disjuntores de retroalimentação.

c) Sincronismo Automático e transferência suave de carga;

d) Responder o status do motor e as proteções provenientes do painel de controle local do motor.

5 Análise de Cargas

A análise de carga no sistema elétrico é essencial para garantir uma maior eficiência, estabilidade e segurança no fornecimento de eletricidade. Este estudo tem como objetivo dimensionar os equipamentos do sistema elétrico como painéis, transformadores, cabos e geração da unidade de petróleo. Devem ser elaborados uma lista com todos os equipamentos elétricos utilizado nos setores da plataforma. As cargas são classificadas de acordo com a sua finalidade:

Cargas Normais – São cargas que recebem energia elétrica através da geração principal e caso a geração principal venha a ser desenergizada as cargas devem permanecer desligadas.

Cargas Essenciais – São cargas que recebem energia elétrica da geração principal, porém caso ocorra uma falha da geração principal, a carga passa a ser alimentada através da geração de emergência.

Carga de Emergência – Estas cargas permanecem energizadas por baterias (DC ou AC UPS) durante a falha da geração principal e da geração de emergência. Não é aceitável a desenergização temporária dessas cargas em nenhum momento. As cargas de Emergência devem incluir, cargas alimentadas por fontes transitória e cargas como consumidores de emergência.

Na análise é importante considerar alguns fatores como:

Fator de Carga – É uma que avalia a eficiência do uso da capacidade de um sistema elétrico, sendo a razão entre a carga média e a carga máxima durante um período específico. Um fator de carga é considerado alto quando possui uma operação eficiente, com carga constante próxima à capacidade máxima. Por outro lado, um baixo fator de carga ocorre variações significativas na carga, com períodos de baixa demanda e picos de alta demanda, causando uma eficiência menor.

Fator de intermitência – Expressa à medida de variabilidade ou irregularidade na demanda de uma carga elétrica ao longo de um período. Um alto fator de intermitência indica que a carga varia significativamente, com elevados picos de demanda em comparação à demanda média. Um baixo fator de intermitência sugere uma carga mais instável e constante, facilitando o planejamento e a operação do sistema elétrico.

A análise de cargas no sistema elétrico tem como benefícios a redução de custos operacionais e perdas de energia, planejamento mais preciso de expansões e maior confiabilidade do fornecimento de energia.

5.1 Configuração do Sistema Elétrico

O sistema elétrico da plataforma de petróleo é dividido entre os sistemas do *Hull* e *Topside*. Onde o sistema do *Hull* fornece energia para as principalmente cargas do navio, e o *Topside* alimenta principalmente as cargas relacionadas à produção de óleo, gás e injeção de água.

A configuração do sistema elétrico do FPSO, utilizado para o estudo desse trabalho, é encontrado em um diagrama unifilar simplificado na figura 28.

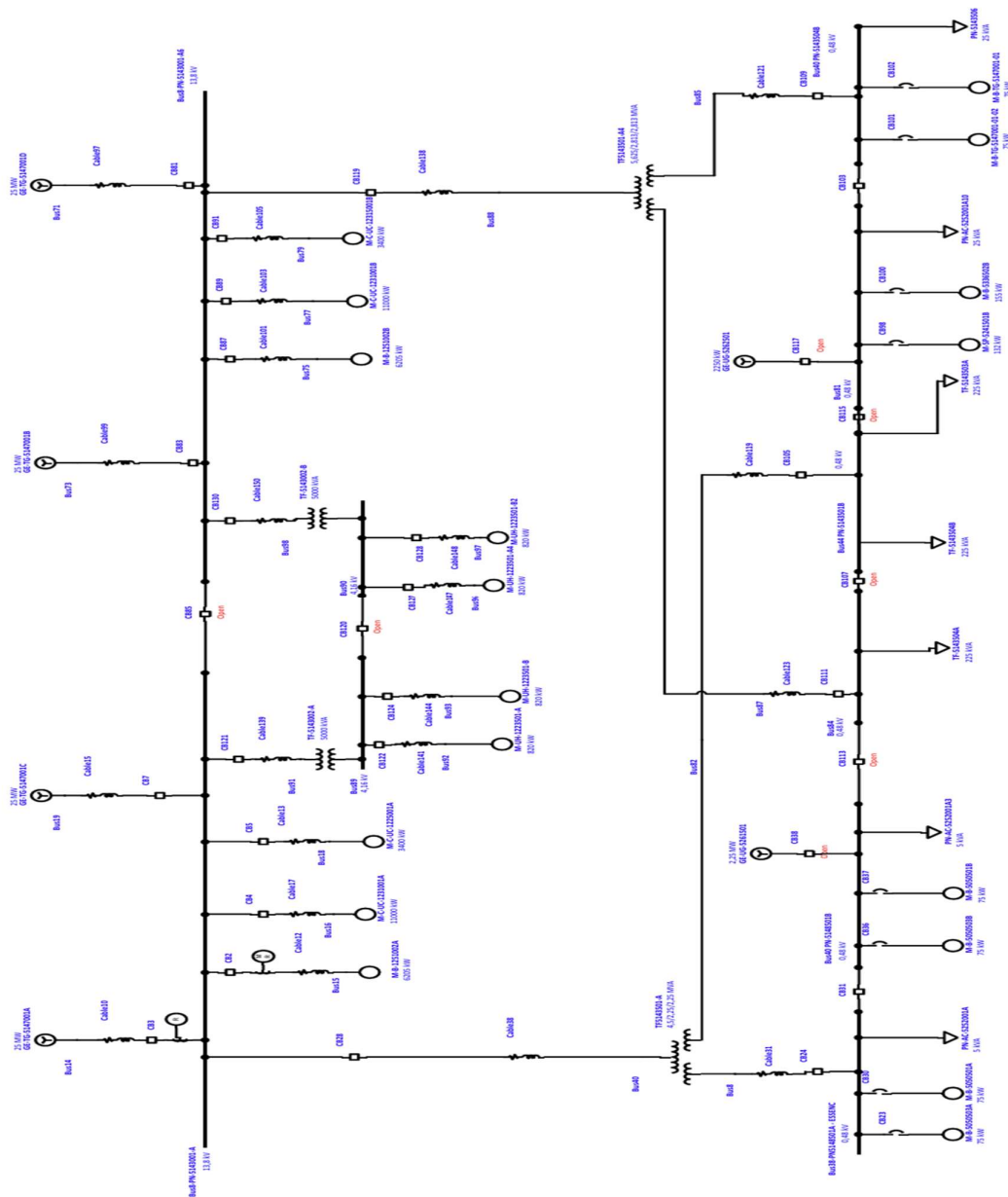


Figura 28 - Diagrama Unifilar Simplificado no ETAP

No sistema elétrico do *Topside* os turbogeradores conforme comentado no item 4.6 gera uma tensão de 13,8 kV nos seus terminais e fornecem aos painéis PN-5143001A/B, onde é encontrado motores elétricos com potência maior que 1.250 kW conectados nos barramentos. O painel principal possui seu barramento seccionado em barramento A e B, sendo interligado através de um disjuntor Tie. Nessa interligação está instalado um limitador de curto-circuito denominado *IS-Limiter*, com o objetivo de manter o nível de curto-circuito desse painel em 50 kA ,1s. Os demais painéis CDC seguem a filosofia de barramento seccionado com interligação por disjuntor Tie, mas sem *IS-Limiter* instalado.

No painel principal estão ligados os transformadores responsáveis pela distribuição de energia elétrica tanto no *Topside* quanto no *Hull*. No *Topside*, dois transformadores (TF-5143001A/B) alimentam as cargas de 4,16 kV, dois transformadores de três enrolamentos (TF-5143501A/B) que alimentam as cargas elétricas em 480V.

O sistema elétrico do *Hull* possui equipamentos instalados nos principais níveis de tensão:

4,16 kV (PN-5143507) e 480 V (PN-5148501, PN-5143501, PN-5143504 e CCMs em geral). Os painéis do *Hull* estão conectados, por meio de transformadores, ao sistema de 13,8 kV do FPSO, onde está localizada a geração principal da unidade.

O painel de 4,16 kV (PN-5143507)

É alimentado pelos transformadores de dois enrolamentos TF-5143502A e TF-5143502B, responsáveis pela alimentação de motores com potências entre 185 kW e 1.200 kW.

Os painéis de 480 V (PN-5143501, PN-5143504 e PN-5148501)

São alimentados pelos transformadores de três enrolamentos TF-5143501A e TF-5143501B (cada um com capacidade de 4,5-2,25-2,25 MVA em AN e 5,625-2,813-2,813 MVA em AF; 13,8/0,48/0,48 kV).

Esses conjuntos de manobra alimentam diretamente motores de baixa tensão entre 55 kW e 150 kW, além de distribuírem energia para os CCMs de baixa tensão PN-5143502, PN-5143503, PN-5143505, PN-5143506, PN-5148502, PN-5148503, PN-TG-5147001-01-01/02 e outros painéis auxiliares.

Esses CCMs alimentam motores de até 55 kW e cargas não-motóricas de até 150 kW.

Os geradores auxiliares e de emergência, ambos com capacidade de 1,8 MW (2,25 MVA), estão conectados, respectivamente, aos painéis 480 V PN-5143504 e PN-5148501. Para proporcionar maior flexibilidade ao sistema elétrico, especialmente em emergências, os painéis PN-5143501, PN-5143504 e PN-5148501 são interligados por cabos de interalimentação (**back-feed**). Esses cabos são amplamente utilizados em sistemas com geradores de emergência, pois permitem que a energia seja redirecionada de volta à fonte ou a outros pontos da rede elétrica.

5.2 Modelagem do Sistema Elétrico da Plataforma de Petróleo do Tipo FPSO

O presente trabalho tem como objetivo principal analisar, modelar e avaliar o desempenho dos sistemas elétricos de potência em uma unidade flutuante de produção, armazenamento e descarregamento (FPSO). Análises e simulações nos sistemas como geração principal, essencial e de emergência. Utilizando o software ETAP 19.0.1 como ferramenta de simulação e estudo.

O ETAP (*Electrical Transient Analyser Program*) é um software amplamente utilizado para modelagem, simulação e análise de sistemas elétricos de potência. A versão 19.0.1 oferece recursos avançados para estudos de fluxo de potência, curto-circuito, seletividade e coordenação de proteções, estabilidade e confiabilidade, permitindo representar de forma precisa desde pequenos sistemas industriais até redes complexas, como aquelas presentes em unidades offshore do tipo FPSO. Sua interface gráfica intuitiva e ampla biblioteca de equipamentos fazem o ETAP uma ferramenta essencial para projetistas e pesquisadores, garantindo análises detalhadas e suporte à tomada de decisão em projetos de engenharia elétrica.

A modelagem dos equipamentos como geradores, transformadores e motores de média tensão do sistema elétrico utilizados, possuem modelos matemáticos específicos e disponíveis na biblioteca do ETAP.

Nos próximos itens iremos apresentar o fluxo de potência do sistema elétrico unificado.

5.3 Fluxo de Potência

O estudo do fluxo de potência é uma importante análise em sistemas elétricos de potência, porque possibilita determinar a distribuição de tensões, correntes, potências ativas, reativas e aparente em regime permanente. Através desse estudo, é possível avaliar se o sistema está operando dentro de limites técnicos e normativas, garantindo segurança e confiabilidade. Em unidades offshore, onde a disponibilidade de energia é crítica para manter a produção, esse estudo é essencial para o planejamento do sistema. A análise do fluxo de potência disponibiliza informações sobre os níveis de tensão em cada barramento, permitindo a identificação de pontos de sub e sobretensão que possam comprometer a operação dos equipamentos. Além disso, possibilita verificar as perdas elétricas no sistema, apoiando decisões para aumento da eficiência energética. O estudo também mostra o carregamento de transformadores, linhas e cabos, ajudando na prevenção de sobrecargas.

Outro aspecto importante do estudo do fluxo de potência é poder avaliar o intercâmbio de potência entre geradores operando em paralelo, como é o caso dos geradores (GE-TG-5147001A/B/C/D) conectados aos barramentos, verificação do compartilhamento adequado de carga ativa e reativa. Garantindo que as máquinas operem dentro de suas capacidades, evitando riscos de instabilidade no sistema.

