



**ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
DE SÃO PAULO**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E
AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS**

RELATÓRIO FINAL

PROJETO DE FORMATURA 2002/2003

**ESTUDO DE PROTEÇÃO DE UM SISTEMA PRODUTOR
COM COGERAÇÃO LIGADO A REDE DA
CONCESSIONÁRIA**

Alunos: João Emanuel Lós Reis Fidalgo
Mauro Ablas Marques

Orientador: Eduardo César Senger

Coordenador: Carlos Márcio Vieira Tahan

ÍNDICE

1. APRESENTAÇÃO DO PROJETO	1
2. OBJETIVOS DO PROJETO	3
3. PRINCÍPIOS BÁSICOS DE PROTEÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO	5
3.1. INTRODUÇÃO	5
3.2. IDÉIA BÁSICA DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO	6
3.3. CARACTERÍSTICAS FUNCIONAIS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO	9
3.3.1. <i>Confiabilidade, fidedignidade e segurança.</i>	9
3.3.2. <i>Seletividade dos relés e zonas de proteção</i>	10
3.3.3. <i>Velocidade</i>	12
3.4. REDUNDÂNCIA DO SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	13
3.5. RELÉS DE PROTEÇÃO.....	14
3.5.1. <i>Identificações de funções de proteções:</i>	16
3.5.2. <i>Conceituações de valores e grandezas de acionamentos e rearmes do relé.</i>	17
4. ESTUDO DE FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	18
4.1. PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE (50, 51)	18
4.1.1. <i>Elos Fusíveis de Média / Alta Tensão</i>	18
4.1.2. <i>Relés ou Elementos de Sobrecorrente</i>	19
4.1.3. <i>Condições de Operação</i>	21
4.1.4. <i>Sensibilidade de Relés de Fase e de Relés de Terra</i>	22
4.1.5. <i>Aplicação</i>	22
4.2. FUNÇÃO DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE (67).....	23
4.3. PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA (21).....	25
4.3.1. <i>Relê de Distância</i>	27
4.3.2. <i>Facilidade de Ajuste</i>	29
4.3.3. <i>Impedância vista pelo relé de distância</i>	29
4.4. FUNÇÃO DIFERENCIAL (87).....	33
4.4.1. <i>Proteção Diferencial Porcentual</i>	33

4.5 FUNÇÃO SOBRE / SUB - TENSÃO (59, 27)	35
4.6. PROTEÇÃO DE SEQUÊNCIA NEGATIVA (46).....	36
4.7. PROTEÇÃO DE FREQUÊNCIA (81)	37
4.8. PROTEÇÃO TÉRMICA DE SOBRECARGA (49)	38
4.9. PROTEÇÃO DE FALHA DE DISJUNTOR (50BF)	38
5. PROTEÇÃO DE SUBESTAÇÃO E INTERLIGAÇÃO PARA UM PIE.....	41
5.1. INTRODUÇÃO	41
5.2. NORMA DO IEEE DE PROTEÇÃO DA INTERLIGAÇÃO ENTRE UM CONSUMIDOR E A CONCESSIONÁRIA.....	42
5.2.1. <i>Requisitos de Proteção da Interligação</i>	45
5.2.2. <i>Configurações Típicas de Interligações entre Consumidor e Concessionária</i>	46
5.2.3. <i>Overview sobre utilização de dispositivos de proteção:</i>	49
5.2.4. <i>Principais Estudos Necessários para uma Interligação Consumidor- Concessionária</i>	50
5.3. ESTUDO DAS NORMAS DE PROTEÇÃO DA CPFL	51
5.3.1. <i>Interligação de Autoprodutores com uma rede de Sub-transmissão (69kV e 138kV)</i>	51
5.3.2. <i>Requisitos gerais de paralelismo</i>	52
5.3.3. <i>Requisitos específicos de Paralelismo</i>	53
5.3.4. <i>Proteção</i>	53
5.3.5. <i>Comunicação</i>	55
5.4. ANÁLISE GERAL.....	57
5.4.1. <i>Proteção do paralelismo da interligação</i>	57
5.4.2. <i>Religamento de Linhas no Sistema da Concessionária</i>	58
6. ESTUDO DOS SUBMÓDULOS DO ONS	60
6.1. ABRANGÊNCIA	60
6.2. REQUISITOS GERAIS	60
6.3. REQUISITOS TÉCNICOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO (ASPECTOS GERAIS)	61
6.4. SISTEMA DE PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	61

6.4.1. Esquemas de Religamento.....	62
6.4.2. Linhas de Transmissão 750, 500, 440 e 345kV.....	63
6.4.3. Linhas de Transmissão 230 kV.....	65
6.4.4. Linhas de Transmissão de 138 kV.....	66
6.5. SISTEMA DE PROTEÇÃO DE BARRAMENTOS	66
6.5.1. Barramentos 750, 500, 440, 345, 230, 138kV	66
6.6. SISTEMA DE PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES	67
6.6.1. Transformadores com mais alto nível de tensão em 750, 500, 440 ou 345 kV.....	68
6.6.2. Transformadores com mais alto nível de tensão em 230 e 138 kV ...	69
6.7. SISTEMA DE PROTEÇÃO DE REATORES SHUNT	70
6.8. SISTEMA DE PROTEÇÃO PARA FALHA DE DISJUNTOR	71
7. ESTUDO DE CASO: USINA BARRA GRANDE	73
7.1. INTRODUÇÃO	73
7.2. PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA (PIE)	73
7.3. CARACTERÍSTICAS DO CASO:.....	75
7.4. ESTUDOS:	75
7.4.1. Objetivos dos estudos:.....	75
7.4. ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA	76
7.4.1 Considerações do modelo.	76
7.4.2 Dados para o estudo de Fluxo de carga	76
7.4.3 Condições de carregamento.....	77
7.4.4 - Simulações e Análise dos Resultados.....	78
7.5 ESTUDOS DE SIMULAÇÕES DE CURTOS-CIRCUITOS.....	79
7.5.1 Considerações do modelo.	79
7.5.2 Condições de simulação.....	79
7.5.2.1 Tipos de defeitos	79
7.5.3. Resultados – Considerações Finais.....	83
7.6. RESULTADOS DOS ESTUDOS	88
7.6.1. – RESULTADOS DO FLUXO DE CARGA.....	88
7.6.1.1. – Condição normal de Operação	88

7.6.1.2. – Sem o Trafo elevador T1	89
7.6.1.2. – Sem o Trafo elevador T1	89
7.6.1.3. – Sem o Trafo elevador T2	90
7.6.1.4. – Operando sem Concessionária	91
7.6.2. RESULTADOS – CURTO TRIFÁSICO.....	92
7.6.2.1. – Condição normal de Operação.....	92
7.6.2.2. – Sem o Trafo elevador T1	93
7.6.2.3. – Sem o Trafo elevador T2	94
7.6.2.4. – Operando sem Concessionária	95
7.6.2. RESULTADOS – CURTO FASE TERRA	96
7.6.3.1. – Condição normal de Operação.....	96
7.6.3.2. – Sem o Trafo elevador T1	97
7.6.3.3. – Sem o Trafo elevador T2	98
7.6.3.4. – Operando sem Concessionária	99
7.7. CONCLUSÕES SOBRE ESTE CASO	100
8. ESTUDO DE CASO: TERMOPERNAMBUCO.....	101
8.1. INTRODUÇÃO	101
8.2. DIAGRAMAS UNIFILARES E DADOS GERAIS DA INSTALAÇÃO	102
8.2.1. GERADORES 211.700 kVA (G-01 e G-02 a Gás).....	104
8.2.2. GERADOR 284.600 kVA (G-03 a Vapor)	104
8.2.3. TRANSFORMADORES ELEVADORES TR-01 e TR-02 (para as turbinas a gás)	104
8.2.4. TRANSFORMADOR ELEVAÇÃO TR-03 (para a turbina a vapor) ..	105
8.2.4. IMPEDÂNCIAS SEQUENCIAIS DE LINHAS.....	105
8.2.5. CARGAS CONTIDAS NO SISTEMA	105
8.3. ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO.....	106
8.3.1. – Curto-Circuito na barra TermoPE 230kV	108
8.3.2. – Curto-Circuito na barra 18kV do Grupo G1-TR1.....	110
8.3.3. – Curto-Circuito na barra 230kV de Pirapama	112
8.3.4. – Curto-Circuito na barra 1 de Recife II	114
8.4. IMPLEMENTAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....	115
8.4.1. Proteção Diferencial de Barra	115

8.4.2. Relés de Sincronismo.....	116
8.4.3. Proteção para a linha de transmissão.....	117
8.4.3.1. Exemplo de Ajustes para a proteção do circuito 1 da LT TermoPE- Pirapama.....	119
8.5. ESTUDOS DE FLUXO DE CARGA	121
8.5.1. Fluxo de carga da rede com apenas uma linha e G1	122
8.5.2. Fluxo de carga da rede sem G3.....	123
8.5.3. Fluxo de carga da rede sem G2.....	124
8.5.4. Fluxo de carga da rede completa.....	125
ANEXO 1 - NÚMEROS DE DISPOSITIVOS E FUNÇÕES (IEEE) DE EQUIPAMENTOS E APARELHOS DE MANOBRAS	126
BIBLIOGRAFIA:.....	146

1. APRESENTAÇÃO DO PROJETO

O paralelismo de sistemas industriais de cogeração de energia elétrica com a rede pública é um assunto muito discutido entre profissionais de órgãos reguladores, concessionários de energia elétrica e do setor privado. A questão torna-se mais instigante quando se trata da qualidade do fornecimento de energia e do futuro do setor de energia elétrica no Brasil.

Para muitos consumidores industriais de médio e grande porte, suprir a demanda de energia elétrica em parte ou totalmente através de geração própria é a melhor solução do ponto de vista econômico. O ciclo a ser usado para a geração própria depende tanto de fatores relativos ao processo da indústria, entre eles o consumo de energia térmica (vapor e/ou gases quentes) e consumo de energia elétrica, quanto fatores externos e conjunturais como tarifa de energia elétrica, disponibilidade e custo de combustíveis e o custo do próprio equipamento a ser utilizado para geração própria.

Em países em desenvolvimento, onde o consumo de energia elétrica cresce a taxas relativamente elevadas e as redes de transmissão e distribuição de energia elétrica não estão perfeitamente estabelecidas devido à necessidade de crescimento (e investimento) contínuo, a necessidade de se criar uma fonte de energia elétrica confiável é muitas vezes a principal motivação para se instalar a geração própria numa indústria.

A princípio, pode parecer que as vantagens previstas da geração própria podem ser alcançadas operando-se isoladamente da rede pública. Porém, na prática, considerações econômicas e de confiabilidade favorecem a operação em paralelo. Dentre estas considerações, pode-se citar:

- otimização da operação do sistema termoelétrico pela possibilidade de se operar os turbogeradores de acordo com o consumo de energia térmica comprando da rede a energia elétrica suplementar para a indústria ou até mesmo exportando os excedentes de geração para a concessionária;
- regulação automática do intercâmbio de potência ativa e do fator de potência no ponto de interligação;

- possibilidade de se isolar o sistema da indústria do da rede pública quando ocorre falha nesta última, garantindo-se o fornecimento de energia elétrica ao menos para as cargas prioritárias da indústria. Também, em caso de falha na geração própria, não haverá interrupção do fornecimento de energia elétrica.

A avaliação da interligação do sistema autoprodutor com a rede pública é de fundamental importância para permitir que sejam atingidas todas as vantagens do paralelismo. Esta avaliação deve definir aspectos de operação e controle do sistema, configuração do circuito, sua monitoração e sua proteção, pontos de sincronização e de isolamento do circuito em caso de falhas, aterramento, entre outros. Durante esta avaliação, deve haver uma preocupação com o planejamento, para se verificar impactos como elevação dos níveis de curto-circuito, e a alteração dos esquemas de religamento automático. Isso é feito durante o projeto de proteção da interligação, e é nesta fase que eles são avaliados.

2. OBJETIVOS DO PROJETO

Este trabalho tem por objetivo realizar um estudo e a análise profunda de dois projetos de proteção de interligações entre uma concessionária de energia e uma empresa cogeradora, seja ela uma térmica Merchant, ou uma usina sucro-alcooleira, por exemplo. Para a realização deste estudo serão consideradas as interligações em Média Tensão, e em Alta Tensão para 69kV e 138kV, além dos requisitos da rede básica de transmissão acima de 230kV (submódulos do NOS).

Para isto, inicialmente, os alunos irão fazer um levantamento e estudo das normas (ANSI/IEEE, ABNT e IEC) referentes à proteção das interligações, e serão também levantadas e estudadas as normas das concessionárias referentes ao mesmo assunto. Assim, será possível analisar as proteções necessárias e as exigências feitas pelas concessionárias e pela ANEEL/ONS para a implementação dos sistemas de proteção nessas interligações para as classes de tensão desejadas (média tensão, alta tensão em 69kV, 138kV e em extra alta tensão, ou seja acima de 230kV).

Para que se possam analisar as normas devidamente, será feito um estudo detalhado das funções de proteção utilizadas (como é feita a sua implementação nas interligações e qual a sua filosofia de atuação). Desta forma, poderá se entender porque determinadas proteções são recomendadas pelas normas e porque que as concessionárias fazem certas exigências para o fornecimento dos sistemas de proteção em média tensão, subtransmissão e transmissão.

Na segunda parte do projeto será feito o estudo de um caso particular (real) de implementação da proteção da interligação concessionária indústria com cogeração de energia. Após o levantamento do caso a ser utilizado para análise, serão feitos os cálculos de curto-circuito e o estudo de seletividade. Assim teremos condições de organizar toda a proteção da interligação atendendo aos requisitos da concessionária e as expectativas da empresa cogeradora.

No estudo deste caso, levaremos em conta os cuidados exigidos pelas concessionárias e pelas normas internacionais quanto a proteção da conexão, principalmente em relação à elevação dos níveis de curto-circuito e ao religamento automático da linha após a ocorrência de alguma falta. Levaremos em conta também, a configuração da interligação (radial ou dupla alimentação com derivação, por exemplo) e a possibilidade da adoção do esquema da transferência de disparo para o caso de geradores com capacidades elevadas (siderúrgicas ou indústrias químicas, por exemplo).

Esperamos, com isso tudo, adquirir conhecimento sobre a filosofia e operação de sistemas de proteção de interligações (lembrando que o caso de cogeração é o “pior” caso de proteção de uma interligação), e como estes sistemas são tratados pelas normas internacionais, nacionais e das concessionárias. Outro fator importante do projeto é, além do conhecimento técnico que será adquirido, o conhecimento de como se organiza a seqüência de um projeto de um sistema de proteção, quais são os dados e características da interligação que devemos levar em conta e como eles podem afetar um projeto de proteção de uma interligação entre a concessionária e a empresa cogeradora.

3. PRINCÍPIOS BÁSICOS DE PROTEÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO

3.1. Introdução

Para entendermos os princípios básicos de proteção de um sistema elétrico de potência, devemos estar familiarizados com a natureza e os modos de operação do referido sistema. A energia elétrica é um dos recursos fundamentais da sociedade moderna devendo estar disponível a qualquer momento, na tensão e frequência corretas e na quantidade exata que o consumidor necessita. Este desempenho esperado é alcançado através do planejamento, projeto, construção e operação cuidadosa de uma complexa rede elétrica composta por geradores, transformadores, linhas de transmissão e de distribuição além de outros equipamentos. Para um consumidor, o sistema elétrico parece comportar-se sempre em estado permanente: imperturbável, constante e com capacidade inesgotável. Entretanto, o mesmo sistema elétrico está sujeito a constantes distúrbios criados por variações aleatórias das cargas, por faltas oriundas de causas naturais, e em alguns casos como resultado de falha(s) de equipamento(s) ou por falhas de operação humana. Apesar destas constantes perturbações este sistema se mantém num estado quase permanente graças a dois fatores básicos: o tamanho das cargas e geradores individuais face o tamanho do sistema é muito pequeno, e a ação rápida e corretiva dos equipamentos de proteção quando da ocorrência de perturbações.

Um sistema de proteção detecta uma condição anormal de um sistema de potência e inicia uma ação corretiva tão rapidamente quanto possível para que o sistema não seja levado para fora de sua condição de estabilidade (estado normal). A rapidez de resposta é um elemento essencial de um sistema de proteção - tempos da ordem de poucos milissegundos são requeridos freqüentemente. A atuação de um sistema de proteção deve ser automática, rápida e restringir ao mínimo a região afetada. Em geral, relés de proteção não evitam danos aos equipamentos: eles operam após a ocorrência de algum tipo

de distúrbio que já pode ter provocado dano. As suas funções, portanto, são: limitar danos, minimizar o perigo às pessoas, reduzir o stress sobre outros equipamentos e, acima de tudo, manter a integridade e a estabilidade do restante do sistema elétrico, facilitando o seu re-estabelecimento.

3.2. Idéia básica de um sistema de proteção

Os componentes elétricos de um sistema de potência devem ser protegidos contra curtos-circuitos ou condições anormais de operação. Na ocorrência desses eventos é necessário que a parte atingida seja isolada rapidamente do restante da rede elétrica para que se evite danos materiais e se restrinja a sua repercussão no sistema. Esta função é desempenhada pelo sistema de proteção, cuja idéia básica é apresentada na figura abaixo.

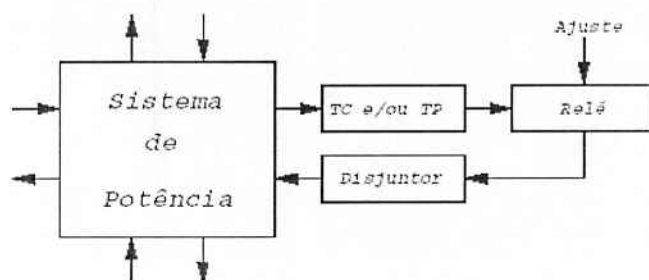


figura 3.1 - Esquema de um sistema de proteção

As condições do sistema de potência são monitoradas constantemente pelo sistema de medidas analógicas (transformadores de instrumento), que são os transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs). As correntes e as tensões transformadas em grandezas secundárias alimentam um sistema de decisões lógicas (relé de proteção), o qual compara o valor medido com o valor previamente ajustado no relé. A atuação do relé ocorrerá sempre que valor medido exceder o valor ajustado, atuando sobre um disjuntor ou outro equipamento de proteção que venha a isolar a área atingida pelo defeito. Os equipamentos que compõem um sistema de proteção são os seguintes:

- Transformadores de instrumento

Os transformadores de instrumento são redutores de medidas de corrente (TC) e de tensão (TP), que têm a função de isolar os circuitos dos relés da alta ou média tensão, proporcionando um "espelho de medida analógica" a ser fornecida a um equipamento digital, padronizando valores nos seus enrolamentos secundários.

- Relé de proteção

O relé de proteção é um dispositivo ajustável que toma decisões, comparando valores medidos aos valores ajustados previamente.

- Disjuntor

O disjuntor é um equipamento de alta ou média tensão com capacidade para interromper grandes correntes de curtos-circuitos, isolando a parte sob falta do restante do sistema.

Além desses equipamentos o sistema de proteção necessita de uma fonte de corrente contínua, fornecida através de conjuntos de bancos de retificadores e baterias, os quais servirão de fonte de alimentação para as fontes chaveadas das quais se constituem a totalidade dos relés digitais microprocessados. Deve-se prever uma capacidade em Amperes adequada, pois além de alimentar o sistema de proteção ela alimenta também os sistemas de controle e sinalização e muitas vezes, a iluminação de emergência da subestação ou da usina. Um diagrama unifilar simplificado, destacando o sistema de proteção é mostrado na figura seguinte.

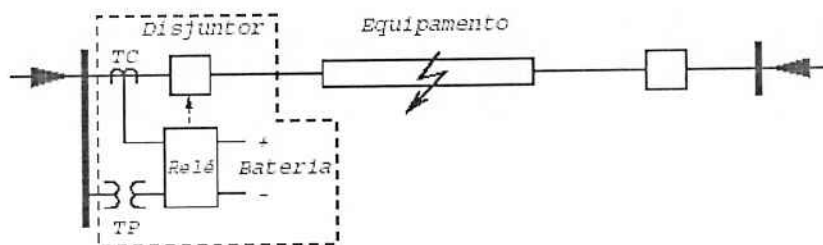


figura 3.2 - diagrama unifilar de parte de um sistema de proteção

A figura seguinte mostra um diagrama trifilar de um sistema de proteção típico. Trata-se de um esquema com três relés de sobrecorrente, com unidades temporizadas (T) e unidades instantâneas (I).

A seguir, são itemizados os passos da atuação deste sistema, após a ocorrência de um curto-circuito.

- Ocorre um curto-circuito.
- A elevação da corrente no secundário do TC é proporcional ao valor da corrente de curto-circuito.
- O circuito de corrente do relé sente a elevação da corrente (sobrecorrente).
- Dependendo do valor da sobrecorrente e dos ajustes no relé, opera a unidade temporizada (T) ou a unidade instantânea (I), fechando o contato.
- O fechamento de qualquer um dos contatos energiza, através da corrente contínua fornecida pela bateria, a bobina de desligamento (BD) do disjuntor.
- A energização da BD provoca a repulsão do núcleo de ferro, normalmente em repouso e envolto pela bobina.
- O movimento abrupto do núcleo, provocado pela força eletromagnética, destrava o mecanismo do disjuntor, que abre os seus contatos.

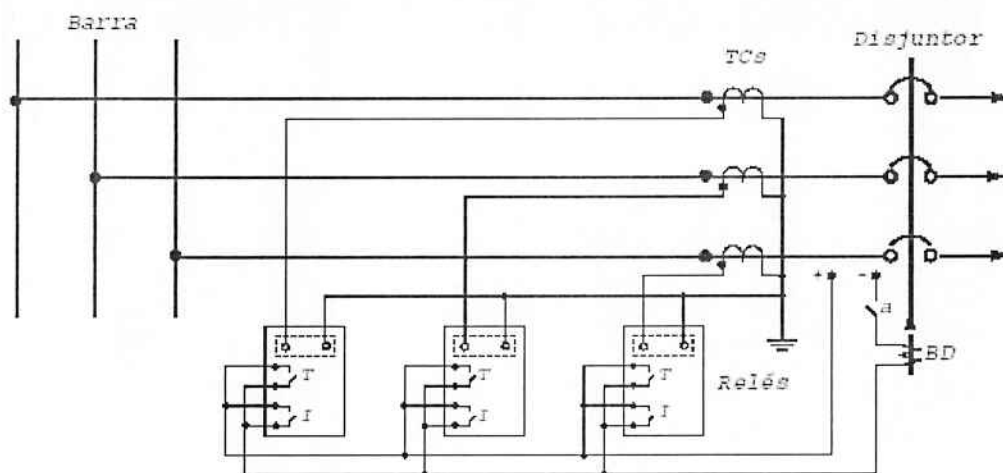


figura 3.3 - diagrama trifilar típico

Deve-se salientar que, qualquer que seja o sistema de proteção, os contatos dos relés são ligados em série com a bobina de desligamento do

disjuntor. Além disso, um contato "a" do disjuntor é também introduzido no circuito. A posição deste contato acompanha a posição dos contatos principais do disjuntor, isto é, o contato "a" é aberto quando o disjuntor é aberto e vice-versa. A finalidade deste contato é evitar a queima da BD na eventualidade de o contato do relé ficar colado.

3.3. Características funcionais dos relés de proteção

Para que o relé de proteção desempenhe a contento as suas funções alguns requisitos são necessários:

3.3.1. Confiabilidade, fidedignidade e segurança.

A confiabilidade é o grau de certeza da atuação correta de um dispositivo para a função que ele foi projetado. O relé de proteção, diferente de outros dispositivos, tem duas alternativas de desempenho indesejado:

- Recusa de atuação: não atuam quando deveriam;
- Atuação incorreta: atuam quando não deveriam;

Estas duas situações levam a definições complementares: fidedignidade e segurança.

Fidedignidade é a medida da certeza de que o relé irá operar corretamente para todos os tipos de faltas para os quais ele foi projetado.

Segurança é a medida da certeza de que o relé não irá atuar incorretamente para qualquer falta.

Considere uma falta f , na linha de transmissão do sistema mostrado na figura seguinte. Na atuação correta, esta falta deve ser sanada através da abertura dos disjuntores nos terminais A e B.

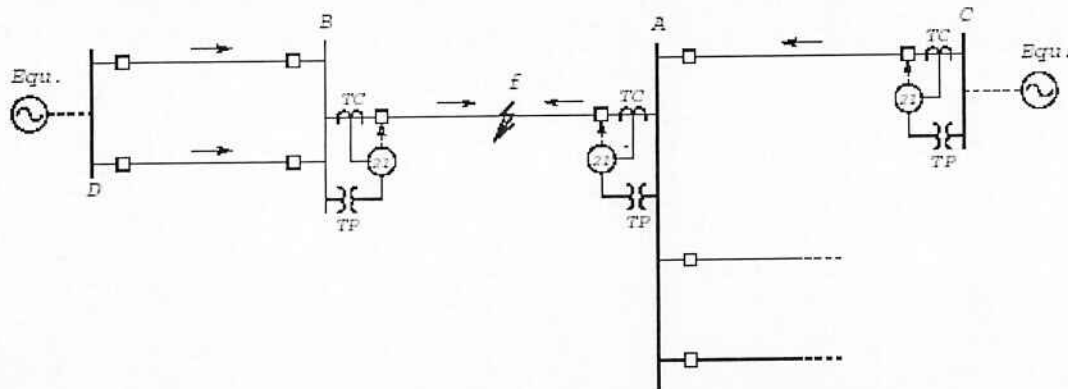


figura 3.4 - Esquema básico de um sistema de potência

Se o sistema de proteção em A não operar (recusa de atuação), haverá o comprometimento da confiabilidade através da perda da fidedignidade. Se a mesma falta, for sanada pela operação do sistema de proteção no terminal C, antes da atuação do sistema de proteção em A, haverá o comprometimento da confiabilidade através da perda da segurança.

3.3.2. Seletividade dos relés e zonas de proteção

A segurança dos relés, isto é, o requisito que eles não irão operar para faltas para os quais eles não foram designados para operar, é definida em termos das regiões de um sistema de potência (chamadas zonas de proteção) para as quais um dado relé ou sistema de proteção é responsável. O relé será considerado seguro se ele responder somente às faltas dentro da sua zona de proteção. Certos relés possuem várias entradas de correntes alimentadas por TCs diferentes, os quais delimitam zonas de proteção.

Para cobrir todos o equipamentos pelos seus sistemas de proteção, as zonas de proteção dever ter os seguintes requisitos:

1. Todos os componentes do sistema de potência devem ser cobertos por pelo menos uma zona. Uma boa prática é assegurar que os componentes mais importantes estão incluídos em pelo menos duas zonas.

2. Zonas de proteção devem se sobrepor para evitar que qualquer componente fique desprotegido.

Uma zona de proteção pode ser fechada ou aberta. A figura seguinte mostra exemplos de zonas de proteção e também, alguns pontos de falta. Uma falta em f_1 , que ocorre dentro de uma zona fechada, deverá ser isolada pela atuação dos sistemas de proteção de ambos os terminais da linha. O mesmo deverá ocorrer para uma falta em f_2 porém, neste caso, a falta cai dentro da sobreposição de duas zonas de proteção. Na eventualidade da recusa de atuação do sistema de proteção da linha no terminal A, todos os demais disjuntores ligados à barra A deverão ser abertos.

A falta f_3 ocorre dentro da zona de proteção do gerador, mas ela também fica dentro da sobreposição de outras duas zonas de proteção, todas elas zonas fechadas.

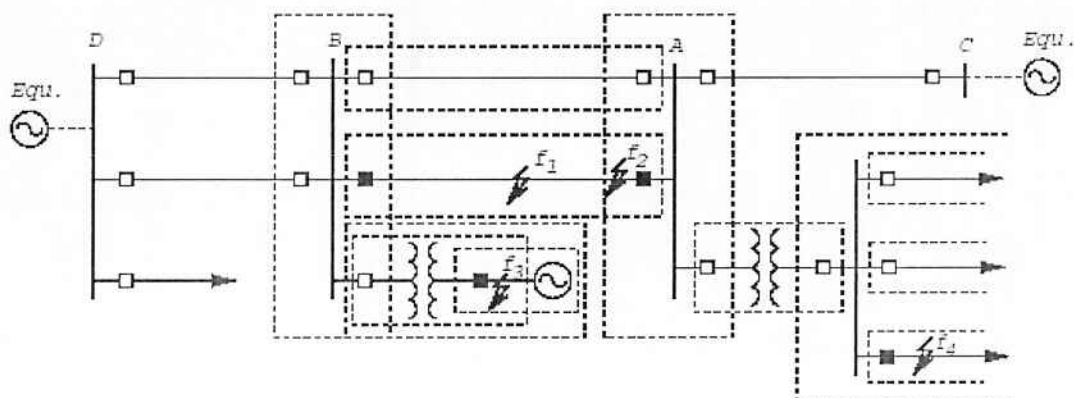


figura 3.4 - Exemplo de zonas de proteção

A falta em f_4 ocorre dentro de duas zonas abertas. Neste caso, a falta deverá ser isolada pela atuação do sistema de proteção da linha de distribuição, mas na eventualidade de sua falha o sistema de proteção do lado de baixa do transformador deverá atuar, o que acarretará falta de energia elétrica em outros dois circuitos que nada tem a ver com a falta. Este caso ilustra uma característica muito importante, a seletividade, que é a capacidade de um sistema de proteção isolar somente a seção atingida do circuito após a ocorrência de um curto-circuito.

3.3.3. Velocidade

É, geralmente, desejável remover a parte atingida pela falta do restante do sistema de potência tão rapidamente quanto possível para limitar os danos causados pela corrente de curto-circuito, entretanto, existem situações em que uma temporização intencional é necessária.

Apesar de o tempo de operação dos relés variar em uma faixa bastante larga, a velocidade de atuação dos relés pode ser classificada nas categorias a seguir:

1. Instantâneo: Nenhuma temporização intencional é introduzida no relé. O tempo inerente fica na faixa de 17 á 100 ms (geralmente inferior a cinco ciclos).
2. Temporizado: Temporização intencional é introduzida no relé, entre o tempo de decisão do relé e o início da ação de desligamento.
3. Alta-velocidade: Um relé que opera em menos de 50 ms (Três ciclos na base de 60 Hz).
4. Ultra-alta-velocidade: Temporização inferior a quatro ms.

A figura seguinte mostra os tempos de operação de um sistema de proteção sem temporização intencional.

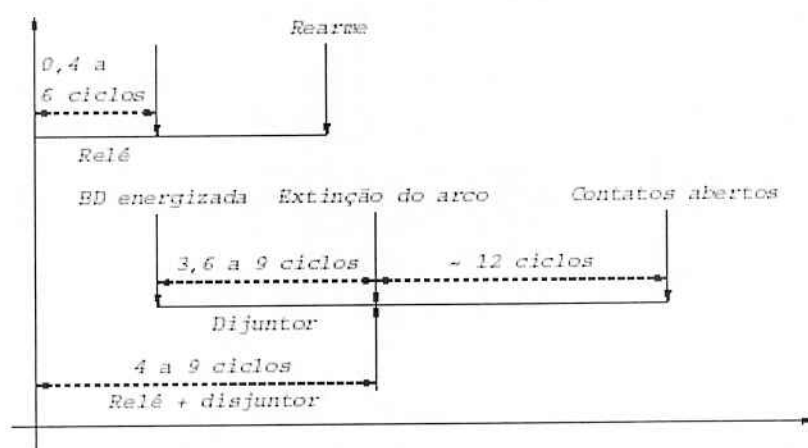


figura 3.6 - tempos de operação de um sistema de proteção sem temporização intencional

3.4. Redundância do sistema de proteção

Um sistema de proteção pode não atuar quando solicitado, caracterizando o que comumente se denomina de recusa de atuação. A recusa pode se originar de várias causas, tais como: erro de projeto, erro de montagem, defeito no disjuntor, defeito no relé, entre outros. O índice de recusa de atuação do sistema de proteção dos componentes de um sistema de potência é muito baixo, cerca de 1,0 % (dado do sistema interligado brasileiro), entretanto, é essencial prover um sistema alternativo que forneça uma redundância de proteção.

Para entendermos melhor a forma de se organizar a proteção, vamos primeiro observar algumas definições feitas no sub-módulo de proteção dos procedimentos de rede do ONS, dessa forma estaremos nos adequando à linguagem utilizada e facilitando o entendimento da mesma:

- **Proteção restrita ou unitária:** conjunto de proteção destinado a detectar e eliminar, seletivamente e sem retardo de tempo intencional, falhas que ocorram apenas no equipamento protegido. Sua zona de atuação é normalmente limitada pelo posicionamento dos transformadores de corrente.
- **Proteção irrestrita ou de retaguarda:** conjunto de proteção destinado a detectar e eliminar falhas que ocorram no equipamento protegido e fornecer proteção adicional para os equipamentos adjacentes. Sua atuação é normalmente coordenada com a atuação das proteções dos equipamentos adjacentes por meio de retardo de tempo intencional (seletividade).
- **Proteção principal:** esquema de proteção composto por um conjunto de proteção unitária e um conjunto de proteção de retaguarda, funcionalmente idêntico ao conjunto de proteção alternada e completamente independente deste, utilizado quando se deseja redundância de proteção.

- **Proteção alternada:** esquema de proteção composto por um conjunto de proteção unitária e um conjunto de proteção de retaguarda, funcionalmente idêntico ao conjunto de proteção principal e completamente independente deste, utilizado quando se deseja redundância de proteção.
- **Proteção intrínseca:** dispositivos de proteção normalmente integrados ao equipamento, tais como relés de gás de transformadores, relés de temperatura etc.

Em sistemas de EAT (Acima de 230kV, que fazem parte da rede básica) é comum utilizar sistema de proteção primária redundante. Esta duplicação tem como finalidade cobrir falhas dos relés em si (os tempos de operação dessas duas proteções devem ser iguais). É economicamente inviável duplicar todos os componentes de um sistema de proteção, em AT e EAT os transformadores de instrumento e disjuntores são muito caros. Em EAT são comuns disjuntores com bobinas de desligamento e câmaras de extinção duplicadas.

3.5. Relés de Proteção

Os relés de proteção são dispositivos criados com finalidades específicas para atuação quando da variação de alguma grandeza elétrica, pressão ou temperatura. Ao longo dos anos surgiram vários tipos de relés que podem ser resumidamente classificados em relação às suas características. Estas classificações são:

- Quanto à função temos: Sobrecorrente, Sobretensão, Subtensão, Direcional (potência ou corrente), Diferencial, Distância, Seqüência negativa, Frequência, etc. Esta classificação será um pouco mais detalhada adiante.
- Quanto ao tipo construtivo temos: Eletromecânicos, Térmicos, Eletrônicos, Estáticos, Microprocessados, etc.
- Quanto ao método de conexão do elemento sensível temos: Relés primários e relés secundários.

- Quanto a temporização temos: Instantâneos e Temporizados.

- Serão considerados instantâneos, aqueles que possuírem tempo de operação inferior a cinco ciclos (83ms).

- Serão considerados temporizados, aqueles que permitem um controle em seu tempo de operação. Quanto às temporizações, os relés possuem características de operações como:

Tempo definido – DT

Tempo inverso (ou normal inverso – IT ou NIT)

Tempo muito inverso – (VIT)

Tempo extremamente inverso – (EIT)

Tempo associado: definido e inverso – (IMDT)

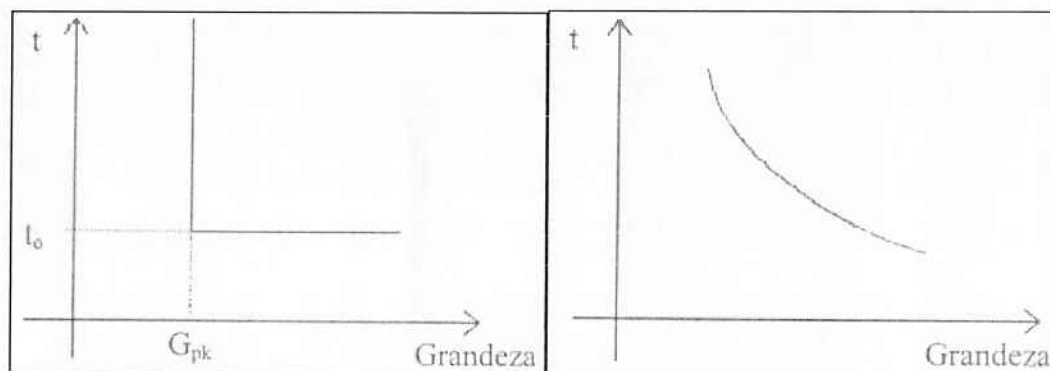


figura 3.7 - característica de tempo definido e tempo inverso

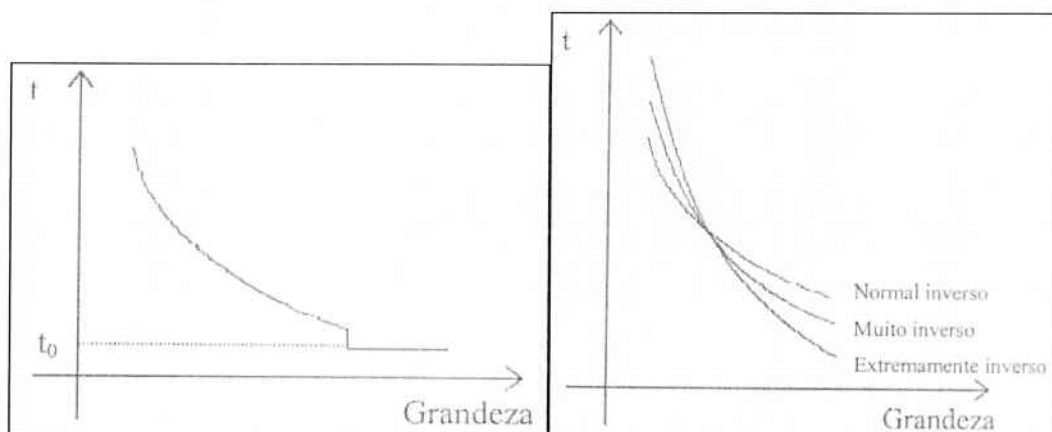


figura 3.8 - característica de tempos associados (I.M.D.T.) e diversas características de curvas

Observações:

Nos relés eletromecânicos e eletrônicos, não é possível ajustar os tempos de atuações do "Instantâneo" (função nº 50). Já nos relés atuais (microprocessados) as características de atuação de sobrecorrente do "Instantâneo", são chamadas de "Ajuste de sobrecorrente de nível alto", não mais "Ajuste de sobrecorrente de instantâneo". Devido ao fato de ser possível programar o tempo de atuação desta função.

As várias famílias de curvas originadas para cada uma dessas características, são geradas a partir de equações previstas nas normas ANSI C37.90 para relés "Americanos" e BS 142 ou IEC 255 para relés "Europeus". Fazendo-se uma comparação entre essas duas normas, podemos notar diferenças de tempos de atuações, coincidindo apenas parcialmente em algum ponto. Este fato exige que sempre se utilize a curva fornecida junto com o manual do fabricante de cada tipo de relé.