Para solucionar esse sistema, utilizaremos o **Software ETAP 19.0.01**. Este software integrado de análise e gerenciamento de sistemas elétricos de potência, amplamente utilizados em projetos industriais, e aplicações *offshore*. O seu princípio de funcionamento baseia-se na modelagem gráfica do sistema em um diagrama unifilar, onde são inseridos os elementos elétricos como geradores, transformadores, cabos, cargas, motores e dispositivos de proteção. A partir dessa modelagem, o programa realiza cálculos em diferentes módulos de análise.

No módulo de Fluxo de Potência (**Load Flow**), o ETAP resolve equações algébricas não lineares que descrevem o balanço de potências em cada barramento, fornecendo tensões, correntes, carregamento e perdas. No módulo de Curto-Circuito (**Short-Circuit**), que iremos utilizar a seguir, o *software* aplica as metodologias definidas em normas como a IEC 60909 ou ANSI/IEEE C37, permitindo calcular correntes de falta trifásicas e assimétricas, essenciais para o dimensionamento e especificação de equipamentos.

5.4 Análise de Corrente de Curto-Circuito

5.4.1 Introdução

Em uma plataforma de petróleo os sistemas elétricos são responsáveis de fornecer energia cargas críticas, como compressores, bombas sistemas de propulsão, processos de separação e utilidades. A ocorrência de um curto-circuito nesses sistemas representa um dos cenários mais críticos de falha, dado o ambiente offshore e a elevada concentração de cargas motorizadas.

Do ponto de vista segurança, a circulação de correntes de falha extremamente elevadas aumenta o risco de arco elétrico, incêndios e explosões, sobretudo em áreas classificadas com presença de atmosferas inflamáveis. A falha pode comprometer a integridade física de operadores e colocar em risco a tripulação e as operações de produção.

Em termos operacionais, um curto-circuito pode gerar os desligamentos intempestivos, perda de seletividade das proteções e indisponibilidade de cargas essenciais. Impactando diretamente a continuidade de processos críticos, podendo causar paragem da produção, perda de utilidades importantes (como o sistema de arrefecimento e ventilação) e até comprometendo os sistemas de segurança de embarcados, como os de combate a incêndio ou de emergência.

A corrente de curto-circuito é um fenômeno transitório que ocorre quando existe uma falha súbita no isolamento entre condutores de fases diferentes ou entre condutores e a terra, ou seja, conexão de impedância muito baixa entre pontos de potenciais diferentes num circuito elétrico. Como consequência, circula uma corrente muito superior à corrente nominal, cuja magnitude depende diretamente da impedância do sistema no ponto da falha, da capacidade das fontes geradoras, da configuração da rede e da distância até a fonte de alimentação. Em sistemas industriais e de potência, essa corrente pode alcançar valores elevados em milésimos de segundos, exigindo resposta rápida e eficaz dos sistemas de proteção permitindo minimizar

as consequências da perturbação no sistema. Para isto ocorrer com eficiência é importante certificar que todos os componentes de rede percorrido pelas correntes de defeito suportam seus efeitos enquanto persistirem.

Calcular as correntes de curto-circuito do sistema tem como os seguintes objetivos:

- **Determinar o poder de corte de disjuntores e fusíveis:** encontrando a previsão da corrente máxima de curto-circuito no ponto da rede onde estão instalados, temos o limite inferior do poder de corte destes dispositivos;

- **Esforços térmicos e eletrodinâmicos:** Todos os componentes da rede, principalmente barramento e seccionadores, devem resistir aos efeitos destrutivos da passagem de correntes de curto-circuito;

- **Regulação das proteções:** Ajuste das correntes e tempos de disparo das proteções baseia-se nos valores previstos da corrente de curto-circuito.

Pretende-se encontrar a corrente de curto-circuito máxima (eficaz ou instantâneo) mas também pode interessar a corrente de curto-circuito mínima. Em relação ao curto-circuito trifásico simétricos, geralmente é utilizado o caso mais desfavorável.

Os métodos utilizados para calcular curto-circuito consiste no teorema da sobreposição, que permite calcular o efeito de cada fonte separadamente, anulando as outras fontes (substituindo fontes de tensão por curto-circuitos e fontes de corrente por circuitos abertos) e, em seguida somando as respostas, é utilizado para determinar a corrente ou tensão em um ramo específico de um circuito com múltiplas fontes independentes. Este teorema tem a limitação de ser aplicado apenas a circuitos lineares. Já o método Thevenin (Fonte Equivalente) reduz um circuito linear complexo a uma única fonte que excita a rede no local do defeito. Todas as outras fontes são representadas pelas suas impedâncias internas (máquinas síncronas e assíncronas). Neste método é importante identificar se uma fonte contribui para o defeito através de um percurso de rede “amalhado” ou “não emalhado”. Isto é importante, principalmente no cálculo de fatores de multiplicação. (IEC 60 909:2002)

5.4.2 Enquadramento Normativo (CEI 60909)

A norma CEI 60909 é um padrão internacional designado por método de fonte de tensão equivalente no local do defeito. Supondo sempre que exista um curto-circuito perfeito (sem ocorrer arco elétrico ou resistência de contato).

O método de cálculo utilizado segundo a CEI 60909 é o da fonte equivalente no ponto do curto-circuito, é um método simples, que tem a vantagem de necessitar de um número reduzido de dados e parâmetros dos equipamentos para a obtenção de resultados satisfatórios.

Este método calcula as correntes máximas e mínimas de curto-circuito, independentemente da condição de fluxo de carga com base em fatores de correção padronizados para geradores e transformadores. (IEC 60 909:2002)

- Método de fonte equivalente no ponto de curto-circuito

É realizado a introdução de uma fonte de tensão equivalente no local do defeito. Esta fonte é a única tensão ativa no sistema. Todos os equivalentes de rede, máquinas síncronas e assíncronas são substituídas pelas suas impedâncias internas.

A figura 29 representa o diagrama de uma rede com a indicação de defeito no ponto F. A fonte de tensão equivalente no local do curto-circuito F representa a única tensão ativa do sistema alimentado por um transformador com ou sem comutador de carga representado na figura 30.

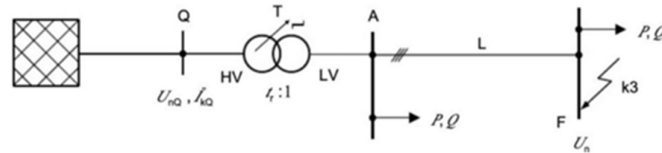


Figura 29 - Diagrama do Sistema (T. Granato, 2013)

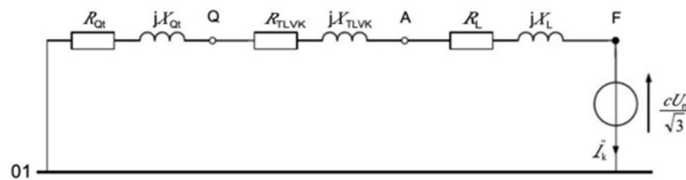


Figura 30 - Diagrama do Sistema (T. Granato, 2013)

Uma falta no circuito de potência gera a circulação de uma corrente que é definida pelas forças eletromotrizes internas das máquinas do circuito, impedâncias e impedâncias do circuito entre as máquinas e a falta. A corrente que circula em uma máquina síncrona a seguir a ocorrência de uma falta, a que circula alguns segundos após a falta, e a corrente que persiste (regime permanente). O desempenho de uma máquina síncrona em situação de curto-circuito pode ser caracterizado por três valores crescentes sucessivos da reatância do enrolamento do estator: (IEC 60 909:2002 2007).

- Reatância subtransitória X''_d que determina a corrente circulando durante os primeiros ciclos.
- Reatância transitória X'_d que é referente ao segundo ou mais ciclos, depende da construção da máquina.
- Reatância síncrona X_d que determina a corrente de curto-circuito que percorre o sistema em regime permanente.

De acordo com a variação de reatância se define os valores de decaimento sucessivos da corrente de curto-circuito:

- A corrente de curto-circuito subtransitória I''_k
- A corrente de curto-circuito transitória I'_k
- A corrente de curto-circuito em regime permanente I_k

Abaixo apresentamos as definições mais importantes para o cálculo de correntes de curto-circuito:

I''_k Corrente inicial de curto-circuito: valor eficaz da componente simétrica alternada da corrente de curto-circuito presumida, no instante da ocorrência do curto-circuito, no ponto k.
Logo:

$$I''_k = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad (1)$$

Onde:

- U_n – Tensão nominal (kV)
- Z_k - Impedância equivalente no ponto de falta (Ω)
- c – Fator de tensão

Impedância de curto-circuito (Z_k)

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad (2)$$

I_k Corrente permanente de curto-circuito: Valor eficaz da corrente de curto-circuito que permanece após a anulação da componente transitória.

$$i_k = \mu \cdot I''_k \quad (3)$$

Onde:

μ - fator de redução devido ao decaimento das fontes (<1)

I_{th} Corrente térmica de curto-circuito:

$$I_{th} = I_k \cdot \sqrt{\frac{t_{cc}}{t_{ref}}} \quad (4)$$

t_{cc} – tempo real de eliminação da falta (s)

t_{ref} – 1S (referência).

S''_k Potência contínua da corrente de curto-circuito:

$$S''_{s_k} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I''_k \quad (5)$$

I_{DC} Componente contínua da corrente de curto-circuito: valor médio da envolvente da corrente de curto-circuito, decrescente de um valor inicial até zero.

I_p Valor máximo da corrente de curto-circuito: valor máximo instantâneo da corrente de curto-circuito.

$$I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I''_k \quad (6)$$

Onde:

k – Fator de assimetria, depende de X/R da impedância entre a fonte e o defeito.

O fator k pode ser calculado a partir da seguinte expressão:

$$k = 1,02 + 0,98 \frac{3R}{X} \approx 1 + e^{-\frac{10}{Tg}} \quad (7)$$

- Tg – Fator em milisegundos
- Tg – X/(ωR)

I_b Corrente de corte simétrica de curto-circuito: Valor eficaz da componente alternada da corrente de curto-circuito simétrica no instante da separação dos contatos do disjuntor.

I_{max} Corrente de curto-circuito máximo: Valor eficaz da corrente de curto-circuito usada para avaliar o poder de corte do disjuntor e para determinar a corrente de pico. É determinada recorrendo ao fator de correção de tensão, C_{máx}.

I_{min} Corrente de curto-circuito mínima: Valor eficaz da corrente de curto-circuito usada como base para as configurações dos relés de proteção e escolha de fusíveis. A norma CEI 60909 recomenda a aplicação de “Fatores de tensão”, C_{máx} e C_{min}, à tensão nominal pré-defeito do sistema, de forma a levar em consideração as condições de pré-defeito do sistema.

Na tabela 9 são indicados os fatores de tensão para diferentes tensões nominais do sistema.

Tabela 8 - Fatores de tensão (T. Granato, 2013)

Tensão nominal do sistema U_n	Fator de tensão c para o cálculo de	
	correntes de curto-circuito máximas	correntes de curto-circuito mínimas
	c_{max}^a	c_{min}
Baixa tensão: 100 V a 1000 V (IEC 60038:2009, Tabela 1)	1,05 ^c 1,10 ^d	0,95 ^c 0,90 ^d
Média tensão ^b : >1 kV a 230 kV (IEC 60038:2009, Tabelas 3, 4)	1,10	1,00
Alta tensão ^{b,e} : >230 kV (IEC 60038:2009, Tabela 5)	1,10	1,00

^a $c_{max} U_n$ não deve exceder a tensão mais elevada U_m para equipamentos dos sistema de energia.
^b Deve ser aplicada $c_{max} U_n = U_m$ ou $c_{max} U_n = 0,90 U_m$ se a tensão nominal do sistema não é definida.
^c Para sistemas de baixa tensão com tolerância $\pm 6\%$, sistemas renomeados de 380V para 400V.
^d Para sistemas de baixa tensão com tolerância $\pm 10\%$.
^e Os fatores de tensão c não são definidos na norma CEI 60909 para sistemas com tensão nominal cuja $U_m > 420$ kV.

5.4.3 Corrente de Curto-circuito

A corrente de curto-circuito possui duas formas principais: Simétrica e Assimétrica.