3.5.1. Identificações de funções de proteções:

A ABNT ainda possui ainda normalizações completas sobre identificações das funções dos relés e dispositivos elétricos. As identificações mais difundidas utilizadas nos meios técnicos da área seguem padrões de numerações ANSI, ASA, NEMA ou IEEE.

As simbologias mais utilizadas são:

- $I >>$ Sobrecorrente instantâneo. (No relé microprocessado é "Sobrecorrente nível alto").
- Sobrecorrente temporizado. (No relé microprocessado é "Sobrecorrente nível baixo").
- $U >$ Sobretenção.
- $U <$ Subtenção.
- $Z <$ Sub impedância.
- ΔI Corrente diferencial, desequilíbrio ou desbalanço.

3.5.2. Conceituações de valores e grandezas de acionamentos e rearmes do relé.

Valor de "Pick-up": corresponde ao menor valor de grandeza que faz com que o relé seja atuado, ainda que lentamente, mas que produza a comutação dos seus contatos.

Valor de "Drop-out": corresponde ao valor de grandeza que faz com que o relé inicie o retorno para as condições iniciais.

Valor de "Reset ratio": é a relação entre o valor de "Pick-up" e "Drop-out", que corresponde à capacidade de recomposição do relé. Matematicamente ela é dada por:

$$R = \frac{Drop - out}{Pick - up} \times 100\%$$

Para relés eletromecânicos o valor de R deve estar entre: $65\% < R < 92\%$ e para relés estáticos este valor deve ser entre: $85\% < R < 98\%$.

4. Estudo de funções de Proteção

O estudo das principais funções de proteção é indispensável para o completo entendimento do porquê da escolha de um método de proteção em detrimento de outro, assim como no aumento da complexidade dos sistemas de proteção os quais envolvam grandes linhas de transmissão com distâncias consideráveis entre subestações adjacentes começa a ser entendida nesta a seguir.

4.1. Proteção de Sobrecorrente (50, 51)

A função sobrecorrente como o próprio nome diz, serve para detectar níveis de corrente acima de limites estabelecidos (correntes de pick-up) e acionar disjuntores para desconectar o componente protegido. Assim, tal função serve para detectar condições de curto-circuito onde quase sempre uma corrente de fase é sensivelmente maior do que a corrente normal de carga. Para correntes de carga, não deve ocorrer atuação desta função, ou aonde apareçam correntes que normalmente não deveriam existir (corrente de terra).

Relés de sobrecorrente, individuais ou incorporados em outros conjuntos de Proteção, e Elos Fusíveis têm esta característica.

4.1.1. Elos Fusíveis de Média / Alta Tensão

Para todos os níveis de tensão, desde a baixa tensão até as tensões de sub-transmissão ou transmissão, é possível a utilização de elos fusíveis para a proteção de equipamentos, redes ou linhas. Este dispositivo serve primordialmente para a proteção de equipamentos ou circuitos em configuração radial. São dispositivos diretamente conectados, em série, nos condutores primários do circuito ou equipamento protegido:

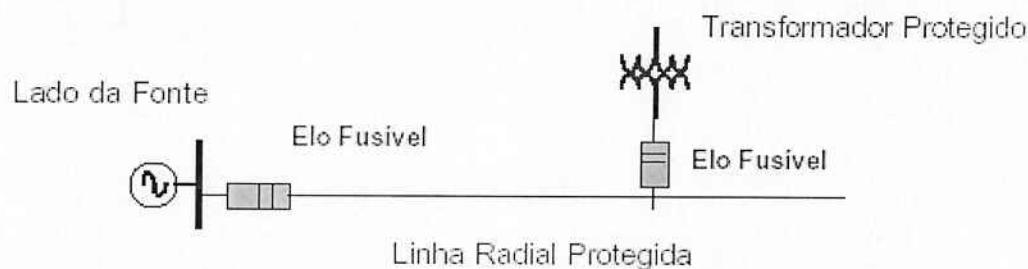


figura 4.1 - Exemplo de utilização de um elo fusível

Para níveis de tensão de alimentadores de Distribuição (2,4 a 34,5 kV) seu uso é bastante generalizado. Para níveis de tensão de sub-transmissão (34,5 a 138 kV) sua aplicação é razoável para linhas radiais, onde as correntes de curto-circuito são relativamente elevadas. Entretanto, nos sistemas mais recentes, sua aplicação tem se limitado à proteção de circuitos de tensão inferiores a 69 kV.

Os elos fusíveis têm a característica inversa na relação tempo x corrente, isto é, quanto maior a corrente de curto circuito, menor o tempo de fusão do elo:

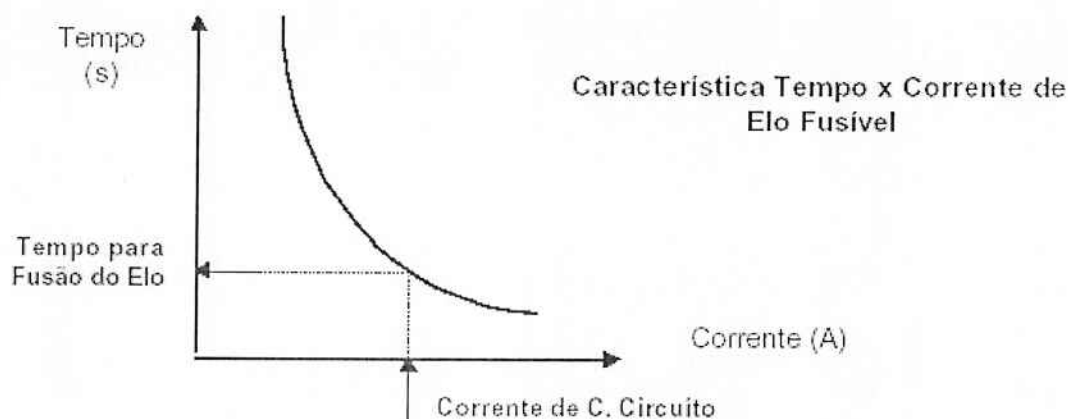


figura 4.2 - Curva característica do elo fusível

4.1.2. Relés ou Elementos de Sobrecorrente

São dispositivos ligados no lado secundário dos transformadores de corrente, portanto são acionados por correntes proporcionais àsquelas primárias

(no circuito ou equipamento protegido). São concebidos e construídos para exercer a função sobrecorrente. Atuam sobre disjuntores ou religadores que, por sua vez, isolam um circuito defeituoso.

Quanto às características tempo x corrente, estes relés podem ser classificados em: relés Instantâneos e relés Temporizados.

Os relés instantâneos podem atuar (enviar sinal de trip) imediatamente após ter ultrapassado o valor escolhido de pick-up (sobrecorrente instantânea), ou ter um atraso oriundo da sua seletividade (sobrecorrente de tempo definido). Enquanto isso, os relés temporizados têm um tempo de delay referente às suas curvas programadas. Somente se o valor da corrente não normalizar dentro deste intervalo é que o sinal de trip é enviado. Os relés temporizados podem ser classificados conforme sua característica "tempoXcorrente", como visto anteriormente. A conexão destes relés aos Transformadores de Corrente é mostrada na figura a seguir:

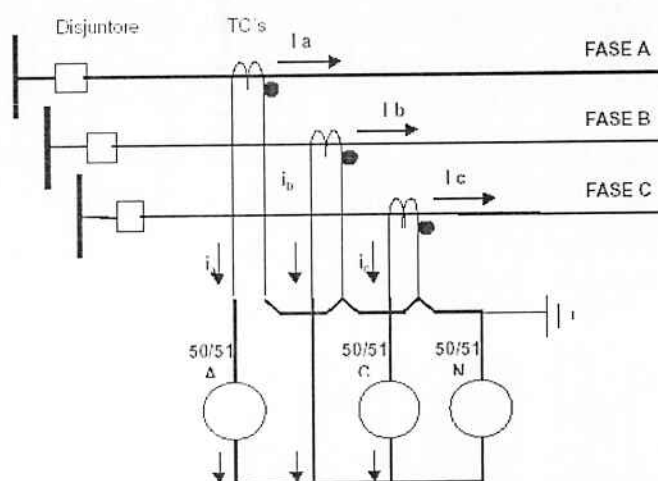


figura 4.3 - Conexão dos relés nos TC's

Onde,

I_a, I_b, I_c - Correntes Primárias

i_a, i_b, i_c - Correntes Secundárias

50/51 A, C - Elemento Instantâneo (50) / Elemento Temporizado (51) da Função Sobrecorrente, de Fase (A, C)

50/51 N - Relê de Terra (ligado no circuito residual)

TC's - Transformadores de Corrente

A relação entre a corrente primária (I) e a corrente secundária (i) em cada fase corresponde à relação de transformação do TC. Por exemplo, para um TC de 300/5 Amperes, a relação é de 60 para 1. A corrente secundária mais baixa que a primária.

Os relés são ajustados para a corrente secundária (i), levando-se em conta a corrente do lado primário (I).

4.1.3. Condições de Operação

- Condição Normal de Operação

Em condição normal, as correntes das três fases são equilibradas entre si. Nessas condições, não há corrente no circuito residual. E também, as correntes secundárias (i) estão aquém da sensibilidade mínima da proteção de sobrecorrente ("tap" mínimo ajustável), e os relés permanecem sem atuação.

- Condição de Curto Circuito Trifásico

Neste caso, as correntes I_a , I_b e I_c , apesar de equilibradas entre si, são elevadas. Geralmente muito maiores que na condição de carga normal. E as correntes secundárias (i) atuam os relés instalados nas fases A e C. Não há corrente no circuito residual, portanto não há atuação do relê 50/51N.

- Condição de Curto-Circuito Fase-Terra

Neste caso, haverá aparecimento de corrente elevada de curto circuito apenas em uma fase. Por exemplo, (I_a). Proporcionalmente, a correspondente corrente secundária (i_a) será elevada. Devido ao desequilíbrio a terra, o retorno

da corrente (i_a) se dará pelo circuito residual (i_n). Nestas condições, há atuação das proteções 50/51A e 50/51N.

A atuação do 50/51N indica que houve desequilíbrio envolvendo terra (curto a terra). Dai sua denominação "Relê de Terra".

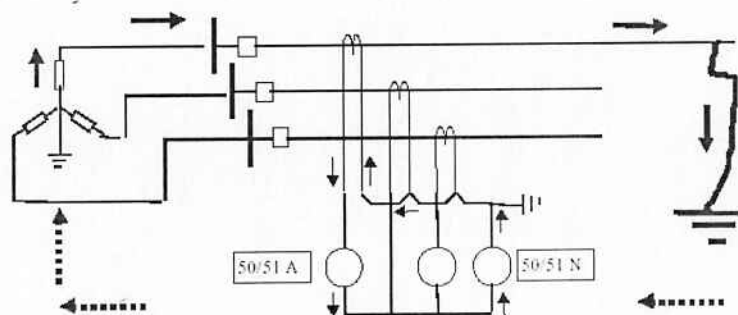


figura 4.4 - Curto fase-terra

4.1.4. Sensibilidade de Relés de Fase e de Relés de Terra

Os relés de sobrecorrente de fase não podem ser ajustados para correntes próximos à corrente de carga máxima prevista no equipamento ou circuito protegido. Assim, sua sensibilidade é limitada pela carga.

Por outro lado, como em condições normais de operação em um sistema trifásico equilibrado não há corrente pelo circuito residual dos TC's, os relés de sobrecorrente de terra podem ser ajustados bem sensíveis. Isto é, quando há corrente no circuito residual, isto significa que há curto-circuito a terra. Normalmente ajustam-se esses relés de terra na máxima sensibilidade. A seletividade se obtém ajustando adequadamente seu tempo de atuação.

4.1.5. Aplicação

As funções de sobrecorrente, com a finalidade de proteger contra curtos-circuitos, são aplicadas na Proteção da maior parte dos componentes de um Sistema Elétrico de Potência, sejam máquinas rotativas, transformadores,

reatores, bancos de capacitores, alimentadores primários de Distribuição e Linhas de Transmissão.

4.2. Função Direcional de Sobrecorrente (67)

A única diferença entre uma função de sobrecorrente e uma função direcional de sobrecorrente é que esta última tem uma característica extra associada à direção da corrente medida, e não apenas ao módulo.

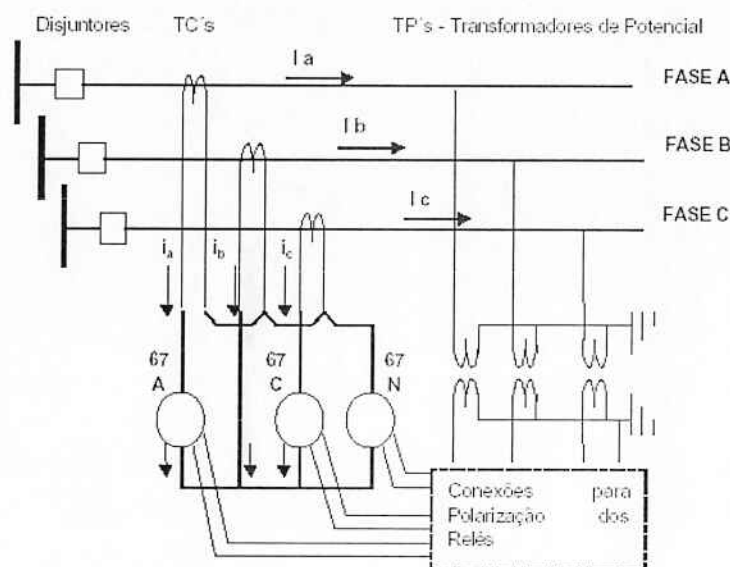


figura 4.5 - ligação dos relés com TP's e TC's

Assim a função direcional de sobrecorrente irá atuar apenas se duas condições forem satisfeitas: a) corrente acima do limite mínimo de ajuste e, b) corrente em um determinado sentido.

O reconhecimento da direção é feito pelo reconhecimento do ângulo de fase entre a corrente e a grandeza de polarização ou referência. Para isso, na proteção de sobrecorrente direcional, é necessário que o relé esteja conectado tanto nos TCs, como nos TP's. A detecção da direção é feita independentemente em cada fase, e no neutro. Para as fases, compara-se a corrente da fase com a tensão de linha entre as outras duas fases, ou seja, I_a com V_{bc} , I_b com V_{ca} , e I_c

com V_{ab} . Para o neutro compara-se I_0 com V_0 . Estes relés são conectados para atuar, por exemplo, para correntes saindo da barra para a linha. Caso haja corrente no sentido inverso, mesmo que de grande intensidade (condição de curto circuito), estes relés não atuam.

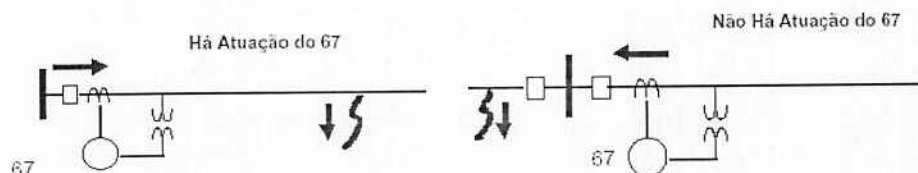


figura 4.6 - Direção da corrente e falta

A curva direcional para o relé direcional de fase é mostrada abaixo, em um diagrama R-X complexo. A curva ilustra a direção de operação do relé em termos da impedância vista pelo relé, ou seja, a relação da proteção de sobrecorrente direcional do elemento direcional de fase polarizando a tensão para o elemento direcional de fase da corrente. A linha "a" representa a linha de limite direcional.

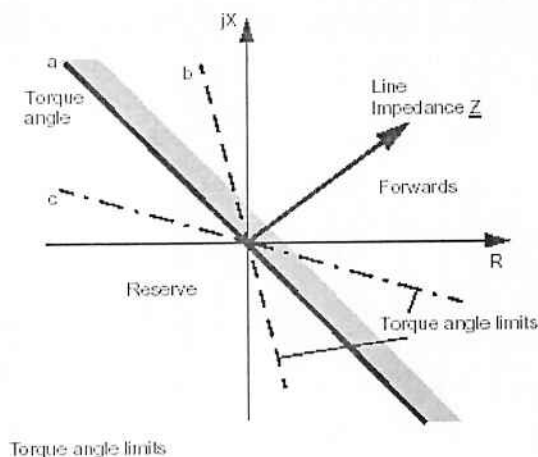


figura 4.7 - Curva direcional para um relé

Esta característica é muito importante para um esquema de Proteção adotado, uma vez que, delimitando as condições, com a imposição do fator direção, há maiores facilidades para se obter seletividade (isto é, desligar o

mínimo de componentes do Sistema para isolar a falha) no menor tempo possível.

As funções direcionais de sobrecorrente de fase e de terra são utilizadas principalmente para proteção de Linhas de Transmissão e, em alguns casos de proteção de Geradores e Transformadores.

4.3. Proteção de Distância (21)

A função Impedância (21) mede, através das entradas de Corrente e de Tensão do circuito protegido, a impedância no ponto de instalação da proteção, assim como um relé direcional.

A impedância medida pode ser representada num diagrama R-X:

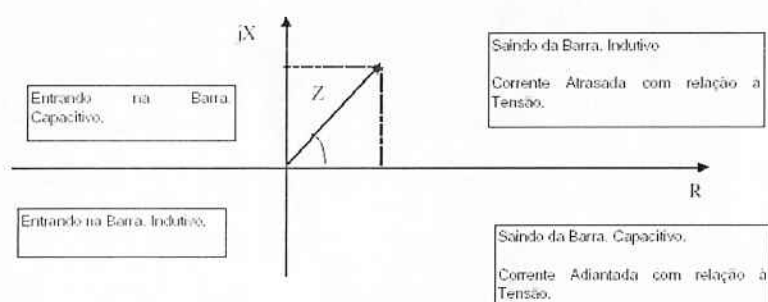


figura 4.8 - Diagrama R-X de impedância

No caso de curtos-circuitos, as correntes são sempre atrasadas com relação à tensão. Isto é, o circuito equivalente representativo de um curto-circuito é predominantemente indutivo.

Assim, pode-se considerar os seguintes casos:



figura 4.9 - Casos de direção da corrente com a barra

a) Corrente Saindo da Barra. Impedância vista no primeiro Quadrante.

b) Corrente Chegando na Barra. Impedância vista no terceiro Quadrante.

Se um dispositivo de impedância (21) é construído apenas para medir o módulo, sem considerar o ângulo entre a tensão e a corrente, sua característica seria:

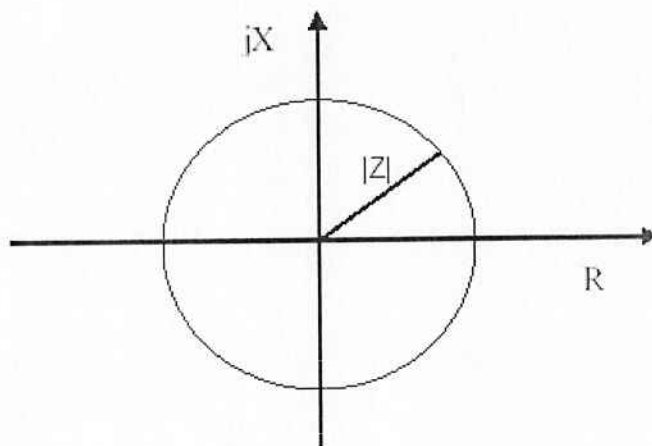


figura 4.10 - Característica do módulo da impedância de um dispositivo

Isto é, qualquer impedância medida com módulo inferior a $|Z|$ provocaria atuação do elemento.

Se um dispositivo de impedância é construído considerando o ângulo entre a tensão e a corrente, vários tipos de características podem ser concebidos, como mostrados na figura 4.11.

Qualquer valor de Impedância Z medida, dentro das características, provocaria a atuação do elemento ou relê de Impedância.

Nota-se que em todas as características mostradas, há o envolvimento do primeiro quadrante. Isto é, são características concebidas para detectarem curtos-circuitos no sentido direcional, isto é, que ocorrem na "frente" do relê de impedância, com corrente saindo da Barra e indutiva.

Elementos ou relés de impedância são principalmente utilizados na proteção de Linhas de Transmissão e na proteção de Geradores (enrolamentos de Geradores).

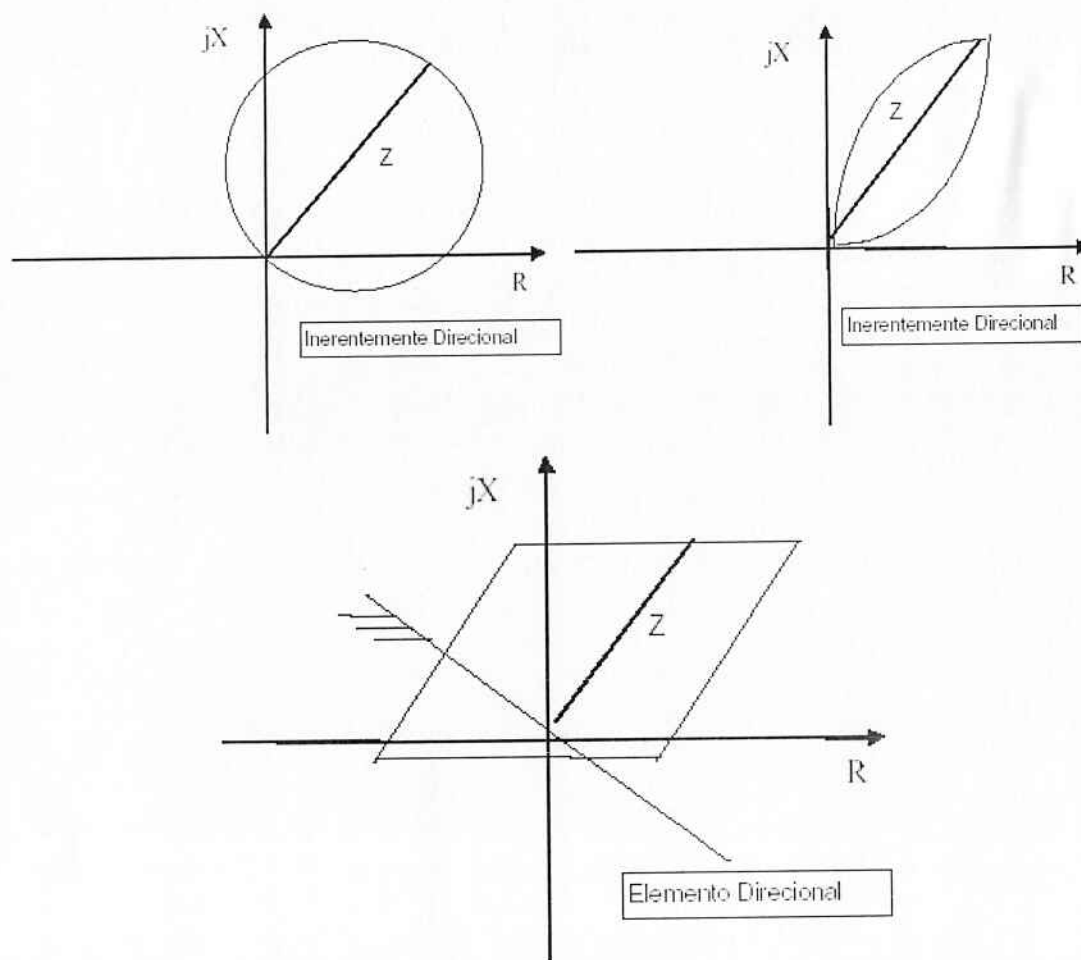


figura 4.11 - Características diferentes de proteção

4.3.1. Relê de Distância

Na proteção de Linha de Transmissão, observa-se que, em condições de curto-circuito, há uma correlação direta entre a impedância medida para uma falha na Linha, e a própria impedância da Linha de Transmissão.

Mostra-se a seguir o diagrama de impedância para um curto-circuito trifásico na linha:

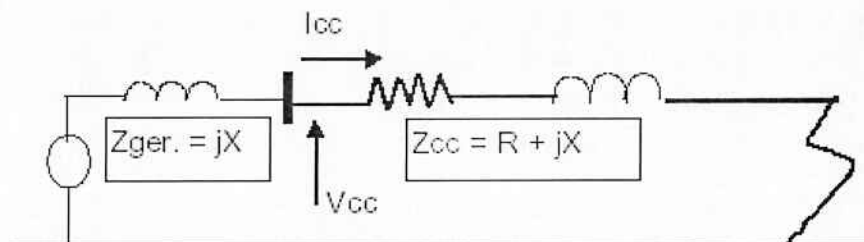


figura 4.12 - Diagrama de impedância de um curto trifásico

Verifica-se que a impedância medida é $Z_{cc} = V_{cc} / I_{cc}$ que é a impedância da linha, do ponto de medida até o ponto de curto-circuito.

Se o relê de impedância estiver ajustado com um valor $Z_{ajustado}$ maior do que o Z_{cc} , o valor medido cairia dentro de sua característica e o relê atuaria:

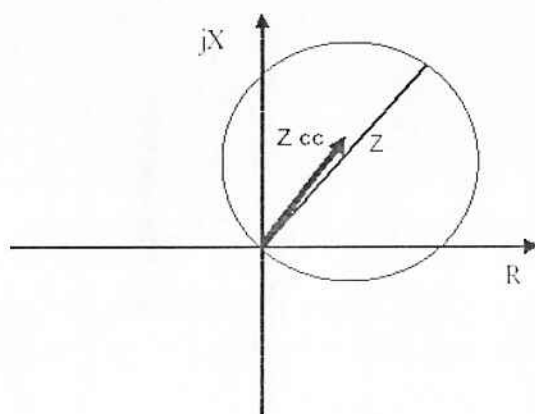


figura 4.13 - Característica de impedância direcional

Ora, sabe-se que há uma relação linear entre o comprimento de uma linha de transmissão e a sua impedância série. Isto é, quanto maior for a distância entre o ponto de medida e o ponto de curto-circuito, maior é a impedância medida. Isto é, o Relê de Impedância deve ser ajustado para que envolva a distância de linha desejada para detecção de curto-circuito. Daí, a denominação "Relê de Distância" para relê de impedância aplicada a Linha de Transmissão.

A impedância série de uma linha de transmissão $Z_{Linha} = R + jX$ tem um ângulo característico entre 65 e quase 90 graus, isto é, bastante indutivo. Daí o

fato de se ter relés de distância feitos com característica mais sensível nesta faixa de ângulo (primeiro quadrante).

4.3.2. Facilidade de Ajuste

Ajustar um relê de impedância para cobrir uma determinada distância de uma linha de transmissão não apresenta dificuldade pelo fato de ser a impedância da linha pré-calculada, com muita precisão.

Assim, é comum ter-se elementos de distância ajustados em 80 %, 85 %, 120 %, 150 % , etc. da impedância total da Linha protegida, sendo estas porcentagens dependentes da finalidade de cada um desses elementos.

Esta facilidade para um relê de distância se torna mais evidente quando se tenta ajustar, por exemplo, e por sua vez, um relê de sobrecorrente. No caso de elemento de sobrecorrente, o valor a ser ajustado dependerá do valor de corrente de curto-circuito pré-calculado. Na prática, a corrente de curto-circuito poderá, no máximo ser aproximadamente igual à calculada. Entretanto, é comum ter-se correntes menores ou muito menores que o previsto, em vista das impedâncias envolvidas caso a caso. Assim, para o caso de função de sobrecorrente, nunca se terá garantia de precisão.

Devido a este aspecto (precisão), a função impedância (relê de distância) é a mais utilizada para Proteção de Linhas.

4.3.3. Impedância vista pelo relé de distância

a) Impedância de Carga Vista por um Relé de Distância

A impedância de carga medida por um relé de distância pode ser calculada pela fórmula:

$$Z_{\text{carga}} = \text{kV}^2 / \text{MVA (Ohms primários)}$$

b) Impedância de Curto-circuito Vista por um Relé de Distância

- Curto-circuito Trifásico

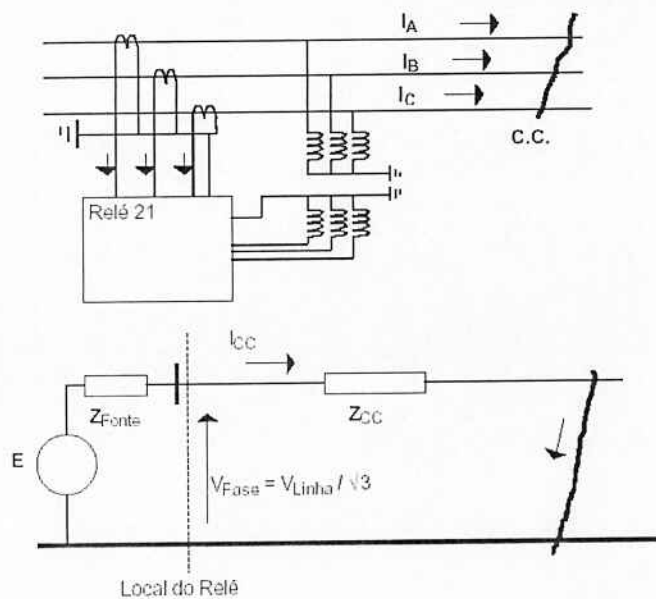


figura 4.1 - Impedância de curto trifásico

$$V_{Fase} = E - Z_{Fonte} I_{CC}$$

$$V_{Fase} / I_{CC} = Z_{CC} \text{ Ohms/fase } V_{Linha} / (\sqrt{3} \cdot I_{CC}) = Z_{CC} \text{ Ohms/fase}$$

- Curto-circuito Bifásico

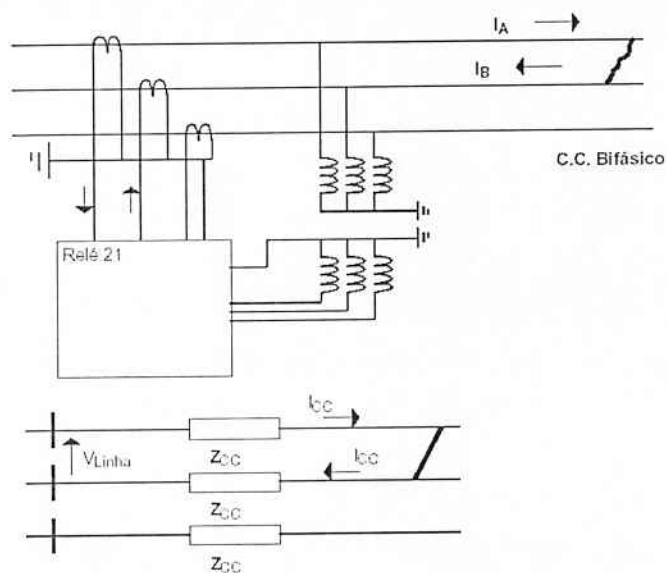


figura 4.15 - curto circuito bifásico

$V_{\text{LinhaCC Bifásico}} / ICC \text{ Bifásico} = 2 \cdot Z_{CC} \text{ Ohms}$

Mas $ICC \text{ Bifásico} = (\sqrt{3} / 2) \cdot ICC \text{ trifásico}$

Então $(V_{\text{LinhaCC Bifásico}} \cdot 2) / (\sqrt{3} \cdot ICC \text{ trifásico}) = 2 \cdot Z_{CC} \text{ Ohms}$

Ou $V_{\text{LinhaCC Bifásico}} = \sqrt{3} \cdot ICC \text{ trifásico} \cdot Z_{CC}$

Lembrar que $V_{\text{LinhaCC Trifásico}} = \sqrt{3} \cdot ICC \text{ trifásico} \cdot Z_{CC}$

Conclui-se que a tensão de linha (entre fases) para curto-circuito Trifásico é igual à tensão de linha para curto-circuito Bifásico, para curto no mesmo ponto, observado pelo mesmo relé.

- Comparação dos casos Bifásico e Trifásico

Para cc Trifásico $\Rightarrow V_{\text{Linha}}$ e $ICC \text{ trifásico}$

Para cc Bifásico $\Rightarrow V_{\text{Linha}}$ e $ICC \text{ Bifásico}$

Mas $ICC \text{ Bifásico} = (\sqrt{3} / 2) \cdot ICC \text{ trifásico} = 0,866 \cdot ICC \text{ trifásico}$

Donde, conclui-se que, para curto no mesmo ponto, o relé de distância enxerga uma impedância MAIOR DO QUE A REALIDADE ($1 / 0,866 = 1,1547 \Rightarrow 15,47 \%$) quando o curto-circuito é BIFÁSICO.

Para resolver esta situação, os relés de distância poderiam medir:

$I_a - I_b$ ao invés de I_a

$I_b - I_c$ ao invés de I_b

$I_c - I_a$ ao invés de I_c

Assim, teríamos:



figura 4.16 - CC Bifásico = Módulo 2 vezes maior / CC Trifásico = Módulo $\sqrt{3}$ vezes maior

Assim, teríamos:

Para cc Trifásico $\Rightarrow V_{\text{Linha}}$ e ICC trifásico $\cdot \sqrt{3}$

Para cc Bifásico $\Rightarrow V_{\text{Linha}}$ e ICC Bifásico $\cdot 2$

Mas ICC Bifásico = $(\sqrt{3} / 2) \cdot \text{ICC trifásico}$

Então, Para cc Bifásico $\Rightarrow V_{\text{Linha}}$ e $(\sqrt{3} / 2) \cdot \text{ICC trifásico} \cdot 2 \Rightarrow V_{\text{Linha}}$ e ICC trifásico $\cdot \sqrt{3}$

E, para ambos os tipos de curto-circuito, o relé mediria a mesma impedância (DISTÂNCIA).

- Curto-circuito Fase Terra

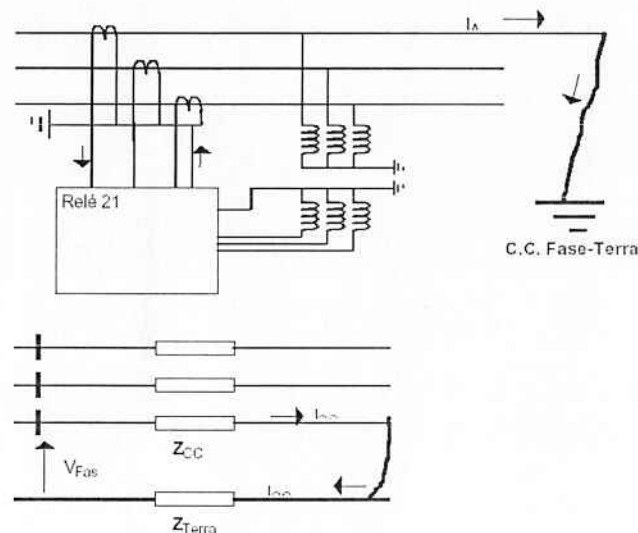


figura 4.17 - Curto fase-terra

$V_{\text{Fase}} / \text{ICC Fase-Terra} = Z_{\text{CC}} + Z_{\text{Terra}}$ Ohms e $Z_{\text{Terra}} = K \cdot Z_{\text{CC}}$

Então $V_{\text{Fase}} / \text{ICCFase-Terra} = Z_{\text{CC}} + K \cdot Z_{\text{CC}} = Z_{\text{CC}} (1 + K)$ Ohms

O valor medido pelo relé é comparado com padrão ajustado no relé para curtos a terra.

Determinação de K:

Pela teoria de componentes simétricos:

$Z_{\text{Terra}} = (Z_0 - Z_1) / 3$ onde, Z_0 é a impedância de seq. zero

Z_1 é a impedância de seq. positiva = Z_{CC}

Então: $K = Z_{\text{Terra}} / Z_{\text{CC}} = (Z_0 - Z_1) / 3 \cdot Z_1$

Isto é, o K pode ser calculado pelos valores de componentes seqüenciais ou pode ser medido através de ensaios na linha.

4.4. Função Diferencial (87)

Na proteção de sistemas elétricos de potência, uma das funções mais utilizadas, tanto na proteção de equipamentos como de máquinas, barras ou de linhas, é a função DIFERENCIAL. Como o próprio nome indica, seu princípio de funcionamento baseia-se na comparação entre grandezas que entram no circuito protegido e grandezas de mesma natureza que saem do circuito protegido:

No caso de se apurar alguma diferença entre grandezas comparadas, descontando-se aspectos esperados das condições de contorno, como erros de TCs, defasamentos angulares, diferenças de potencial entre os lados comparados, pode-se concluir quanto à existência de anormalidade no Circuito Protegido.

A função DIFERENCIAL é utilizada na proteção de transformadores, equipamentos de compensação reativa, máquinas rotativas, sistemas de barramentos, cabos e linhas de transmissão.

4.4.1. Proteção Diferencial Porcentual

Um princípio de proteção muito utilizado é o chamado “diferencial porcentual”. Chamando de I_A a corrente que “entra” e I_B a corrente que “sai”, a corrente diferencial (I_d) será:

$$I_d = I_A + I_B \text{ (soma vetorial)}$$

Assim, em condições normais teríamos:



figura 4.19 - soma vetorial em condições normais

E em condições de curto interno ao equipamento ou instalação protegida, teríamos:

I_d (pequena corrente diferencial)

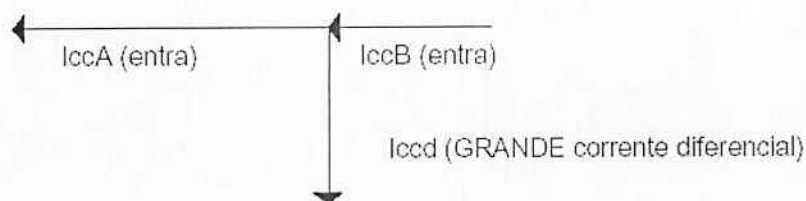


figura 4.20 - soma vetorial em condições anormais

Observa-se que mesmo em condições normais de carga, sem curto-circuito, há corrente diferencial, devido a erros nos TCs. E numa condição de curto circuito, esse erro poderia ser ainda maior, devido a eventual saturação de TCs.

Uma proteção que simplesmente medisse a corrente diferencial teria que ter seu ajuste acima dos valores dos erros, portanto não teria sensibilidade para curtos-circuitos de baixa corrente. A Proteção diferencial chamada PORCENTUAL resolve este problema da seguinte maneira:

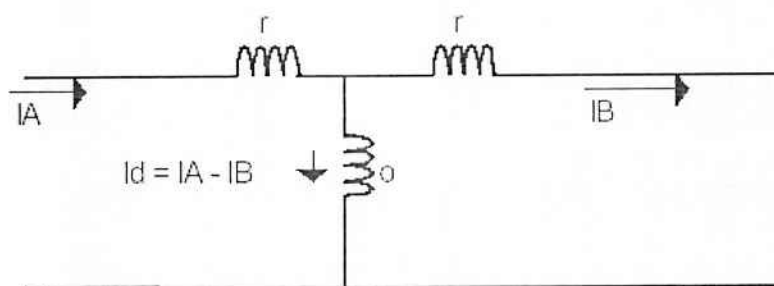


figura 4.21 - Proteção Diferencial Proporcional

As correntes ($I_A + I_B$) nas bobinas de restrição (r) tendem a RESTRINGIR a atuação do relé. A corrente diferencial ($I_A - I_B$) pela bobina de operação (o) tende a OPERAR o relé. Assim, para corrente de carga ou curto externo

mostrado no primeiro desenho acima, tem-se muita restrição e, mesmo com muito erro, a proteção não atua.