Na situação de corrente simétrica, após alguns ciclos de defeito, a corrente elétrica assume uma forma senoidal equilibrada em torno do zero. Isso significa que não existe componente contínua deslocando a onda. Esse regime é utilizado como referência nos cálculos de dimensionamento de cabos, transformadores, disjuntores e estudo de seletividade e coordenação, porque representa o valor eficaz estabilizado da corrente de falha.

Na figura 31 apresenta um exemplo de um curto-circuito simétrico.

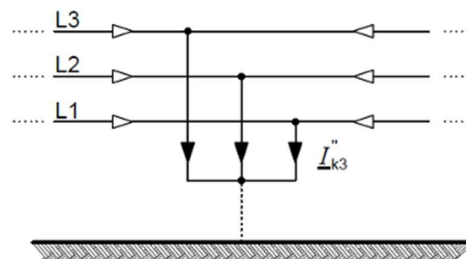


Figura 31 - curto-circuito trifásico (IEC 60 909:2002).

Já na situação de um curto-circuito assimétrico ocorre no instante inicial da falha. Neste momento, além da parte senoidal (simétrica), aparece uma componente contínua de decaimento exponencial, resultando da assimetria no instante da ocorrência da falha em relação à tensão da rede. Essa componente desloca a forma de onda, causando um desequilíbrio no sistema e fazendo com que a corrente alcance um valor de pico muito mais alto do que no caso simétrico. Normalmente, a magnitude da corrente assimétrica é essencial

para garantir a capacidade de interrupção e a robustez mecânica dos equipamentos do sistema elétrico.

Na figura 32 apresenta alguns tipos de curto-circuito assimétrico entre duas fases.

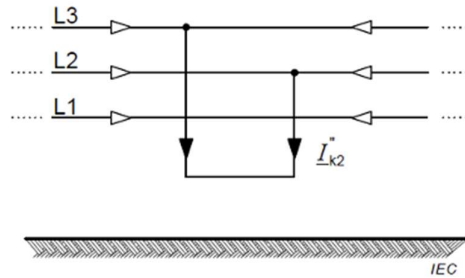


Figura 32 - curto-circuito entre duas fases

Na figura 33 mostra um curto-circuito assimétrico entre duas fases e o condutor Terra. O caminho da corrente de falta de linha a terra pode ou não conter impedância. Um ou dois condutores abertos resultam em faltas assimétricas, seja através do rompimento de um ou de dois condutores, seja pela ação de fusíveis ou outros dispositivos que podem não abrir as três fases simultaneamente.

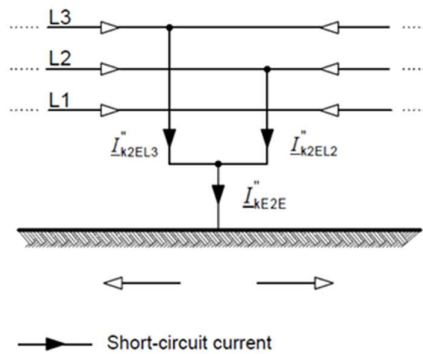


Figura 33 - curto-circuito entre duas fases e a Terra

A norma CEI 60909 distingue duas situações para comportamento da corrente de curto-circuito ao longo do tempo.

- Curto-circuitos “longe” dos geradores:

Conforme a norma um curto-circuito é considerado “longe” dos geradores quando nenhuma máquina síncrona contribui com uma corrente que excede o dobro da sua corrente nominal, $I''_k / I_{RG} < 2$, ou quando $I''_k = I_b = I_k$.

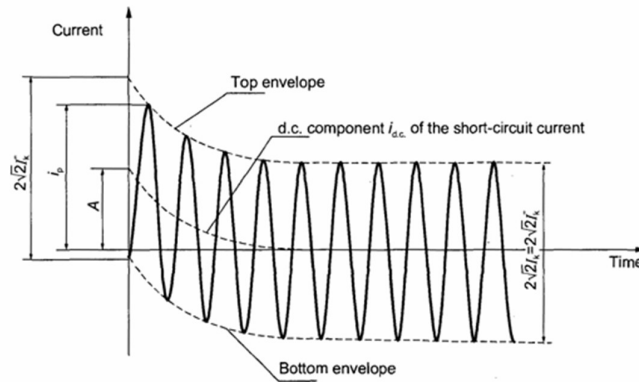


Figura 34 - Característica da corrente de curto-circuito "longe dos geradores" e Corrente A.C constante. (T. Granato, 2013)

- Curto-circuitos “perto” dos geradores:

Um curto-circuito é classificado “perto” dos geradores quando o valor eficaz da corrente simétrica de curto-circuito excede o dobro da corrente nominal em pelo menos uma máquina síncrona ou assíncrona quando ocorre o curto-circuito, $I''_k / I_{RG} > 2$, ou quando $I''_k > I_b > I_k$.

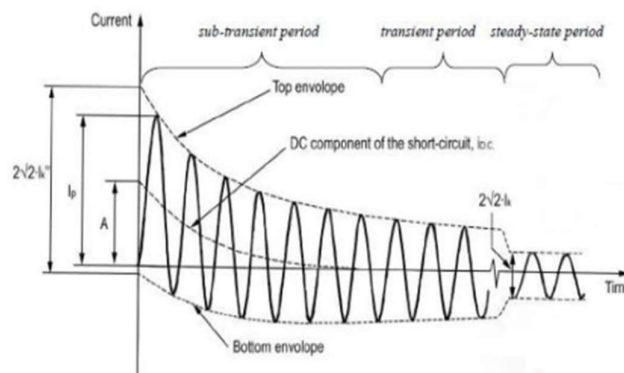


Figura 35 - Característica da corrente de curto-circuito "perto dos geradores" e Corrente A.C constante. (T. Granato, 2013)

Os curto-circuitos “perto” dos geradores considera o decréscimo da componente alternada da corrente de corrente de curto-circuito inicial simétrica no cálculo posterior das correntes de curto-circuito. Ou seja, em regime permanente as correntes de curto-circuito em geradores “perto” do defeito possui magnitude menor do que as correntes iniciais simétricas de curto-circuito e as correntes de corte são menores em magnitude do que as correntes iniciais de curto-circuito.

Embora o cálculo das correntes de curto-circuito inicial e de pico para curtos-circuitos “perto dos geradores” serem iguais ao realizado para curtos-circuitos “longe dos geradores”. Para determinar as correntes de corte de curto-circuito em regime permanente são necessárias adicionais etapas pois ao contrário do que ocorre com os curtos-circuitos “longe dos geradores” onde as correntes de curto-circuito inicial, de corte e de regime permanente são iguais ($I''_k=I_b=I_k$). É importante determinar quais são os geradores que estão “perto” ou “longe” do defeito, de modo que, em caso de “perto dos geradores” sejam calculadas as correntes de corte e de regime permanente.

- Corrente de corte simétrico de curto-circuito (I_b)

No cálculo da corrente de corte simétrica de curto-circuito “perto dos geradores” é contabilizado introduzindo um fator μ , que corresponde ao decréscimo da componente alternada, isto é:

$$I_{bG} = \mu \cdot I''_{kG} \quad (8)$$

A corrente de corte depende do tempo de separação dos contatos do dispositivo de proteção ou da temporização mínima t_{min} nos termos da norma CEI 60909 e que é representado pelo fator μ . Importante citar que o fator μ também depende da relação entre a corrente de curto-circuito inicial do gerador e a sua corrente nominal, I''_{kG}/I_{rG} .

As equações seguintes definem o fator μ para um determinado tempo mínimo de atraso. Para outros valores de tempo de atraso, é aceitável a interpolação linear.

$$\begin{aligned} \mu &= 0.84 + 0.26e^{-0.26I''_{kG}/I_{rG}} & \text{for } t_{min} &= 0.02s \\ \mu &= 0.71 + 0.51e^{-0.30I''_{kG}/I_{rG}} & \text{for } t_{min} &= 0.05s \\ \mu &= 0.62 + 0.72e^{-0.32I''_{kG}/I_{rG}} & \text{for } t_{min} &= 0.10s \\ \mu &= 0.56 + 0.94e^{-0.38I''_{kG}/I_{rG}} & \text{for } t_{min} &\geq 0.25s \end{aligned} \quad (9)$$

Estas equações aplicam-se a turbo geradores, geradores de polos salientes e compensadores síncronos excitados por conversores rotativos e estáticos. Na condição de excitadores estáticos,

o atraso de tempo mínimo seja inferior a 0,25 s e a tensão de excitação máxima seja inferior a 1,6 vezes a excitação à carga nominal. Para os demais casos, $\mu = 1$.

Um importante pré-requisito para a identificar os curtos-circuitos como “perto dos geradores” ou “longe” é mantido no fator μ se o rácio I''_{kG}/I_{rG} for menor que 2 e μ igual a 1. Esses requisitos definem a corrente de corte igual à corrente de curto-circuito inicial simétrica, como uma característica do curto-circuito “longe dos geradores”.

Em percurso de corrente “emalhados” não é aplicável determinar μ a partir de uma única razão equivalente I''_{kG}/I_{rG} . Nesta situação, é permitido ajustar a corrente de corte simétrica de curto-circuito igual à corrente inicial de curto-circuito. Esta medida afeta a precisão, mas é mais conservador.

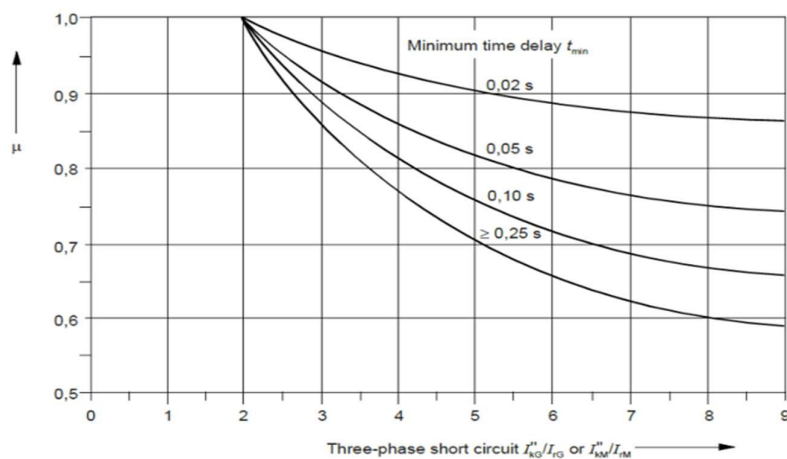


Figura 36 - Fator multiplicativo μ (IEC 60 909:2002 2007).