Para curto interno, tem-se pouca restrição (I_A e I_B são opostos) e, mesmo para curtos com baixa corrente, a proteção mantém a sensibilidade.

Num gráfico, teríamos:



figura 4.22 - Gráfico da proteção diferencial

A Proteção Diferencial Porcentual é muito utilizada para transformadores onde erros introduzidos pelos TCs e pela comutação de Taps podem ser muito grandes.

4.5 Função Sobre / Sub - Tensão (59, 27)

É uma função para detectar condições de tensão superiores ou inferiores aos valores normalmente aceitos para a Operação do Sistema. Ambos os estados de operação são desfavoráveis, assim como subtensão pode causar problemas de sincronismo, a sobretensão pode causar problemas de isolamento.

Tensões acima do esperado geralmente ocorrem em linhas de transmissão longas e com pouca carga, em sistemas isolados quando o regulador de tensão do gerador falha ou após o desligamento completo da carga do sistema, do gerador. São realizados através de relés específicos conectados nos lados secundários dos Transformadores de Potencial. Podem ser de dois tipos: Relés de Sobretensão Instantâneos e Relés de Sobretensão Temporizados. Os relés de sobretensão temporizados são, geralmente, de característica definida (não inversa):

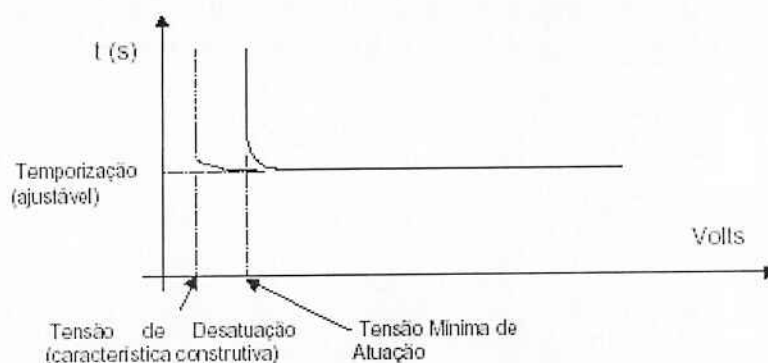


figura 4.23 - Característica de tempo definido para sobretensão

Utiliza-se a função de sobretensão na proteção de Transformadores, Reatores e Máquinas Rotativas, isto é, na proteção de equipamentos que podem ter sua isolação deteriorada no caso de exposição a condições de sobretensão. Dependendo do nível de sobretensão aceitável, utilizam-se relés instantâneos ou temporizados.

Uma característica muito importante num elemento ou relê de sobretensão é a chamada “relação pick-up drop-out” (Reset ratio). A tensão em que o relê deixa de atuar é sempre menor que a tensão de atuação. Se esta relação é muito grande, significa que há necessidade de redução de tensão acentuada para que o relê deixe de atuar. Haverá sempre o perigo de se ter uma proteção de sobretensão atuada após a tensão do Sistema protegido ter retornado ao normal.

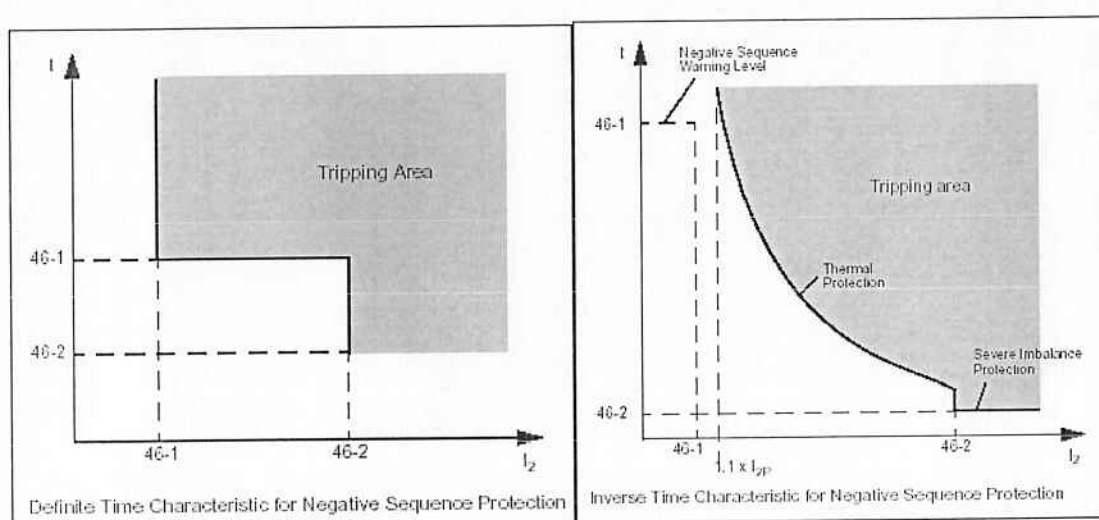
Este valor é sempre superior a 100 %. Quanto menor esta relação, mais segura a aplicação da função de sobretensão. Um modelo ideal de função de sobretensão seria uma relação de 100 %, isto é, qualquer variação de tensão abaixo do limite ajustado provocaria a desativação da função. Relés com tecnologia digital permitem relação próxima a 100 %.

4.6. Proteção de seqüência negativa (46)

A proteção de seqüência negativa detecta cargas desbalanceadas no sistema. Por isso, ela deve ser usada para detectar interrupções, faltas, e

problemas de polaridade com TCs. Ela é particularmente útil na detecção de faltas do tipo fase-terra, bifásica e dupla-fase-terra, com magnitudes abaixo da corrente máxima de carga, ou seja, mesmo que se tenha uma falta cuja corrente seja menor que a nominal, é possível detectá-la com proteção 46.

Através de filtros de componentes simétricas, os relés numéricos conseguem separar os elementos de seqüência negativa do sistema (I₂). Na figura abaixo podemos observar a curva característica de tempo definido e tempo inverso para um dispositivo 46.



figuras 4.24 - Curvas de proteção de seqüência negativa

4.7. Proteção de Frequência (81)

A proteção de frequência detecta frequências anormais no sistema acima ou abaixo do valor nominal de operação. Se a frequência ficar fora de uma faixa permitida para o sistema, algumas ações apropriadas são iniciadas, como o balanceamento de cargas no sistema ou até a separação do gerador do sistema. Uma queda na frequência do sistema acontece quando houver um aumento na demanda de potência, ou quando ocorrer um defeito com o controle do gerador. Um aumento na frequência do sistema ocorre quando grandes cargas ou blocos de carga são removidos do sistema, ou também quando ocorrer um problema com o controle do gerador. O valor de frequência pode ser medido a partir de

qualquer tensão de linha do sistema. Se o valor medido da frequência for abaixo do valor determinado, o pickup é liberado e permanece assim até que o valor suba novamente acima do valor mínimo determinado ou o delay programado tenha passado (liberando o trip). O mesmo ocorre quando o valor máximo ajustado no relé for ultrapassado.

4.8. Proteção térmica de sobrecarga (49)

Esta proteção é usada para prevenir que sobrecargas possam danificar o equipamento protegido. Esta proteção calcula a temperatura de operação baseada num modelo térmico definido, e o seu valor é uma porcentagem da máxima temperatura de operação permitida. Quando a temperatura de operação atingir um valor percentual ajustável da máxima temperatura de operação, um aviso é emitido para permitir que haja um intervalo de tempo reservado para que as medidas de redução de carga sejam realizadas. Quando esta temperatura alcança 100% da máxima temperatura de operação permitida, um sinal de trip é iniciado para desenergizar o equipamento sobrecarregado.

4.9. Proteção de falha de disjuntor (50BF)

Este esquema consiste basicamente de relés de sobrecorrente e um relé de tempo que é energizado sempre que o circuito de desligamento do disjuntor é energizado. Quando o disjuntor opera normalmente, o relé de tempo é desenergizado. Se a corrente de falta persistir por um tempo maior do que o ajustado no relé de tempo, todos os outros disjuntores dos circuitos adjacentes que contribuem com corrente de curto-circuito serão abertos.

A Proteção de falha de disjuntor monitora a reação de um disjuntor a um sinal de trip. Para determinar se um disjuntor abriu como deveria, em resposta ao trip, um dos seguintes métodos é usado para averiguar o estado do disjuntor:

- Corrente fluindo através do disjuntor
- A posição de um contato auxiliar do disjuntor

Se, após um intervalo de tempo programável, o disjuntor não tiver aberto, um sinal de trip é enviado, e todos os disjuntores adjacentes ao disjuntor que falhou são atuados.

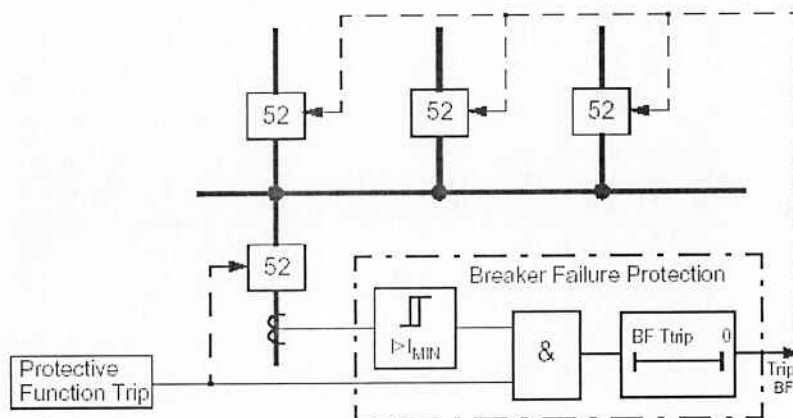


figura 4.25 - Proteção de falha de disjuntor

A proteção de falha de disjuntor pode ser iniciada de duas formas (origens) diferentes:

- Via função de proteção interna do próprio relé
- Via binária de sinal de trip de outro relé (50BF externo)

Para cada uma das formas, um único pick-up é gerado e um único delay é iniciado. O valor ajustado para o pick-up é um só, independente da fonte, assim como o valor ajustado para o delay.

O critério usado para determinar se o disjuntor operou depende da função de proteção que iniciou a função de falha de disjuntor. Se a proteção de tensão iniciou a proteção de falha de disjuntor, poderemos ou não ter corrente fluindo pelo disjuntor, portanto, corrente fluindo pelo disjuntor não é uma indicação segura da abertura ou não do disjuntor. Neste caso, a posição dos contatos auxiliares do disjuntor deve ser usada para determinar a operação do equipamento. Para funções de proteção que respondem a correntes (direcional, sobrecorrente, etc), tanto as medições de corrente como os contatos auxiliares devem ser usados para determinar a operação do equipamento. Eles devem ser

usados independentemente, pois os contatos auxiliares nem sempre indicam que o disjuntor limpou completamente a corrente de falta.

No caso de ocorrência de não desligamento quando de um comando dado por uma proteção, haverá necessidade imediata de desconectar outros disjuntores cujos circuitos alimentam diretamente o disjuntor defeituoso. Estes outros disjuntores podem estar na mesma subestação ou em uma subestação remota.

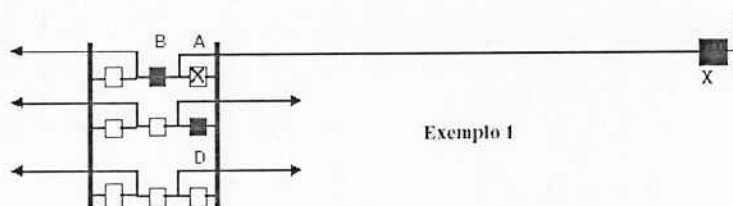


figura 4.25 - Exemplo de conseqüências de falha de disjuntor

Para o exemplo 1, no caso de falha do disjuntor A, deverão ser desligados os disjuntores B e D da mesma subestação, e o disjuntor X da subestação remota.

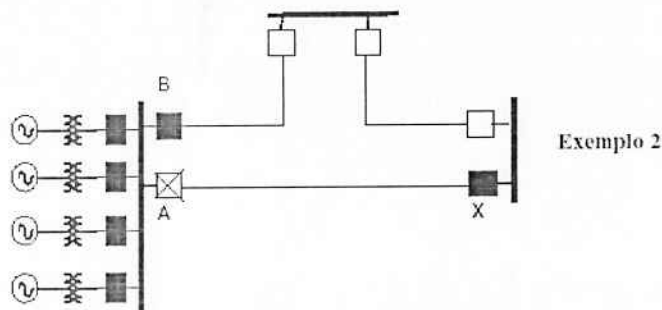


figura 4.26 - Exemplo de conseqüências de falha de disjuntor

Para o exemplo 2, no caso de falha do disjuntor A, haverá necessidade de desligamento imediato do disjuntor B e de todas as unidades geradoras da Usina, bem como do disjuntor X da subestação remota.

Observa-se que a configuração dos disjuntores influi diretamente nas conseqüências da falha de um disjuntor. A configuração mais favorável entre os mostrados nos exemplos é aquela denominada "disjuntor e meio", que preserva, em grande parte, a continuidade do serviço.

5. Proteção de Subestação e Interligação para um PIE

5.1. Introdução

O IEEE define um relé de proteção como "um relé cuja função é detectar defeitos em linhas, aparelhos ou condições de um dado sistema de potência, cuja natureza seja anormal ou perigosa iniciando ação corretiva de forma a controlar os circuitos envolvidos eliminando a falha". Sendo assim os sistemas de proteção são constituídos em sua totalidade por relés e equipamentos associados dispostos através de toda a malha de um sistema elétrico de potência (geração, transmissão, sub-transmissão e distribuição) de forma a identificar falhas e tomar ações de correção de maneira rápida a fim de garantir a continuidade do fornecimento de eletricidade a todos os consumidores.

A maior parte das faltas em um sistema elétrico de concessionárias que usam redes aéreas são faltas do tipo fase-terra devidas primeiramente por descargas atmosféricas transitórias, queda de árvores, curto entre fases devido ao contato de condutores por vento em tempestades severas pelo gelo e neve. A seguir apresentamos os percentuais aproximados de ocorrência:

- Curto-circuito fase-terra (70 a 80%).
- Curto-circuito dupla fase-terra (17 a 10%).
- Curto-circuito dupla fase (10 a 8%).
- Curto-circuito trifásico (3 a 2%).

Além da natureza das faltas que constituem os momentos mais perigosos para a integridade dos equipamentos conectados ao sistema elétrico, devemos citar também o que seriam as condições anormais de um dado sistema:

- Sobretensão: condição na qual o nível de tensão em parte do sistema se encontra acima do valor nominal e do limite permitido de isolamento dos equipamentos o que pode acarretar sérias avarias.
- Subtensão: condição na qual o nível de tensão em parte do sistema se encontra abaixo do valor nominal e do limite permitido para operação segura do sistema o que pode ocasionar sérios

danos aos aparelhos conectados nesta condição (superaquecimento, perda de vida útil etc...).

- Perda de Sincronismo: condição na qual o sistema esta fora de uma condição de estabilidade por falta ou excesso de potência mecânica em geradores elétricos conectados a um sistema principal.
- Sobrecarga: condição na qual a corrente que passa por um circuito é superior ao limite de operação em regime do mesmo o que causará sobre-aquecimento e fadiga de todos os condutores além de expor os equipamentos ao risco de um incêndio.

Não podemos nos esquecer que quando um sistema de proteção detectar uma condição anormal de um sistema de potência ele deve iniciar uma ação corretiva tão rapidamente quanto possível para que o sistema não seja levado para fora de sua condição de estabilidade.

5.2. Norma do IEEE de proteção da interligação entre um consumidor e a concessionária.

Este resumo tem como objetivo auxiliar os alunos de PEA 500 – Laboratório de projeto de formatura I no entendimento do procedimento “IEEE Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections” que se mostrou muito esclarecedor quanto aos principais tópicos que devem ser abordados para a execução de uma interligação entre um produtor independente e a rede de distribuição secundária de uma concessionária de serviço público de energia.

Este procedimento abrange as principais características de uma interligação envolvendo ou não a modalidade de co-geração, na qual tanto o consumidor quanto a concessionária devem definir claramente seus requisitos de entrada, enquanto caberá à última a definição da possibilidade ou não da execução física da interligação (a maioria das concessionárias estabelece limites nominais de cargas a serem supridas por um respectivo nível de tensão, assim

como uma quantidade mínima de potência a ser injetada na rede da mesma.) assim como a possibilidade do uso de uma ou mais linhas de transmissão nesta mesma interligação e seus detalhes técnicos.

Uma etapa muito importante no processo de planejamento de interligações é o que tange ao completo entendimento tanto por parte da concessionária como pelo consumidor dos requisitos operativos de ambas as partes para que a possibilidade de interrupções forçadas seja completamente evitada quando do funcionamento da interligação. Para tanto requisitos críticos de força devem ser observados, pois a causa primária de reclamações decorre de falhas na etapa de avaliação dos efeitos das interrupções e quedas de tensão, nos equipamentos do consumidor, pois estes eventos apresentam altos riscos de serem onerosos uma vez que ocasionem a interrupção de um processo produtivo. A troca de informações é a chave para um fornecimento de qualidade e as principais informações que devem ser disponibilizadas pela concessionária são:

- Corrente disponível de curto-circuito trifásicos e monofásicos e suas respectivas constantes de tempo transitórias medidas no ponto de interligação com a subestação do consumidor, assim como eventuais valores de referência futuros.
- Tensão nominal mínima e máxima esperada no ponto de serviço do consumidor para os níveis de tensão disponíveis.
- Média histórica de indisponibilidade da concessionária, tanto programada como forçada.
- Frequência estimada, duração e magnitude de variações de tensão na entrada do consumidor.
- Requisitos e restrições operativas.
- Requisitos para a coordenação da proteção junto à concessionária.
- Procedimentos específicos para a execução de re-ligamentos nas linhas.
- Conteúdo harmônico, flutuação de tensão e desbalanço entre fases impostos pela concessionária assim como correntes

harmônicas e a quantificação da distorção das formas de onda injetadas por outras fontes no sistema da concessionária se requisitado pelo consumidor.

- Fornecimento da construção das linhas e seu respectivo trajeto.
- Fornecimento do arranjo e localização da subestação.
- Fornecimento das práticas de aterramento e SPDA.
- Arranjo da medição.

Por outro lado o consumidor irá fornecer as seguintes informações:

- Data esperada de entrada em serviço.
- Diagrama unifilar completo do sistema de distribuição da planta.
- Tensão de fornecimento almejada.
- Relação de transformação, tipo de ligação, taps e impedâncias características dos transformadores.
- Quantidade de capacitores para a correção de fator de potência, tipo de ligação e tensão operativa.
- Especificação do chaveamento (manobra de pátio), incluindo os relés utilizados (tipo) e seu alcance (zonas de atuação).
- Quantidade e tipos de motores ligados, tamanho das cargas e frequência de partida dos mesmos.
- Características especiais das cargas, assim como autoforos, tiristores e outras cargas não lineares (as quais podem ocasionar flicker e harmônicos).
- Informações sobre geradores instalados: sua potência nominal assim como a potência de curto (contribuições em caso de curto).
- Requisitos de equilíbrio entre as fases.
- Desenhos esquemáticos dos diagramas de proteção e controle da instalação.
- Planos de futuras instalações (ampliações) os quais devem conter as cargas futuras ou esquema ampliado da subestação assim como as respectivas datas.
- Sistema de aterramento da subestação.

- Capacidade técnica comprovada de operação e manutenção dos funcionários da subestação do consumidor.

Fica implícito o compromisso da concessionária em informar ao consumidor sobre futuras alterações na topologia da rede que possam afetar a segurança de operação da instalação, como por exemplo, a instalação de um grande transformador que afete o valor da corrente de curto-circuito no ponto de entrada do consumidor o que pode acarretar alterações no seu sistema de potência, assim como alterações em capacitores ou reguladores que podem proporcionar riscos ao consumidor.

A natureza do arranjo da interligação pode ser com uma linha ou múltiplas. A linha única é alimentada por uma única fonte e por sua vez alimenta o transformador que é conectado pelo lado da baixa ao sistema de distribuição (barramento) de baixa do consumidor. Usando uma interconexão múltipla, linhas distintas alimentarão transformadores distintos o que acarretará uma melhoria substancial da confiabilidade e continuidade do serviço. Originalmente linhas múltiplas não devem se originar da mesma barra, uma vez que quando um problema ocorrer nesta barra, a continuidade do fornecimento seria comprometida. Linhas múltiplas podem terminar na subestação do consumidor se uma grande fonte é requerida por suas cargas.

5.2.1. Requisitos de Proteção da Interligação

A complexidade e os requisitos de um sistema de proteção irão variar dependendo do nível de tensão, da configuração do sistema, do tipo e do tamanho das cargas do consumidor e de requisitos específicos tanto do consumidor quanto da concessionária. Considerações especiais devem ser dadas aos casos onde existam grandes motores assim como geradores conectados ao sistema.

Basicamente os equipamentos de proteção devem ser especificados e projetados de modo a fornecerem um sistema coordenado com os tempos de ajustes dos dispositivos de proteção calibrados de maneira a retirar as cargas

que apresentarem problemas de maneira seletiva. A filosofia de proteção deve atingir as expectativas de ambas as partes, ou seja, deve proteger os interesses da concessionária assim como deve garantir a integridade dos equipamentos do consumidor.

Devemos reconhecer que a manutenção periódica dos equipamentos de medição, proteção e manobra é indispensável a fim de evitarmos eventuais paradas forçadas. Cabe lembrar que durante o período de manutenção a continuidade do serviço deve ser alterada. Este trabalho deve ser coordenado entre a concessionária e o consumidor a fim de se evitar paradas excessivas, porém se o consumidor não pode conviver com a indisponibilidade periódica é necessária instalação de uma fonte alternativa.

5.2.2. Configurações Típicas de Interligações entre Consumidor e Concessionária

Nos arranjos que se seguem, aspectos como dependência, segurança e facilidade de manutenção do mínimo ao ótimo são cobertos.

O primeiro tipo de arranjo é o mais simples e barato, porém o menos confiável, o arranjo com fonte isolada e transformador isolado é uma forma comum que consiste em um transformador único ligado a uma única fonte, o consumidor geralmente terá um barramento com vários alimentadores do lado de baixa do transformador. Este tipo de arranjo é passivo de interrupções sob a perda de linha ou do transformador.

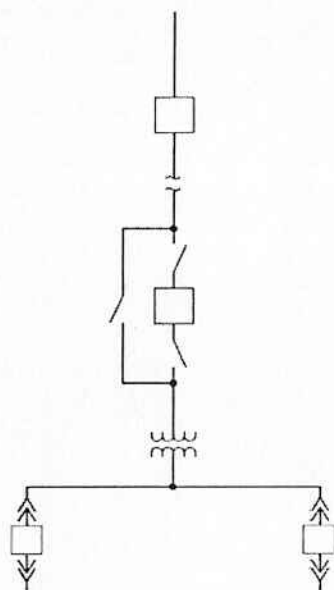


Fig 5.1: Configuração fonte isolada trafo isolado.

O segundo tipo de configuração é do tipo fonte dupla transformador isolado: Duas ou mais linhas irão enriquecer a confiabilidade do serviço e sendo a linha de transmissão o elemento menos confiável da interligação a sua duplicação que deve ser preferencialmente de fontes distintas e percorrer trajetórias diferentes, o que no caso da indisponibilidade de uma linha garante o fornecimento ao consumidor pela outra.

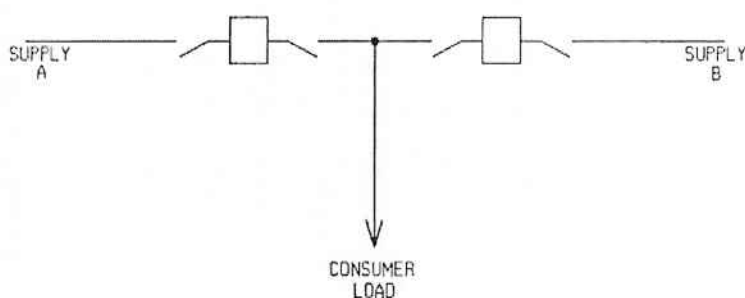


Fig 5.2: Configuração fonte dupla trafo isolado.

O terceiro tipo de configuração é a do tipo fonte dupla com dois transformadores: Nestes casos o segundo transformador sempre irá aumentar a confiabilidade, além de aliar flexibilidade operativa na barra de menor tensão

(baixa do trafo) podendo ser feita escolha dos alimentadores da planta do consumidor, o que por sua vez aumenta a proteção, diminui os níveis de curto-circuito e proporciona o isolamento de determinadas cargas da planta. Se os barramentos de baixa tensão não são operados isoladamente obteremos um aumento no nível de curto o que tornará necessário um sistema de proteção mais complexo e oneroso; por outro lado se operarmos as barras de baixa de maneira isolada, a aplicação se tornará mais simples e menos onerosa. A confiabilidade do fornecimento de energia tem uma melhora significativa se forem instalados disjuntores e seccionadoras no lado da alta de ambos os transformadores o que possibilitará no caso de uma falta em uma das linhas um arranjo de forma a manter ambos os transformadores alimentados.

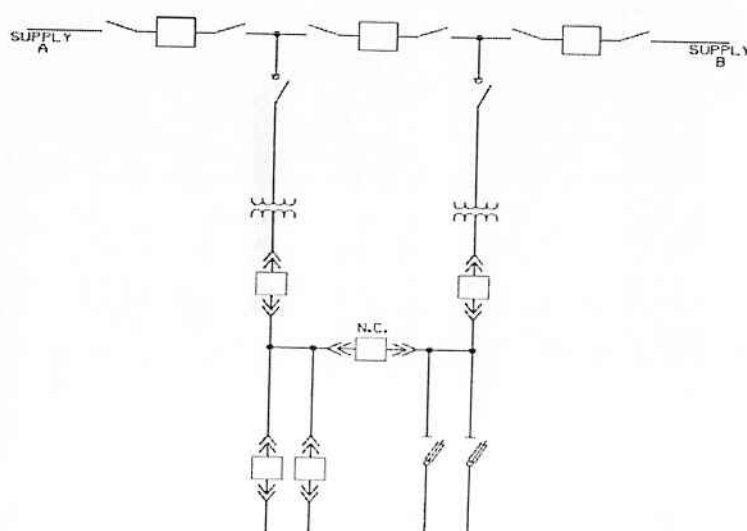


Fig 5.3: Configuração fonte dupla trafo duplo.

Outros tipos de configurações são possíveis como a configuração do tipo anel (a seguir), porém frisamos que a escolha da configuração do arranjo da interligação dependerá de alguns parâmetros básicos como o tamanho das cargas a redundância desejada e a importância do processo que se deseja abastecer.

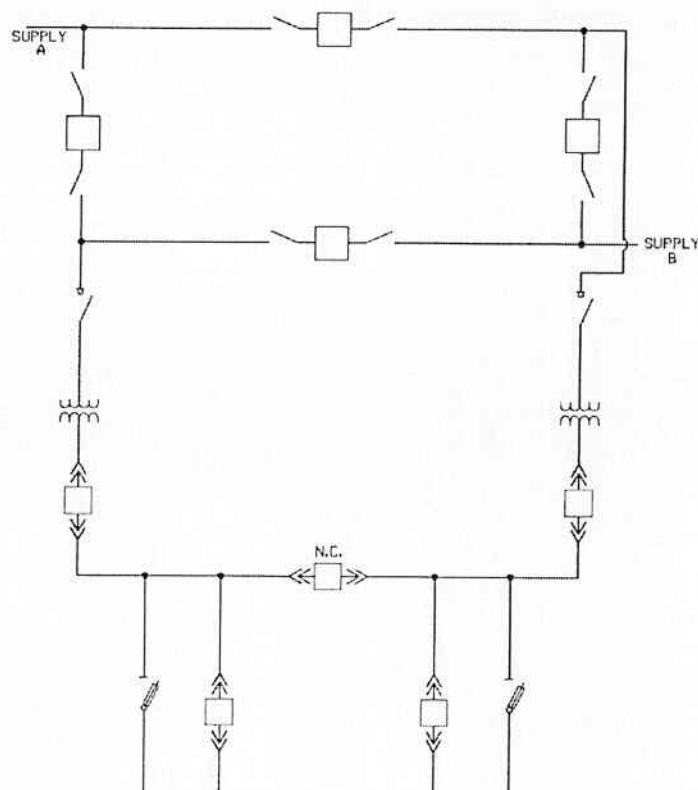


Fig 5.4: Configuração fonte dupla trafo duplo em anel.

5.2.3. Overview sobre utilização de dispositivos de proteção:

No escopo do sistema de proteção da interligação devem constar os equipamentos de medição além dos relés de proteção dimensionados a partir da importância do sistema considerado, o que irá determinar a necessidade de uma eventual proteção de retaguarda (backup), que geralmente será mais lenta do que a proteção principal para permitir a atuação desta. A seguir são apresentados os principais relés utilizados neste tipo de interligação:

Relés de sobrecorrente são usados extensamente em esquemas de proteção e sua operação esta condicionada à magnitude, duração e em alguns casos pela direção da corrente. Estes relés podem ser aplicados às barras, transformadores, linhas de transmissão e a sua operação pode ser complicada por mudanças nos níveis das correntes de falta ou por uma mudança na configuração das fontes, porém se requisitos de velocidade ou seletividade se

fizerem necessários, sistemas de proteção mais complexos devem ser utilizados.

Para a proteção de linha relés de distância são sempre utilizados por apresentarem uma ação de proteção rápida e seletiva direcional e sensível (respondem a relação entre tensão e corrente na linha) sendo conhecidos também como relés de impedância, possuem ainda a vantagem de serem utilizados em áreas com baixas correntes de falta e de carga.

Para barras e transformadores os relés diferenciais são extensamente utilizados, pois estabelecem uma zona de proteção de alta velocidade para as faltas que venham a ocorrer em seu interior ao passo que possuem uma atuação mais lenta fora da mesma zona.

No caso de interligações que apresentem co-geração, a proteção será afetada totalmente por este tipo de configuração, uma vez que teremos fluxo de potência circulando nos dois sentidos da linha. Por esse motivo o esquema de proteção deve ser capaz de detectar faltas que por ventura ocorram em instalações da concessionária assim como faltas que ocorram na subestação de interface do consumidor e assegurar que o gerador do consumidor seja imediatamente desconectado do circuito defeituoso.

5.2.4. Principais Estudos Necessários para uma Interligação Consumidor-Concessionária

Os estudos feitos para a interligação têm como função primordial fundamentar tanto a concessionária quanto o consumidor na escolha dos arranjos e equipamentos de proteção e encontrar possíveis lacunas que não foram preenchidas em primeira análise.

Estudos de curto-circuito e estabilidade fornecem informações sobre correntes de faltas, dados importantes para a escolha de equipamentos além de informações para ajustes da proteção etc...

Os principais dados requeridos para a execução da proteção são as impedâncias de seqüências positivas, negativas e zero dos transformadores,

reatores, geradores e motores síncronos suas respectivas reatâncias transitórias e sub-transitórias X_d' e X_d'' e as contribuições para curto-circuito provenientes da co-geração são dados que devem ser fornecidos pelo consumidor. Pelo outro lado a concessionária deve fornecer a mínima e a máxima potências de curto trifásicos e monofásicos.

Os estudos de fluxo de potência são essenciais para o estudo da estabilidade do sistema, eles são também importantes no caso de existirem múltiplas conexões entre o consumidor e a concessionária. Os estudos de estabilidade que levam em conta as características dinâmicas do sistema são feitos pela concessionária especialmente quando mudanças nos geradores e nos sistemas de transmissão ocorrem. Assim sendo, quando temos uma nova interligação com esquema de co-geração de energia de grande porte, ou outros tipos de aplicação com máquinas síncronas (também de grande porte), este estudo fica ainda mais justificado.

O estudo do fluxo de carga ainda pode ser útil para se determinar as melhores características de fornecimento (nível de tensão, por exemplo), assim como as condições operativas ou propriamente a readequação das instalações da concessionária. Em alguns casos estudos de transitórios são necessários para que se conheçam os efeitos de religamento, energizações de linhas instalações de bancos de capacitores, reatores, etc.

5.3. Estudo das Normas de Proteção da CPFL

5.3.1. Interligação de Autoprodutores com uma rede de Sub-transmissão (69kV e 138kV)

O Consumidor Autoprodutor aqui mencionado deve ser entendido como:

Sem fornecimento de excedentes: aquele que possui geração própria e que atende total ou parcialmente as suas próprias necessidades de energia elétrica, necessitando suprimento permanente ou eventual por parte da CPFL para atender a totalidade de suas cargas.

Com fornecimento de excedentes: aquele que possui geração própria superior às suas necessidades e cujo excedente (nunca inferior a 1 MW médio) possa ser fornecido a CPFL, podendo eventualmente necessitar de suprimento da mesma para atender suas cargas.

A Relação de Paralelismo entre CPFL e o Consumidor é bem definida na norma e deve seguir alguns pré-requisitos.

5.3.2. Requisitos gerais de paralelismo

Primeiramente a CPFL não assume qualquer responsabilidade pela proteção dos geradores e equipamentos anexos do Consumidor. Este é o responsável pela proteção adequada e eficiente de toda sua instalação, bem como de todos os seus equipamentos, de tal forma que faltas, falhas ou distúrbios no sistema da CPFL não causem danos aos seus equipamentos. Além disso, as especificações de todos os equipamentos de proteção, controle, supervisão e comunicação necessárias ao paralelismo devem atender os requisitos mínimos previstos pela CPFL, e a qualquer momento, pode ser solicitada ao Consumidor a substituição ou a inclusão de equipamentos adicionais aos recomendados caso a necessidade seja constatada.

Todos os equipamentos necessários ao paralelismo, exceto equipamentos de medição, a serem instalados nas dependências do Consumidor, devem ser da melhor procedência e qualidade, custeados, instalados e operados pelo Consumidor. O Consumidor também assumirá toda responsabilidade de dotar o seu sistema elétrico de um eficiente esquema de rejeição das cargas não prioritárias e de abertura do disjuntor de paralelismo, a fim de que distúrbios de tensão, freqüências e oscilações provenientes do sistema da CPFL não afetem as cargas prioritárias e os seus geradores.

5.3.3. Requisitos específicos de Paralelismo

O Consumidor deverá ser o único responsável pela correta sincronização de seus geradores com o sistema da CPFL. Assim, para realizar o paralelismo com a CPFL, deverá existir nas instalações do Consumidor um disjuntor próprio. Este deverá estar dotado de todos os dispositivos adequados para executar um perfeito sincronismo manual-visual automático. Em ambos os casos, serão supervisionados por relé de verificação de sincronismo (função 25), o qual somente permitirá o fechamento no caso de haver tensão em ambos os lados com valores fasoriais compatíveis e adequados entre si, de forma a permitir a manobra de paralelismo correta e segura.

Qualquer disjuntor dentro das instalações do Consumidor, através do qual porventura poderia ser feito inadvertidamente o paralelismo, deve ser dotado de intertravamento, de forma que só possa ser fechado se o disjuntor de paralelismo estiver aberto.

Se o Consumidor desejar que não haja interrupção em cargas não essenciais durante operações de manobra no sistema da CPFL ou no seu sistema poderá ter mais de um disjuntor para fazer o paralelismo. Neste caso, todos estes disjuntores devem ser dotados dos dispositivos mencionados nos parágrafos acima.

O Consumidor não poderá de forma alguma energizar circuitos desligados da CPFL.

5.3.4. Proteção

Para 138 kV, os terminais da CPFL são normalmente dotados de relés de distância de fase e terra (função 21), sobrecorrente direcional de terra temporizado e instantâneo (função 67) e direcional de terra (função 67P) para canal piloto. Para 69 kV, os relés são normalmente dotados de função sobrecorrente direcional de terra (67), temporizada e instantânea, e de distância (21) para proteção de fase.

A CPFL poderá manter seu religamento automático rápido por via do relé de função 79. Portanto, o Consumidor deverá possuir um esquema de proteção para abertura rápida e confiável do paralelismo. Dependendo dos requisitos de confiabilidade necessários ao Consumidor, poderá ser utilizado o esquema de transfer-trip (transferência de disparo) apresentado no desenho anexo. Os esquemas de religamento adotados deverão constar na Instrução de Operação pertinente (ver Item 7 - Aspectos Operativos, à frente). Deverá também, haver complementação com proteção de retaguarda, composta de relés para faltas entre fases e de fases para a terra (localizados nos disjuntores de interligação), que atuarão no disjuntor de paralelismo do Consumidor. O tempo máximo permitido para proteção de retaguarda será de 0,8 de segundo para faltas em qualquer ponto da linha de transmissão da CPFL.

O Consumidor deverá instalar um relé de frequência (função 81), o qual abrirá o paralelismo em 0,2 de segundo no caso de uma variação de 1,5 ciclos na base de 60 Hz (58,5 a 61,5 Hz), ou para uma variação menor, a critério do Consumidor. O Consumidor deverá, ainda, instalar no ponto de interligação relés de tensão (funções 59 e 27), os quais abrirão o disjuntor de paralelismo em 0,5 de segundo no caso da tensão nominal variar 20% em relação ao valor nominal, sendo que esta tensão nominal é referente à derivação do enrolamento de alta tensão em operação do transformador de potência.

Caso o Consumidor Auto-produtor em paralelo não deseje que haja inversão de potência Consumidor → CPFL, deverão ser previstos relés de potência (função 32), os quais primeiramente dispararão um alarme e após um determinado tempo abrirão o disjuntor de paralelismo. Os ajustes das proteções nas interligações serão determinados pela CPFL e modificados quando seus estudos indicarem essa necessidade.