A contribuição da corrente de corte simétrica de curto-circuito em motores assíncronos, é calculada pela introdução de um fator adicional “q” substituindo a relação I''_{kG}/I_{rG} por I''_{kM}/I_{rM} . Este fator “q” considera a queda rápida da corrente de curto-circuito do motor devido à ausência de um campo de excitação. O fator “q” está limitado a 1 e é calculado de acordo com:

$$I_{bM} = \mu \cdot q \cdot I''_{kM} \quad (10)$$

$$q = 1.03 + 0.12 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} = 0.02s$$

$$q = 0.79 + 0.12 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} = 0.05s$$

$$q = 0.57 + 0.12 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} = 0.10s$$

$$q = 0.26 + 0.10 \ln \frac{P_{rM}}{p} \quad \text{for } t_{min} \geq 0.25s$$

Onde,

- P_{rM} – É a potência ativa nominal em MW
- P é o número de pares de polos do motor

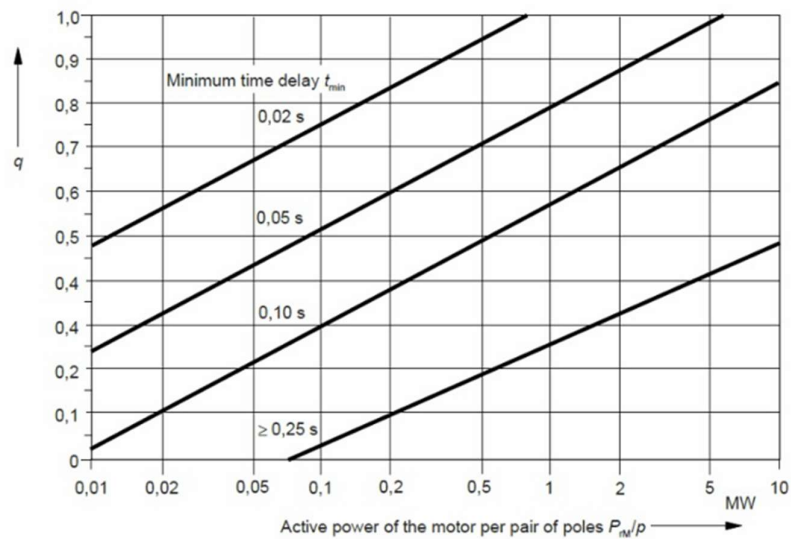


Figura 37 - Fator multiplicativo q (WOOD, A. J. ; WOOLLENBERG, B. F.. 2013)

A corrente de corte simétrica de curto-circuito total é igual à soma da contribuição das fontes individuais que alimentam o curto-circuito, ou seja:

$$I_{bt} = I_{b1} + I_{b2} + I_{bn} + \dots = \mu I_{kG}'' + \mu I_{kPSU}'' + \dots + \mu q I_{kM}'' \quad (11)$$

- Corrente de curto-circuito em regime permanente (I_k)

Em curtos-circuitos “perto dos geradores” a corrente de defeito em regime permanente normalmente possui menor magnitude do que a corrente de corte simétrico de curto-circuito e está dependente do sistema de excitação, da ação do regulador de tensão e também da influência da saturação. As máquinas síncronas com excitadores estáticos que alimentam diretamente seus terminais não contribuem em regime permanente em regime permanente para os curtos-circuitos nos terminais. Isto ocorre devido ao colapso da tensão de campo (tensão de excitação) durante o defeito. Só ocorre contribuição para o curto-circuito em regime permanente se existir uma impedância entre seus terminais e a localização do defeito estiver no lado de alta tensão do transformador.

Quando o gerador ou a unidade de produção fornece o defeito podemos calcular a corrente de curto-circuito permanente utilizando a corrente nominal do gerador e a tensão de excitação. Para encontrarmos o intervalo de contribuição do curto-circuito em regime permanente calculamos os valores máximos e mínimos

A corrente mínima de curto-circuito em regime permanente é calculada com base na tensão de excitação constante e a não regulada, ou seja:

$$I_{kmin} = \lambda_{min} \cdot I_{rG} \quad (12)$$

$$I_{kmax} = \lambda_{max} \cdot I_{rG} \quad (13)$$

O fator de multiplicação λ_{max} depende de alguns fatores, como:

- Se é um turbogerador ou polos salientes
- Rácio entre tensão de excitação máxima
- Tensão de excitação em situações normais de carga

Na série 1 - O fator λ_{max} é embasado na maior tensão de excitação possível, ou seja, 1,3 vezes o valor da tensão de excitação nominal à potência aparente e fator de potência nominal para turbogeradores e para geradores de polos salientes são 1,6 vezes.

Na série 2 - O fator λ_{max} é embasado na tensão de excitação mais alta possível, que é 1,6 vezes a tensão de excitação nominal à potência aparente e fator de potência nominal para turbogeradores ou 2,0 vezes em geradores de polos salientes.

5.4.4 Impedância de curto-circuito

Segundo a norma CEI 60909, a determinação das impedâncias dos equipamentos exige uma abordagem diferente:

- **Equivalentes de rede**

Os equivalentes de rede são representados pela potência de curto-circuito inicial simétrica, S''_{kQ} , ou pela corrente de curto-circuito inicial simétrica, I''_{kQ} . Com a tensão nominal no ponto Q (U_{nQ}) – Figura 38, a impedância pode ser calculada usando:

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{nQ}} = \frac{cU_{nQ}^2}{S''_{nQ}} \quad (14)$$

Com a relação R_Q / X_Q de curto-circuito disponível, podemos calcular a reatância X_Q da seguinte maneira:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}} \quad (15)$$

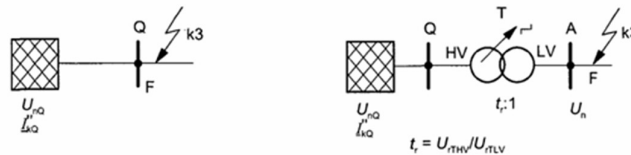


Figura 38 - Equivalentes de rede

Se nenhuma informação de relação R_Q / X_Q de curto-circuito se ver disponível, a resistência R_Q e a reatância X_Q podemos utilizar a relação:

$$X_Q = 0.995 Z_Q \quad (16)$$

$$R_Q = 0.1 X_Q \quad (17)$$

- **Geradores Síncronos**

Informações geralmente disponíveis em geradores síncronos:

- Potência aparente nominal, S_{RG}
- Tensão nominal, U_{RG}
- Fator de potência, $\cos \phi_{RG}$
- Reatância subtrânsitoria por unidade, X''_d

A reatância do gerador X''_d é determinada utilizando:

$$X''_d = \left(\frac{x''_d}{100} \right) \left(\frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \right) \quad (18)$$

- Para determinar R_G , as seguintes aproximações são bastante precisas:

- $R_G = 0,05X''_d$, quando $U_{rG} \geq 1\text{kV}$ e $S_{rG} \geq 100\text{MVA}$
- $R_G = 0,07X''_d$, quando $U_{rG} \geq 1\text{kV}$ e $S_{rG} \leq 100\text{MVA}$
- $R_G = 0,15X''_d$, quando U_{rG}

- A impedância subtransitória do gerador pode ser calculada usando:

$$Z_G = R_G + jX''_d \quad (19)$$

De acordo com a norma CEI 60909 é introduzido fatores de correção de impedância especificamente para geradores e unidades de produção. O fator de correção para os geradores (K_G) é ligado diretamente ao sistema onde pode ser calculado através:

$$Z_{GK} = K_G Z_G$$
$$K_G = \frac{c_{max} V_n}{U_{rG} (1 + x''_d \sin \phi_{rG})} \quad (20)$$

Onde,

- Z_{GK} é a impedância corrigida do gerador
- Z_G é a impedância subtransitória do gerador
- K_G é o fator de correção de impedância do gerador
- C_{max} é o fator de correção da tensão
- U_{rG} é a tensão nominal do gerador
- x''_d é o gerador por unidade de reatância subtransitória
- ϕ_{rG} é o ângulo de fase entre I_{rG} e $U_{rG}/3$

Para geradores que possuem um transformador exclusivo, é aplicado um único fator de correção à soma das impedâncias. Seria como se o gerador e o transformador fossem tratados como uma unidade.

$$Z_{PSU} = K_{PSU} (t_r^2 Z_G + Z_{rTHV})$$

$$K_{PSU} = \frac{c_{max} U_{nQ}^2}{U_{rG}^2 t_r^2 [1 + (x''_d - x_t) \sin \phi_{rG}]} \quad (21) \quad (22)$$

Onde,

- Z_{PSU} é a impedância corrigida da unidade de fonte de alimentação
- Z_G é a impedância subtransitória do gerador em ohms
- Z_{rTHV} é a impedância nominal do transformador referida ao lado AT em ohms
- t_r é a relação de transformação do transformador, V_{AT}/V_{BT}
- K_{PSU} é o fator de correção de impedância da unidade de fonte de alimentação
- C_{max} é o fator de correção da tensão– U_{nQ} é a tensão nominal do sistema
- U_{rG} é a tensão nominal do gerador
- x''_d é a reatância subtransitória por unidade do gerador
- x_t é a reatância unitária do transformador
- ϕ_{rG} é o ângulo de fase entre I_{rG} e $U_{rG} / 3$

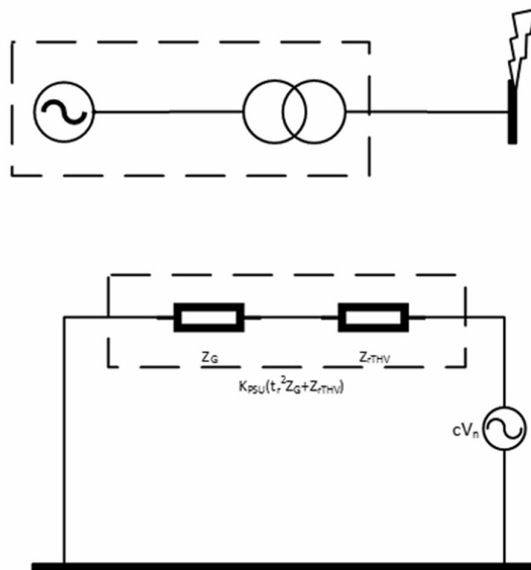


Figura 39 - Esquema equivalente da fonte de alimentação (WOOD, A. J. ; WOOLLENBERG, B. F.. 2013)

- **Transformadores de dois enrolamentos**

– A impedância dos transformadores de dois enrolamentos é calculada da seguinte forma:

$$Z_T = \left(\frac{u_{kr}}{100}\right) \left(\frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}\right)$$

$$R_T = \left(\frac{u_{Rr}}{100}\right) \left(\frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}\right) = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (23)$$

Onde,

- Z_T é a impedância de sequência positiva do transformador
- u_{kr} é a tensão de curto-circuito do transformador à corrente nominal
- U_{rT} é a tensão nominal do transformador
- S_{rT} é a potência nominal aparente do transformador
- R_T é a resistência de sequência positiva do transformador
- P_{krT} são as perdas totais do enrolamento do transformador à corrente nominal
- I_{rT} é a corrente nominal do transformador
- X_T é a reatância de sequência positiva do transformador

- Fator de correção para transformadores (KT)

$$Z_{KT} = K_T Z_T$$

$$K_T = 0.95 \frac{c_{max}}{(1 + 0.6x_T)}$$

$$x_T = \frac{X_T}{U_{rT}^2 / S_{rT}} \quad (24)$$

Onde,

- Z_{KT} é a impedância corrigida do transformador
- Z_T é a impedância de sequência positiva do transformador
- K_T é o fator de correção da impedância do transformador
- C_{max} é o fator de correção de tensão
- X_t é a reatância unitária do transformador
- U_{rT} é a tensão nominal do transformador
- S_{rT} é a potência aparente nominal do transformador
- X_T é a reatância do transformador em ohms.

- Transformadores de três enrolamentos

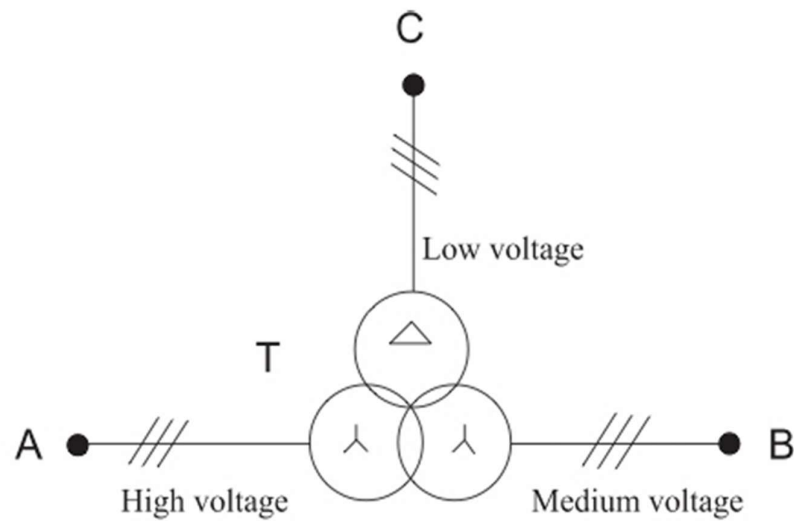


Figura 40 - Transformador de três enrolamento

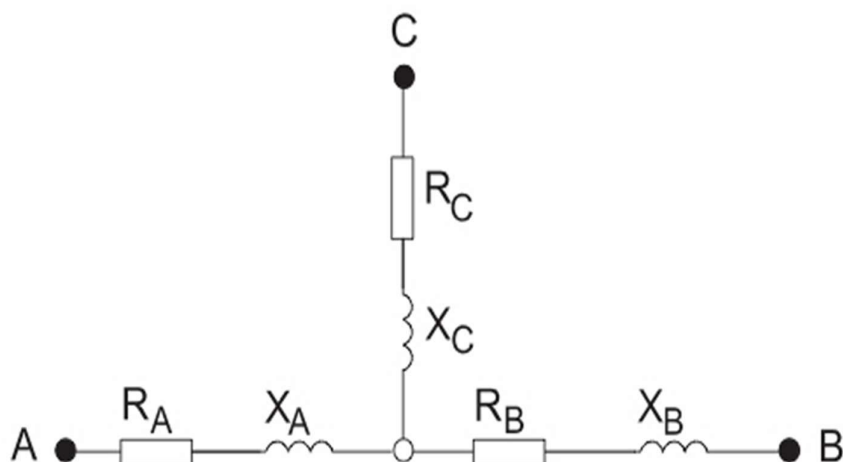


Figura 41 - Esquema do transformador de três enrolamentos

$$Z_{AB} = \frac{u_{krAB}}{100\%} \frac{U_{sTA}^2}{S_{rTAB}} \quad \text{Lado C aberto}$$