A primeira aferição, calibração e ensaios funcionais das proteções e comandos associados ao disjuntor de interligação serão executados pela CPFL. O comissionamento e a manutenção, exceto aquele descrito no parágrafo acima, de todos os equipamentos de proteção, comando etc., necessários ao paralelismo, deverão ser executados pelo Consumidor. O Consumidor deverá emitir relatórios referentes ao comissionamento e à manutenção e, após

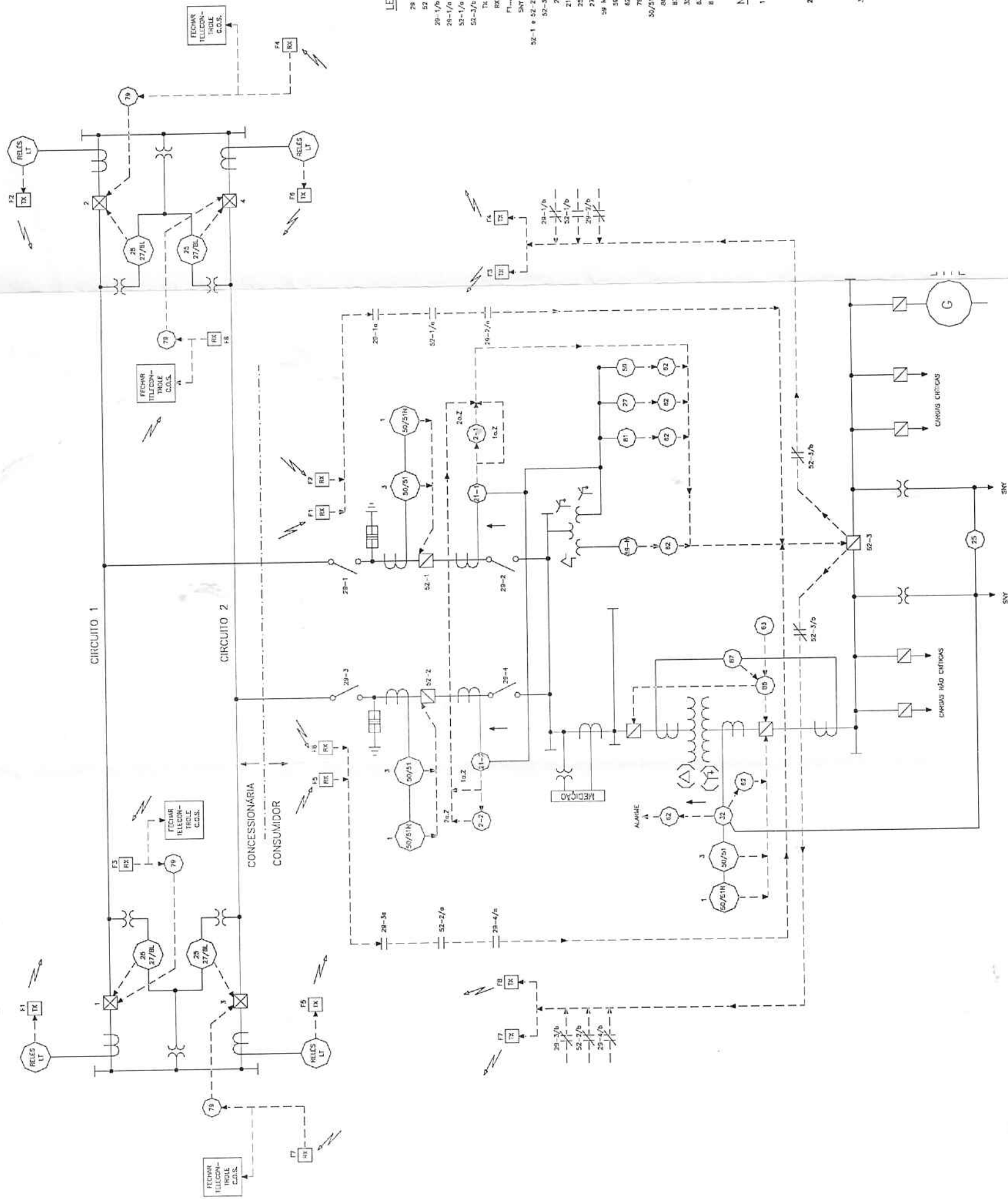
aprovação pelo engenheiro responsável, enviar uma cópia para o Departamento de Engenharia e Planejamento da CPFL. A concessionária reserva-se o direito de verificar a qualquer momento, por meio de notificação prévia, a calibração de todos os relés, comandos, etc., necessários ao paralelismo. Essa verificação inclui ainda a abertura do disjuntor de paralelismo por meio dos relés.

5.3.5. Comunicação

Existirá um sistema de comunicação constituído por um canal direto entre um ponto terminal da CPFL e a Sala de Controle nas instalações do Consumidor Autoprodutor. O ponto terminal da CPFL poderá ser o Centro de Operação (CO), uma Subestação ou uma Usina, definido em função da localização geográfica do Consumidor e dos recursos operativos da CPFL na região.

Entende-se por canal direto um meio de comunicação eficiente, rápido e confiável, devendo ser os seguintes:

Linha telefônica da concessionária de telecomunicações, e Rádio de comunicação, adquirido pelo Consumidor Autoprodutor, conforme especificação técnica da CPFL.



LEGENDA

- 28 - CHAVE TRIPOLAR
- 52 - DESJUNTOR
- 28-1/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 28-1
- 28-1/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 28-1
- 52-1/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-1
- 52-2/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-2
- 52-3/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-3
- 52-4/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-4
- 52-5/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-5
- 52-6/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-6
- 52-7/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-7
- 52-8/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-8
- 52-9/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-9
- 52-10/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-10
- 52-11/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-11
- 52-12/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-12
- 52-13/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-13
- 52-14/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-14
- 52-15/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-15
- 52-16/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-16
- 52-17/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-17
- 52-18/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-18
- 52-19/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-19
- 52-20/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-20
- 52-21/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-21
- 52-22/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-22
- 52-23/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-23
- 52-24/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-24
- 52-25/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-25
- 52-26/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-26
- 52-27/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-27
- 52-28/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-28
- 52-29/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-29
- 52-30/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-30
- 52-31/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-31
- 52-32/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-32
- 52-33/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-33
- 52-34/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-34
- 52-35/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-35
- 52-36/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-36
- 52-37/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-37
- 52-38/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-38
- 52-39/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-39
- 52-40/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-40
- 52-41/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-41
- 52-42/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-42
- 52-43/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-43
- 52-44/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-44
- 52-45/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-45
- 52-46/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-46
- 52-47/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-47
- 52-48/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-48
- 52-49/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-49
- 52-50/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-50
- 52-51/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-51
- 52-52/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-52
- 52-53/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-53
- 52-54/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-54
- 52-55/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-55
- 52-56/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-56
- 52-57/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-57
- 52-58/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-58
- 52-59/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-59
- 52-60/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-60
- 52-61/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-61
- 52-62/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-62
- 52-63/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-63
- 52-64/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-64
- 52-65/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-65
- 52-66/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-66
- 52-67/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-67
- 52-68/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-68
- 52-69/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-69
- 52-70/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-70
- 52-71/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-71
- 52-72/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-72
- 52-73/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-73
- 52-74/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-74
- 52-75/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-75
- 52-76/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-76
- 52-77/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-77
- 52-78/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-78
- 52-79/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-79
- 52-80/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-80
- 52-81/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-81
- 52-82/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-82
- 52-83/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-83
- 52-84/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-84
- 52-85/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-85
- 52-86/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-86
- 52-87/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-87
- 52-88/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-88
- 52-89/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-89
- 52-90/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-90
- 52-91/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-91
- 52-92/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-92
- 52-93/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-93
- 52-94/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-94
- 52-95/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-95
- 52-96/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-96
- 52-97/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-97
- 52-98/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-98
- 52-99/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-99
- 52-100/9 - CONJUNTO AUXILIAR DE 52-100

NOTAS

- 1 - CASO DE FORNECIMENTO POR UM ÚNICO CIRCUITO:
CONSIDERAR APENAS OS DESJUNTORES 1 e 2 DA CONCESSIONÁRIA E O DESJUNTOR 52-1 DE INTERLIGAÇÃO
- 2 - CASO DE FORNECIMENTO RÁDIAL POR DOIS CIRCUITOS:
CONSIDERAR APENAS OS DESJUNTORES 1 e 2 DA CONCESSIONÁRIA E OS DESJUNTORES 52-1 e 52-2 DE INTERLIGAÇÃO
- 3 - CASO DE FORNECIMENTO RÁDIAL POR UM ÚNICO CIRCUITO:
CONSIDERAR APENAS O DESJUNTOR 1 DA CONCESSIONÁRIA E O DESJUNTOR 52-1 DE INTERLIGAÇÃO

figura 5.5 - Esquema de Comando, Proteção e Controle para Paralelismo de Consumidores Autoprodutores e com Sistema de 69kV e 138kV da CPFL

5.4. Análise geral

Dentro das normas e dos outros estudos realizados, pudemos reunir alguns dos principais aspectos da proteção das interligações das concessionárias com os produtores independentes. São eles:

5.4.1. Proteção do paralelismo da interligação

Na ocorrência de faltas, os equipamentos de isolamento automático devem atender às seguintes condições:

- problemas na rede da concessionária que possam causar problemas para o sistema elétrico da indústria devem ser prontamente detectados e resultar no isolamento dos dois sistemas;
- problemas na geração própria não devem causar a interrupção do fornecimento da rede da concessionária;
- curtos-circuitos no sistema da indústria também não devem causar a interrupção do fornecimento da concessionária. Desta maneira assegura-se a manutenção do nível de tensão.

Para atender a todas estas condições, a proteção do paralelismo é composta por uma combinação lógica de vários tipos de relês. Os relês fundamentais que devem compor o esquema são sub e sobretensão e sub e sobrefrequência. Para acelerar a atuação da proteção em caso de faltas e evitar a atuação indevida destas proteções em outras condições, acrescentam-se ao esquema relês direcionais de corrente e potência ativa e também (se necessário) relês de taxa de frequência.

Em sistemas onde os tempos críticos de abertura de falta (limites de perda de estabilidade para curtos-circuitos) são baixos ou onde os tempos de atuação das proteções de curto-circuito são altos por questões de seletividade, se devem limitar os tempos de eliminação de faltas para diminuir o risco de instabilidade. Isto pode ser resolvido através da otimização dos ajustes da proteção (se houver margem para tal) e modernização dos equipamentos, cujo

alto custo não é geralmente justificável pela redução de eventos não estáveis e redução de risco de dano no turbogerador. A alternativa nestes casos é a instalação de relês de perda de sincronismo que funcionam pelo critério de mudança repentina de ângulo de fase da tensão, que conseguem detectar a perda de sincronismo antes mesmo de ocorrer o escorregamento de um pólo do gerador.

A definição do esquema ideal de proteção para o paralelismo depende fortemente do comportamento dinâmico do sistema a ser protegido. Apesar de já existirem esquemas e ajustes consagrados, a maneira mais confiável de se verificar a adequação do esquema e de se analisarem casos especiais é através de simulações dinâmicas em programas que permitam a modelagem dinâmica de todos os relês do paralelismo e de outros que possam causar trip de geradores ou cargas prioritárias por atuação indevida (tipicamente relês de sobrecorrente, perda de campo e de reversão de potência dos geradores e relês de subtensão de motores), além da modelagem detalhada das características eletromecânicas da carga (principalmente grandes motores de indução e síncronos) e dos geradores.

5.4.2. Religamento de Linhas no Sistema da Concessionária

Deve ser dada atenção especial à questão do religamento após a ocorrência das faltas.

O religamento do ramal que alimenta uma indústria cogeneradora (religamento radial) deve ser evitado, pois o desligamento momentâneo da interligação com a concessionária permitirá que os geradores da indústria acelerem ou desacelerem e assim eles não estarão mais em fase com a rede no momento do religamento. Isto causaria grandes oscilações de torque nos eixos das máquinas de tal forma que a fadiga resultante pode levar a um defeito prematuro nos equipamentos. A proteção do paralelismo deve ser rápida e sensível o suficiente para isolar o sistema antes do religamento. No caso do fluxo na interligação em regime ser baixo, a variação das grandezas elétricas na

interligação assim como a atuação da proteção serão mais lentas de forma que neste caso a maneira mais confiável (porém mais cara) de se evitar o religamento é a transferência do sinal de trip da linha da concessionária para a chegada na subestação da indústria. Também se pode instalar no religador um relê de cheque de linha desligada que impediria o religamento no caso da linha se mantiver energizada pela geração da indústria.

A confirmação da atuação correta da proteção deve preferencialmente ser verificada através de simulações dinâmicas. Através de uma modelagem detalhada do sistema incluindo neste os relés de proteção do paralelismo e o religador, pode-se avaliar a atuação da proteção para várias condições de carga tanto na concessionária quanto na indústria e pode-se avaliar também a influência do tipo de falta e sua duração na proteção estudada.

Outro tipo de religamento que pode causar efeitos danosos ao sistema da indústria é aquele que não é efetuado no ramal que alimenta a indústria, mas em um ramal próximo, o que pode alterar o fluxo de potência (e conseqüentemente o ângulo de fase da tensão) significativamente no ramal que alimenta a indústria.

Neste caso, se o modelo do sistema da concessionária nas proximidades da indústria for agregado ao da própria indústria para estudos de transitórios dinâmicos, pode ser estudado o efeito dos religamentos em linhas próximas no sistema da indústria. No caso de serem identificados problemas potenciais, pode-se discutir com a concessionária mudança na prática de religamento nesta área.

6. Estudo dos Submódulos do ONS

6.1. Abrangência

Os requisitos técnicos descritos nos sub-módulos se aplicam a todas as instalações de transmissão licitadas, leiloadas, autorizadas ou lançadas em mercado por qualquer outro processo, após a data da publicação da homologação pela ANEEL dos sub-módulos. Estes requisitos técnicos descritos se aplicam nos casos de inserção de novos vãos e ampliações das instalações de transmissão já existentes na Rede Básica (devem ser adotados para os níveis de tensão de 750, 500, 440, 345, 230 e 138kV das instalações de transmissão que venha a ser integrada à Rede Básica).

6.2. Requisitos Gerais

Alguns requisitos, tanto técnicos como gerais, são feitos pelo ONS, para garantir a qualidade dos equipamentos e operação da rede básica, nivelando “por cima” as novas instalações. Abaixo estão resumidos os requisitos gerais que mais se aplicam ao nosso trabalho, apesar de tratarem geralmente de características físicas das instalações, e não de filosofia de proteção (requisitos técnicos que serão comentados mais abaixo).

Primeiramente, todos os sistemas deverão ser integrados no nível da instalação permitindo o acesso local ou remoto de todos os seus dados, ajustes, registros de eventos, grandezas de entradas e outras informações. Esta integração não deve impor restrições à operação dos equipamentos primários da instalação. A tecnologia digital numérica deve ser utilizada em novas instalações de transmissão, o que facilita o acesso a todas as informações necessárias. No caso de implantação de um novo vão em instalações de transmissão existentes, os sistemas deverão ser compatibilizados com os já instalados, devendo ser utilizado, sempre que possível tecnologia digital numérica.

Estes sistemas devem possuir recursos (como modos de seleção de operação local ou remota) de modo a possibilitar a intervenção das equipes de manutenção evitando que seja necessário o desligamento de equipamentos primários (lembrando que a proteção deve ser sempre independente e estar operando a maior parte do tempo que for possível).

6.3. Requisitos Técnicos dos Sistemas de Proteção (aspectos gerais)

Os transformadores de corrente para alimentação dos sistemas de proteção deverão ser dispostos na instalação de forma a permitir a superposição das zonas de proteções unitárias de equipamentos primários adjacentes, e a proteção desses equipamentos deve ser concebida de maneira a não depender de proteção de retaguarda remota no sistema de transmissão. Nos casos de barramentos, é admitida excepcionalmente proteção de retaguarda remota quando da indisponibilidade de sua única proteção.

Cada equipamento primário, exceção feita aos barramentos, deve ser protegido por, no mínimo, dois conjuntos de proteção completamente independentes. Acrescenta-se, quando aplicável, a proteção intrínseca dos equipamentos. E os sistemas de proteção devem ser constituídos, obrigatoriamente, de equipamentos discretos e dedicados para cada componente da instalação (linha de transmissão, transformador, barramento, etc.) podendo os mesmos ser do tipo multifunção, além de que deverão possuir saídas para acionar disjuntores com dois circuitos de disparo independentes e para acionamento monopolar e/ou tripolar.

6.4. Sistema de Proteção de Linhas de Transmissão

Compreende o conjunto de equipamentos e acessórios instalados em todos os terminais da linha de transmissão, necessários e suficientes para a

detecção e eliminação de todos os tipos de faltas (envolvendo ou não alta impedância de falta) e outras condições anormais de operação nas linhas de transmissão, realizando a discriminação entre faltas internas e externas à linha de transmissão protegida.

6.4.1. Esquemas de Religamento

As linhas de transmissão devem ser dotadas de esquema de religamento automático. Este esquema deverá permitir a seleção do tipo e número de tentativas de religamento, com duas possibilidades: tripolar e monopolar. Na posição “tripolar” qualquer ordem de disparo iniciada por proteção irá desligar os três pólos do disjuntor e iniciará o religamento tripolar. Na posição “monopolar”, o desligamento e o religamento dos dois terminais da linha de transmissão deverão ser monopolares para curtos-circuitos fase-terra e tripolares para os demais tipos de curtos-circuitos. Caso não haja sucesso no ciclo de religamento o desligamento será tripolar (por exemplo, no caso de curto-circuito permanente).

Os relés de religamento deverão possuir temporizadores independentes com possibilidade de ajuste de tempo morto, para religamento monopolar e tripolar. Uma vez iniciado um determinado ciclo de religamento, um novo ciclo somente será permitido depois de decorrido um tempo mínimo ajustável, que se iniciará com a abertura do disjuntor.

O esquema de verificação de sincronismo deve supervisionar todo comando de fechamento tripolar de disjuntores, sendo composto por unidade de verificação de sincronismo e por unidades de supervisão de subtensão e sobretensão.

O religamento tripolar realizado pelo terminal LÍDER (terminal da linha que primeiro irá religar) deverá religar somente se não houver tensão na linha de transmissão. O terminal SEGUIDOR (terminal que irá religar somente após o terminal líder ter religado) deverá religar somente após a verificação de sincronismo e havendo nível de tensão adequado do lado da linha de

transmissão, e o relé de verificação de sincronismo deverá monitorar o módulo, o ângulo e o escorregamento entre as tensões a serem sincronizadas para garantir essa adequação da tensão. Os esquemas de religamento automático monopulares são para atuações exclusivas após a eliminação de faltas monofásicas por proteções unitárias. Estes esquemas deverão atender às restrições descritas acima para os religamentos tripolares.

Durante o período de operação com fase aberta imposto pelo tempo morto do religamento monopolar, deverão ser bloqueadas as funções direcionais de sobrecorrente de seqüências negativa e zero de alta sensibilidade. Durante este período de tempo, qualquer ordem de disparo para o disjuntor, como, por exemplo, vinda das outras fases, deverá ser tripolar, cancelando o religamento da linha de transmissão.

Os relés verificadores de sincronismo utilizados nos esquemas de religamento tripolar, deverão permitir o ajuste do tempo total de religamento, considerando a contagem de tempo desde a abertura do disjuntor e incluindo os tempos mortos típicos para as respectivas classes de tensão. Além disso, deverão possibilitar ajustes da diferença de tensão, defasagem angular, diferença de frequência e permitir seleção das seguintes condições para fechamento do disjuntor:

1. Barra viva - linha morta;
2. Barra morta - linha viva;
3. Barra viva – linha viva;
4. Barra morta - linha morta.

6.4.2. Linhas de Transmissão 750, 500, 440 e 345kV

Cada terminal de linha de transmissão deve ser equipado com dois conjuntos independentes de proteção, do tipo proteção principal e proteção alternada, totalmente redundante, provendo cada um deles completa proteção unitária e de retaguarda.

As proteções unitárias, integrantes dos sistemas de proteção principal e alternada devem ser capazes de realizar, individualmente e independentemente, a detecção e eliminação de faltas entre fases e entre fases e a terra para 100% da extensão da linha de transmissão protegida, sem retardo de tempo intencional. O tempo total de eliminação de faltas, incluindo o tempo de abertura dos disjuntores de todos os terminais da linha de transmissão, não deve exceder a 100 milissegundos.

No caso de utilização de proteção por relés de distância, a mesma deve possuir as seguintes funções e características:

- Elementos de medição para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra (21/21N), com pelo menos, três zonas diretas e uma reversa e temporizadores independentes para cada zona. As unidades de medição deverão apresentar sobrealcance transitório máximo de 5% para defeitos sólidos com máxima componente exponencial;
- A proteção de distância deve ser complementada com a utilização de proteção de sobrecorrente direcional de neutro (67N), com unidades instantâneas e temporizadas;
- Permitir a adequada eliminação de faltas que ocorram durante a energização da linha de transmissão, mesmo quando a alimentação de potencial para a proteção seja proveniente de redutor de medida instalado na linha de transmissão ("line pick-up");
- Permitir o bloqueio das unidades de distância por oscilações de potência (68OSB).
- Se a proteção unitária for realizada por relés de distância, a mesma deve se adequar, por configuração de sua lógica, aos seguintes esquemas básicos de teleproteção:
- Esquema permissivo de transferência de disparo por subalcance (PUTT);

- Esquema permissivo de transferência de disparo por sobrealcance (POTT);
- Esquema de desbloqueio por comparação direcional (DCU);
- Esquema de bloqueio por comparação direcional (DCB);
- Esquema de transferência de disparo direto (DUTT).

Todo desligamento tripolar em um terminal da linha de transmissão deve gerar um comando a ser transferido para o terminal remoto, via esquema de transferência de disparo direto, para efetuar desligamento do(s) disjuntor(es) do terminal remoto. A lógica de recepção deverá discriminar os desligamentos para os quais é desejado o religamento da linha de transmissão, daqueles para os quais o religamento deve ser bloqueado.

As proteções Principal e Alternada devem possuir esquema para disparo por perda de sincronismo (78), e todo terminal de linha de transmissão deve possuir proteção Principal e Alternada para sobretensões (59) com elementos instantâneos e temporizado independentes e faixa de ajustes de 1,1 a 1,6 vezes a tensão nominal (Os elementos instantâneos devem operar somente para eventos onde se verificam sobretensões simultaneamente nas três fases, enquanto os temporizados devem operar para eventos em qualquer uma das três fases).

Todo terminal de linha de transmissão deve possuir esquema para verificação de sincronismo, para supervisionar o comando de fechamento tripolar dos disjuntores.

6.4.3. Linhas de Transmissão 230 kV

A filosofia para a proteção de linhas de 230k/v é bem parecida com as outras de tensão maior, sendo um pouco menos rigorosa basicamente em alguns aspectos:

- O conjunto de proteção de retaguarda deve ser capaz de realizar, individualmente e independentemente, a eliminação de faltas entre fases e entre fases e terra, sem retardo de tempo intencional, para

a maior extensão possível da linha de transmissão protegida, considerando os limites de exatidão dos ajustes dos relés e outras características da linha de transmissão, ou seja, a proteção de retaguarda não mais precisa cobrir 100% da linha.

- O tempo total de eliminação de faltas pela proteção unitária não deve exceder a 150 milissegundos.
- Quando necessário ou aplicável, o desligamento em um terminal da linha de transmissão deve gerar um sinal a ser transferido para o terminal remoto, via esquema de transferência direta de disparo, para efetivar o desligamento do(s) disjuntor(es) do terminal remoto.

6.4.4. Linhas de Transmissão de 138 kV

As linhas de transmissão em 138 kV que pertençam a Rede Básica, devem atender, no mínimo, aos mesmos requisitos básicos dos sistemas de proteção definidos para as linhas de transmissão em 230 kV, conforme descrito acima.

6.5. Sistema de Proteção de Barramentos

Compreende o conjunto de equipamentos e acessórios, necessários e suficientes, para a detecção e eliminação de todos os tipos de faltas nas barras (envolvendo ou não alta impedância de falta), realizando a discriminação entre faltas internas e externas ao barramento protegido.

6.5.1. Barramentos 750, 500, 440, 345, 230, 138kV

O tempo total de eliminação de faltas, incluindo o tempo de operação da proteção do barramento, dos relés auxiliares e o tempo de abertura dos disjuntores, não deve ser superior a 100 milissegundos para barramentos de

tensões iguais ou maiores que 345 kV e 150 milissegundos para os barramentos dos níveis de tensão inferiores.

Cada barramento da instalação, nas tensões acima, deve possuir pelo menos um conjunto de proteção unitária, com as seguintes funções e características:

- Proteção com princípio diferencial, por sobrecorrente diferencial percentual ou alta impedância (87), ou comparação de fase, para as três fases;
- Possuir imunidade para os diferentes níveis de saturação dos transformadores de corrente, com estabilidade para faltas externas e sensibilidade para faltas internas;
- Quando necessário, possuir sistema dedicado para limitar as sobretensões secundárias;
- Deve ser seletiva, desligando apenas os disjuntores conectados à seção defeituosa do barramento, mesmo no caso de arranjos de barramento com configuração variável por manobra de seccionadoras;

A proteção do barramento deve atuar nos disjuntores através de relés auxiliares rápidos e em relés de bloqueio (86B), para bloquear o fechamento dos mesmos.

6.6. Sistema de Proteção de Transformadores

Compreendem o conjunto de equipamentos e acessórios necessários e suficientes para a eliminação de todos os tipos de faltas internas (para a terra, entre fases ou entre espiras) em transformadores de dois e três enrolamentos ou em autotransformadores, além de prover proteção de retaguarda para falhas externas e internas à sua zona de proteção e dos dispositivos de supervisão próprios de temperatura de enrolamento e de óleo, válvulas de alívio de pressão e relé de gás, em tempos compatíveis com os admitidos neste Submódulo.

6.6.1. Transformadores com mais alto nível de tensão em 750, 500, 440 ou 345 kV

Todo transformador nestes níveis de tensão deve dispor de três conjuntos de proteção:

- Proteção principal;
- Proteção alternada;
- Proteção intrínseca.

O tempo total de eliminação de faltas, incluindo o tempo de operação do relé de proteção, dos relés auxiliares e o tempo de abertura dos disjuntores associados ao transformador pelas proteções unitárias, não deve exceder a 120 milissegundos.

As proteções unitárias integrantes dos conjuntos de proteção Principal e Alternada devem possuir as seguintes funções e características:

- Proteção diferencial percentual trifásica ou três unidades monofásicas, com circuitos de restrição para tantos enrolamentos quantos necessários, com bloqueio ou restrição para 2º e 5º harmônicos e unidade diferencial instantânea ajustável (87);
- As proteções unitárias devem atuar sobre relés de bloqueio (86T), para comandar a abertura e bloqueio de todos os disjuntores do transformador.

As proteções de retaguarda, integrantes dos conjuntos de proteção Principal e Alternada devem possuir as seguintes funções e características atuando nos disjuntores através de relés de disparo de alta velocidade:

- Proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase e de neutro, (50/51, 50/51N), composta por conjuntos de proteção vinculados a cada um dos enrolamentos do transformador;
- Proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada de terra (50/51G), composta por conjuntos de proteção vinculados a cada ponto de aterramento do transformador;

- Sobretensão de seqüência zero (64), quando necessária, para detecção de falhas a terra no enrolamento terciário, em transformadores com o terciário ligado em delta, sendo que esta função deve ser prevista apenas para alarme;
- Proteção de sobrecarga (50/51-OLT), com temporizador (62-OLT) independente ajustável.

A proteção intrínseca deve possuir as seguintes funções e características:

- Proteção por acúmulo ou detecção de gás, (tipo Buchholz ou similar, 63), pressão súbita de óleo ou gás (válvula de segurança ou similar, 63V), ambas promovendo o desligamento do transformador através de relé de bloqueio (86T);
- Proteção para temperatura do óleo (26) e dos enrolamentos (49), ambas com contatos para alarme de advertência e urgência, bem como contatos para disparo dos disjuntores após temporização ajustável.

6.6.2. Transformadores com mais alto nível de tensão em 230 e 138 kV

Todo transformador nestes níveis de tensão deve dispor de três conjuntos independentes de proteção:

- Proteção unitária;
- Proteção de retaguarda;
- Proteção intrínseca.

O tempo total de eliminação de faltas, incluindo o tempo de operação do relé de proteção, dos relés auxiliares e o tempo de abertura dos disjuntores associados ao transformador, pelas proteções unitárias não deve exceder a 150 milissegundos. Estas proteções devem ter as mesmas funções e características conforme descrito para níveis de tensões mais altos

6.7. Sistema de Proteção de Reatores *Shunt*

Compreende o conjunto de equipamentos e acessórios necessários e suficientes para a eliminação de todos os tipos de faltas internas (para a terra, entre fases ou entre espiras) em reatores mono ou trifásicos, com neutro em estrela aterrada, conectados nas linhas de transmissão ou em barramentos.

Todo reator de 750, 500, 440, 345, 230 e 138 kV deve dispor de três conjuntos independentes de proteção:

- Proteção unitária;
- Proteção de retaguarda;
- Proteção intrínseca.

O tempo total de eliminação de faltas, incluindo o tempo de operação do relé de proteção, dos relés auxiliares e o tempo de abertura dos disjuntores, pelas proteções diferenciais não deve exceder a 100 milissegundos para reatores em tensões acima de 345kV e 150 milissegundos para reatores em tensões até 230kV.

- A proteção unitária deve possuir as seguintes funções e características:
- Proteção de sobrecorrente diferencial percentual (87R);

No caso de reatores trifásicos, é admitida a proteção diferencial monofásica, com conexão residual entre os TCs do lado da linha de transmissão ou do barramento e um único TC existente no fechamento do neutro do reator. Caso existam TCs por fase no lado de neutro, a proteção diferencial deve ser trifásica.

A proteção de retaguarda deve possuir as seguintes funções e características:

- Proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase e de neutro (50/51 e 50/51N), localizada no lado da linha de transmissão ou do barramento do reator;
- Proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada de terra (50/51G) no aterramento do neutro do reator.

A proteção intrínseca deve possuir as seguintes funções e características:

- Proteção por acúmulo ou detecção de gás, (tipo Buchholz ou similar, 63), pressão súbita de óleo ou gás (válvula de segurança ou similar, 63V), ambas promovendo o desligamento do reator através de relé de bloqueio (86T);
- Proteção para temperatura do óleo (26) e dos enrolamentos (49), ambas com contatos para alarme de advertência e urgência, bem como contatos para disparo dos disjuntores após temporização ajustável.

As proteções do reator devem atuar sobre relé de bloqueio (86R), para:

- No caso de reatores manobráveis por disjuntor(es) próprio(s), abrir e bloquear o fechamento do(s) disjuntor(es) do reator;
- No caso de reatores diretamente conectados a linha de transmissão, abrir e bloquear o fechamento do(s) disjuntor(es) do terminal local da linha de transmissão associada, e enviar transferência direta de disparo promovendo a abertura e o bloqueio de fechamento dos disjuntores remotos.

6.8. Sistema de Proteção Para Falha de Disjuntor

Todo disjuntor da subestação deve ser protegido por esquema para falha de disjuntor, consistindo de relés detectores de corrente, temporizadores e relés de bloqueio, com as seguintes características:

- Partida pela atuação de todas as proteções que atuam sobre o disjuntor protegido;
- Promover um novo comando de abertura no disjuntor protegido (*retrip*), antes da atuação no relé de bloqueio;
- Comandar, por atuação do relé de bloqueio, a abertura e bloqueio de fechamento de todos os disjuntores necessários à eliminação da falha, em caso de recusa de abertura do disjuntor;

- Possuir sensores de sobrecorrente de fase e terra, ajustáveis, de alta relação.
- Operação/desoperação e temporizadores ajustáveis.

Os sistemas de proteção para falha de disjuntores associados a equipamentos, tais como transformadores e reatores, devem permitir a inicialização através de sinais de operação das proteções mecânicas ou referentes a outras faltas, onde não existem níveis de corrente suficientes para sensibilizar as unidades de supervisão de sobrecorrente do esquema de falha de disjuntor. Nestes casos, devem ser previstas lógicas de paralelismo entre os contatos representativos de estado dos disjuntores e os contatos das unidades de supervisão de corrente, de forma a viabilizar a atuação do esquema de falha de disjuntor para todos os tipos de defeitos nestes equipamentos, inclusive aqueles não capazes de sensibilizar os relés de supervisão de corrente do referido esquema.

O tempo total de eliminação de faltas pelo esquema de falha de disjuntores, incluindo o tempo de operação do relé de proteção (50/62BF), dos relés auxiliares e o tempo de abertura dos disjuntores, não deve exceder a 250 milissegundos para os níveis de tensão de 750, 500 e 440 kV, e a 300 milissegundos para os níveis de tensão de 345, 230 e 138 kV.

A proteção para falha de disjuntores deve comandar a abertura do menor número de disjuntores adjacentes ao disjuntor defeituoso, suficientes para a eliminação da falha, promovendo, quando necessário, a transferência direta de disparo para o(s) disjuntor(es) remoto(s). No caso de barramento com configuração variável por manobras de seccionadoras, a proteção para falha de disjuntor deve ser seletiva para todas as configurações, de modo a desconectar apenas a seção defeituosa.

7. Estudo de caso: USINA BARRA GRANDE

7.1. Introdução

Estabelecida na região de Lençóis Paulista no ano de 1955 a Usina de Açúcar Barra Grande Ltda, doravante denominada “UBG” possui atualmente uma usina termelétrica integrada à sua planta industrial de beneficiamento de cana de açúcar, a qual constitui-se de quatro turbinas de contra pressão movidas pelo vapor proveniente da queima do bagaço da cana, que se conectam respectivamente a quatro geradores elétricos síncronos trifásicos de 6625, 7500, 18750 e 45750kVA, todos possuindo tensão nominal de 13,8kV e fator de potência 0,8 Indutivo, tendo sido o quarto e maior gerador comissionado no mês de abril de 2003. Devido a este motivo a UBG deixará de se enquadrar na modalidade de um Autoprodutor (AP) para entrar na modalidade de Produtor Independente de Energia (PIE), onde pretende vender um suprimento constante de energia à concessionária (CPFL), através da rede de sub-transmissão da mesma e na tensão de linha de 138kV, garantindo o suprimento constante mesmo em períodos de entressafra.

7.2. Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE)

O Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE é uma figura criada pela Lei 9.074/95:

“Art.11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”.

Parágrafo único. O produtor independente de energia elétrica está sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização”.

A regulamentação do PIE consta do Decreto nº 2.003, de 10/09/1996.

Para o cogrador como a UBG, esta categoria pode ser da maior importância nos casos em que as necessidades de calor e de eletricidade do processo produtivo são tais que o equipamento de dimensão economicamente ótima deve gerar eletricidade em excesso às necessidades internas, em condições que o permitam efetivar um contrato de suprimento. Neste caso ele tem capacidade de venda regular, em prazos normalmente longos, de energia elétrica a terceiros.

Tipos de Operação: O Decreto 2003/96 estabelece duas formas de operação para os cogradores:

Art. 14. A operação energética das centrais geradoras de produtor independente e de autoprodutor poderá ser feita na modalidade integrada ou não integrada.

A definição de operação integrada é dada no mesmo artigo:

“§ 1º: Considera-se operação integrada ao sistema aquela em que as regras operativas buscam assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros”.

§ 2º: Sempre que a central geradora, em função de sua capacidade e da sua localização, interferir significativamente na operação do sistema elétrico, o contrato de concessão ou o ato autorizativo disporá sobre a necessidade de sua operação integrada “”.

E exclui os cogradores autoprodutores:

“§ 5º As usinas termelétricas destinadas a autoprodução operarão na modalidade não integrada, podendo ser interligadas ao sistema elétrico”.

A maioria dos cogeradores operará de forma não integrada. Isto não significa que não possam operar comprando e vendendo energia ao sistema, usufruindo as vantagens da operação conjunta com o sistema e permitindo que este também tenha benefícios na região onde o cogerador estiver instalado.

As três unidades geradoras menores da UBG operam em paralelismo com a concessionária, estando instaladas em uma sala de máquinas onde também se abrigam painéis de proteção, excitação e distribuição.

7.3. Características do caso:

A energia produzida pela usina termelétrica atende à demanda da planta industrial e, a exemplo do ano de 1999, além das necessidades próprias, (130% da geração elétrica), colocando à venda em quatro meses cerca de 3000MWh para a concessionária em uma tensão de 138kV, em uma interligação na linha de transmissão da CPFL que liga os municípios de Botucatu e São Manuel.

Além disto, pelo fato da UBG ter passado por uma ampliação com a construção de mais um "bay" para abrigar um novo transformador a ser conectado ao novo gerador, a proteção da subestação da usina não se torna convencional, pois pelo fato de existirem dois transformadores em paralelo (um a ser adicionado), o nível de curto dos barramentos tende a se elevar consideravelmente (observamos que ele chegou a aumentar duas vezes e meia), demandando por parte da UBG de um novo ajuste em seus equipamentos de proteção o que será objeto da análise deste capítulo.

7.4. Estudos:

7.4.1. Objetivos dos estudos:

A primeira coisa que devemos saber quando queremos implementar um projeto de proteção é o perfil de comportamento das cargas e dos equipamentos ligados ao sistema em estudo, em um projeto convencional de proteção

devemos levar em consideração todas as possibilidades de arranjo tanto das cargas, na geração como no carregamento das linhas da interligação, o que na maioria das vezes torna o trabalho um tanto repetitivo, pois de posse de todas as condições possíveis, realizam-se todos os cálculos de fluxo de carga, curto-circuito etc... Como este estudo têm por objetivo a assimilação do procedimento de ajuste da proteção e com a concordância dos orientadores, os autores selecionaram quatro condições de operação as quais se mostraram serem as principais condições operativas a subsidiar com dados o estudo, para que pudessem ser efetuados os ajustes.

7.4. Estudos de Fluxo de Potência

7.4.1 Considerações do modelo.

O primeiro estudo a ser realizado para saber as reais condições de um dado sistema de potência é o estudo fluxo de carga ou fluxo de potência, este estudo é que irá nos dizer se o nível de tensão ao longo de todo o circuito esta de acordo com os valores nominais, se o fator de potência esta conforme o esperado (dentro da norma) e também se os taps dos transformadores estão na melhor posição possível, ele é necessário ainda para subsidiar o estudo de curto-circuito, pois fornece as condições de pré-falta e para a análise das condições de regime, pois é o principal indicador da superação de capacidade térmica de uma linha ou determinado equipamento.

Para que fosse possível a realização deste estudo utilizamos o software PowerFactory® da DigSilent AG da Alemanha, este software executa a priori uma modelagem trifásica das cargas o que para o tipo de estudo que realizamos se mostrou eficiente, visto que não dispúnhamos de dados referentes a desequilíbrios de cargas para este caso.

7.4.2 Dados para o estudo de Fluxo de carga

Para procedermos ao estudo de fluxo de carga para a UBG necessitamos fazer um levantamento dos seguintes dados:

- Potência de curto-circuito trifásica e fase-terra da concessionária, no ponto de interligação com a UBG, pois é a única informação que nos permite avaliar as impedâncias de seqüência zero e positiva do equivalente de rede da rede da CPFL.

PCC 3Ø CPFL = 846,38 MVA;

PCC 1Ø CPFL = 521,31 MVA;

- Impedâncias das cargas internas da UBG, assim como as impedâncias dos cabos, bancos de capacitores, reatores e dos circuitos da concessionária e dos circuitos internos da própria UBG, assim como suas respectivas ampacidades.

- Parâmetros das máquinas síncronas com tensão nominal, potência nominal, reatâncias X_d , X'_d , X''_d , X_q , X'_q , X''_q , X_2 , X_0 , as constantes de tempo T_d' , T_d'' , T_a . Os ajustes dos controladores de velocidade e de tensão dos geradores. Na configuração do arranjo "setamos" os três maiores geradores como barras PQ e o menor gerador como o regulador, ou seja, uma barra PV. Considerou-se ainda que todos os geradores operam em modo *drop* (estatismo) e que a referência dos reguladores de velocidade são ajustadas pelo operador.

- Grupos de Ligação dos transformadores de força assim como suas impedâncias de seqüência zero e positiva.

Trafo 1: $S_{nom} = 31,25$ MVA, Dyn, 20Ω $z_1 = (0,013 + j0,348pu)$; $z_0 = (31,52 + j0,348pu)$;

Trafo 2: $S_{nom} = 43,75$ MVA, Dyn, 20Ω $z_1 = (0,02 + j0,488pu)$; $z_0 = (31,53 + j0,488pu)$;

7.4.3 Condições de carregamento

Os cenários de geração para os cálculos de fluxo de carga considerados neste estudo visam a contemplar as condições previstas nos itens a seguir.