$$Z_{AC} = \frac{u_{krAC}}{100\%} \frac{U_{sTA}^2}{S_{rTAC}} \quad \text{Lado B aberto}$$

$$Z_{BC} = \frac{u_{krBC}}{100\%} \frac{U_{sTA}^2}{S_{rTBC}} \quad \text{Lado A aberto}$$

$$Z_A = \frac{1}{2} \cdot (Z_{AB} + Z_{AC} - Z_{BC})$$

$$Z_B = \frac{1}{2} \cdot (Z_{BC} + Z_{AB} - Z_{AC})$$

$$Z_C = \frac{1}{2} \cdot (Z_{AC} + Z_{BC} - Z_{AB})$$

5.5 Cenário 1 – Operação Normal

Após a modelagem do modelo simplificado no software ETAP apresentamos os dados de operação normal do sistema elétrico, onde o fluxo de potência do sistema ocorre com os quatro turbogeradores acionado, dois no barramento (Bus8-PN-5143001A), o gerador (GE-TG-5147001A) em modo de controle de tensão (PV), fornecendo potência ativa definida e regulando a tensão do barramento por meio de ajuda de potência reativa. O gerador (GE-TG-5147001C) opera em modo de controle (Swing), estabelecendo a referência de frequência e absorvendo os desequilíbrios do sistema.

Os geradores (GE-TG-5147001B/D) conectados ao barramento (Bus8-PN-5143001B) operam em modo Swing e PV, respectivamente.

Na tabela 10, apresentamos um resumo do sistema elétrico simplificado com 4 geradores, 32 barramentos e 25 cargas.

Tabela 9 - Quadro Resumo

Study ID	F.C. 4GE-TG
Study Case ID	LF
Data Revision	Base
Configuration	Normal
Loading Cat	Design
Generation Cat	Normal
Diversity Factor	Normal Loading
Buses	32
Branches	28
Generators	4
Power Grids	0
Loads	25
Load-MW	42,784
Load-Mvar	16,843
Generation-MW	42,859
Generation-Mvar	17,007
Loss-MW	0,0746
Loss-Mvar	0,164

Na tabela 11, podemos observar os dados de operação dos geradores:

Tabela 10 - Operação normal geradores

ID	Rating/Limit	Rated kV	MW	Mvar	Amp	% PF	% Generation
GE-TG-5147001A	25 MW	13,8	0	9,24	386,6	0	0
GE-TG-5147001B	25 MW	13,8	-4,457	8,134	388	-48,05	
GE-TG-5147001C	25 MW	13,8	22,316	-0,368	933,8	-99,99	89,3
GE-TG-5147001D	25 MW	13,8	25	0	1046	100	100

Na tabela 12, podemos observar os dados de operação das cargas nos barramentos:

Tabela 11 - Cargas nos Barramentos

Bus ID	Nominal kV	Amp Rating	Voltage	MW Loading	Mvar Loading	Amp Loading	% Loading
Bus8-PN-5143001-A	13,8	2000	99,98	22,311	9,239	1011	50,5
Bus8-PN-5143001-A6	13,8	2000	99,99	24,994	8,132	1100	55
Bus38-PN5148501A - ESSENC	0,48	800	98,64	0,314	0,134	416	52
Bus40 PN-5143504B	0,48	1200	98,35	0,68	0,177	859,2	71,6
Bus40 PN-5148501B	0,48	1200	98,64	0,16	0,0669	211,7	17,6
Bus44 PN-5143501B	0,48	800	99,2	0,221	0	268,5	33,6
Bus81	0,48	1200	98,35	0,53	0,124	665,5	55,5
Bus84	0,48	800	99,2	0,221	0	268,5	33,6
Bus89	4,16	800	98,91	1,712	0,974	276,3	34,5
Bus90	4,16	1200	98,34	1,712	0,974	278	23,2

Na tabela 13, podemos observar os dados de operação das cargas:

Tabela 12 - Cargas do sistema elétrico

ID	Rating/Limit	Rated kV	kW	kvar	Amp
M-B-1251002A	6205 kW	13,8	4915,2	1905,3	220,6
M-B-1251002B	6205 kW	13,8	6553,7	2540,4	294,3
M-B-5050501A	75 kW	0,48	70,89	33,25	103,4
M-B-5050501B	75 kW	0,48	70,89	33,25	103,4
M-B-5050503A	75 kW	0,48	70,89	33,25	95,79
M-B-5050503B	75 kW	0,48	70,89	33,25	103,4
M-B-5336502B	155 kW	0,48	100,2	43,55	150,7
M-B-TG-5147001-01	75 kW	0,48	45,43	20,14	63,81
M-B-TG-5147001-01-02	75 kW	0,48	70,89	33,25	103,7
M-C-UC-1225001A	3400 kW	13,8	3538	1398,3	159,3
M-C-UC-1231001A	11000 kW	13,8	11582,6	4400,8	519,2
M-C-UC-1231001B	11000 kW	13,8	8687	3300,6	389,2
M-C-UC-12315001B	3400 kW	13,8	2653,5	1048,7	119,4
M-SP-5241501B	132 kW	0,48	138,9	78,75	235,6
M-UH-1223501-A	820 kW	4	854,2	484,1	138,2
M-UH-1223501-A4	820 kW	4	854,2	484,1	139
M-UH-1223501-B	820 kW	4	854,2	484,1	138,2
M-UH-1223501-B2	820 kW	4	854,2	484,1	139
PN-5143506	25 kVA	0,48	24,18	0	29,57
PN-AC-5252001A	5 kVA	0,48	4,86	0	5,932
PN-AC-5252001A3	5 kVA	0,48	4,86	0	5,932
PN-AC-5252001A10	25 kVA	0,48	24,18	0	29,57
TF-5143503A	225 kVA	0,48	221,4	0	268,5
TF-5143504A	225 kVA	0,48	221,4	0	268,5
TF-5143504B	225 kVA	0,48	217,6	0	266,2

5.5.1 Estabilidade Transitória

O estudo de estabilidade transitória desempenha um papel fundamental na análise de sistemas elétricos de potência, uma vez que permite avaliar a capacidade do sistema em manter o sincronismo dos geradores síncronos após distúrbios severos de curta duração, tais como faltas elétricas, perda súbita de geração, entre outros. A realização desse estudo é essencial para assegurar a segurança operacional, evitando desligamentos em cascata e blecautes, definir a coordenação do sistema de proteção e planejamento e operação confiável do sistema. Dessa forma, a análise de estabilidade transitória constitui um requisito indispensável para a operação segura e contínua de sistemas elétrico de potência.

Na figura 29 é realizada uma simulação dinâmica do gerador (GE-TG-5147001-A) permitindo avaliar o seu comportamento frente a uma perturbação aplicada em torno de 1 s. Os resultados obtidos evidenciam oscilações transitórias no ângulo de potência relativo, na velocidade do rotor e na corrente do estator, seguidas de um processo de amortecimento. Inicialmente, o ângulo de potência encontrava-se estável em aproximadamente 40°, sofrendo um deslocamento significativo após o distúrbio e variando entre 20° e 80°. Com o decorrer do tempo, as oscilações foram reduzidas, demonstrando que o gerador manteve o sincronismo e que a estabilidade transitória foi preservada.

A resposta da velocidade do rotor reforça essa análise. O valor nominal de operação, em torno de 1800 rpm, sofreu oscilações entre 1780 e 1850 rpm, refletindo a ação inercial da máquina diante do breve desequilíbrio entre potência mecânica e elétrica. O retorno gradual para o regime nominal evidencia a eficácia do sistema de controle de velocidade (governador) na compensação do transitório. Com relação à corrente do estator, observou-se um pico de aproximadamente 4000 A no instante do evento, o que corresponde a cerca de duas vezes a corrente nominal. Depois, o valor retornou para o patamar inicial, com oscilações amortecidas, confirmando a atuação adequada do regulador automático de tensão (AVR).

De modo geral, os resultados indicam que o gerador é robusto suficiente para aguentar distúrbios transitórios sem perda de sincronismo. A atuação coordenada do AVR e do governador foi determinante para o amortecimento das oscilações e o restabelecimento do regime permanente. Esses achados confirmam a confiabilidade do arranjo de geração em sistemas isolados e ressaltam a importância da análise dinâmica para o dimensionamento correto das proteções e para a verificação da estabilidade global do sistema elétrico.

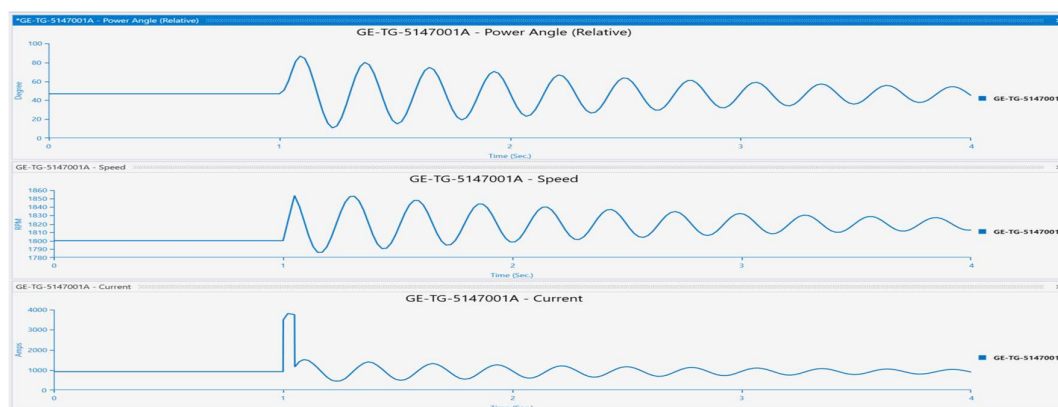


Figura 42 - Estabilidade Transitória Gerador

5.5.2 Curto-circuito

Ao analisarmos os níveis de curto-circuito pode-se notar que a corrente de curto-curto inicial simétrica nos barramentos se mantiveram sempre abaixo de 31,7 kA. Estes valores são importantes para decidir o nível de curto dos painéis elétricos e a influência no custo do equipamento. Neste projeto foram adotados níveis de corrente de curto-circuito simétrica de 31,7 kA e 65 kA.