Condição 1: todos os TG's em paralelo com a CPFL

Esta será a condição normal de operação da fábrica após a ampliação da central de cogeração, considerando exportação média de, aproximadamente, 43 MW para a rede externa. Para essa condição sugere-se operar os transformadores elevadores com tape nominal, ou seja: 138kV.

Os resultados encontram-se impressos no diagrama unifilar apresentado no item 7.6.1.1.. Neste diagrama, os números impressos ao lado dos transformadores indicam a posição de tape utilizada.

Condição 2: Perda da CPFL

Esta situação prevê a perda da concessionária quer seja por defeito na linha ou manutenção programada da interligação. Os resultados encontram-se impressos no diagrama unifilar do item 7.6.1.4..

Condição 3: Perda do trafo 1 e paralelismo com a CPFL através de reator

Esta situação prevê parada de um dos turbogeradores a bagaço de cana quer seja por defeito ou manutenção programada em no trafo I. Os resultados encontram-se impressos no diagrama unifilar apresentado no item 7.6.1.2..

Transformador elevador 2 operando com tape igual a +1.

Condição 4: Perda do trafo 2 e paralelismo com a CPFL através de reator

Esta situação prevê a operação de apenas dos menores turbogeradores a bagaço de cana. Os resultados encontram-se impressos no diagrama unifilar apresentado no anexo item 7.6.1.3..

7.4.4 - Simulações e Análise dos Resultados

Pudemos perceber que em cada condição de operação simulada não observamos a ocorrência de surtos de sub ou sobre-tensões significativos, apenas observamos que para uma condição em que um dos trafos ficasse indisponível, o fluxo que se destinaria a CPFL iria deixar o transformador elevador em uma sobrecarga de no máximo 30%, o que não chega a ser nenhum exagero.

Quanto aos eventos onde ocorre perda da concessionária devemos ter em mente que o regulador da excitatriz do TG4 deve estar bem ajustado a um

evento na linha, pois isto fará com que a potência ativa deste gerador vá a zero não comprometendo a estabilidade das demais máquinas que suportam o processo da fábrica.

7.5 Estudos de Simulações de Curtos-Circuitos

7.5.1 Considerações do modelo.

Os objetivos principais do estudo de curto-circuito são o fato deste ser o único estudo a subsidiar com as informações necessárias os responsáveis pelos ajustes de coordenação e seletividade da proteção para o dimensionamento, especificação e modo de utilização dos dispositivos que serão responsáveis por garantir a segurança dos equipamentos da UBG.

Nas simulações de curto-circuito foram avaliados casos de operação em paralelo com a rede e também considerando a operação em ilha da indústria.

A escolha das simulações a serem apresentadas foi feita com base nas seguintes considerações: A configuração operacional idealizada como a mais comum para o sistema elétrico da UBG envolve os 4 TGs em operação em paralelo com a concessionária, caracterizando assim os maiores níveis de curto-circuito trifásico e fase terra e, na maioria dos casos, os menores tempos de eliminação de falta.

7.5.2 Condições de simulação.

7.5.2.1 Tipos de defeitos

7.5.2.1.1. Curto-Circuito Trifásico em 138 kV:

Nesta condição ocorre um curto-circuito trifásico franco em algum ponto da rede externa, estando os quatro turbogeradores em operação. Os resultados da simulação são discutidos em seguida.

Nesse caso, o máximo tempo de eliminação da falta para não haver a perda de sincronismo entre os geradores foi 500ms. Considerando a atuação da proteção de sobrecorrente direcional (ANSI 67) do relé da entrada da UBG, ocorre o ilhamento da fábrica em aproximadamente 200ms, visto que o ajuste é instantâneo. Logo, sendo o tempo máximo para a eliminação da falta superior ao tempo de atuação da proteção da entrada, não haverá a perda de sincronismo entre os turbogeradores.

No anexo 7.6.2.4. estão apresentados os resultados de um curto-circuito trifásico em 138kV, seguido do ilhamento da UBG em 200ms.

Nota-se que a tensão no QGBT cai a 0,30 pu podendo ocorrer o desligamento das bobinas CA (corrente alternada) dos contadores dos motores dos auxiliares, fato conhecido como *drop out* dos contadores CA.

7.5.2.1.2. Curto-Circuito Fase Terra em 138 kV

Nesta condição ocorre um curto-circuito fase terra franco em algum ponto da rede externa, estando os quatro turbogeradores ligados. Os resultados da simulação são discutidos em seguida.

Nesse caso, o máximo tempo de eliminação da falta para não haver a perda de sincronismo entre os geradores foi superior a 1 segundo. Na simulação foi considerada a eliminação do defeito pela concessionária em aproximadamente 200ms sem haver o ilhamento da UBG. Logo, sendo o tempo máximo para a eliminação da falta superior ao tempo real de eliminação da falta, não haverá a perda de sincronismo entre os turbogeradores.

Nota-se que há potência ativa reversa na linha de entrada da UBG da ordem de 24MW.

Pode ocorrer *drop out* de contadores, pois a tensão nos painéis de baixa tensão chega a atingir 0,79 pu durante o curto-circuito.

7.5.2.1.3. Curto-Circuito Trifásico em 13,8 kV – Operação em Paralelo com a CPFL

Foi simulado um curto-circuito trifásico franco em 13,8 kV, no secundário do transformador TR 1 de 31,25MVA, estando os quatro geradores ligados. Os resultados são apresentados no item 7.6.2.1. e discutidos em seguida.

O tempo máximo para a eliminação da falta nesse caso deve ser 470ms. Considerando que o defeito ocorre na zona protegida pelo relé diferencial do transformador ou pelos relés diferenciais a fio piloto do alimentador da cogeração, não ocorre a perda de sincronismo entre as máquinas e a rede uma vez que os relés diferenciais atuam instantaneamente. O tempo de eliminação de falta usado na simulação foi o tempo limite: 470ms.

Observa-se que pode ocorrer o *drop out* dos contadores CA dos motores do QGBT, pois a tensão atinge 0,026 pu.

Nota-se também que, considerando o tempo de extinção do defeito de 470ms, a potência ativa reversa na linha de entrada atinge um valor superior à 10MW após a eliminação do defeito e permanece nesse patamar durante aproximadamente 300ms. Isso pode provocar a atuação da função 32 do relé da linha de entrada, isolando a UBG. Entretanto esse risco pode ser admitido - visto que a ocorrência dessa situação crítica é pouco provável - devido a dois motivos:

Caso aconteça nas zonas protegidas por elementos instantâneos, o curto-circuito trifásico em 13,8 kV pode ser eliminado instantaneamente pelos relés diferenciais dos TR 1 e TR 2, do alimentador da Cogeração, dos geradores e pela função 50 dos relés localizados nos primários dos transformadores auxiliares. Havendo a atuação de quaisquer um desses dispositivos a intensidade da potência reversa na entrada será reduzida;

Caso o defeito trifásico ocorra na barra de cogeração, ele será eliminado em um tempo superior a 470ms (de acordo com o estudo de seletividade) e assim, os geradores serão desligados, pois perderão o sincronismo. Nesse caso, a central de cogeração será desligada quer seja pela atuação dos relés de sobrecorrente ou pelas proteções contra perda de sincronismo dos turbogeradores.

7.5.2.1.4. Curto-Circuito Fase Terra em 13,8 kV – Operação em Paralelo com a CPFL

Foi simulado um curto-circuito fase terra franco em 13,8 kV no secundário do TR 1, estando os três geradores ligados. Os resultados são apresentados no item 7.6.3.2. e discutidos em seguida.

Observa-se que o sistema se mantém estável após a ocorrência do defeito. O tempo máximo calculado para a eliminação da falta foi superior a 1 segundo, mas foi considerado 500ms nessa simulação.

Não ocorre *drop out* dos contadores CA dos motores do QGBT, pois a tensão nos auxiliares não cai abaixo de 80%, apesar de não ter sido mostrada nos gráficos.

7.5.2.1.5. Curto-Circuito Trifásico em 13,8 kV – Operação Isolada da CPFL

Foi simulado um curto-circuito trifásico franco no secundário do TR 2, estando os três turbogeradores ligados. Os resultados são apresentados no item 7.6.2.3. e discutidos a seguir.

Nessas condições o tempo máximo de eliminação de falta foi 470ms. Portanto, caso o defeito seja eliminado em um tempo inferior ao calculado, não ocorre perda de sincronismo dos geradores.

Pode ocorrer *drop out* dos contadores CA dos motores dos auxiliares, pois a tensão no QGBT atinge 0,012 pu.

7.5.2.1.6. Curto-Circuito Fase Terra em 13,8 kV – Operação Isolada da CPFL

Foi simulado um curto-circuito trifásico franco no secundário do TR-ELEVADOR, estando os três turbogeradores ligados. Os resultados são apresentados no anexo 7.6.3.4. e discutidos a seguir.

Nessas condições o tempo máximo de eliminação de falta foi superior a 1 segundo. Nas simulações foi considerado a extinção do defeito em 500ms. Não ocorrem problemas de estabilidade de ângulo após a eliminação do curto-

circuito simulado. Também não ocorre *drop out* dos contadores dos motores dos auxiliares da cogeração.

7.5.2.1.7. Desligamento da Linha de Transmissão entre SE-SÃO MANUEL e SE-BOTUCATU

Analisando a configuração da rede de 138 kV da CPFL detectou-se o seguinte problema:

Seja a rede externa operando de forma que a UBG seja a única carga no Circuito 1 da linha de transmissão que liga a SE - São Manuel e SE – Botucatu, havendo a abertura dessa linha por defeitos que não sejam curtos-circuitos (avalia-se aqui uma situação pouco provável de ocorrer), não haverá a abertura do paralelismo entre a UBG e a CPFL pois nenhuma função de proteção irá atuar, uma vez que a ilha formada pode estar equilibrada ou ter superávit de energia. Dessa forma, após a tentativa de religamento automático da linha podem acontecer danos nos turbogeradores provocados pelo paralelismo realizado sem sincronismo das máquinas com a rede.

Este problema merece atenção especial e deve ser discutido com a CPFL. Os autores deste estudo sugerem duas alternativas:

Sempre operar a rede de forma que a UBG não seja a única carga em um mesmo circuito da linha de transmissão;

Avaliar a possibilidade de instalação de relés de cheque de tensão em ambas as extremidades da linha. Isso evita que ocorra o religamento se a UBG estiver energizando a linha de transmissão.

7.5.3. Resultados – Considerações Finais

O presente estudo permitiu avaliar as condições operacionais da UBG de Lençóis Paulista, juntamente com a central de cogeração que está sendo ampliada, possibilitando a caracterização de situações que provoquem a atuação indevida ou a falta da atuação dos dispositivos de proteção indicando alternativas para evitar os problemas que eventualmente possam aparecer.

A implantação da central de cogeração traz benefícios ao sistema elétrico e ao processo produtivo da UBG, uma vez que torna a operação da fábrica mais confiável frente aos *black outs* que podem ocorrer na concessionária.

As principais observações e conclusões deste trabalho são resumidas nos tópicos a seguir.

Operação em Regime Permanente

Os cálculos de fluxo de potência apresentados na seção 7.4. determinaram os pontos de operação do sistema elétrico da UBG para 4 diferentes condições de geração. A tabela seguinte resume os principais resultados.

Os resultados completos dos fluxos de potência são mostrados nos itens 7.6.1..

Ajustes das Proteções do Paralelismo

Parte dos ajustes das proteções do paralelismo inicialmente sugeridos pela CPFL teve que ser modificada em função dos valores das quedas de tensão verificadas em casos de curtos-circuitos internos e flutuações de potência ativa observadas nas simulações de estabilidade do sistema elétrico.

A principal sugestão é a implementação de mais um estágio de subtensão para atuar como *back up* caso ocorra colapso de tensão – situação verificada quando ocorre o *black out* da CPFL estando apenas um TG em operação.

Análise de Estabilidade

As principais observações referentes à análise da estabilidade elétrica do sistema são agrupadas nos itens seguintes.

Simulações de Curtos-Circuitos

Foi verificado que os tempos máximo de eliminação de falta calculados para as diversas condições de curto-circuito devem ser superiores aos tempos de atuação dos relés de proteção de sobrecorrente que eliminam esses defeitos. Existe apenas uma exceção: quando o curto-circuito entre fases se dá na barra da Cogeração (13,8 kV). Nessa condição, não há o que fazer, pois eliminação do defeito inevitavelmente causará a perda da central de cogeração, uma vez que a barra será isolada.

Simulações de Perdas de Fontes

As simulações de perdas de fontes mostraram que a filosofia das proteções do paralelismo sugerida está adequada para proteger a fábrica em caso de contingências no lado da concessionária.

Atenção especial deve ser dada ao caso em que a UBG encontra-se sendo alimentada exclusivamente por um dos circuitos da linha de transmissão que interliga as subestações São Manuel e Botucatu. Nesse caso, a abertura desse circuito causada por fatores que não sejam curtos-circuitos, não é sentida pelas proteções do paralelismo caso a ilha formada esteja equilibrada ou com superávit de energia.

Drop out de Contatores

Os transitórios de curtos-circuitos internos e externos a UBG bem como alguns transitórios de *black out* da CPFL são caracterizados pela queda excessiva das tensões nas barras de cargas da empresa para níveis abaixo de 0,80 pu.

Esta queda de tensão causará o desligamento de muitos contatores por desenergização das suas bobinas – fenômeno conhecido como drop-out de contatores. Logo, devem-se proteger as cargas vitais do sistema da UBG e dos auxiliares da cogeração dessas quedas momentâneas de tensão. Isso pode ser realizado de diversas maneiras:

- Instalação de relés de religamento automático na alimentação dos motores vitais;

- Estabilização dos circuitos de serviços auxiliares que alimentam as bobinas dos contatores através de sistemas no-break;

- Troca dos contatores CA por contatores CC alimentados por sistema de corrente contínua com dupla alimentação (retificador e banco de baterias);

- Troca dos contatores CA por disjuntores.

Considerações sobre o Modelo do Sistema Térmico

Os transientes térmicos e de pressão apresentam normalmente tempos superiores aos de natureza elétrica, de forma que é uma prática comum limitar-se a análise de estabilidade apenas a estes últimos.

Imagina-se, quando se cria um modelo puramente elétrico, que as respostas do sistema térmico são aquelas de um "coletor infinito", onde, a despeito de desbalanço de fluxos, as pressões mantêm-se constantes. De forma adaptativa, quando muito, estabelecem-se certas constantes de tempo destes coletores para refletir o desbalanço de fluxos e permitir uma simulação "qualitativa" dos controles de pressão.

De fato, no estudo aqui apresentado, procedeu-se à elaboração do modelo de análise no programa *PowerFactory* onde foram utilizados modelos simplificados que permitiriam calcular a evolução de pressão dos coletores de vapor de 24 e 13 bar conforme as variações de consumo ou aporte de vapor pela extração e exaustão, ou ainda, pelas redutoras de pressão.

Tal simplificação consiste na "suposição" de que o sistema apresentava determinada capacitância, de tal forma que um desbalanço de consumo em relação ao aporte de vapor implicava em uma taxa de pressurização determinada.

No que diz respeito ao sistema de alta pressão, nenhum modelo confiável pôde ser implementado, uma vez que não se conheciam as características físicas da caldeira.

Ora, acidentes como a queda da turbina de vapor provocam sabidamente súbita pressurização da caldeira, podendo haver - em caso de lenta atuação da válvula redutora de bypass - abertura de válvulas de segurança da caldeira e até mesmo desligamento da caldeira por nível baixo do tubulão de vapor (de fato, a pressurização da caldeira provoca a "implosão" das bolhas de vapor que estão abaixo do nível de água do tubulão, levando ao abaixamento repentino do nível, quando pode haver atuação da chave de nível baixo emergencial).

Da mesma forma, a capacidade de resposta da caldeira a uma maior solicitação de vapor não pôde ser quantificada. Assim, "puxadas" de vapor muito intensas e que provocariam a queda da pressão a montante da turbina, tendo como efeito a diminuição da geração elétrica, tampouco foram analisadas.

Mais grave, entretanto, é a incapacidade de o modelo analisar o efeito da queda de uma turbina a gás na estabilidade da caldeira. Por não se ter um modelo da caldeira, nem de sua malha de combustão suplementar, nem os

tempos de entrada em operação de tal malha de combustão (tempos de partida do IDF – *Induced Draft Fan*), resulta que pode ter sido otimista a análise da passagem da condição inicial de 2 TG's operando para apenas um (ou nenhum) TG's operando, com queima suplementar.

Neste ponto é importante lembrar que a perda de input térmico da caldeira, mantendo-se uma alta demanda de vapor pelo processo, ocasionará não só a despressurização da própria caldeira como a redução intensa do vapor por ela produzido. Assim, atuações de proteção da turbina a vapor contra choques térmicos deverão ocorrer.

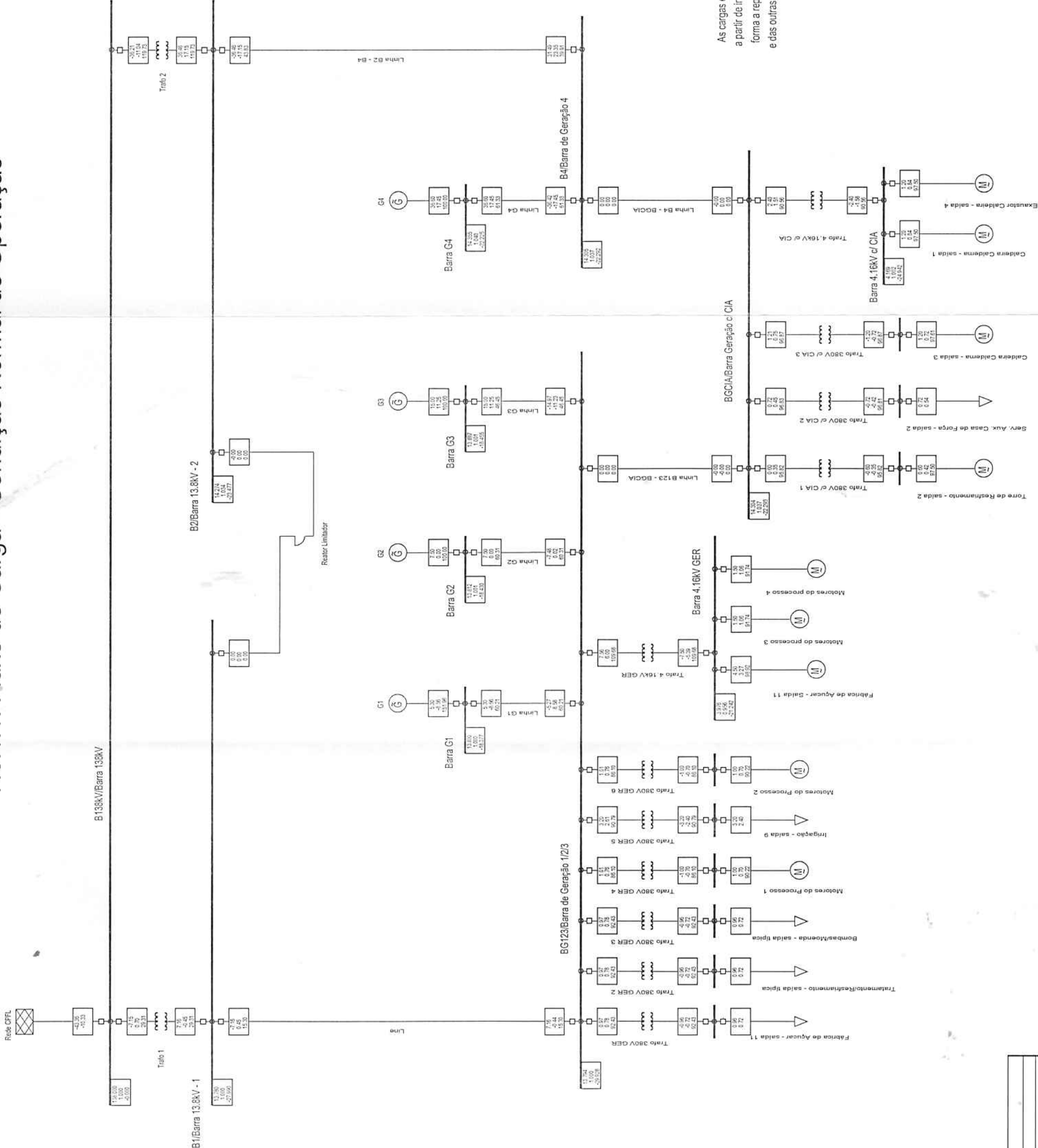
Outra proteção da turbina a vapor que pode atuar no sentido de desligá-la refere-se à súbita pressurização do coletor de contrapressão, o que acontece quando há um corte muito intenso e brusco de consumo de vapor.

Análises como as mencionadas anteriormente auxiliariam na caracterização mais realista do comportamento dos turbogeradores frente aos transitórios no sistema térmico, bem como frente aos transitórios de tomada ou rejeição de cargas elétricas.

Os reguladores de tensão e de velocidade não foram simulados, pois devido ao elevado tempo de resposta desses componentes, os mesmos possuem pouca influência nos fenômenos de interesse. Optou-se por não se modelar as características não lineares dos transformadores de tensão e de corrente, pois se entender que um modelamento mais detalhado dos mesmos não influenciaria nos resultados obtidos.

7.6. Resultados dos Estudos

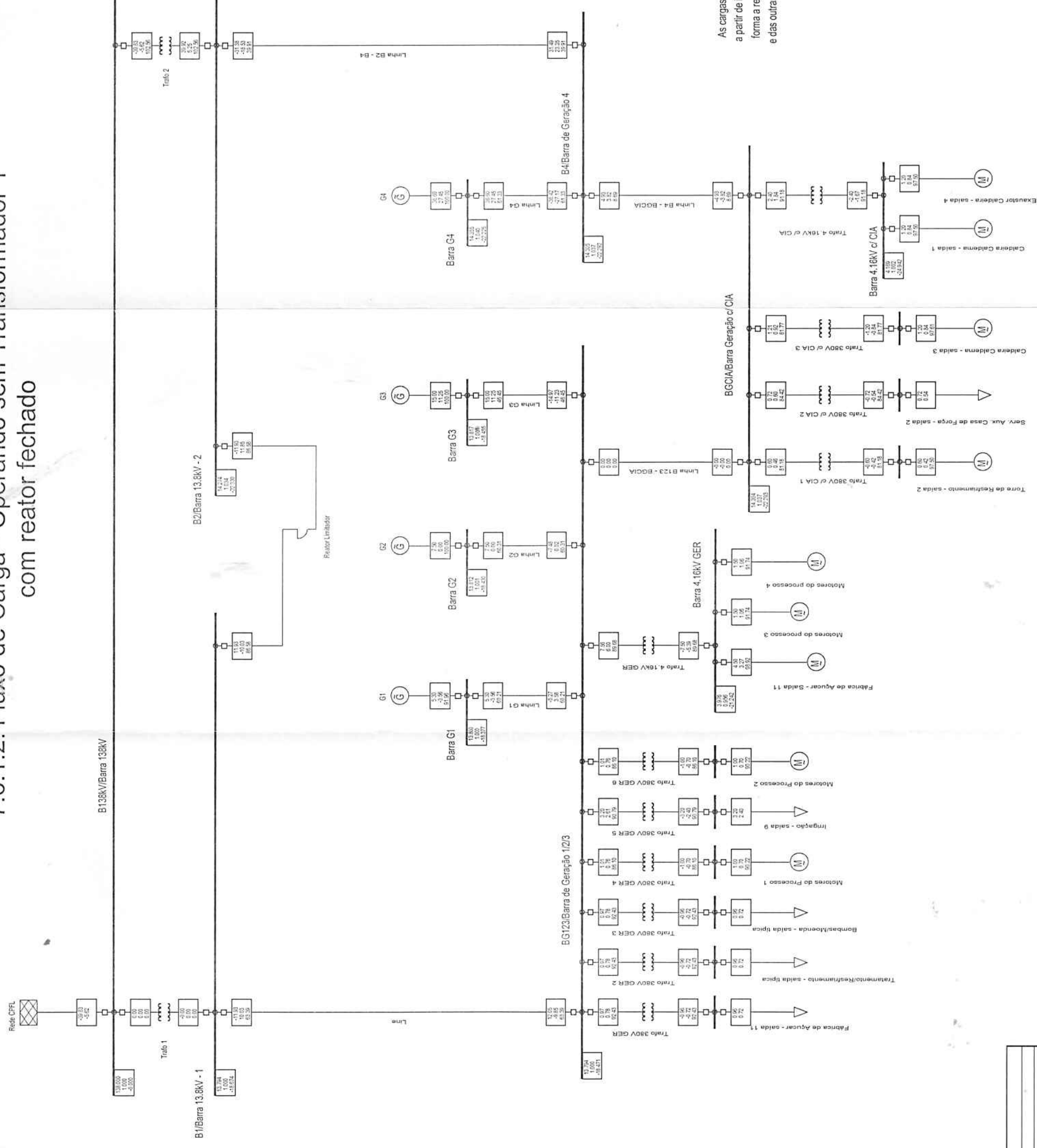
7.6.1.1. Fluxo de Carga - Condição Normal de Operação



As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representarem as contribuições dos motores e das outras cargas.

Load Flow 3-phase(ABC)
Nodes
U1 Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [
u1 Line-Neutral Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p
phi1 Line-Neutral Positive-Sequence Voltage, Angle [de

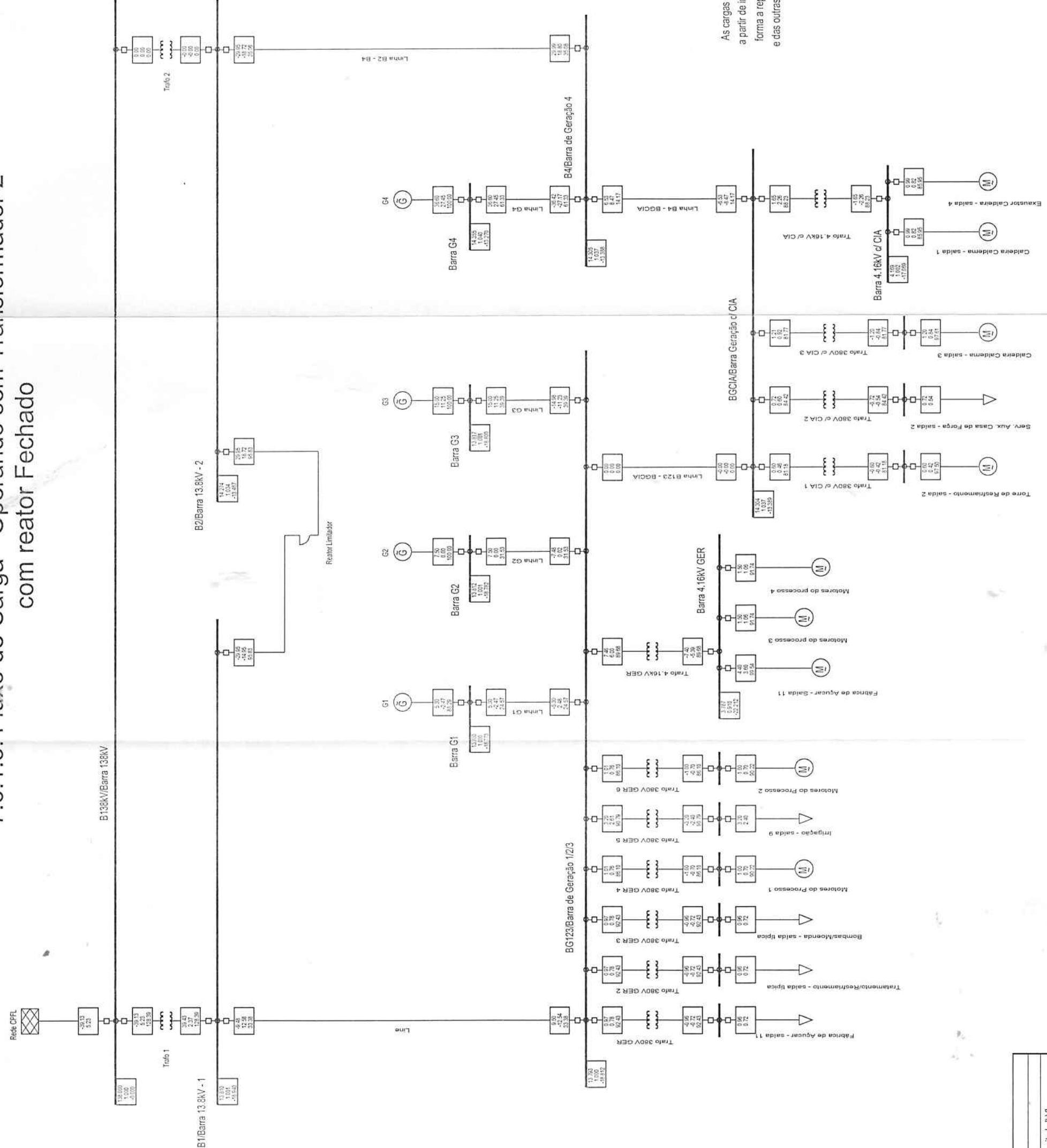
7.6.1.2. Fluxo de Carga - Operando sem Transformador 1 com reator fechado



As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representarem as contribuições dos motores e das outras cargas.

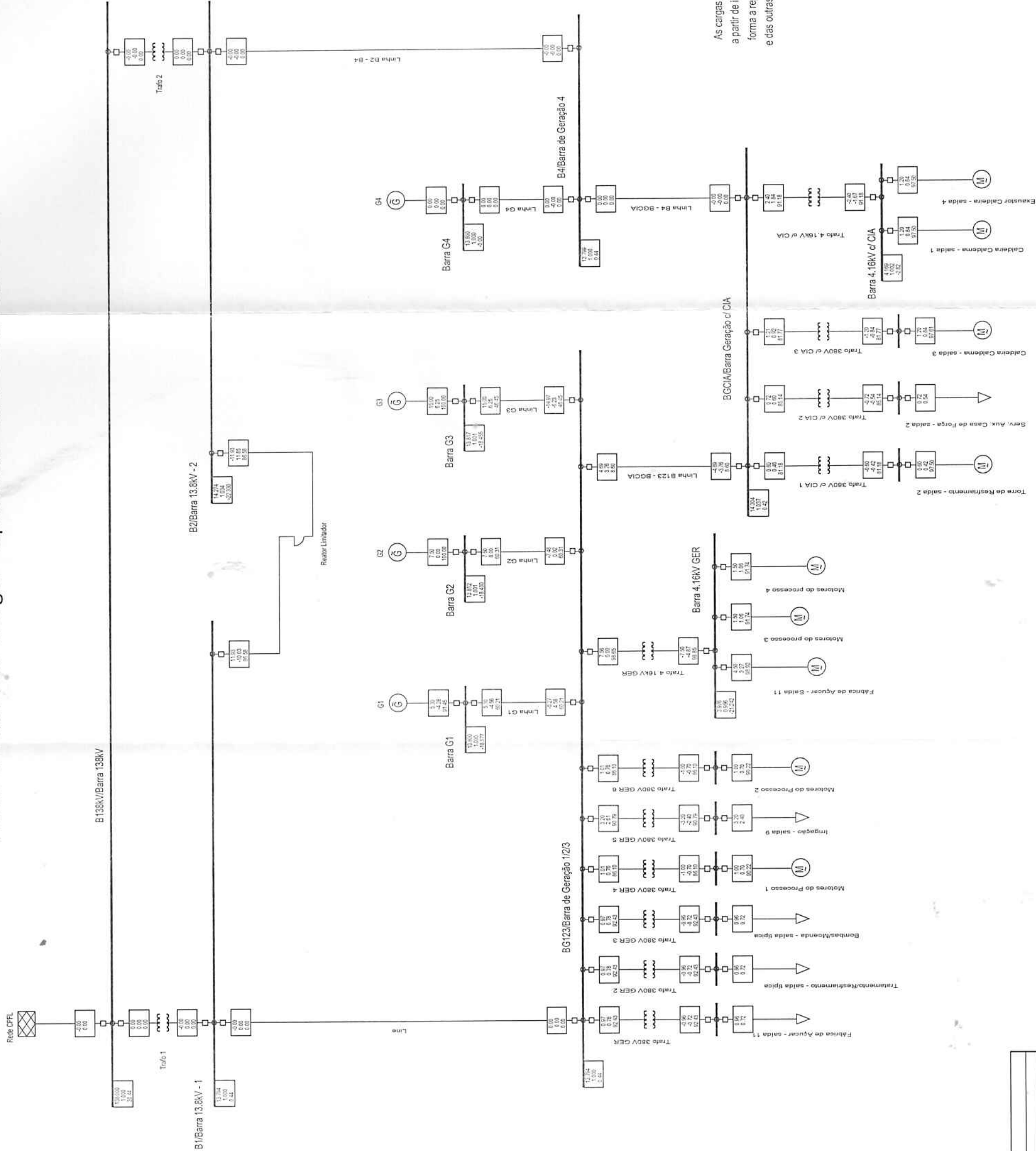
7.6. Resultados dos Estudos

7.6.1.3. Fluxo de Carga - Operando sem Transformador 2 com reator Fechado



As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representarem as contribuições dos motores e das outras cargas.

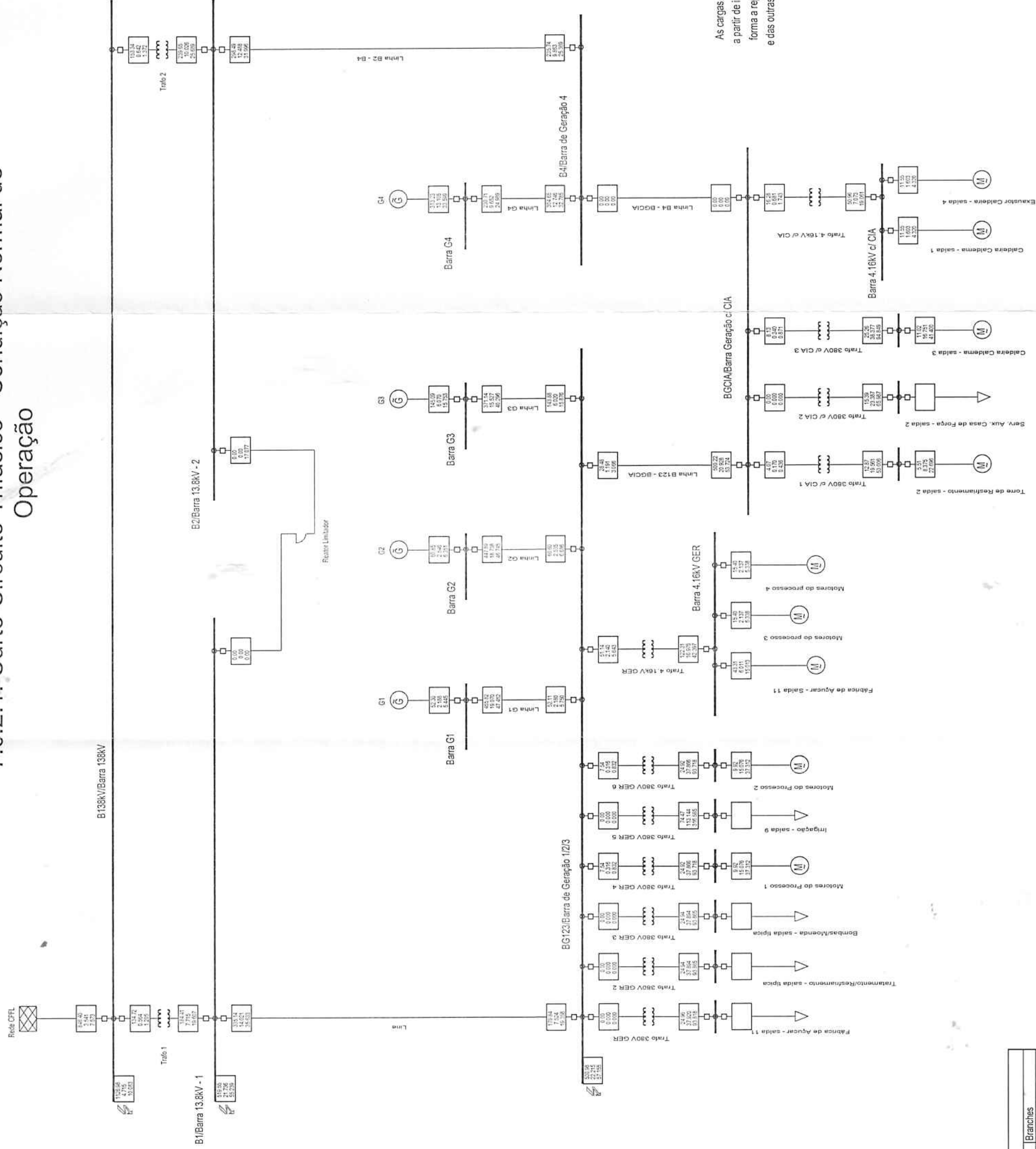
Load Flow 3-phase(ABC)
Nodes
U11 Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]
u1 Line-Neutral Positive-Sequence Voltage, Magnitude [pu]
phi1 Line-Neutral Positive-Sequence Voltage, Angle [degrees]



As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representarem as contribuições dos motores e das outras cargas.

Load Flow 3-phase(ABC)	
Nódes	
U1	Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]
u1	Line-Neutral Positive-Sequence Voltage, Magnitude [pu]
phi1	Line-Neutral Positive-Sequence Voltage, Angle [degrees]

7.6.2.1. Curto Circuito Trifásico - Condição Normal de Operação

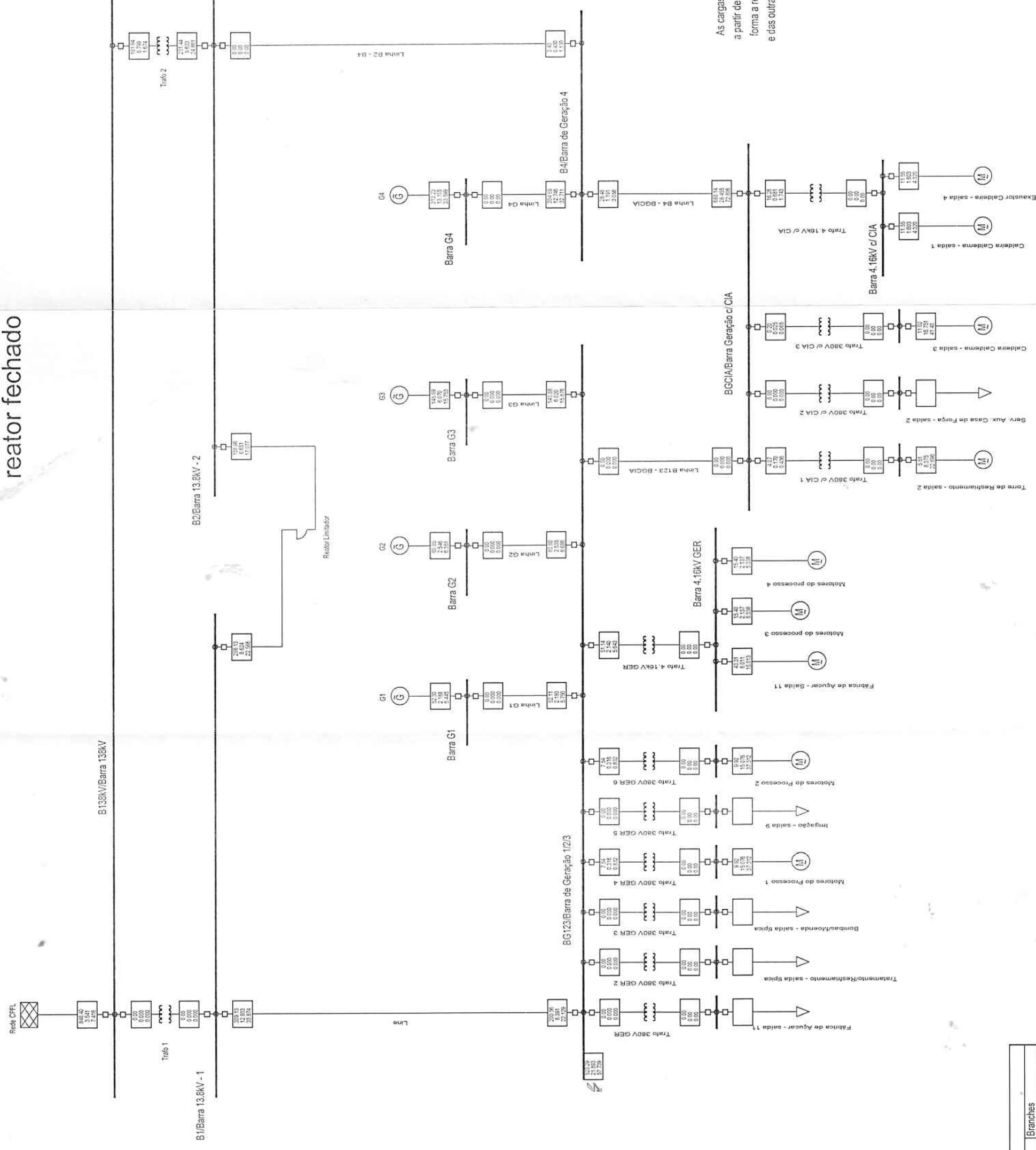


As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representarem as contribuições dos motores e das outras cargas.

Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC	
Short Circuit Nodes	Branches
S _{kss} Initial Short-Circuit Power [MVA]	S _{kss} Initial Short-Circuit Current [kA]
I _{ss} Initial Short-Circuit Current [kA]	I _p Peak Short-Circuit Current [kA]

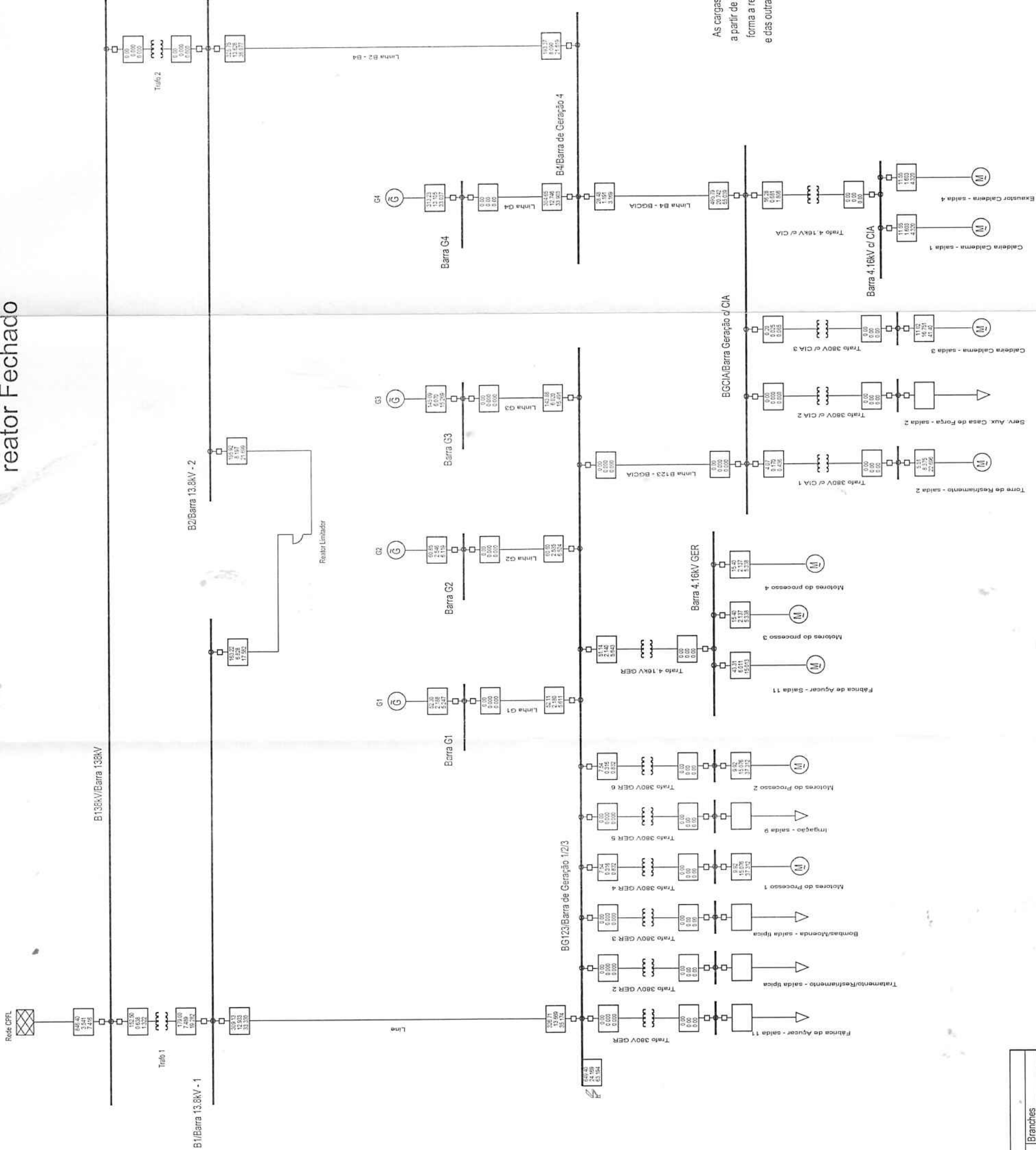
7.6. Resultados dos Estudos

7.6.2.2. Curto Circuito Trifásico - Operando sem Transformador 1 com reator fechado

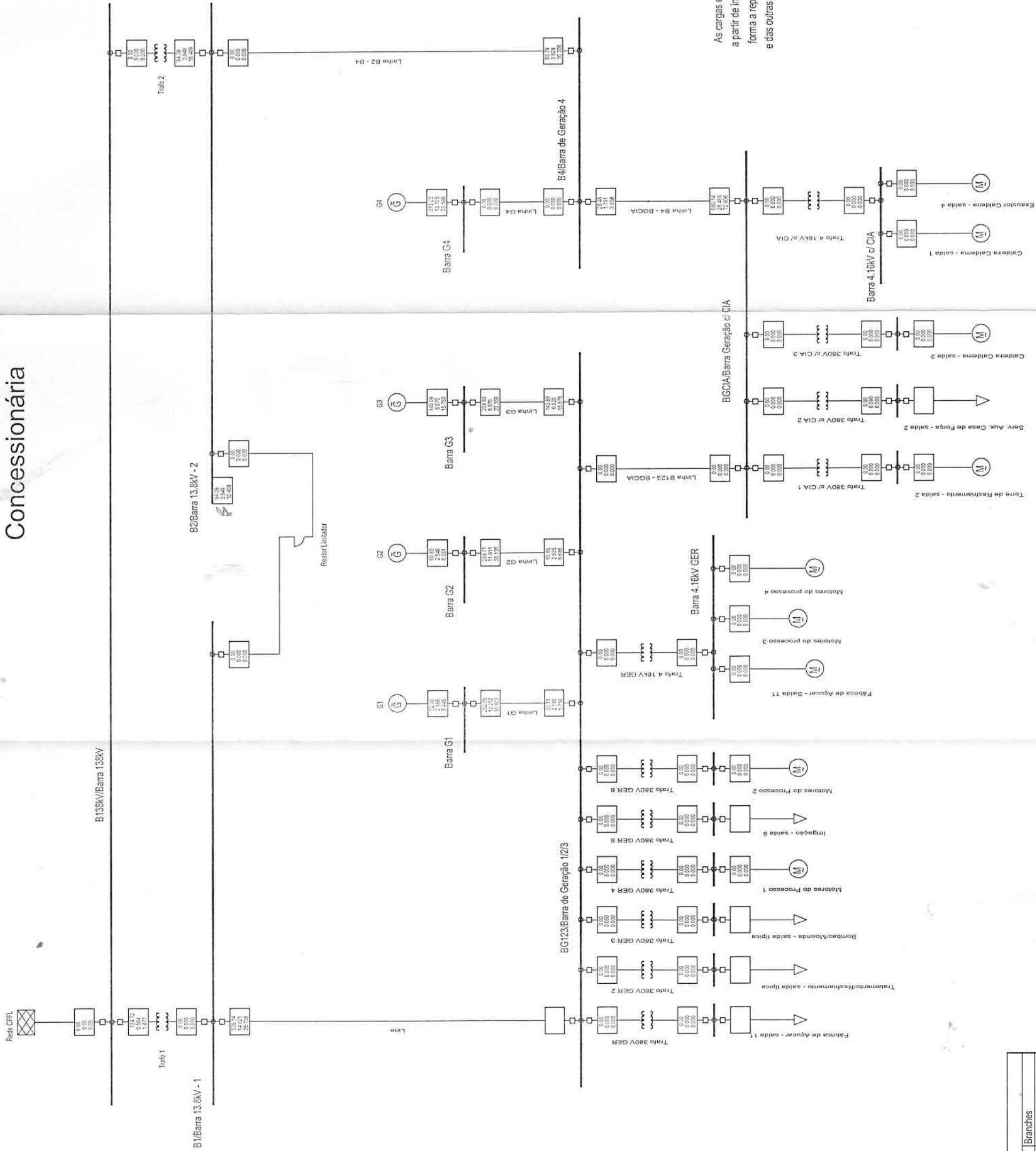


As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representar as contribuições dos motores e das outras cargas.

Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC	Branches
Short-Circuit Nodes	
Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]
Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]
Ip Peak Short-Circuit Current [kA]	Ip Peak Short-Circuit Current [kA]



Max. 3 - Phase Short-Circuit acc. to IEC			
Short Circuit Nodes			
Branches			
Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]			
Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]			
Ip Peak Short-Circuit Current [kA]			

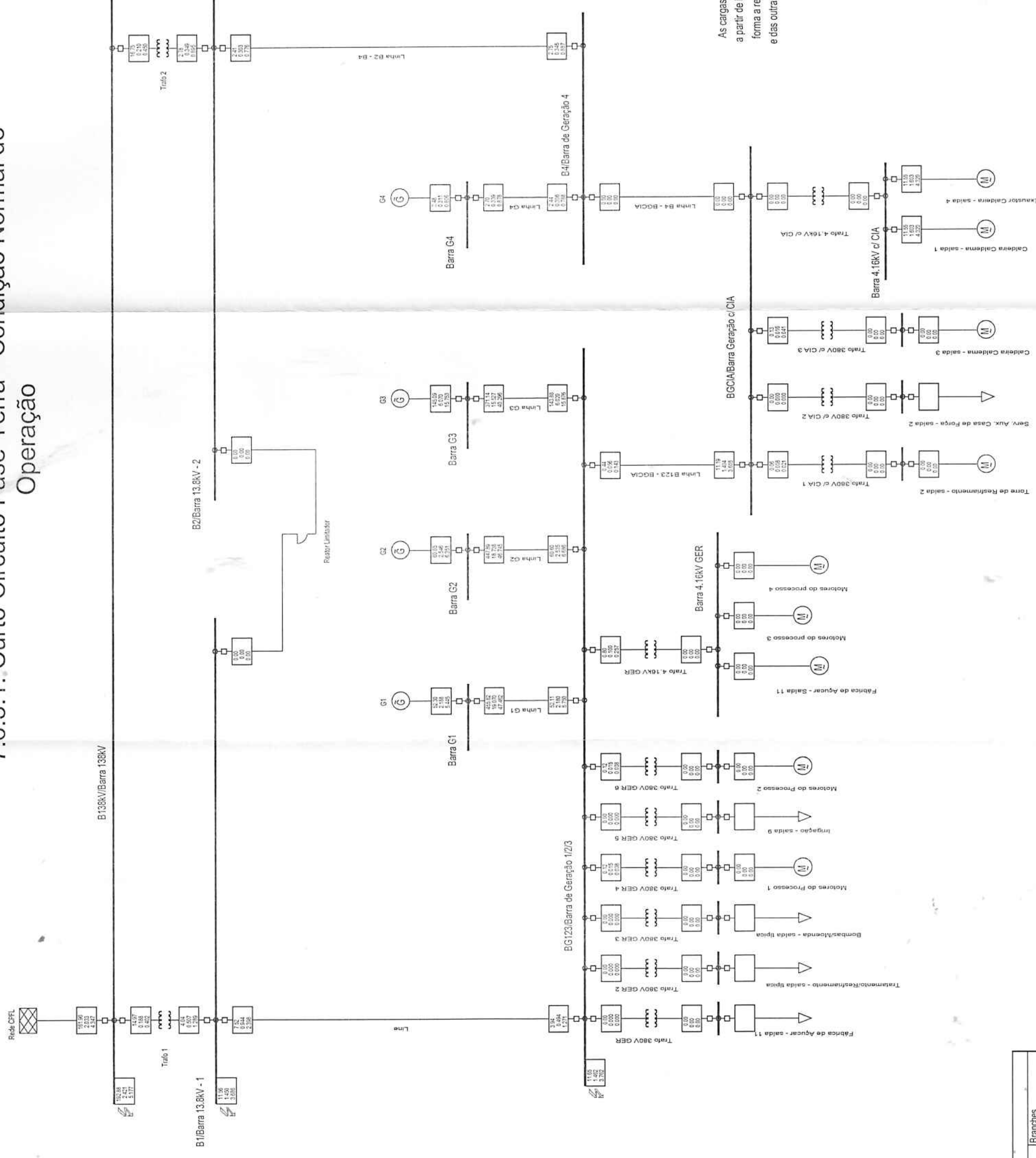


As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representarem as contribuições dos motores e das outras cargas.

Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC	
Short Circuit Nodes	Branches
Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]	Skss Initial Short-
Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]	Ikss Initial Short-
Ip Peak Short-Circuit Current [kA]	Ip Peak Short-Circu

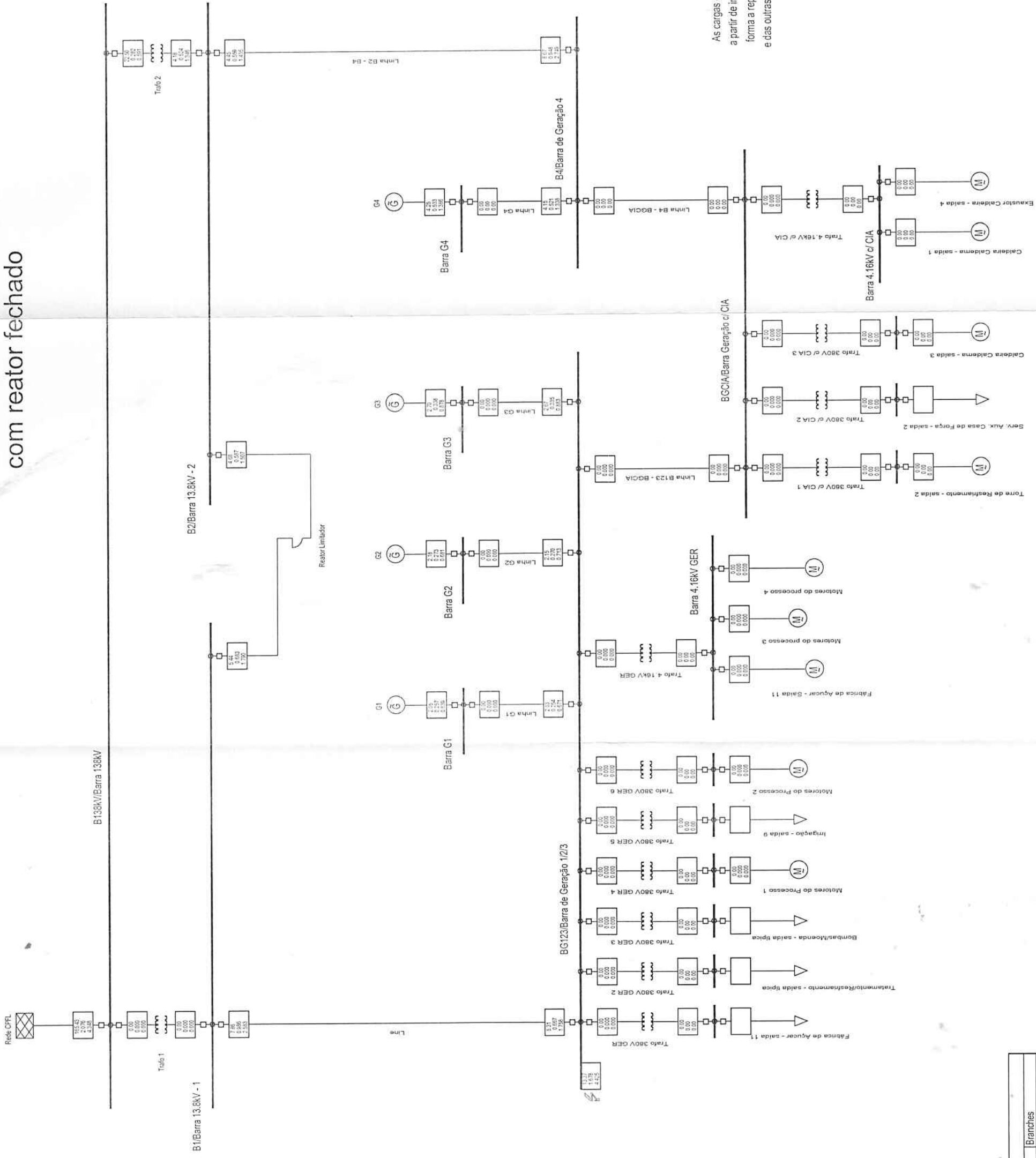
7.6. Resultados dos Estudos

7.6.3.1. Curto Circuito Fase-Terra - Condição Normal de Operação



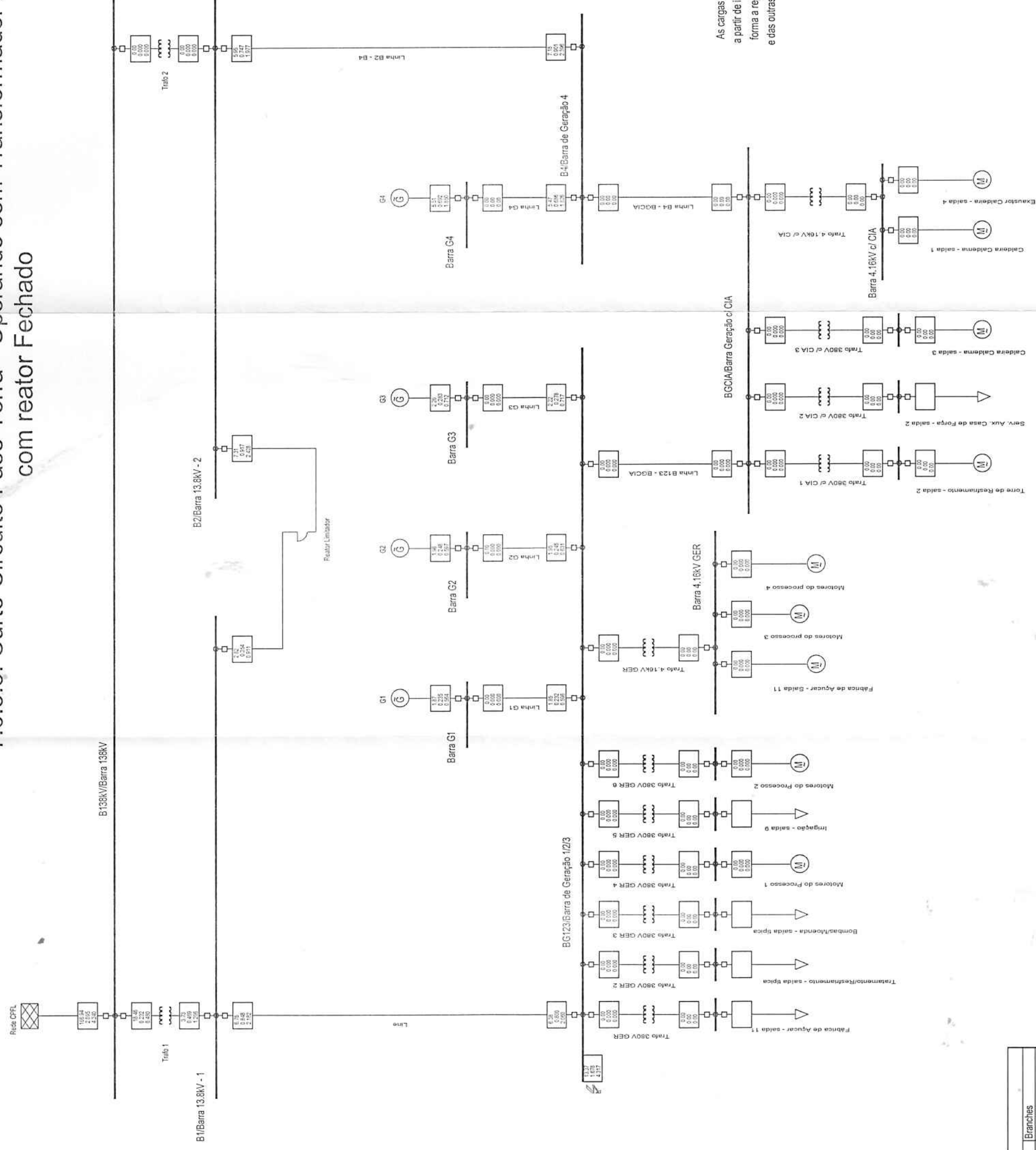
As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representarem as contribuições dos motores e das outras cargas.

Max Single Phase to Ground acc. to IEC	Branches
Short Circuit Nodes	
Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]	Skss Initial Short-
Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]	Ikss Initial Short-
Ip Peak Short-Circuit Current [kA]	Ip Peak Short-Circu



As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representarem as contribuições dos motores e das outras cargas.

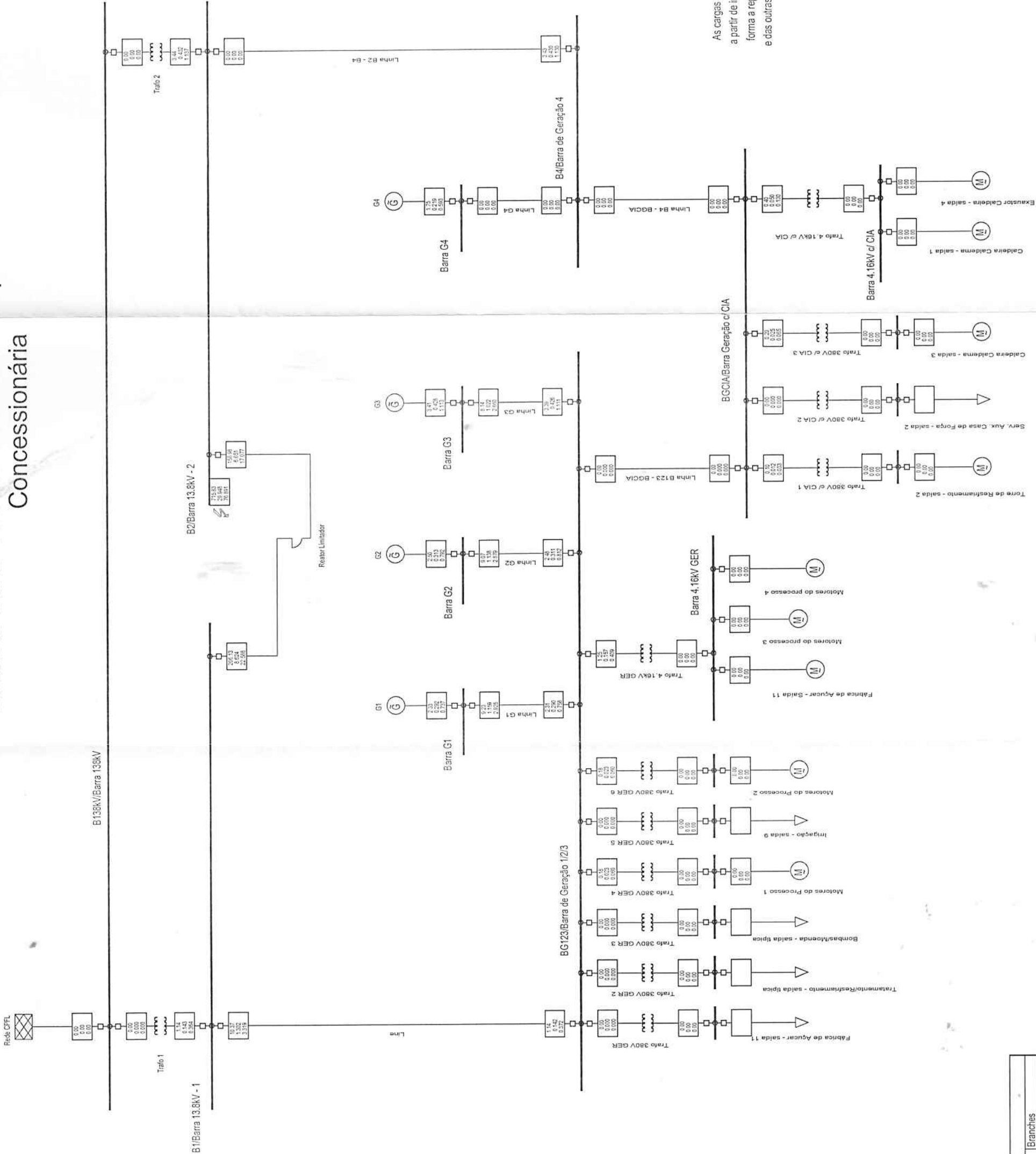
Tax. Single Phase Ground acc. to IEC	
Short Circuit Nodes	
Branches	
Ikss Initial Short-Circuit Power [MVA]	
Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]	
Ip Peak Short-Circuit Current [kA]	



As cargas em baixa e média tensão foram modeladas a partir de informações fornecidas dos cubículos, de forma a representarem as contribuições dos motores e das outras cargas.

Port Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Skss Initial Short-
Initial Short-Circuit Current [kA]	Ikss Initial Short-
Peak Short-Circuit Current [kA]	Ip Peak Short-Circuit

7.6.3.4. Curto Circuito Fase-Terra - Operando sem Concessionária



Single Phase Ground acc. to IEC	
Short Circuit Nodes	Branches
kss Initial Short-Circuit Power [MVA]	kss Initial Short-
kss Initial Short-Circuit Current [kA]	kss Initial Short-
kss Initial Short-Circuit Current [kA]	kss Initial Short-Circuit

7.7. Conclusões sobre este caso

O paralelismo é vantajoso tanto para a indústria autoprodutora quanto para a concessionária não só do ponto de vista de melhoria da confiabilidade do sistema, mas também do ponto de vista econômico-financeiro.

Os problemas técnicos de segurança da operação de sistemas que alimentam indústrias autoprodutoras são perfeitamente solucionáveis através da elaboração cuidadosa de esquemas de proteção da interligação e da análise dos sistemas de religamento da concessionária. Com a tecnologia de relês hoje disponível, virtualmente qualquer falta é detectada em tempos pouco maiores que um ciclo, conseguindo-se tempos de eliminação de faltas de 60 ms.

Também, a tecnologia de simuladores digitais de sistemas de potência permite um refinamento na modelagem tal que o modelo de qualquer sistema físico que influencie o fenômeno a ser estudado (relês e lógicas de proteção, reguladores especiais, sistema térmico, etc.) pode ser agregado ao modelo do sistema elétrico podendo-se assim gerar resultados muito próximos aos obtidos através de testes no sistema real.

Logo a produção independente e o paralelismo não devem ser desestimulados por temores tecnicamente refutáveis, devendo-se, sim, incentivar sua associação para viabilizar o aproveitamento do potencial de geração de indústrias e assim chegar-se a uma redução do custo global de energia elétrica e de fontes primárias de energia.

8. Estudo de caso: TermoPernambuco

8.1. Introdução

Esta seção deste trabalho tem por função apresentar os estudos necessários para implantação de um sistema de proteção na usina Térmica TermoPernambuco, instalada a cerca de 30km de Recife, com uma capacidade de geração máxima de aproximadamente 700MVA e está incluída no plano de ampliações e reforços do NOS, para a Rede Básica. Considerando as características desta região onde se inseriu a UTE TermoPE e a linha de transmissão TermoPE – Pirapama 230 kV, dentro do sistema de transmissão da CHESF, e considerando que há uma potência de transformação de cerca de 2.400 MVA entre os sistemas 500 kV e 230 kV na SE Recife II, observa-se que não há diferenças sensíveis nas potências de curto-circuito na área estudada, em condições de geração máxima e mínima da região Nordeste. Assim sendo, adotou-se o caso base da CHESF atualizado até outubro de 2002 para os estudos de curto-circuito.

Podemos observar na figura abaixo, algumas características do sistema de transmissão da região aonde a UTE foi instalada.

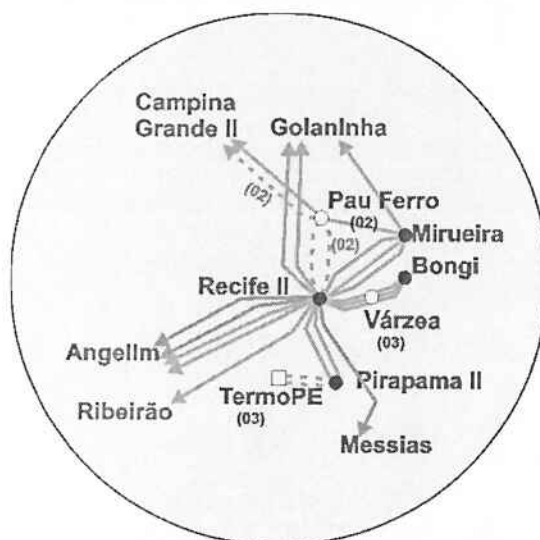


fig 8.1: diagrama das linhas próximas a TermoPE

Basicamente, saem duas linhas de 230kV da subestação que entram no sistema da CHESF via a subestação de Pirapama II. Esta subestação está ligada por mais duas linhas de 230kV a subestação de Recife II, que faz parte do sistema “tronco” da Chesf, e está ligada a várias subestações de 230kV e 500kV. Algumas das principais características deste caso são os altos valores de potências de curto-circuito (pelo fato de estarem tão próximas de Recife II – apenas 60km de linhas) e o fato de o fluxo de potência na linha Recife II – Pirapama ter sido invertido, já que quem alimentava Pirapama II era basicamente Recife II, e agora TermoPE estará suprindo a potência de Pirapama II e fornecendo todo o resto para Recife II via esta mesma linha de transmissão.

8.2. Diagramas Unifilares e Dados gerais da Instalação

No diagrama da página seguinte estão representados os relés e as funções de proteção que serão instaladas nesta subestação. Esta escolha foi feita com base na análise dos módulos dos procedimentos de rede do ONS, e da requisição dos engenheiros responsáveis pela obra. Os relés utilizados são da linha Siprotec da empresa Siemens LTDA, desta forma a análise dos dados obtidos nos estudos será interpretada para os relés já escolhidos, da mesma forma que ocorre normalmente nos projetos de proteção.

Não devemos deixar de comentar que apesar da configuração da subestação ser do tipo disjunto-e-meio, nos estudos é apresentada apenas uma barra nos diagramas unifilares, já que os valores obtidos de sobrecorrente valem para as duas barras, e a proteção irá atuar de acordo com a forma que as chaves estiverem ligadas, atuando em um outro disjuntor.

Os valores utilizados nos estudos, foram conseguidos com o próprio cliente ou retirados do banco de dados dos programas ANAFASE e ANAREDE.

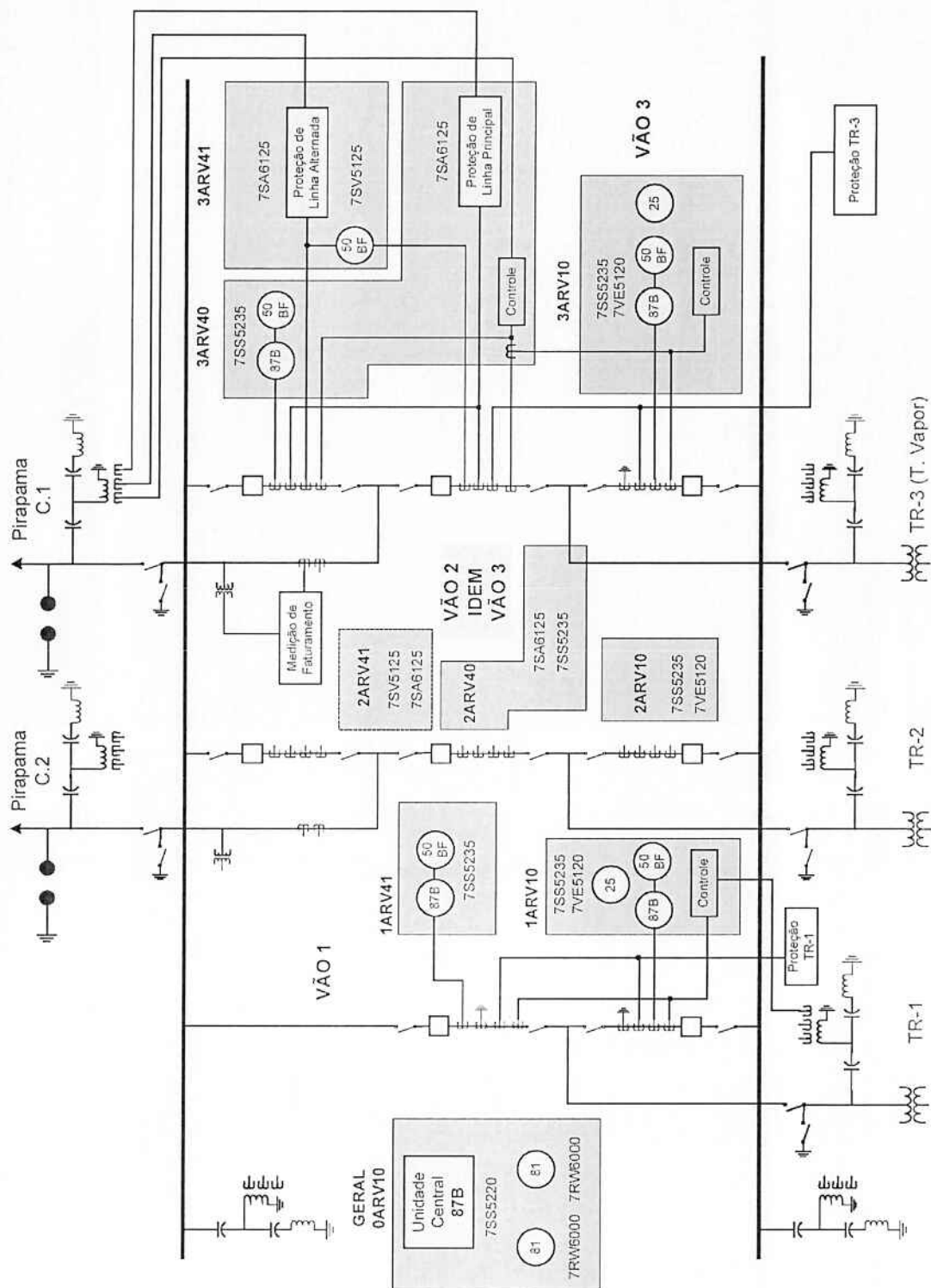


figura 8.1 – diagrama unifilar a subestação elevadora

8.2.1. GERADORES 211.700 kVA (G-01 e G-02 a Gás)

Tensão nominal: 18 kV

Reatância Subtransitória não saturada: 0,18 pu (base nominal)

Reatância Subtransitória não saturada: 0,085 pu (base 100 MVA)

Neutro aterrado através de transformador 12 / 0,24 kV com resistência de 0,525 ohm no secundário. Capacidade de 460 A por um minuto no secundário.

Resistência equivalente de seqüência zero:

$$3.R_n = 3 \left(\frac{12000}{240} \right)^2 0,525 \left(\frac{100}{18^2} \right) = 1,215 \text{ pu}, \text{ (na base 100MVA e 18kV)}$$

Observa-se que a resistência está dimensionada para cerca de 8A de corrente de curto-circuito fase-terra nos terminais do gerador com cerca de 400 A no secundário do transformador de neutro.

8.2.2. GERADOR 284.600 kVA (G-03 a Vapor)

Tensão nominal: 18 kV

Reatância Subtransitória não saturada: 0,195 pu (base nominal)

Reatância Subtransitória não saturada: 0,069 pu (base 100 MVA)

Neutro aterrado através de transformador 12 / 0,24 kV com resistência de 0,525 ohm no secundário. Capacidade de 460 A por um minuto no secundário.