Tabela 13 - Correntes nos Barramentos

ID	Nominal kV	I" k	ip	Ik
Bus8-PN-5143001-A	13,8	22,82111	58,77964	5,6079
Bus8-PN-5143001-A6	13,8	22,83172	58,82113	5,027772
Bus14	13,8	22,73652	58,47256	5,60816
Bus15	13,8	22,54388	57,2481	13,99743
Bus16	13,8	22,37348	55,51359	13,88694
Bus18	13,8	22,20947	54,01064	13,88173
Bus19	13,8	22,73652	58,47256	5,60763
Bus38-PN5148501A - ESSENC	0,48	30,58664	49,39631	27,46652
Bus40	13,8	22,59152	57,91444	14,03508
Bus40 PN-5143504B	0,48	39,38807	71,14636	34,55944
Bus40 PN-5148501B	0,48	30,58664	49,39631	27,46652
Bus44 PN-5143501B	0,48	22,55117	35,34282	22,2336
Bus71	13,8	22,747	58,51316	5,027768
Bus73	13,8	22,747	58,51316	5,027768
Bus75	13,8	22,5543	57,28715	13,99743
Bus77	13,8	22,38387	55,54941	13,88694
Bus79	13,8	22,21981	54,04507	13,88173
Bus81	0,48	39,38807	71,14636	34,55944
Bus84	0,48	22,56723	35,36187	22,24882
Bus88	13,8	22,60277	57,95783	14,03508
Bus89	4,16	16,56731	38,2822	13,30925
Bus90	4,16	11,97321	28,30015	9,333827
Bus91	13,8	19,24283	35,49667	12,87563
Bus92	4,16	12,88095	26,83268	10,51096
Bus93	4,16	12,88095	26,83268	10,51096
Bus96	4,16	10,04019	21,79769	7,882091
Bus97	4,16	10,04019	21,79769	7,882091
Bus98	13,8	19,23964	35,46555	12,87563

Tabela 14 - Correntes nos CB's

ID	kV	I" k	ip	Ib Sym	Ib asym	Idc	Ith	Thermal Energy
CB2	13,8	22,82111	58,77964	14,93562	15,27536	3,203727	10,08123	304,8934
CB3	13,8	22,82111	58,77964	14,93562	15,27536	3,203727	10,08123	304,8934
CB4	13,8	22,82111	58,77964	14,93562	15,27536	3,203727	10,08123	304,8934
CB7	13,8	22,82111	58,77964	14,93562	15,27536	3,203727	10,08123	304,8934
CB28	13,8	22,82111	58,77964	14,93562	15,27536	3,203727	10,08123	304,8934
CB81	13,8	22,83172	58,82113	14,9563	15,29568	3,204172	9,40075	265,1223
CB83	13,8	22,83172	58,82113	14,9563	15,29568	3,204172	9,40075	265,1223
CB87	13,8	22,83172	58,82113	14,9563	15,29568	3,204172	9,40075	265,1223
CB89	13,8	22,83172	58,82113	14,9563	15,29568	3,204172	9,40075	265,1223
CB119	13,8	22,83172	58,82113	14,9563	15,29568	3,204172	9,40075	265,1223
CB122	4,16	16,56731	38,2822	15,32452	15,32561	0,1830816	14,63526	642,5728
CB124	4,16	16,56731	38,2822	15,32452	15,32561	0,1830816	14,63526	642,5728
CB127	4,16	11,97321	28,30015	10,73112	10,73406	0,2509085	10,42771	326,2115
CB128	4,16	11,97321	28,30015	10,73112	10,73406	0,2509085	10,42771	326,2115

5.6 Cenário 2 - Operação Gerador de emergência

Em uma condição de defeito no transformador (TF-5143501-A), onde é necessário o acionamento do gerador de emergência (GE-UG-5261501) para manter o fornecimento de energia nos painéis de carga essencial (PN-5148501A/B). Na tabela 16, podemos verificar os níveis de geração de energia com o gerador de emergência operando.

Tabela 15 - Gerador de emergência em operação

ID	Rating/Limit	Rated kV	MW	Mvar	Amp	% PF	% Generation
GE-TG-5147001A	25 MW	13,8	0	9,103	380,8	0	0
GE-TG-5147001B	25 MW	13,8	-4,457	8,134	388	-48,05	
GE-TG-5147001C	25 MW	13,8	21,999	-0,369	920,5	-99,99	88
GE-TG-5147001D	25 MW	13,8	25	0	1046	100	100
GE-UG-5261501	2,25 MW	0,48	0,314	0,134	410,6	92	14

Na tabela 17, nota-se que os barramentos estão operando com baixo percentual de carga, o barramento com mais cargas conectadas é o barramento 40 que pertence ao gerador de emergência em operação com 71,6% e que está alimentando as barras A e B do painel PN-5148501.

Tabela 16 - Fluxo de potência nos barramentos

Bus ID	Nominal kV	Amp Rating	Voltage	MW Loading	Mvar Loading	Amp Loading	% Loading
Bus8-PN-5143001-A	13,8	2000	99,98	21,994	9,101	996	49,8
Bus8-PN-5143001-A6	13,8	2000	99,99	24,994	8,132	1100	55
Bus38-PN5148501A - ESSENC	0,48	800	100	0,154	0,067	201,7	25,2
Bus40 PN-5143504B	0,48	1200	98,35	0,68	0,177	859,2	71,6
Bus44 PN-5143501B	0,48	800	99,2	0,221	0	268,5	33,6
Bus81	0,48	1200	98,35	0,53	0,124	665,5	55,5
Bus84	0,48	800	99,2	0,221	0	268,5	33,6
Bus89	4,16	800	98,91	1,712	0,974	276,3	34,5
Bus90	4,16	1200	98,34	1,712	0,974	278	23,2

5.6.1 Estabilidade Transitório

Na Figura 43 apresentamos os resultados da simulação dinâmica do gerador de emergência (GE-UG-5261501), evidenciando ao longo do tempo o ângulo de potência relativo, da velocidade do rotor e da corrente do estator, quando submetido a uma perturbação no instante de 1 s.

Repare que o ângulo de potência manteve-se estável antes da ocorrência do distúrbio, em torno de 60°. Após a perturbação, o gerador apresentou oscilações entre 40° e 110°, que gradualmente foram amortecidas, indicando que a máquina permaneceu em sincronismo. Esse comportamento confirma a estabilidade transitória do sistema, já que não ocorreu divergência angular.

A resposta da velocidade do rotor também evidenciou oscilações transitórias. A rotação nominal, próxima de 1800 rpm, sofreu uma elevação até cerca de 1840 rpm seguida de uma redução para aproximadamente 1720 rpm, caracterizando a ação inercial da máquina frente ao desequilíbrio ao longo do tempo entre potência mecânica e elétrica. Com a atuação do governador, a velocidade convergiu para o regime estável.

Quanto à corrente do estator, o regime pré-falta apresentava valores em torno de 2000 A. No instante do distúrbio, a corrente atingiu picos superiores a 4000 A, retornando posteriormente para o patamar inicial, com oscilações amortecidas. Esse comportamento reflete a elevada contribuição do gerador durante a ocorrência da falta ou da variação brusca de carga.

De forma geral, a análise confirma que o sistema manteve estabilidade transitória diante da perturbação. A atuação coordenada do regulador automático de tensão (AVR) e do governador foi importante para o amortecimento das oscilações e a restauração do regime permanente. Esses resultados evidenciam um sistema de controle do gerador robusto e a sua capacidade de suportar distúrbios típicos em sistemas elétricos isolados, como os presentes em unidades *offshore*.

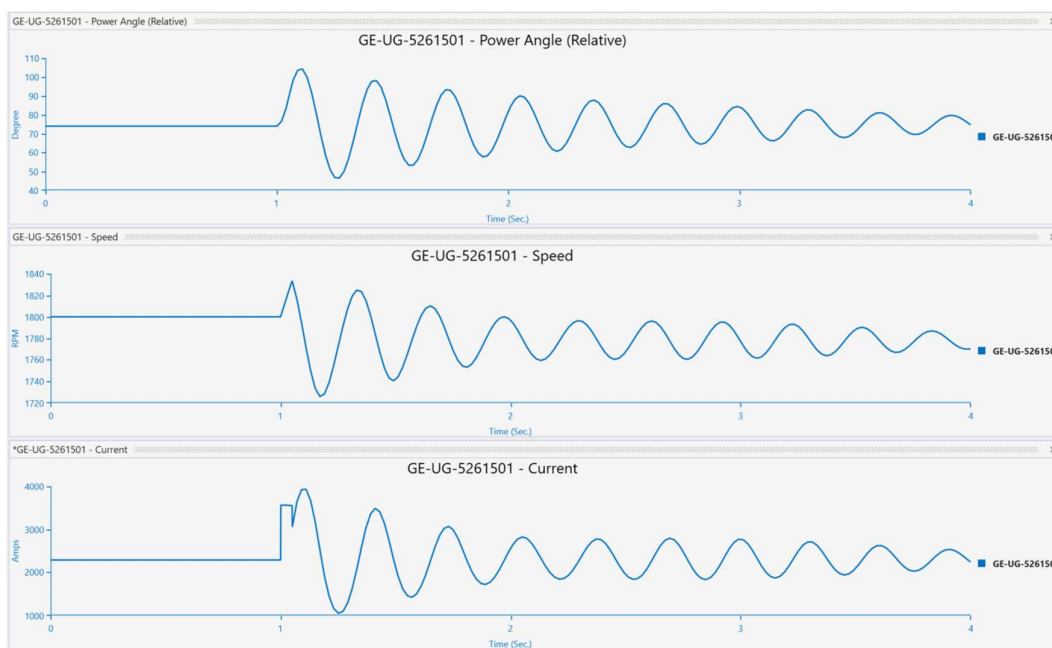


Figura 43 - Estabilidade transitória gerador de emergência

5.6.2 Curto-circuito

Na tabela 18 apresenta um resumo da simulação de curto-circuito no sistema elétrico com o gerador de emergência alimentando o barramento de cargas essenciais (PN-5148501A/B). Neste quadro indica que o método C da IEC 60909 foi utilizado como referência para gerar o ensaio de curto-circuito. O método C representa o gerador síncrono com excitação constante. Ou seja, tensão interna constante durante o curto, o método adota a reatância transitória $X'd$ como principal parâmetro do gerador.

Tabela 17 - Quadro Resumo

Study ID	SC-GEN_EMERG
Study Case ID	SC-Gen_EMERG
Study Type	IEC-3Ph Duty
Data Revision	Base
Configuration	Normal
Buses	33
Branches	29
Generators	5
Power Grids	0
Loads	18
Short-Circuit Current	
C Factor (< 1 kV)	1,05
C Factor (1.001 kV to 230 kV)	1,1
C Factor (> 230 kV)	1,1
X/R for Peak kA	Method C
Cmax for Z Adj.	1.05 (+6% V Tol)
Device Duty Check	
LV CB Breaking	Ics

Ao analisarmos os níveis de curto-circuito pode-se notar que com exceção dos barramentos 38 e 40 os demais se mantiveram sempre abaixo de 31,7 kA. Estes valores são importantes para decidir o nível de curto dos painéis elétricos e a influência no custo do equipamento. Neste projeto foram adotados níveis de corrente de curto-circuito simétrica de 31,7 kA e 50 kA.

Tabela 18 - Correntes nos Barramentos

ID	Nominal kV	I" k	ip	Ik
Bus38-PN5148501A - ESSENC	0,48	34,5437	56,40144	31,41086
Bus40	13,8	22,68873	58,08925	14,15223
Bus40 PN-5143504B	0,48	39,38807	71,14636	34,55944
Bus40 PN-5148501B	0,48	34,5437	56,40144	31,41086
Bus44 PN-5143501B	0,48	22,55297	35,34454	22,23861

6 Conclusões

A presente dissertação permitiu unir e analisar de forma os principais elementos que compõem o sistema elétrico de uma plataforma de exploração de petróleo, destacando a configuração do sistema elétrico, bem como as proteções e os intertravamentos necessários ao seu funcionamento seguro e eficiente. Este levantamento estabeleceu a base fundamental para a realização do estudo subsequente, que, por meio de simulações no software **ETAP (Electrical Transient Analyzer Program)**, possibilitou a modelagem da topologia elétrica da unidade no ambiente ETAP e a avaliação detalhada do desempenho da instalação elétrica durante dois diferentes cenários (Operação Normal) e (Operação Gerador Emergência). O objetivo específico foi analisar o estudo da corrente de curto-circuito, fluxo de potência e da estabilidade transitória nos geradores.

A simulação dos comportamentos do sistema permitiu obter resultados que evidenciam não apenas a conformidade técnica do sistema face às exigências normativas, mas também oferecem subsídios para a identificação de pontos críticos e potenciais melhorias operacionais. Dessa forma, a pesquisa contribui tanto para o aprofundamento do conhecimento técnico na área de sistemas elétricos offshore quanto para a aplicação prática em projetos futuros de unidades de exploração de petróleo.

Em síntese, os objetivos inicialmente propostos foram alcançados, fornecendo uma visão abrangente da concepção e análise de desempenho do sistema elétrico em estudo. Como perspectivas de trabalhos futuros, sugere-se a ampliação das simulações para diferentes cenários de operação e a inclusão de análises de confiabilidade e eficiência energética, de modo a reforçar ainda mais a robustez e a sustentabilidade dos sistemas elétricos offshore.