8.2.3. TRANSFORMADORES ELEVADORES TR-01 e TR-02 (para as turbinas a gás)

210 MVA

18/235 kV (tap intermediário)

Reatância: 0,13 pu (base 210 MVA e 235 kV)

Reatância: 0,065 pu (base 100 MVA e 230 kV)

Conexão Delta (18) / Estrela Aterrada (230)

8.2.4. TRANSFORMADOR ELEVAVOR TR-03 (para a turbina a vapor)

290 MVA

18/235 kV

Reatância: 0,13 pu (base 290 MVA e 235 kV)

Reatância: 0,047 (base 100 MVA e 230 kV)

Conexão Delta (18) / Estrela Aterrada (230)

8.2.4. IMPEDÂNCIAS SEQUENCIAIS DE LINHAS

LT TERMOPE – PIRAPAMA 230 kV (circuito duplo)

$Z(+) = Z(-) = 0,26 + j1,84 \% = 1,858 / _82^{\circ} \%$ (9,83 ohms primários)

$Z(0) = 1,98 + j7,96 \%$

Comprimento: 28 km

LT PIRAPAMA – RECIFE II/Bar1 e LT PIRAPAMA – RECIFE II/Bar2

$Z(+) = Z(-) = 0,53 + j2,71 \% = 2,761 / _79^{\circ} \%$ (14,61 ohms primários)

$Z(0) = 2,28 + j7,97 \%$

Comprimento: 27,6 km

8.2.5. CARGAS CONTIDAS NO SISTEMA

PIRAPAMA 230 Kv

Petroflex – S = 9,9 MVA + 1,48 Mvar

PIRAPAMA 69 Kv

Carga de distribuição – S = 192,8 MVA + 57,7 Mvar

Capacitor Reator – Q = 20,4 MVar

8.3. Estudos de Curto-Circuito

Levando-se em conta o diagrama unifilar simplificado obtido pelo programa ANAFAS (aonde foi simulado o curto-circuito), foram realizados os seguintes casos:

- 1º - Apenas uma linha entre TermoPE e Pirapama, e somente o grupo G1-TR1 operando;
- 2º - As duas linhas entre TermoPE e Pirapama, e somente os grupos G1-TR1 e G2-TR2 operando;
- 3º - As duas linhas entre TermoPE e Pirapama, e somente os grupos G1-TR1 e G3-TR3 operando;
- 4º - As duas linhas entre TermoPE e Pirapama , e todos os grupos funcionando;

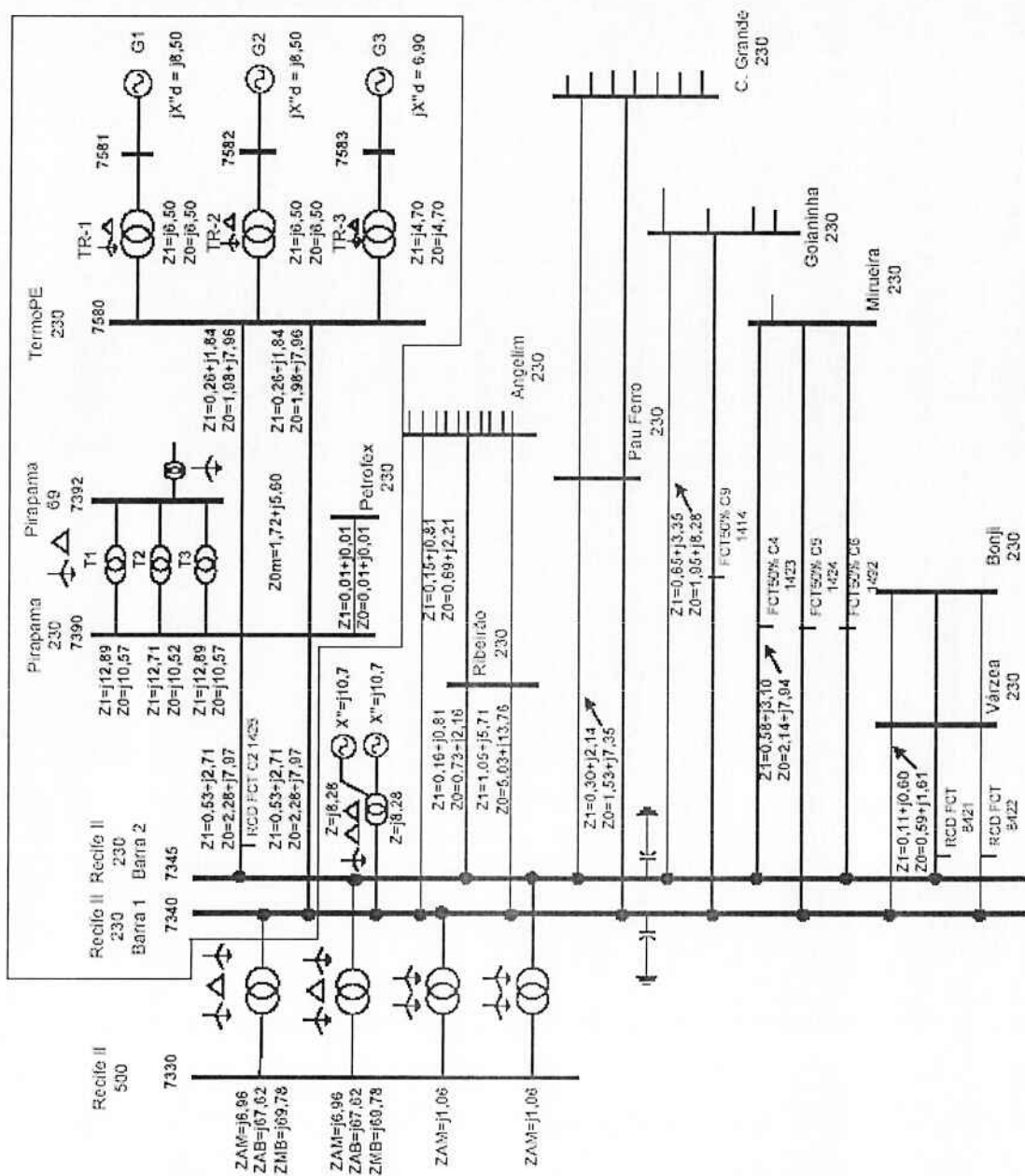


figura 8.2: diagrama unifilar da subestação completa

8.3.1. – Curto-Circuito na barra TermoPE 230kV

1º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra				
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A	A
UTE S6 G1 - 01 Circuito	TOTAL BARRA	27,41	6.880	5.958		8,86	26,57	6.669	6.672
	TR-1	6,67	1.674	1.450	2,15	5,44	9,74	2.445	4.096
	TR-2								
	TR-3								
	Ppm C.1	20,79	5.218	4.519		3,48	16,88	4.237	2.605
	Ppm C.2								
	Rec2 B1 - Ppm	10,59	2.658	2.302		0,55	7,38	1.852	414
	Rec2 B2 - Ppm	10,20	2.560	2.217		0,55	7,11	1.785	414

2º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra				
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A	A
UTE d/ G1 e G2 - 02 Circuitos	TOTAL BARRA	39,03	9.797	8.484		13,28	39,85	10.002	10.000
	TR-1	6,67	1.674	1.450	2,27	4,91	9,45	2.372	3.697
	TR-2	6,67	1.674	1.450	2,27	4,91	9,45	2.372	3.697
	TR-3								
	Ppm C.1	12,88	3.233	2.800		1,76	10,52	2.641	1.325
	Ppm C.2	12,88	3.233	2.800		1,76	10,52	2.641	1.325
	Rec2 B1 - Ppm	13,13	3.296	2.854		0,57	9,48	2.379	429
	Rec2 B2 - Ppm	12,04	3.173	2.748		0,56	9,13	2.292	422

3º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra				
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A	A
UTE c/ G1 e G3 - 02 Circuitos	TOTAL BARRA	40,97	10.283	8.905		14,31	42,94	10.778	10.775
	TR-1	6,67	1.674	1.450	2,33	4,64	9,30	2.334	3.494
	TR-2								
	TR-3	8,62	2.164	1.874	3,01	6,41	12,43	3.120	4.827
	Ppm C.1	12,88	3.233	2.800		1,67	10,65	2.673	1.258
	Ppm C.2	12,88	3.233	2.800		1,67	10,65	2.673	1.258
	Rec2 B1 - Ppm	13,13	3.296	2.854		0,54	9,66	2.430	407
	Rec2 B2 - Ppm	12,64	3.173	2.748		0,53	9,32	2.339	399

4º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra				
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A	A
UTE COMPLETA - 02 Circuitos	TOTAL BARRA	47,62	11.953	10.351		17,27	51,81	13.004	13.004
	TR-1	6,67	1.674	1.450	2,42	4,23	9,07	2.277	3.185
	TR-2	6,67	1.674	1.450	2,42	4,23	9,07	2.277	3.185
	TR-3	8,62	2.164	1.874	3,13	5,85	12,11	3.040	4.405
	Ppm C.1	12,88	3.233	2.800		1,52	10,85	2.723	1.145
	Ppm C.2	12,88	3.233	2.800		1,52	10,85	2.723	1.145
	Rec2 B1 - Ppm	13,13	3.296	2.854		0,49	9,99	2.507	369
	Rec2 B2 - Ppm	12,64	3.173	2.748		0,48	9,62	2.415	361

8.3.2. – Curto-Circuito na barra 18kV do Grupo G1-TR1

1º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase Terra		
		Corr Fase		Corr Fase	I0	I1+I2+I0	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	A
UTE só G1 e TR1 - 01 Circuito							
No lado 18 kV	TOTAL	20,62	66.141	57.278	0,00083		0 8
	G1	11,76	37.721	32.667	0,00083		0 8
	TR-1	8,86	28.419	24.611	0,00	0,00	0 0
No lado 230 kV	TR-1	8,86	2.224	1.926	0,00	0,00	0 0
Contribuições no Lado 230 kV	TR-2	0,00			0,00	0,00	
	TR-3	0,00			0,00	0,00	
	Ppm C.1	8,86	2.224	1.926	0,00	0,00	0 0
	Ppm C.2				0,00	0,00	

2º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase Terra		
		Corr Fase		Corr Fase	I0	I1+I2+I0	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	A
UTE com G1 e G2 - 02 Circuitos							
No lado 18 kV	TOTAL	22,20	71.209	61.667	0,00083		0 8
	G1	11,76	37.721	32.667	0,00083		0 8
	TR-1	10,44	33.487	29.000	0,00	0,00	0 0
No lado 230 kV	TR-1	10,44	2.620	2.269	0,00	0,00	0 0
Contribuições no Lado 230 kV	TR-2	2,15	540	467	0,00	0,00	0 0
	TR-3	0,00			0,00	0,00	
	Ppm C.1	4,15	1.042	902	0,00	0,00	0 0
	Ppm C.2	4,15	1.042	902	0,00	0,00	0 0

3º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase Terra			
		Corr Fase		Corr Fase	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	A	A
UTE com G1 e G3 - 02 Circuitos								
No lado 18 kV	TOTAL	22,40	71.850	62.222	0,00083		0	8
	G1	11,76	37.721	32.667	0,00083		0	8
	TR-1	10,63	34.097	29.528	0,00	0,00	0	0
No lado 230 kV	TR-1	10,63	2.668	2.311	0,00	0,00	0	0
Contribuições no Lado 230 kV	TR-3	2,67	670	580	0,00	0,00	0	0
	TR-2	0,00			0,00	0,00		
	Ppm C.1	3,99	1.001	867	0,00	0,00	0	0
	Ppm C.2	3,99	1.001	867	0,00	0,00	0	0

4º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase Terra			
		Corr Fase		Corr Fase	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	A	A
UTE COMPLETA - 02 Circuitos								
No lado 18 kV	TOTAL	22,96	73.646	63.778	0,00083		0	8
	G1	11,76	37.721	32.667	0,00083		0	8
	TR-1	11,19	35.893	31.083	0,00	0,00	0	0
No lado 230 kV	TR-1	11,19	2.809	2.432	0,00	0,00	0	0
Contribuições no Lado 230 kV	TR-2	1,82	457	396	0,00	0,00	0	0
	TR-3	2,35	590	511	0,00	0,00	0	0
	Ppm C.1	3,52	884	765	0,00	0,00	0	0
	Ppm C.2	3,52	884	765	0,00	0,00	0	0

8.3.3. – Curto-Circuito na barra 230kV de Pirapama

1º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra				
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A	A
UTE Sô G1 - 01 Circuito	TOTAL na Barra Pirapama	39,78	9.985	8.647		14,67	44,00	11.044	11.047
	TR-1	0,00	0	0	0,00	2,48	2,48	622	1.867
	TR-2	0,00	0	0	0,00	2,50	2,50	628	1.883
	TR-3	0,00	0	0	0,00	2,48	2,48	622	1.867
	Petroflex	0,00	0	0	0,00	1,43	1,43	359	1.077
	TermoPE C.1	5,94	1.491	1.291		1,80	6,17	1.549	1.355
	TermoPE C.2								
	Rec2 - B1	17,26	4.332	3.752		2,09	14,78	3.710	1.574
	Rec2 - B2	16,61	4.169	3.610		2,04	14,26	3.579	1.536

2º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra				
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A	A
UTE com G1 e G2 - 02 Circuitos	TOTAL na Barra Pirapama	45,69	11.468	9.931		16,45	49,36	12.389	12.387
	TR-1	0,00	0	0	0,00	2,65	2,65	665	1.995
	TR-2	0,00	0	0	0,00	2,66	2,66	668	2.003
	TR-3	0,00	0	0	0,00	2,65	2,65	665	1.995
	Petroflex	0,00	0	0	0,00	1,53	1,53	384	1.152
	TermoPE C.1	5,94	1.491	1.291		1,37	5,64	1.416	1.032
	TermoPE C.2	5,94	1.491	1.291		1,37	5,64	1.416	1.032
	Rec2 - B1	17,26	4.332	3.752		2,23	14,62	3.670	1.679
	Rec2 - B2	16,61	4.169	3.610		2,18	14,11	3.542	1.642

3º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra				
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A	A
UTE com G1 e G3 - 02 Circuitos	TOTAL na Barra Pirapama	47,22	11.852	10.264		16,89	50,66	12.716	12.718
	TR-1	0,00	0	0	0,00	2,69	2,69	675	2.026
	TR-2	0,00	0	0	0,00	2,71	2,71	680	2.041
	TR-3	0,00	0	0	0,00	2,69	2,69	675	2.026
	Petroflex	0,00	0	0	0,00	1,55	1,55	389	1.167
	TermoPE C.1	6,70	1.682	1.456		1,47	6,25	1.569	1.107
	TermoPE C.2	6,70	1.682	1.456		1,47	6,25	1.569	1.107
	Rec2 - B1	17,26	4.332	3.752		2,27	14,58	3.660	1.709
	Rec2 - B2	16,61	4.169	3.610		2,21	14,06	3.529	1.664

4º Caso

		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra				
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr Fase	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A	A
Com TermoPE COMPLETA - 02 Circuitos	TOTAL na Barra Pirapama	52,07	13.070	11.318		18,18	54,53	13.687	13.690
	TR-1	0,00	0	0	0,00	2,86	2,86	718	2.154
	TR-2	0,00	0	0	0,00	2,87	2,87	720	2.161
	TR-3	0,00	0	0	0,00	2,86	2,86	718	2.154
	Petroflex	0,00	0	0	0,00	1,65	1,65	414	1.242
	TermoPE C.1	9,13	2.292	1.985		1,70	8,06	2.023	1.280
	TermoPE C.2	9,13	2.292	1.985		1,70	8,06	2.023	1.280
	Rec2 - B1	17,26	4.332	3.752		2,40	14,42	3.619	1.807
	Rec2 - B2	16,61	4.169	3.610		2,35	13,92	3.494	1.770

8.3.4. – Curto-Circuito na barra 1 de Recife II

1º Caso

UTE só com G1 - 01 Circuito		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra			
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A
TOTAL NA BARRA 1 DE RCD		65,22	16.370	14.177		25,14	75,43	18.933
Correntes em Linhas	Ppm - RCD – B1	5,04	1.265	1.096		1,93	5,82	1.461
	Ppm - RCD – B2	0,34	85	74		1,03	1,09	274
	TPE - Ppm - C.1	5,12	1.285	1.113		0,50	4,43	1.112
	TPE - Ppm - C.2							

4º Caso

Com TermoPE COMPLETA - 02 Circuitos		Trifásico		Bifásico	Fase-Terra			
		Corr Fase		Corr Fase	I1	I0	I1+I2+I0	Corr. Terra
		pu	A	A	pu	pu	pu	A
TOTAL NA BARRA 1 DE RCD		73,04	18.333	15.876		27,43	82,28	20.652
Correntes em Linhas	Ppm - RCD – B1	9,59	2.407	2.085		2,15	9,34	2.344
	Ppm - RCD – B2	3,89	976	846		1,17	4,07	1.022
	TPE - Ppm - C.1	6,73	1.689	1.463		0,41	5,45	1.368
	TPE - Ppm - C.2	6,73	1.689	1.463		0,41	5,45	1.368

8.4. Implementação das funções de Proteção

8.4.1. Proteção Diferencial de Barra.

Para a implementação desta função de proteção, não se precisa necessariamente do estudo de curto-circuito da subestação. Neste caso, a proteção diferencial de barras é realizada pelo relé 7SS52, e é do tipo distribuída, constituída de:

- **Unidades de Bay**

Localizadas nos painéis dos respectivos bays de saída da barra protegida, têm a finalidade de adquirir dados desse terminal, tais como estados de seccionadoras e disjuntor, correntes das fases e do circuito residual, e emitir comando de abertura do disjuntor.

Possui também **funções de sobrecorrente** de fase e de terra que podem, opcionalmente, ser utilizados como proteção de retaguarda.

- **Unidade Central**

Localizada em painel centralizado referente ao sistema de barramentos que protege, tem a finalidade de executar a função diferencial para cada zona de barra protegida, com os valores adquiridos nas unidades de bay e transmitidos para ela via Fibra Óptica.

O princípio adotado para a proteção de barra é o de “diferencial percentual”, com implementações que proporcionam estabilidade mesmo com saturação de TCs. A proteção é segregada para cada fase, isto é, medição feita por fase. Seu tempo de atuação é inferior a 1 ciclo (cerca de 15 ms).

A figura a seguir mostra a configuração para a subestação 230 kV da UTE TermoPE:

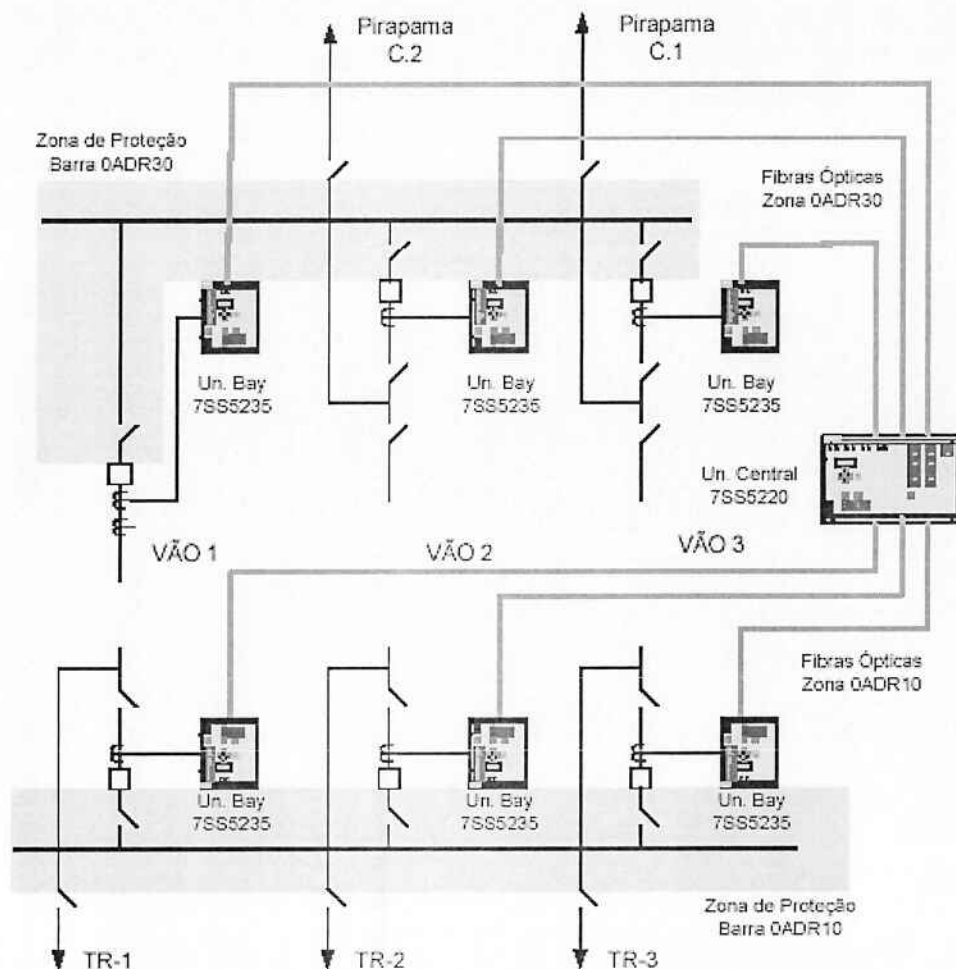


figura 8.3: diagrama de proteção diferencial de barra

8.4.2. Relés de Sincronismo.

Os relés de sincronismo do tipo 7VE512 são os usados para a função de promover a verificação de sincronismo entre o Grupo Gerador e o barramento do lado de 230 kV da SE Termopernambuco, para paralelismo através de um disjuntor do vão (central ou lateral) que pode ser selecionado. Para tanto utiliza potenciais de TPs de barra e TPs do lado da AT dos transformadores elevadores.

Para o paralelismo entre o gerador e o Sistema Elétrico, o relé verifica as tensões do lado do gerador (AT do transformador elevador) e do lado do sistema. As magnitudes das tensões devem estar dentro dos limites

operacionais. As freqüências de ambos os lados devem estar dentro dos limites operacionais de freqüência. Após a partida, o relé verifica os módulos das tensões para ver se a diferença está dentro do limite ajustado. Em seguida, o dispositivo calcula o instante do fechamento levando em consideração a diferença de freqüência no momento, o tempo ajustado de fechamento do disjuntor e emite o comando de fechamento de tal modo que, no instante do fechamento dos contatos, os fasores de tensão de ambos os lados estejam em fase.

8.4.3. Proteção para a linha de transmissão.

O relé de proteção de distância tipo 7SA6 é um dispositivo universal para proteção, controle e automação baseado no sistema Siprotec 4 da Siemens.

Possui sistema de medição não chaveado e incorpora todas as funções adicionais para proteção de linhas aéreas e cabos, para tensões desde 5 a 765 kV.

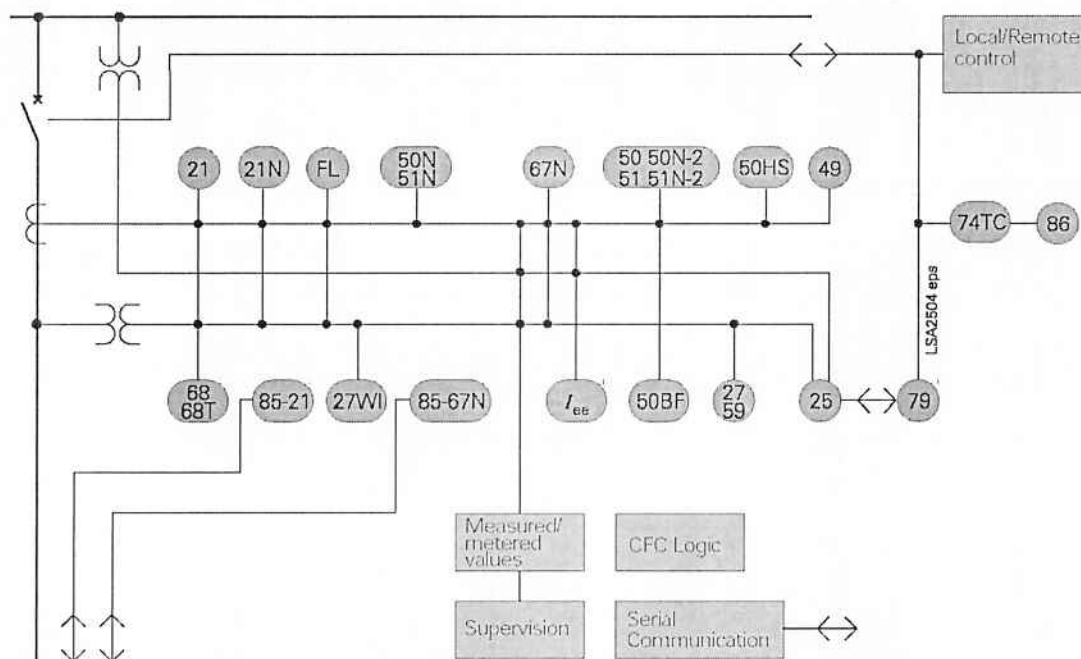


fig 8.4 – diagrama de funções do relé de distância utilizado

onde, como descrito no anexo:

- 21/21N Proteção de Distância
- FL Localizador de Falhas
- 50N/51N Proteção de Sobrecorrente de Terra
- 67N Proteção de Direcional de Falta à Terra
- 50/51 Proteção de Sobrecorrente de Retaguarda
- 50STUB Proteção de Sobrecorrente STUB
- 68/68T Detecção de Oscilação de Potência / Trip
- 85/21 Teleproteção para a Proteção de Distância
- 27WI Proteção “Weak In feed”
- 85/67N Teleproteção para Proteção Direcional de Falhas à Terra
- 50HS Proteção de Fechamento sobre Falta (“Switch-on to-Fault”)
- 50BF Proteção de Falha de Disjuntor
- 59/27 Proteção de Sobretensão / Subtensão
- 25 Função Verificação de Sincronismo
- 79 Função Religamento Automático
- 74TC Função Supervisão do Circuito de Trip
- 86 Função Bloqueio de Fechamento
- 49 Proteção Térmica para Sobrecarga
- /EE Função Detecção de Falhas a Terra com Alta Impedância

funções de Controle:

- Comandos para Controle de Disjuntores e Seccionadoras.

funções de Monitoramento:

- Supervisão do Circuito de Trip
- Automonitoramento
- Supervisão dos Valores Medidos
- Sequenciamento de Eventos/Faltas
- Registrador de Perturbações
- Estatística de Manobras

8.4.3.1. Exemplo de Ajustes para a proteção do circuito 1 da LT TermoPE-Pirapama

Abaixo são mostrados os ajustes feitos ao relé de distância escolhido, para se ter uma idéia de como usam estes estudos nos relés digitais de hoje em dia.

Device Configuration		
No.	Name	Value
00103	Setting Group Change Option	Disabled
00110	Trip mode	1-/3pole
00114	21 Distance protection pickup program	Z< (quadrilateral)
00120	68 Power Swing detection	Enabled
00121	85-21 Pilot Protection for Distance prot	POTT
00122	DTT Direct Transfer Trip	Disabled
00124	50HS Instantaneous High Speed SOTF	Enabled
00125	Weak Infeed (Trip and/or Echo)	Enabled
00126	50(N)/51(N) Backup OverCurrent	Time Overcurrent Curve IEC
00131	50N/51N Ground OverCurrent	Time Overcurrent Curve IEC
00132	85-67N Pilot Protection Gnd. OverCurrent	Directional Comparisson Pickup
00133	79 Auto-Reclose Function	1 AR-cycles
00134	Auto-Reclose control mode	with Trip and Action time
00135	25 Synchronism and Voltage Check	Enabled
00137	27 59 Under/Overvoltage Protection	Enabled
00138	Fault Locator	Enabled
00139	50BF Breaker Failure Protection	Disabled
00140	74TC Trip Circuit Supervision	Disabled
00142	49 Thermal Overload Protection	Disabled

fig 8.4: exemplo de tabela de parametrização de relés digitais

Comentários dos ajustes

00103 Setting Group Change Option: Disabled

Será ativado apenas um grupo de ajuste, não sendo portanto necessário habilitar a opção de seleção de grupo de ajuste (Possíveis 4 grupos de ajustes).

00110 Trip mode: 1-/3pole

Selecionado o modo mono ou tripolar para desligamento. Admitido que os disjuntores aceitam comandos tanto mono como tripolares de abertura.

00114 21 Distance protection pickup program: Z< (quadrilateral)

Selecionada a característica de partida para a função distancia, a partida por subimpedância, com característica quadrilateral.

00120 68 Power Swing detection: Enabled

Habilitada a função de detecção de oscilação de potência.

00121 85-21 Pilot Protection for Distance prot: POTT

Selecionado o esquema de transferência de trip permissivo por sobrealcance, como o esquema de teleproteção a ser utilizada com a função distância. *Esquema adequado para linha curta.*

00122 DTT Direct Transfer Trip: Disabled

Não habilitada a função de transferência direta de trip.

00124 50HS Instantaneous High Speed SOTF: Enabled

Habilitada a função de sobrecorrente instantâneo para a função "switch on to fault".

00125 Weak In feed (Trip and/or Echo): Enabled

Habilitada a função weak in feed.

00126 50(N)/51(N) Backup OverCurrent: Time OverCurrent Curve IEC

Selecionada a curva IEC.

00131 50N/51N Ground OverCurrent: Time Overcurrent Curve IEC

Selecionada a curva IEC

00132 85-67N Pilot Protection Gnd. OverCurrent: Enabled

Selecionado o esquema de partida por comparação direcional como esquema de teleproteção a ser utilizado com a função sobrecorrente direcional de terra.

00133 79 Auto-Reclosure Function: 1 AR-cycles

Selecionada uma tentativa de religamento automático.

00134 Auto-Reclosure control mode: with Trip and Action Time

Selecionado "with Trip and Action Time".

00135 25 Synchronism and Voltage Check: Enabled

Habilitada função de verificação de sincronismo e de tensão.

00137 27 59 Under/Overvoltage Protection: Enabled

Habilitada a função de sobretensão.

00138 Fault Locator: Enabled

Habilitada a função de localização de faltas.

00139 50BF Breaker Failure Protection: Disabled

Não habilitada à função de proteção para falha de disjuntor. Esta proteção será feita pela função incorporada na proteção diferencial de barras (para o disjuntor lateral) e por relé específico, para o disjuntor central.

00140 74TC Trip Circuit Supervision: Disabled

Função não habilitada.

00142 49 Thermal Overload Protection: Disabled

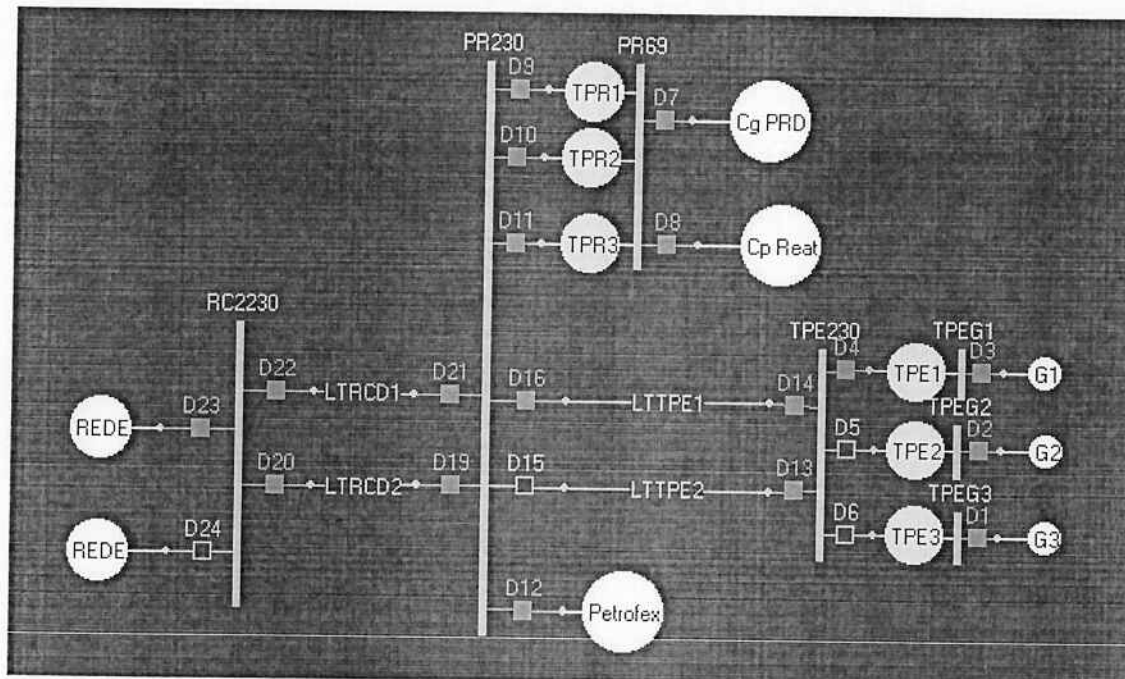
Função não habilitada.

Maiores informações podem ser obtidas nos manuais dos relés apresentados.

8.5. Estudos de Fluxo de carga

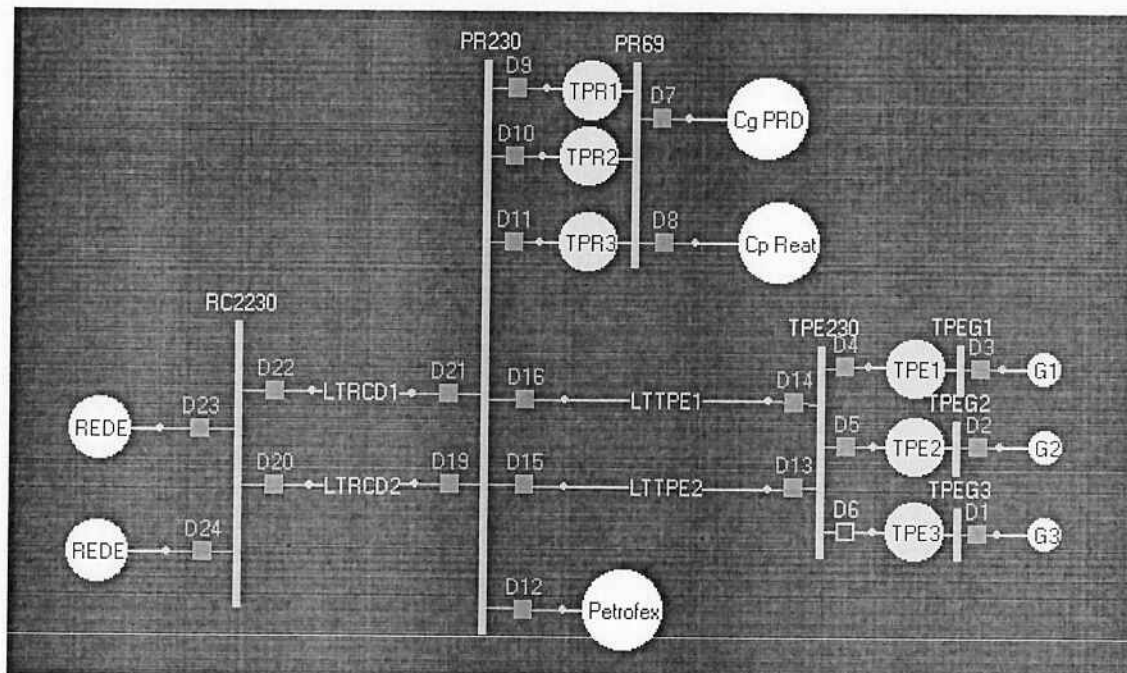
Os estudos de Fluxo de carga foram feitos com o programa Sisplan AT, e abaixo são mostrados os unifilares das condições simuladas e os resultados obtidos com cada uma destes casos (os mesmos casos do estudo de curto-circuito).

8.5.1. Fluxo de carga da rede com apenas uma linha e G1



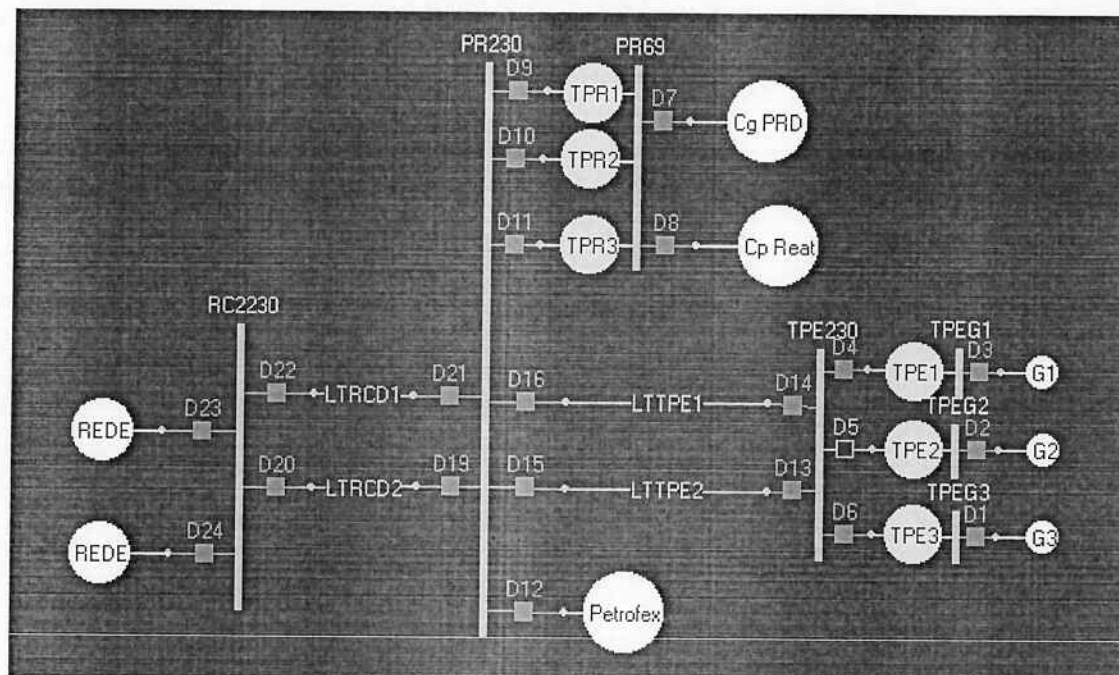
Resultados da rede								
Patamar número 1 - Madrugada - convergencia em 2 iteracoes								
Barra Inicial	Barra Final	Trecho	T E N S A O (pu)	(grau)	P O T E N C I A (MW)	(MVar)	Desvio na Barra (MW)	(MVar)
TPEG3	TPEG3		1.0000	0.00	0.000	0.000		
TPEG3	B14	TPE3			0.000	0.000	0.000	0.000
B14	(Carga)		1.0000	0.00	-0.000	-0.000		
B14	TPEG3	TPE3			0.000	0.000	-0.000	-0.000
TPEG2	(Swing)		1.0000	0.00	0.000	0.000		
TPEG2	B13	TPE2			0.000	0.000	0.000	0.000
B13	(Carga)		1.0000	0.00	-0.000	-0.000		
B13	TPEG2	TPE2			0.000	0.000	-0.000	-0.000
TPEG1	(Swing)		1.0000	0.00	203.875	21.513		
TPEG1	TPE230	TPE1			203.875	21.513	0.000	-0.000
TPE230	(Carga)		0.9947	-7.29	-0.000	-0.000		
TPE230	PR230	LTTPE1			203.857	-4.412		
	B23	LTTPE2			0.000	-0.000		
	TPEG1	TPE1			-203.875	4.504	0.017	-0.092
PR230	(Carga)		0.9909	-9.48	-9.900	-1.480		
PR230	TPE230	LTTPE1			-202.765	12.144		
	RC2230	LTRCD1			0.049	-33.163		
	RC2230	LTRCD2			0.049	-33.163		
	PR69	TPR3			65.212	17.847		
	PR69	TPR2			62.309	17.052		
	PR69	TPR1			65.212	17.847	0.033	-0.043
B23	(Carga)		0.9947	-7.29	-0.000	-0.000		
B23	TPE230	LTTPE2			0.000	-0.000	-0.000	0.000
RC2230	(PV)		1.0000	-9.58	0.000	66.934		
RC2230	PR230	LTRCD1			0.010	33.467		
	PR230	LTRCD2			0.010	33.467	-0.020	-0.000
PR69	(Carga)		0.9744	-13.55	-192.800	-57.700		
PR69	PR230	TPR3			-65.212	-12.949		
	PR230	TPR2			-62.309	-12.373		
	PR230	TPR1			-65.212	-12.949	-0.067	-19.428

8.5.2. Fluxo de carga da rede sem G3



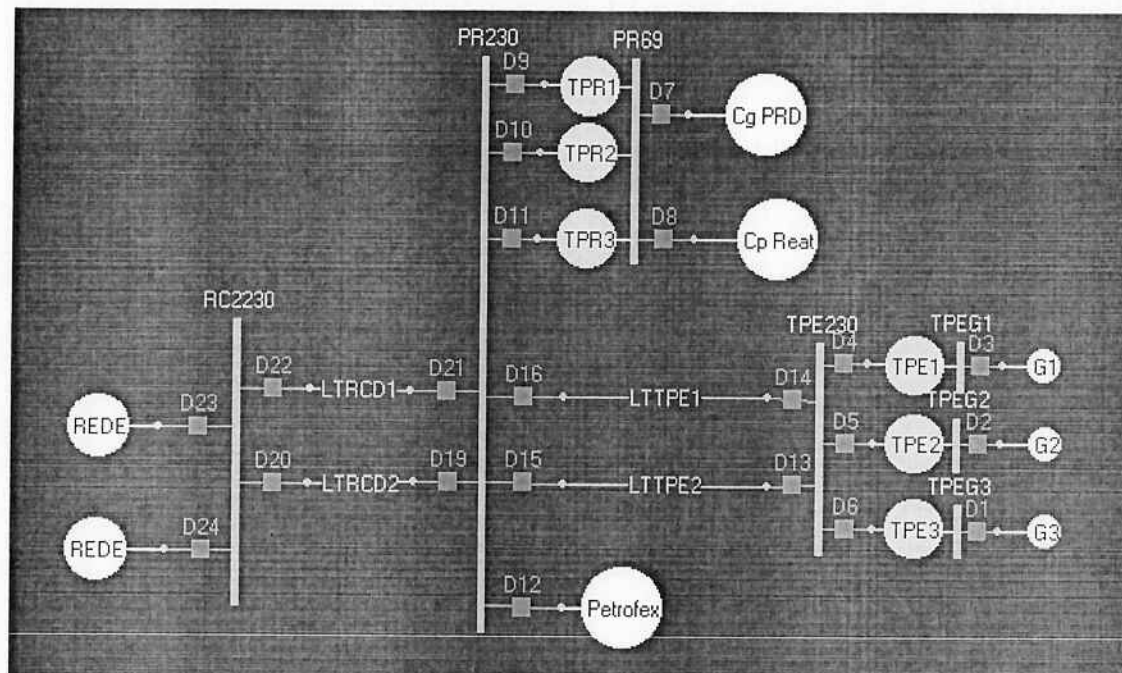
Resultados da rede								
Barra Inicial	Patamar Barra	número Trecho	1 - Madrugada - convergencia em 3 iterações				Desvio na Barra	
	Final		T E N S A O (pu)	(grau)	P O T E N C I A (MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)
TPEG3	(Swing)		1.0000	0.00	0.000	0.000		
TPEG3	B14	TPE3			0.000	0.000	0.000	0.000
B14	(Carga)		1.0000	0.00	-0.000	-0.000		
B14	TPEG3	TPE3			0.000	0.000	-0.000	-0.000
TPEG2	(Swing)		1.0000	0.00	206.140	18.685		
TPEG2	TPE230	TPE2			206.140	18.685	0.000	0.000
TPE230	(Carga)		0.9966	-7.36	-0.000	-0.000		
TPE230	PR230	LTTPE1			203.070	-7.447		
	PR230	LTTPE2			203.070	-7.447		
	TPEG2	TPE2			-206.140	7.837		
	TPEG1	TPE1			-200.000	7.056	0.000	-0.000
PR230	(Carga)		0.9934	-9.53	-9.900	-1.480		
PR230	TPE230	LTTPE1			-201.989	15.096		
	TPE230	LTTPE2			-201.989	15.096		
	RC2230	LTRCD1			100.639	-42.153		
	RC2230	LTRCD2			100.639	-42.153		
	PR69	TPR3			65.234	17.809		
	PR69	TPR2			62.331	17.016		
	PR69	TPR1			65.234	17.809	-0.000	-0.000
TPEG1	(PV)		1.0000	-0.22	200.000	17.904		
TPEG1	TPE230	TPE1			200.000	17.904	0.000	0.000
RC2230	(PV)		1.0000	-11.23	-200.000	90.843		
RC2230	PR230	LTRCD1			-100.000	45.422		
	PR230	LTRCD2			-100.000	45.422	-0.000	0.000
PR69	(Carga)		0.9770	-13.58	-192.800	-57.700		
PR69	PR230	TPR3			-65.234	-12.934		
	PR230	TPR2			-62.331	-12.359		
	PR230	TPR1			-65.234	-12.934	-0.000	-19.473

8.5.3. Fluxo de carga da rede sem G2



Resultados da rede								
Patamar número 1 - Madrugada - convergencia em 3 iteracoes								
Barra Inicial	Barra Final	Trecho	T E N S A O (pu)	(grau)	P O T E N C I A (MW)	(MVar)	Desvio na Barra (MW)	(MVar)
TPEG3	(Swing)		1.0000	0.00	277.918	23.829		
TPEG3	TPE230	TPE3			277.918	23.829	0.000	-0.000
TPE230	(Carga)		0.9971	-7.18	-0.000	-0.000		
TPE230	PR230	LTTPE1			238.959	-9.447		
	PR230	LTTPE2			238.959	-9.447		
	TPEG3	TPE3			-277.918	11.050		
	TPEG1	TPE1			-200.000	7.845	0.000	-0.000
PR230	(Carga)		0.9936	-9.74	-9.900	-1.480		
PR230	TPE230	LTTPE1			-237.464	20.031		
	TPE230	LTTPE2			-237.464	20.031		
	RC2230	LTRCD1			136.114	-47.080		
	RC2230	LTRCD2			136.114	-47.080		
	PR69	TPR3			65.234	17.803		
	PR69	TPR2			62.331	17.011		
	PR69	TPR1			65.234	17.803	-0.000	-0.000
TPEG1	(PV)		1.0000	-0.04	200.000	17.098		
TPEG1	TPE230	TPE1			200.000	17.098	0.000	0.000
RC2230	(PV)		1.0000	-12.01	-270.000	105.547		
RC2230	PR230	LTRCD1			-135.000	52.774		
	PR230	LTRCD2			-135.000	52.774	-0.000	0.000
PR69	(Carga)		0.9772	-13.79	-192.800	-57.700		
PR69	PR230	TPR3			-65.234	-12.931		
	PR230	TPR2			-62.331	-12.356		
	PR230	TPR1			-65.234	-12.931	-0.000	-19.482
TPEG2	(Swing)		1.0000	0.00	0.000	0.000		
TPEG2	B13	TPE2			0.000	0.000	0.000	0.000
B13	(Carga)		1.0000	0.00	-0.000	-0.000		
B13	TPEG2	TPE2			0.000	0.000	-0.000	-0.000

8.5.4. Fluxo de carga da rede completa



Resultados da rede								
Patamar número 1 - Madrugada - convergência em 3 iterações								
Barra Inicial	Barra Final	Trecho	T E N S A O (pu)	(grau)	P O T E N C I A (MW)	(MVar)	Desvio na Barra (MW)	(MVar)
TPEG3	(Swing)		1.0000	0.00	269.690	21.973		
TPEG3	TPE230	TPE3			269.690	21.973	0.000	-0.000
TPE230	(Carga)		0.9975	-6.96	-0.000	-0.000		
TPE230	PR230	LTTPE1			334.845	-13.861		
	PR230	LTTPE2			334.845	-13.861		
	TPEG3	TPE3			-269.690	10.848		
	TPEG2	TPE2			-200.000	8.437		
	TPEG1	TPE1			-200.000	8.437	0.000	-0.000
PR230	(Carga)		0.9933	-10.55	-9.900	-1.480		
PR230	TPE230	LTTPE1			-331.910	34.630		
	TPE230	LTTPE2			-331.910	34.630		
	RC2230	LTRCD1			230.560	-61.692		
	RC2230	LTRCD2			230.560	-61.692		
	PR69	TPR3			65.234	17.812		
	PR69	TPR2			62.331	17.020		
	PR69	TPR1			65.234	17.812	-0.000	-0.000
TPEG2	(PV)		1.0000	0.17	200.000	16.493		
TPEG2	TPE230	TPE2			200.000	16.493	0.000	-0.000
TPEG1	(PV)		1.0000	0.17	200.000	16.493		
TPEG1	TPE230	TPE1			200.000	16.493	0.000	-0.000
RC2230	(PV)		1.0000	-14.34	-455.000	154.678		
RC2230	PR230	LTRCD1			-227.500	77.339		
	PR230	LTRCD2			-227.500	77.339	-0.000	-0.000
PR69	(Carga)		0.9769	-14.60	-192.800	-57.700		
PR69	PR230	TPR3			-65.234	-12.936		
	PR230	TPR2			-62.331	-12.361		
	PR230	TPR1			-65.234	-12.936	-0.000	-19.467

ANEXO 1 - Números de dispositivos e funções (IEEE) de equipamentos e aparelhos de manobras

Os dispositivos dos equipamentos de manobra, são indicados com números e com letras de sufixo adequados, quando necessárias, de acordo com as funções que desempenham.

Esses números são baseados em sistema padronizado, adotado para manobras automáticas por IEEE, e incorporado ao "American Standard C37.2-1956". Esse sistema é usado em diagramas de conexão, em livros de instruções e em especificações.

Os números de dispositivos recomendados pelo IEEE para Estações de Bombeamentos, são tratados com suplementos deste texto. Abaixo são apresentados os números dos dispositivos e a definição e função do mesmo

1-Elemento Principal

É o dispositivo inicial, seja chave de controle, relé de tensão, chave de movimento, etc, que funciona diretamente, ou através destes dispositivos, como relés protetores com retardamento, para fazer um equipamento funcionar ou parar.

2-Relé de partida ou fechamento temporizado

É um dispositivo que funciona para dar um retardamento de tempo desejado, antes ou depois de qualquer ponto numa seqüência de operações ou num sistema de relés de proteções, exceto os especificamente dotados das funções 62 e 79, descritas mais adiante.

3-Relés de verificação ou intertravamento

É um dispositivo que opera em relação a posição de outros dispositivos, ou de uma quantidade de condições predeterminadas em um equipamento, que permite uma seqüência de operações, para ligar ou desligar, ou para permitir um controle das posições desses dispositivos ou dessas condições, para qualquer fim.

4-Contator principal

É um dispositivo, geralmente controlado pelo dispositivo nº 1, ou equivalente, com os dispositivos necessários de comandos e proteções, que serve para fechar e interromper os circuitos de controles necessários para iniciar a operação dos equipamentos nas condições desejadas e de interrompê-las em condições diferentes ou anormais.

5-Dispositivo de interrupção

Serve para interromper o funcionamento do equipamento e para conservá-los fora de operação.

6-Disjuntor de partida

É um dispositivo cuja função principal é a conexão de uma máquina com a sua tensão de partida.

7-Disjuntor de anôdo

É usado nos circuitos de ânodos de retificadores de força, para interromper o circuito de retificação no caso de ocorrer um arco.

8-Dispositivo de desligamento de alimentação de controle

É um dispositivo de desligamento como uma chave faca, disjuntor ou bloco fusível, usado para ligar e desligar a fonte de tensão de controle do barramento ou de um equipamento (considera-se que a tensão de controle inclui tensão auxiliar fornecendo suprimento para aparelhos como motores pequenos e aquecedores).

9-Dispositivo de reversão

É usado para inverter o campo de uma máquina ou para efetuar quaisquer outras funções de reversão.

10-Chave de seqüência das unidades

É usada para alterar a seqüência em que unidades, podem ser ligadas ou desligadas em equipamentos de unidades múltiplas.

11-Reservado para futura aplicação.

12-Dispositivo de sobre-velocidade

É geralmente uma chave de velocidade, de ligação direta, que funciona em sobre-velocidade na operação da máquina.

13-Dispositivo de velocidade síncrona

E como uma chave centrífuga, relé de escorregamento, relé de tensão, relé de sub-corrente ou qualquer tipo de dispositivo, que opera aproximadamente na velocidade síncrona da máquina.

14-Dispositivo de sub-velocidade

Funciona quando a velocidade da máquina cai abaixo de valor predeterminado.

15-Dispositivo regulador de velocidade ou frequência

Funciona para adaptar e segurar a velocidade ou frequência de uma máquina ou de um sistema, igual ou aproximadamente igual a de outra máquina ou sistema.

16-Reservado para futuras aplicações.

17-Chave de derivação ou descarga "Shunt"

Serve para abrir ou fechar um circuito "Shunt" em qualquer peça de um aparelho (exceto resistores), como o campo ou armadura de uma máquina, um capacitor ou mesmo um reator (ficam excluídos os dispositivos que efetuam operações de "Shunt", que poderão ser necessários durante o processo de ligação da máquina, pelos dispositivos 6 ou 42, ou equivalentes e também fica excluída a função de resistores).

18-Dispositivo para aceleração ou desaceleração

É usado para comandar circuitos que são usados para aumentar ou diminuir a velocidade da máquina.

19-Contator de transição de partida - marcha

É um dispositivo usado para iniciar ou efetuar a transferência automática da máquina, da conexão de partida para a de funcionamento normal.

20-Válvula operada eletricamente

É uma válvula operada por solenóide ou por motor, que é usada em instalações de vácuo, ar, gases, óleo, água e outras (a função de válvula pode ser explicada por palavras descritivas como "Freio" ou como "Redutor de pressão"; no funcionamento, como "Válvula de freio operada eletricamente").

21-Relé de distância

É um dispositivo que funciona quando a admitância, a impedância ou a reatância de um circuito aumenta ou diminui além dos limites pré-determinados.

22-Disjuntor equalizador

É um disjuntor que serve para controlar, ligar ou interromper a equalização da corrente para o campo, de uma máquina, ou regulagem de um equipamento em instalações de unidades múltiplas.

23-Dispositivo de controle de temperatura

É um dispositivo que funciona para comandar o aumento ou a diminuição de temperatura de uma máquina ou de outros aparelhos, ou mesmo de um ambiente, quando a sua temperatura desce além de valores pré-determinados (um exemplo é o termostato que liga um aquecedor de ambiente dentro de uma instalação de distribuição quando a temperatura cai a um valor desejado, distinto de um dispositivo que é usado para efetuar a regulação de temperatura automática entre limites próximos e seria designado como 90T.

24-Reservado para futura aplicação.

25-Dispositivo de sincronização ou de verificação de sincronismo

Opera quando dois circuitos de corrente alternada estão dentro dos limites desejados de frequência, ângulo de fase ou tensão para permitir ou para efetuar o paralelismo destes dois circuitos.

26-Dispositivo térmico do aparelho

E um dispositivo que funciona quando a temperatura do campo de derivação ou do enrolamento amortecedor de uma máquina, ou aquele de uma resistência de limitação ou de mudança de carga ou a de um liquido ou outro meio excede um valor pré-determinado; ou se a temperatura do aparelho protegido, como um retificador de potência, ou de qualquer meio, cai abaixo de um valor pré-determinado.

27-Relé de subtensão

Funciona para um valor dado de subtensão.

28-Detector de chama

É um dispositivo que detecta a presença de chama piloto ou chama principal em tais aparelhos como turbinas a gás ou caldeira a vapor.

29-Contator de isolamento

É um contator usado expressamente para desligar um circuito de outro para operação de emergência, manutenção e teste.

30-Relé anunciador

É um dispositivo de restabelecimento não automático que dá um número de indicações visuais separados sobre o funcionamento dos aparelhos de proteções e que pode também ser preparado para efetuar uma função de travamento.

31-Dispositivo de excitação em separada

Liga o circuito tal como o campo derivação de um conversor síncrono a uma alimentação de excitação separada durante a seqüência de partida ou a uma fonte que energiza os circuitos de excitação e ignição de um retificador de potência.

32-Relé direcional de potência

Funciona num desejado valor de fluxo de potência num dado sentido ou sob potência reversa resultante de arco de retomo no circuito de anôdo ou de catôdo de um retificador de potência.

33-Chave de posicionamento

Fecha ou abre contato quando o dispositivo principal ou peça de aparelho, o qual não tem número de função, atinge urna determinada posição.

34-Chave de seqüência, operada por motor

É uma chave de contatos múltiplos que fixa a seqüência de operações dos dispositivos principais durante a partida ou parada, ou durante outras operações de comutação.

35-Dispositivo de escovas ou anéis

É usado para levantar, abaixar ou mudar escovas de uma máquina, para fazer curto-circuito em seus anéis ou para conectar ou desconectar os contatos de retificador mecânico.

36-Dispositivo de polaridade

Opera ou permite operação de outro dispositivo, somente em uma polaridade determinada.

37-Relé de sub-corrente ou sub-potência

É um dispositivo que funciona quando a corrente ou a potência diminui além de valor pré-determinados.

38-Dispositivo de proteção de mancal

É um dispositivo que funciona em temperaturas de mancal excessivas ou em outras condições mecânicas anormais, como uso indevido que poderão resultar em temperaturas de carga excessivas.

39-Reservado para futura aplicação

40-Relé de campo

É um dispositivo que funciona com um valor baixo fixado ou anormal da corrente de campo de uma máquina, ou em caso de valores excessivos da componente reativa, de corrente de armadura em máquina de CA., indicando excitação anormalmente baixa no campo.

41-Disjuntor ou chave de campo

É um dispositivo que funciona para aplicar, ou para remover a excitação do campo de uma máquina.

42-Disjuntor ou chave de partida

É um dispositivo cuja função principal é ligar uma máquina à sua fonte de tensão e de funcionamento após ter sido atingida a velocidade desejada na conexão de partida.

43-Dispositivo de seletor ou transferência manual

Seleciona os circuitos de controles, com a finalidade de modificar o plano de operação do equipamento de manobra ou de algum de seus dispositivos.

44-Relé de seqüência de partida das unidades

É um dispositivo que funciona para dar partida a unidade seguinte disponível em um equipamento de unidade múltipla em caso de defeito ou falta da unidade que a precede novamente.

45-Reservado para futura aplicação

46-Relé de reversão ou balanceamento de corrente de fase

É um dispositivo que funciona quando as correntes polifásicas estão em seqüência invertida, ou quando as correntes polifásicas estão desequilibradas ou componentes excessivas de seqüência de fase negativa.

47-Relé de seqüência de fase de tensão

É um dispositivo que funciona com valor pré-determinado de tensão polifásica, na seqüência de fase desejada.

48-Relé de seqüência incompleta

E um dispositivo, que faz o equipamento voltar à disposição normal, parar, quando a seqüência normal de partida de operação ou parada. não é completada adequadamente dentro do tempo pré-determinado.

49-Relé térmico para máquina ou transformador

É um dispositivo que funciona quando a temperatura da armadura de uma máquina CA; da armadura de outro enrolamento de carga de uma máquina de C.C. de um conversor, retificador ou transformador de força (inclusive transformador retificador de tensão) excede um valor pré-determinado.

50-Relé de sobrecorrente instantâneo

É um dispositivo que funciona, instantaneamente, em caso de valores excessivos de corrente, indicando o defeito no aparelho ou circuito por ele protegido.

51-Relé de sobrecorrente CA., temporizado

É um dispositivo característico, de tempo definido ou inverso, que funciona quando a corrente em um circuito de C.A. excede valores pré-determinados.

52-Disjuntor de corrente alternada.

É um dispositivo que é usado para ligar e interromper um circuito de força de C.A., em condições normais ou interromper esse circuito em condições de defeito ou emergência.

53-Relé para excitatriz ou gerador CC.

É um dispositivo que aplica a excitação de campo em uma máquina de C.C. durante a partida ou que funciona quando a tensão da máquina ultrapassa um valor dado.

54-Disjuntor C.C., de alta velocidade.

É um dispositivo que começa a reduzir a corrente no circuito principal em 0,01 segundos ou menos, depois de ocorrer sobrecarga de corrente continua ou um aumento excessivo da corrente nominal.

55-Relé de fator de potência

E um dispositivo que opera quando o fator de potência em circuitos LA., atinge valores acima ou abaixo dos valores pré-determinados.

56-Relé de aplicação de campo

É um dispositivo que automaticamente controla a aplicação de excitação no campo de um motor da C.A. em PO1tOS determinados de ciclo de escorregamento.

57-Dispositivo para curto-circuito ou aterramento

É um dispositivo operado por potência ou energia acumulada para curto-circuitar ou aterrar um circuito respondendo a um comando automático ou manual.

58-Relé de falha de retificador

É um dispositivo que funciona se um ou mais dos ânodos retificadores de força deixa de acender.

59-Relé de sobre-tensão

É um dispositivo que funciona com um valor dado de excesso de tensão.

60-Relé de equalização de tensão

É um dispositivo que opera com uma diferença de potencial entre dois circuitos.

61-Relé de e equalização de corrente

É um dispositivo que funciona com urna diferença de corrente de entrada ou de saída de dois circuitos.

62-Relé de interrupção ou abertura temporizada

É um dispositivo com retardamento de tempo que atua em conjunto com o dispositivo que inicia o desligamento, ou a operação de desligamento em seqüência automática.

63-Relé de pressão de líquido ou gás, nível ou fluxo

É um dispositivo que opera com valores de pressão de líquidos ou gases, em repouso ou em movimento ou com determinada alteração desses valores.

64-Relé de proteção de terra

É um dispositivo que funciona em caso de defeito de isolação para a terra, numa máquina, transformador ou outro aparelho, ou em caso de centelha para terra em máquina de C.C (essa função é atribuída somente ao relé que detecte a passagem de corrente de uma máquina ou aparelho para a terra, ou detecta a terra em enrolamento ou circuito normalmente não aterrados. Não é

atribuída ao dispositivo de conexão no circuito secundário de transformador de corrente, conectados normalmente em circuitos á terra).

65-Regulador

É um dispositivo que controla a abertura da válvula.

66-Dispositivo de comando intermitente

Funciona para permitir somente um número específico de operações de um dispositivo, ou equipamento, ou um número específico de operações sucessivas em um transcurso de tempo determinado. Também funciona para fornecer energia a um circuito periodicamente, ou para permitir a aceleração intermitente de uma máquina, a velocidade baixa, para acertar mecanicamente sua posição.

67-Relé direcional de sobrecorrente C.A.

É um dispositivo que funciona com valores desejados de sobrecorrente C.A., fluindo em direção determinada.

68-Relé de bloqueio

É um dispositivo que fornece um sinal piloto para bloqueio ou comando em defeitos na linha de transmissão, ou em equipamento sob condições pré-determinadas, ou coopera com outros dispositivos para bloquear o comando em caso de anormalidade.

69-Dispositivo seletor de comando

É geralmente uma chave de duas posições operada manualmente, isolador de um circuito, ou fixa a posição de um equipamento em operação, e na outra posição evita que o disjuntor do circuito ou equipamento seja operado.

70-Reostato operado eletricamente

É um reostato que é usado para variar a resistência de um circuito obedecendo algum comando elétrico.

71-Reservado para fritura aplicação.

72-Disjuntor de corrente contínua

É usado para fechar e interromper um circuito de força de CC., em condições normais ou para interromper esse circuito em condições anormais ou de emergência

73-Contator de resistência de carga

É usado para o "Shunt", ou mudança da resistência que limita a carga, ou para regular um aquecedor em um circuito, ou ainda para ligar e desligar lâmpadas, ou resistência de carga de retificadores de força ou de outras máquinas.

74-Relé de alarme

É um dispositivo diferente de anunciador de alarme descrito no nº 30, que é usado para comandar ou para atuar em conexão com um alarme visual ou audível.

75-Mecanismo de mudança de posição

É o mecanismo usado para mover os disjuntores, indicando as posições ligadas, desligadas e de teste.

76-Relé de sobrecorrente C.C.

É um dispositivo que funciona quando a corrente em circuito C.C., excede a um valor pré-determinado.

77-Transmissor de pulso

É usado para gerar e transmitir impulsos para o dispositivo remoto de indicação ou recepção.

78-Relé de medição de ângulo de fase, ou proteção contra falta de sincronismo.

É um dispositivo que funciona com ângulo de fase pré-determinados entre duas tensões, ou entre duas correntes, ou ainda entre tensão e corrente.

79-Relé de religamento C.A.

É um dispositivo que controla o religamento e o bloqueio automático de disjuntores de circuito CA.

80-Reservado para futura aplicação.

81-Relé de frequência

É um dispositivo que atua com valores pré-determinados de frequência abaixo ou acima da frequência nominal do sistema.

82-Relé de religamento C.C.

É um dispositivo que controla o religamento de C.C., geralmente em resposta às condições de carga do circuito.

83-Relé automático de controle seletivo ou de transferência

É um dispositivo que opera para selecionar automaticamente uma ente certas fontes ou condições de funcionamento, ou que realiza uma operação de transferência automaticamente.

84-Mecanismo de operação

É o mecanismo elétrico completo ou servo-mecanismo, incluindo o motor de operação, solenóide, reguladores de posições, etc, para tocar de tap's, ou um regulador de indução ou qualquer urna outra peça de aparelho que não tenha número de função definido.

85-Relé receptor de onda portadora "Carrier". ou fio piloto

É um dispositivo que é operado ou retido por um sinal usado em conjunto com um relé direcional de corrente.

86-Relé de bloqueio

É uma alavanca operada eletricamente ou um dispositivo elétrico que funciona para bloquear um equipamento para fora de serviço quando ocorrem condições anormais.

87-Relé de proteção diferencial

É um dispositivo protetor que funciona com percentagem de ângulo de fase ou de outras diferenças quantitativas entre duas correntes ou entre quaisquer outras grandezas elétricas.

88-Motor auxiliar ou motor gerador

É um motor usado para operar um equipamento auxiliar como bombas, sopradores, excitadores, amplificadores magnéticos reativos, etc.

89-Chave de linha

É usado como chave de desligamento ou isolamento de circuito de força LA. ou de C.C., quando é operada eletricamente ou quando tem acessórios elétricos, como chaves auxiliares, fechos magnéticos, etc.

90-Dispositivo regulador

Funciona para regular uma quantidade, ou quantidades como tensão corrente, potência, velocidade, freqüência, temperatura c carga a certo valor, ou ente certos limites, para máquinas, linha e em outros equipamentos interligados.

91-Relé direcional de tensão

É um dispositivo que opera quando a tensão através de um disjuntor, ou de um contator aberto, excede um valor em uma direção.

92-Relé direcional de tensão e potência

É um dispositivo que permite ou causa a conexão de dois circuitos quando a diferença de tensão, entre os mesmos excede um valor dado em direção pré-determinado, e causa o desligamento de um outro circuito, quando a potência que flui entre os mesmos, excede um valor dado na direção inversa.

93-Contator de variação de campo

Funciona para aumentar ou diminuir em degraus a excitação do campo em uma máquina.

94-Relé de desligamento ou de disparo livre

É um dispositivo que funciona para disparar um disjuntor ou um contator, ou para permitir operação imediata por outros dispositivos, ou para evitar religamento imediato do disjuntor caso este abra automaticamente apesar de ficar energizado o seu circuito de fechamento.

95 a 99 - Usados para aplicações específicas, não cobertos pelos números anteriores (uma série de números, começando com 201 em vez de 1, será usada para essas funções de dispositivos em máquinas aumentadores e outros equipamentos, quando estes são controlados diretamente pelo sistema supervisor. Exemplos típicos de tais funções de dispositivos são: 201 , 205 e 204).

1) *Dispositivos que desempenham mais de uma função*

Se um dispositivo desempenha duas funções relativamente importantes em um equipamento, é desejável identificar ambas essas funções, e isso poderá ser feito usando-se número e nome duplo de funções, a saber:

27-59 - Relé de subtensão e sobre-tensão

2) *Número de sufixo*

Se os sufixos estão presentes no mesmo equipamento, dois ou mais dispositivos com os mesmos

números de funções e letras de sufixo (caso for usada), podem ser distinguidos por sufixos numerados, a saber:

52 x-1 , 52 x-2 e 52 x-3, quando necessário.

3) *Letras de sufixos*

As letras de sufixos são usadas com números de funções de dispositivos, para vários propósitos. Para evitar possíveis conflitos, qualquer letra de sufixo usada separadamente, ou quaisquer combinações de letras, indica somente uma palavra ou um sentido em equipamento individual. Quaisquer outras palavras, devem usar as abreviações contidas em "American Standart Z32.13-1950", ou na ultima revisão do mesmo, ou devem usar ainda alguma outra abreviação para distinguir, ou ser escritos por extenso cada vez que forem usadas. Além

disso, o significado de cada letra de sufixo separada, ou combinação de letras, deve ser designada com clareza no texto dos desenhos ou das publicações referentes ao equipamento.

Nota: Para que fique bem claro essas letras de sufixos foram classificadas por agrupamentos diversos, nas seguintes listas: de 2-9.4.1 a 2-9.4.5.

As letras em 2-9.4.1 a 2-9.4.3, como geralmente deverão fazer parte da designação de função de dispositivo, são escritas diretamente depois do número de função, a saber: 23x. 90 V ou 52 BT

As letras em 2 9.4.4.4, que indicam partes do dispositivo principal, e aquelas em 2-9.4.5, que não podem ou não devem fazer parte da designação da função do dispositivo, são escritas diretamente abaixo do número de função, como por exemplo: $\frac{20}{LS}$ ou $\frac{43}{A}$

3.1) Estas letras indicam dispositivos auxiliares separados, como:

- X)
- Y) - relé auxiliar
- Z)
- R) - relé de aumento
- L) - relé de diminuição
- Q) - relé de abertura
- C) - relé de fechamento
- CS) - chave de controle
- CL) - contato auxiliar de relé de fechamento
- OP) - contato auxiliar do relé de abertura
- U) - contato auxiliar do relé "para cima"
- D) - contato auxiliar do relé "para baixo"
- PB) - "push-button", botão de comando

No controle de um disjuntor com o esquema de controle através dos relés chamados X-Y, o relé X é o dispositivo cujos contatos principais são usados para energizar a bobina ou a mola de fechamento, e os contatos do relé Y fornecem as características de disparo para disjuntor.

3.2) Estas letras indicam condições ou grandeza elétrica a que o dispositivo responde, como:

- A - air or amperes - ar ou amperes
- C - current - corrente
- E - electrolyte - eletrólito
- F - frequency or flow - frequência ou fluxo
- L - level or liquid - nível ou líquido
- P - power or pressure - potência ou pressão
- PF - power factor - fator de potência
- O - oil - óleo
- S - speed - velocidade
- T - temperature - temperatura
- V - voltage, volts or vacuum - tensão, volts ou vácuo
- VAR - reative power - potência reativa

W - water or watts - água ou watts

3.3) Estas letras indicam a localização do dispositivo principal no circuito, o tipo de circuito em que o dispositivo é usado ou o tipo de circuito ou aparelho com que está associado, quando isso é necessário, como:

- A Alarm of auxiliary power - alarme ou força auxiliar
- AC Alternating current - corrente alternada
- NA battery or blower or bus - bateria ou soprador ou barramento
- BK brake - freio
- BP "bypass"
- BT "bus tie" - interligação de barramento
- C capacitor or condenser, condensator, or carrier current - capacitor ou condensador, compensador, ou corrente carrier
- CA cathode - cátodo
- DC direct current - corrente continua
- E exciter - excitação
- F feeder, or field, or filament - aumentador, ou campo ou filamento
- F generator or ground - gerador ou terra
- H heater or housing - aquecedor ou caixa protetora
- L line - linha
- M motor or metering - motor ou medidor
- N network or neutral - rede ou neutro
- P pump - bomba
- R reactor, or rectifier - reator ou retificador
- S synchronizing - sincronização, sincronizador
- T transformer, or test, or thyatron - transformador, ou teste, ou "thyatron"
- TH transformer (high-voltage side) - transformador (lado de alta tensão)
- TL transformer (low voltage side) - transformador (lado de baixa tensão)
- TM telemeter - telêmetro
- U Unit - unidade

O sufixo "N" é geralmente usado de preferência à "G" para dispositivos ligados ao neutro secundário de transformadores de corrente, cujo enrolamentos primários são localizados no cento de uma máquina ou transformador de força, exceto no caso de relés de linhas de transmissões , onde o sufixo "G" é geralmente usado para os relés que operam com defeitos de terra.

3.4) Dispositivo que desempenham mais de uma função

Estas letras indicam partes do dispositivo principal, divididas em duas categorias seguintes:

Todas as partes, exceto contatos auxiliares e chaves de limites, são designadas por 2-9.4.4.2 como as seguintes:

BB "bucking bar" (para interruptores de circuitos de CC, de alta velocidade)

BK brake - freio

C coil, or condenser, or capacitor - bobina ou condensador ou capacitor.

CC closing coil - bobina de fechamento

HC holding coil - bobina de retenção

Is inductive shunt - shunt de indução

L lower operating coil - bobina de operação inferior

M operating motor - motor de operação

MF "fly-ball" motor

ML load-limit motor - motor com limite de carga

MS speed adjusting or synchronizing motor - motor ajustador de velocidade ou sincronização.

S solenoid - solenóide

TC upper operating coil - bobina de operação superior

U upper operating coil - bobina de operação superior

V valve – válvula

Todos contatos auxiliares e chaves de limite para tais dispositivos e equipamentos como disjuntores, contadores, válvulas e reostatos, são designados da seguinte maneira:

a) Chave auxiliar aberta quando o dispositivo principal está na posição desenergizada ou fora de operação.

b) Chave auxiliar fechada quando o dispositivo principal está em posição desenergizada ou fora de operação.

aa) Programação de contato no final de operação semelhante ao tipo a) porém diferente nos intervalos entre as posições "aberta - fechada" ou "energizada - desenergizada".

bb) Programação de contato no final de operação semelhante ao tipo b) porém diferente nos intervalos entre as posições aberta – fechada ou "energizada - desenergizada".

e, f, h, etc, ab, ac, ad, etc ou ba, bc, bd, etc, são chaves auxiliares diferentes de a, b, aa e bb. Devem ser usadas letras minúsculas para as chaves auxiliares acima.

Nota: Se no mesmo dispositivo houver diversas chaves auxiliares parecidas, devem ser designadas com números 1, 2, 3, quando necessários.

LC Chave de controle de fechamento, fechada quando a ligação do mecanismo da

chave é religada após operação de abertura do mesmo.

LS Chave limite.

Estas letras cobrem todos os outros com características diferentes, que não são descritos especificamente em dispositivos ou seus contatos no equipamento, como:

A accelerating or automatic - acelerador ou automático

B blocking or backup - bloqueio ou suporte

C close or cold - fechado ou frio

D decelerating, detonate or down - desacelerador , disparador ou para baixo

E emergency - emergência

F failure or forward - falta ou para frente

H hot, or high - quente ou alto

HR hand reset - rearme manual

HS	high speed - alta velocidade
L	left, or local, or low, or lower, or leading - esquerda, ou local, ou baixo, ou inferior, ou guia.
M	manual - manual
OFF	off - parado
ON	on - ligado
O	open - aberto
P	polarizing - polarizante
R	right, or raise, or reclosing, or receiving, or remote, or reverse - certo, elevar, religamento, receptor, remoto, ou reverso
S	sending, or swing - enviando ou balanço.
T	test, or "trip", or trailing - teste ou testar, "trip", seguidor.
TDC	time delay closing - tempo de retardo no fechamento.
U	upper - para cima

4) *Representação de contatos dos dispositivos em diagramas elétricos*

Em diagramas elétricos, todos os contatos, devem ser mostrados na posição desenergizada ou fora de operação.

4.1) Em relés ou outros dispositivos operados eletro-magneticamente, os contatos devem ser mostrados na posição em que ficam, adequando todas as bobinas que estão desenergizadas.

No caso de relés ou dispositivos que operam em resposta a grandezas que não são elétricas, as influências energizantes para tais dispositivos, são consideradas, receptivamente, da seguinte maneira:

Relé ou Dispositivo	Influência energizante
Temperatura	temperatura em elevação
Nível	nível em elevação
Fluxo	aumento de fluxo
Velocidade	velocidade em elevação
Vibração	aumento de vibração

Pressão aumento de pressão

Vácuo aumento de vácuo

Por essa razão, os contatos desses dispositivos devem ser mostrados na posição em que ficam quando as grandezas a que respondem estão em seu valor mais baixo.

Vácuo alto é somente pressão baixa, e por isso os contatos de relés à vácuo devem ser mostrados na posição em que ficam com um vácuo perfeito.

4.2) Em interruptores de circuitos e chaves de desligamento

Os contatos principais e auxiliares devem ser mostrados na posição em que ficam, quando esses dispositivos estão na posição "aberta".

Com válvulas, os contatos auxiliares devem ser mostrados com a válvula na posição "fechada".

Em dispositivos de ajuste de velocidade, tensão, ou corrente, que fazem parte de reostatos, bobinas, ou outros componentes, os contatos auxiliares devem ser mostrados na posição correspondente ao ajuste mais baixo.

Nota: Quando estes dispositivos de ajustes são operados a motor e são providos de chaves de limite para o circuito do motor, as chaves de limite usadas para controle do motor, e somente estas, devem ser mostradas na posição em que ficam quando o dispositivo está em posição entre os limites extremos de movimento.

4.3) A posição de abertura ou de fechamento 2 dos contatos ou chaves auxiliares

Citados 2-9.7.2 e 2-9.7.3, quando necessário, para se compreender rapidamente a operação dos dispositivos no equipamento, devem ser indicada no diagrama elementar, para cada um desses contatos.

No caso de dispositivos que não tem posição desenergizada ou fora de operação como chave de transferência ou controle operadas manualmente, contatos auxiliares indicadores de posição chaves ou invólucros de unidades de disjuntores removíveis, a posição preferencial para mostrar os contatos destes

dispositivos é a normalmente aberta. Cada contato, porém deve ser identificado no diagrama elementar em relação a quando fecha.

Por exemplo, os contatos da chave de transferência manual automático nº 43 que estão fechados na posição automática seriam identificados com a letra "A", e aqueles que estão fechados na posição manual seriam identificados com a letra "M" as chaves auxiliares de posição na caixa 52H de uma unidade de disjuntores removíveis, que estão fechadas quando a unidade está na posição, de conexão, podem ser identificadas com as letras de sufixo "in" (dentro), e aquelas que estão fechadas, quando a unidade é retirada da caixa, podem ser identificadas pelas letras de sufixo "out" (fora).

Em tipos especiais de dispositivos não descritos acima como relés de travamento operados eletricamente, contatos ou outros dispositivos que não tem posição desenergizada ou fora de operação, os seus contatos devem ser mostrados na posição mais adequada para fácil compreensão da operação dos dispositivos no equipamento e deve constar descrição suficiente, se necessária, no diagrama funcional para indicar a operação de contato (esta informação deve ser incluída à parte no diagrama funcional, com o símbolo do dispositivo ou com os contatos no próprio diagrama do circuito onde ficar mais conveniente para rápida compreensão da operação dos dispositivos e do equipamento).

Bibliografia:

BLACKBURN, J. Lewis. Protective relaying: principles and applications. New York : M. Dekker, c1987.

ELMORE, Walter A. Protective relaying theory and applications. New York : Marcel Dekker, 1994.

HOROWITZ, S H; PHADKE A G. Power system relaying. New York : McGraw-Hill : c1999. IEEE Press

HOROWITZ, S H. Power system protection. 2. ed. Taunton, Somerset, England : Research Studies Press ; Nw York : Wiley, c1995.

IEEE Power System Relaying Committee, IEEE Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections.

MASON, C R. The art & science of protective relaying. GE manual

ONS Procedimentos de Rede: Módulo 2 – Padrões de desempenho da rede básica e requisitos mínimos para suas instalações, Rio de Janeiro, 2001.

ONS Procedimentos de Rede: Módulo 11 – Proteção e Controle, Rio de Janeiro, 2001.