6.1 Contributos

Esta secção apresenta os principais contributos e dificuldades encontradas no desenvolvimento da presente dissertação, resultantes do estudo, modelagem e análise do sistema elétrico de uma unidade de produção de petróleo do tipo FPSO. As contribuições aqui descritas refletem tanto os avanços técnicos alcançados na modelação e simulação do sistema, quanto as implicações científicas relacionadas à aplicação de ferramentas computacionais de análise de sistemas elétricos isolados.

No âmbito técnico, destaca-se o desenvolvimento de um modelo elétrico simplificado da unidade *FPSO* usando o *software* ETAP, abrangendo os subsistemas de geração, distribuição e cargas principais. A modelagem considerou parâmetros reais de operação, incluindo a representação de geradores síncronos com controle Swing e PV, bem como transformadores, barras de média e baixa tensão. Com o levantamento dessas informações permitiu avaliar com maior precisão o comportamento do sistema sob diferentes condições operacionais, tanto em regime permanente quanto durante distúrbios transitórios.

Foram ainda realizados estudos detalhados de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade dinâmica, os quais possibilitaram compreender a influência de parâmetros elétricos como impedância dos transformadores, modos de controle dos geradores e ajustes de proteção — sobre a estabilidade global do sistema. Através dessas análises, foi possível identificar as condições críticas para o sincronismo dos geradores e mostra a importância do regulador automático de tensão (AVR) e o governador de velocidade, assegurando o equilíbrio entre potência ativa e reativa no barramento principal.

Do ponto de vista científico, este trabalho valida a aplicabilidade do ETAP como ferramenta integrada de análise dinâmica para sistemas elétricos isolados, especialmente em contextos offshore. A dissertação também contribui para a literatura técnica ao discutir a atuação coordenada entre o AVR e o governador e seu impacto direto na estabilidade transitória dos geradores síncronos.

A escolha do *software* ETAP como principal ferramenta de simulação foi justificada por sua capacidade de integrar múltiplos tipos de análise dentro de um sistema elétrico complexo como de uma plataforma, incluindo fluxo de potência, curto-circuito, coordenação de proteção e estabilidade.

Diferentemente de outras ferramentas comerciais (como DigSILENT PowerFactory, PSCAD ou PSS/E), o ETAP apresenta uma interface gráfica intuitiva e modular, o que facilita a modelagem de sistemas complexos como o de uma unidade offshore.

A opção pelo *software* ETAP também se deve à sua ampla utilização na indústria de óleo e gás, o que reforça a aplicabilidade prática dos resultados obtidos e assegura a congruência entre o estudo acadêmico e as práticas de engenharia utilizadas no setor *offshore*. Além disso, o *software* oferece modelos robustos de máquinas síncronas, reguladores automáticos de tensão (AVR) e governadores de velocidade, permitindo a simulação realista da interação entre controle e resposta dinâmica do sistema.

Durante o desenvolvimento desta dissertação, diversas dificuldades técnicas e metodológicas foram identificadas, iniciando pela complexidade e a natureza específica dos sistemas elétricos da unidade de produção de petróleo.

Uma das principais limitações enfrentadas foi a escassez de documentação técnica e bibliografia especializada voltada para sistemas elétricos isolados. Grande parte dos materiais disponíveis aborda conceitos de geração e distribuição de energia em sistemas terrestres, sendo necessário adaptar os princípios teóricos às particularidades das unidades marítimas, que operam em regime autônomo e sob condições ambientais severas.

Outra dificuldade significativa foi a obtenção de dados técnicos detalhados dos equipamentos utilizados em plataformas *offshore*, como geradores síncronos, transformadores e motores de média tensão. Essas informações, frequentemente de carácter confidencial por parte das empresas do setor.

Em síntese, as dificuldades encontradas durante o desenvolvimento desta dissertação estiveram relacionadas principalmente à limitação de dados técnicos e à escassez de literatura específica.

Entretanto, essas barreiras foram superadas através da aplicação de conceitos consolidados de engenharia eletrotécnica, da seleção criteriosa de ferramentas de simulação e da validação dos resultados obtidos com base em fundamentos teóricos e normas internacionais, garantindo a consistência técnica e científica do trabalho desenvolvido.

6.2 Dados Técnicos

6.2.1 Geradores Síncronos

Equipamento	Tensão (kV)	Pe (kW)	Pa (kVA)	In (A) linha	Zb (Ω)	F.P.	nº pares polo	M (kg.m²)	Ra (Ω)	X ₁ (Ω)	X ₂ (Ω)	Ia (A)	Freq. (Hz)	Ws (rpm)
GE-TG-5147001 A/B/C/D	13,8	25.000	31.500	1.307	6,09	0,8	2	3.973	0,0152	0,75	0,43	108,77	60	1.800

Dados para o Eixo Direto e Eixo em Quadratura:

Eixo Direto (Xd)					Eixo em quadratura (Xq)					T'd0	T'q0	T''d0	T''q0
Subtransitório		Permanente			Subtransitório		Permanente						
(Ω)	t (s)	(Ω)	t (s)	(Ω)	(Ω)	t (s)	(Ω)	t (s)	(Ω)	(s)	(s)	(s)	(s)
1,25	0,016	1,52	3,85	10,60	1,46	0,024	1,52	1,93	10,42	3,8521	1,9294	0,016	0,024

Notas e legenda:

- Todas as conexões em estrela.
- Pe: potência elétrica
- Pa: potência aparente.
- In: corrente nominal.
- T'd0: Constante de tempo transitório, circuito aberto, de eixo direto.
- T'q0: Constante de tempo Subtransitório, circuito aberto, em quadratura.
- Zb: impedância de base.
- F.P.: fator de potência indutivo.
- M: momento de inércia.
- Ra: resistência de armadura.
- T'q0: Constante de tempo transitório, circuito aberto, em quadratura.
- X₁: reatância de dispersão.
- X₂: reatância de sequência zero.
- Ia: corrente de armadura.
- Ws: velocidade síncrona.
- T''d0: Constante de tempo subtransitório, circuito aberto, de eixo direto.

6.2.2 Transformadores

a) Transformadores de dois enrolamentos (Ligação delta / estrela)

Equipamento	S (MVA)	V _p (kV)	V _s (kV)	I _p fase (A)	I _s (A)	I ₀ (%)	Perdas no Cobre (W)	Perdas no Ferro (W)	Z _{base} (delta) (Ω)	Z _{base} (estrela) (Ω)	Z (pu)	R (pu)	X (pu)	R _{eq} (Ω)
TF-5143001 A/B	13,5	13,8	4,16	326,09	1873,6	0,49	68.900	24.000	42,32	1,28	0,1	0,0051	0,10	23.805
TF-P-UT-1233001-01 A/B	2,5	13,8	0,69	60,39	2091,8	0,35	32.000	6.350	228,53	0,19	0,11	0,0128	0,109	89.972

b) Transformadores de três enrolamentos (Ligação delta / estrela)

Equipamento	S _p (MVA)	S _s (MVA)	S _t (MVA)	V _p (kV)	V _s (kV)	V _t (kV)	I _p fase (A)	I _s (A)	I _t (A)	I ₀ (%)	Perdas no Cobre (W)	Perdas no Ferro (W)	Z _{base} (delta) (Ω)	Z _{base} (estrela) (Ω)
TF-5143002 A/B	3,5	1,75	1,75	13,8	0,48	0,48	84,54	2104,9	2104,9	0,5	36000	7000	163,23	0,13
TF-5143501 A/B	4,5	2,25	2,25	13,8	0,48	0,48	108,70	2706,3	2706,3	0,41	143478	8438	126,96	0,10

Equipamento	Z ₀ (pu)	R ₀ (pu)	X ₀ (pu)	Z ₁ e Z ₂ (pu)	R ₁ e R ₂ (pu)	X ₁ e X ₂ (pu)	R _{eq} (Ω)
TF-5143002 A/B	0,03	0,0275	0,00046	0,4	0,00760	0,36423	81.617
TF-5143501 A/B	0,1	0,0319	0,05228	0,2	0,00586	0,16714	67.712

Legenda:

- S: potência nominal.
- V: tensão nominal.
- I: corrente nominal.
- Z: impedância.
- R: resistência.
- X: reatância.
- Subscritos: p (primário), s (secundário), t (terciário), o (vazio) e m (magnetização).
- Todas as ligações: Delta (primário) / Estrela (secundário e terciário).

6.2.3 Motor de Indução

Equipamento	Tensão (kV)	Pm (kW)	Pa (kVA)	Perda (Ω)	In (A) Fase	Zb (Ω)	F.P.	η (%)	n° pares polo	M (kg.m ²)	Xm (H)	Re (Ω)	Xe (H)	Rr (Ω)	Xr (H)	Wn (rpm)	Tn (N.m)	s (%)
M-B-1251002A/B	13,8	6205	7429,4	1,08	179,5	25,63	0,87	96	1	89,437	0,5030	0,154	0,0134	0,205	0,0109	3568	16607	0,890
M-B-UT-1251001-01A/B	13,8	1135	1364,8	4,22	33,0	139,53	0,88	94,5	1	53,14	2,1403	1,546	0,0627	0,446	0,0263	3564	3041	1,000
M-C-UC-1231001A/B/C	13,8	11000	12807,8	0,18	309,4	14,87	0,89	96,5	2	670	0,3257	0,092	0,0064	0,117	0,0063	1785	58847	0,833
M-C-UC-1252001A/B	13,8	11000	12807,8	0,18	309,4	14,87	0,89	96,5	2	670	0,3257	0,092	0,0064	0,117	0,0063	1785	58847	0,833
M-C-UC-1225001	13,8	3400	3962,9	0,56	95,7	48,06	0,89	96,4	2	348,7	0,5263	0,336	0,0111	0,144	0,0159	1794	18098	0,333
M-B-5133002	13,8	1230	1501,1	0,68	36,3	126,87	0,85	96,4	3	114,50	1,1626	0,850	0,0349	0,735	0,0484	1193	9845	0,583
M-C-UC-1231002A/B/C	13,8	11000	12807,8	0,18	309,4	14,87	0,89	96,5	2	670	0,3257	0,092	0,0064	0,117	0,0063	1785	58847	0,833
M-B-1223001A/B	13,8	400	455,7	14,46	38,0	35,11	0,92	95,4	1	7,104	0,5297	0,484	0,0105	0,310	0,0133	3566	1071	0,944
M-B-5124001A/B/C	4	870	1040,7	1,52	86,7	15,37	0,88	95	2	23,817	0,1752	0,151	0,0042	0,135	0,0053	1783	4659	0,944
M-B-5124002A/B	4	300	397,2	1,74	33,1	40,28	0,8	94,4	3	25,871	0,3075	0,5737	0,0105	0,471	0,0240	1187	2413	1,083
M-B-5125001A/B/C	4	220	273,3	4,62	22,8	58,54	0,86	93,6	2	6,544	0,5552	0,91	0,0152	0,647	0,0613	1780	1180	1,111
M-UC-Z-5412001A/B	4	400	528,0	1,38	44,0	30,30	0,8	94,7	3	118,5	0,1265	0,2871	0,0035	0,178	0,0059	1187	3218	1,083
M-B-1251001A/B/C	4	370	458,7	3,51	38,2	34,88	0,85	94,9	2	11,6	0,3253	0,33	0,0083	0,296	0,0169	1785	1979	0,833
M-B-5111001A/B/C /D	4	960	1302,4	0,32	108,5	12,29	0,81	91	3	27,4	0,0903	0,137	0,0049	0,196	0,0171	1170	7835	2,500

Notas e legenda:

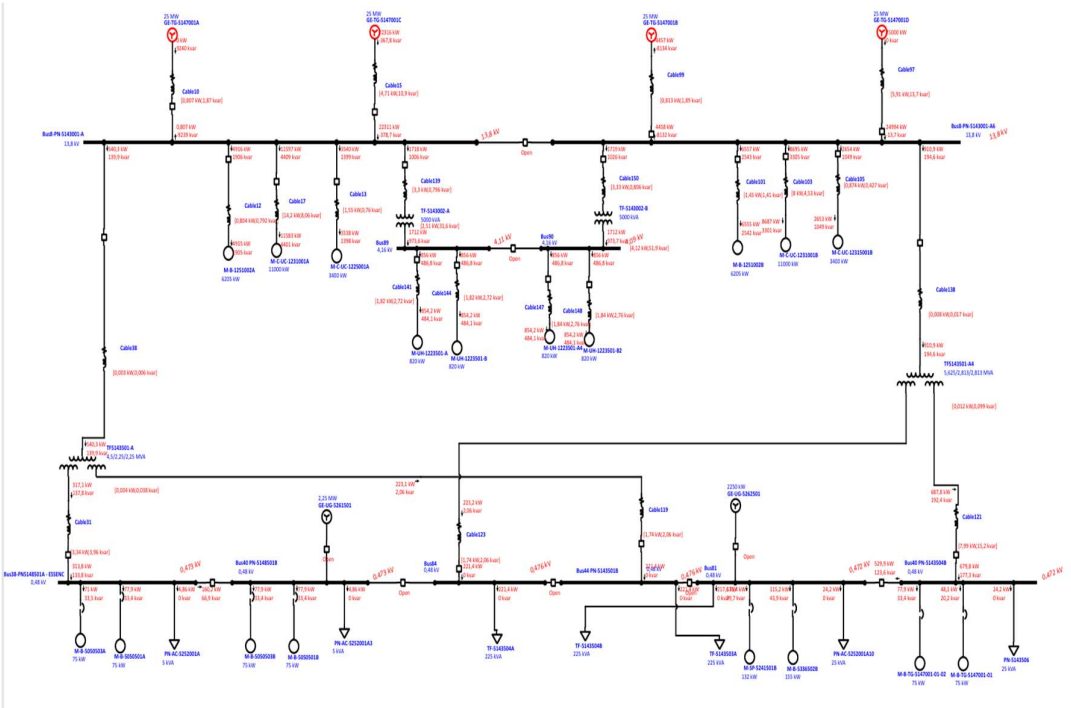
- Todas as conexões em estrela.
- Freqüência padrão: 60 Hz.
- Pm: potência mecânica.
- Pa: potência aparente.
- In: corrente nominal.
- Zb: impedância de base.
- F.P.: fator de potência indutivo.
- η: rendimento.
- M: momento de inércia.
- Xm: reatância de magnetização.
- Re: resistência do estator.
- Xe: reatância do estator.
- Rr: resistência do rotor.
- Xr: reatância do rotor.
- Wn: velocidade nominal rotor.
- Tn: torque nominal.
- s: escorregamento.

6.2.4 Cabos Elétricos

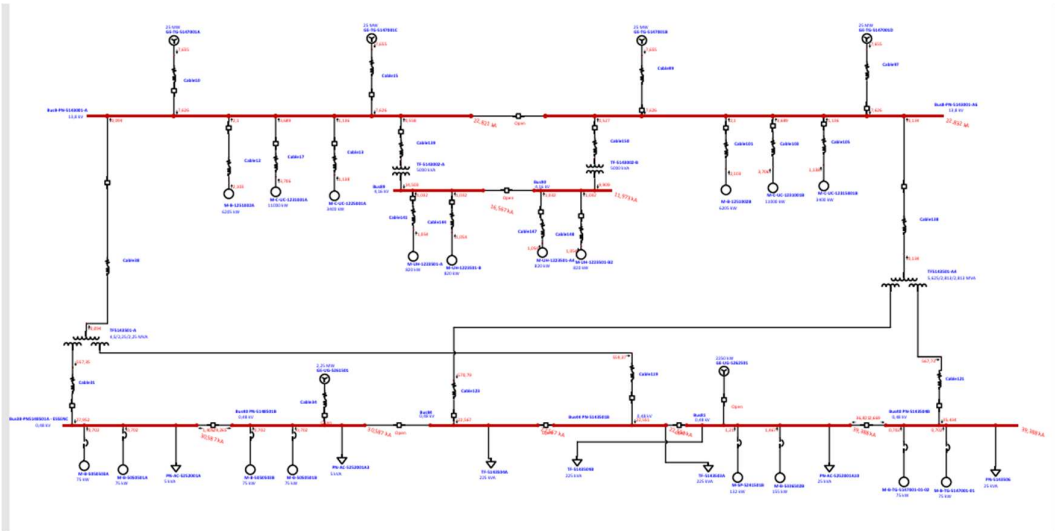
De	Para	Distância (km)	Formação (mm ²)
GERADORES A / B / C / D	PAINEL 13,8 kV	0,12	3 x (3x1C#300)
	M-B-1251002 A / B	0,16	2 x (3C#95)
	M-B-UT-1251001-01 A / B	0,16	1 x (3C#120)
	M-C-UC-1231001 A / B / C	0,268	3 x (3C#95)
	M-C-UC-1231002 A / B / C	0,298	3 x (3C#95)
	M-C-UC-1252001 A / B	0,228	3x (3C#95)
	M-U-C-1225001	0,261	1 x (3C#120)
	M-B-5133002	0,254	1 x (3C#120)
	TF-5143001 A / B	0,050	4 x (3C#120)
	TF-5143002 A / B	0,022	2 x (3C#95)
PAINEL 13,8 kV	TF-5143501 A / B	0,110	2 x (3C#70)
	TF-P-UT-1233001-01 A / B	0,045	2 x (3C#95)

6.3 Simulações

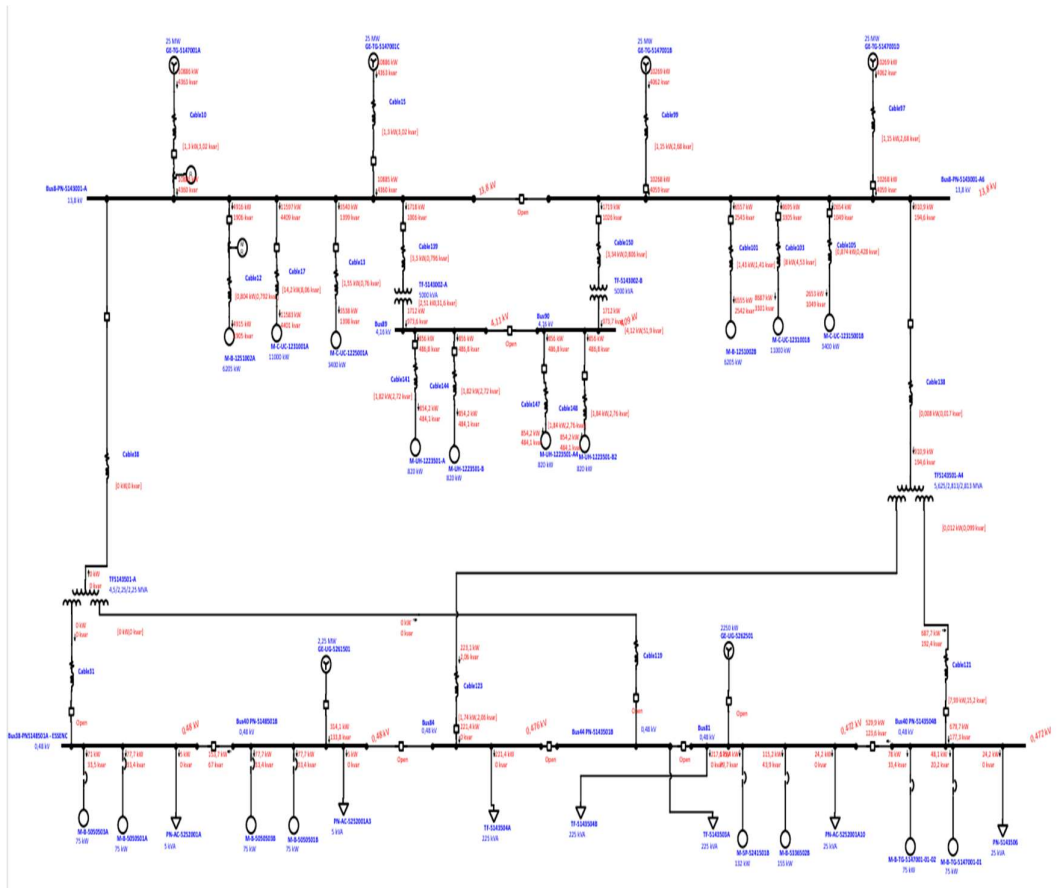
6.3.1 Fluxo de Potência (Operação Normal)



6.3.2 Curto-circuito nos Barramentos (Operação Normal)



6.3.3 Fluxo de Potência (Gerador de Emergência)



7 Referências

- (C. M. T. Fortunato 2009) Estudo do sistema de automação da proteção diferencial de linha e comparação direccional,” Master’s thesis, INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA, 2009.
- (G.Energy 2012) Sistema de proteção elétrica 2012
- (MASON, C. Russel 1958) The Art and Science of Protective Relaying. General Eletric and Company, 1958.
- (J. Mamede Filho 2011) Proteção de sistemas elétricos de potência. LTC—Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2011.
- (A. G. P. Stanley H. Horowitz 2008) POWER SYSTEM RELAYING. John Wiley & Sons Ltd, 2008
- (P. Rush 2010) Proteção e Automação de Redes. Schneider, 2010.
- (BLACKBURN, J. L. 1997) “Protective Relaying – Principles and Applications – Second Edition”, Marcel Dekker, Inc., 1997.
- (A. G. P. Stanley H. Horowitz 2008) POWER SYSTEM RELAYING. John Wiley & Sons Ltd, 2008.
- (Andrichak, J. G.; Cardenas, J.; 1995) Bus differential protection. In: Western protective relay conference, 22., 1995, Spokane. Proceedings. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1995.
- (Benmouyal, G. 2011) International guide on the protection of synchronous generators: modern techniques for protecting and monitoring of generating plants, 2011.
- (Guzmán, A.; Labuschagne, C.; Qin, B. 2004) Reliable busbar and breaker failure protection with advanced zone selection, 2004.
- (Alstom Grid, 2011.) Generator and generator transformer protection. In: Network protection and automation guide: protective relays, measurement and control, 2011.
- (Institute of Electrical and Electronics Engineers 1993): guide for generator ground protection. New York, 1993.
- (Mozina, C. J. 2009); 15 years of experience with 100% generator stator ground fault protection: what works, what doesn’t and why. In: Annual Conference for Protective Relay Engineers, 62., 2009.

(Schweitzer Engineering Laboratories, 2017) Inc. Análise dos Métodos de Proteção Contra Falhas à Terra nos Sistemas de Distribuição Aterrados, Não Aterrados e Compensados. Pullman, WA USA, 2017.

(Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2006). Guide for Generator Ground Protection, 2006.

(Tailand Oliveira de Amorim. UEZO, 2010). Plataformas offshore - uma breve análise desde a construção ao descomissionamento, por Tailand Oliveira de Amorim. Rio de Janeiro: UEZO, 2010.

(IEC 61850-7-2, 2013) Communication Networks and Systems for Power Utility Automation: Basic Information and Communication Structure, 2013.

(KINDERMANN, G. 2008) Proteção de Sistemas Elétricos, Vol. 3. 2008.

(Dutra, Diógenes; Diniz, Helena 2003) Programa Trainees Petrobras – 2003: Proteção Sistemas Elétricos das Plataformas Marítimas. Rio de Janeiro: 2003.

(International Electrotechnical Commission 2000) Electrical apparatus for explosive Gas atmospheres 2000.

(International Electrotechnical Commission 2000) Electrical apparatus for explosive Gas atmospheres increased safety_ IEC-60079-7, 2000.

(Navarro, Leonardo 2015) C. Sistema de geração e distribuição de energia elétrica em uma embarcação de suporte as plataformas de perfuração, Rio de Janeiro 2015. F. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) UFF, Rio de Janeiro-RJ, 2015

(KUNDUR, P.. 1994) Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, 1994.

(WOOD, A. J. ; WOOLLENBERG, B. F.. 2013) Power Generation, Operation, and Control. 3rd ed. New York: Wiley-Interscience, 2013.

(IEC 60 909:2002), "Short-circuit current calculation in three-phase a-c systems"

(T. Granato, 2013) "Análise de curto-circuito em um gerador síncrono de polos salientes pelo método dos elementos finitos," UFRJ, Agosto 2013.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.



Vandsor Silva de Paula

ISEP, Porto, 30 de setembro de 2025