ANTONIO CARLOS MOSCARDI

"PROTEÇÃO DE PLANTAS TERMOELÉTRICAS INDUSTRIAIS OPERANDO EM CO-GERAÇÃO"

Dissertação apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do Título de Mestre em Engenharia.

São Paulo
2004

CONSULTA
FD-3619

ANTONIO CARLOS MOSCARDI

"PROTEÇÃO DE PLANTAS TERMOELÉTRICAS INDUSTRIAIS OPERANDO EM CO-GERAÇÃO"

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do Título de Mestrado em Engenharia.

Área de Concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni

São Paulo
2004

FICHA CATALOGRÁFICA

Moscardi, Antonio Carlos
Proteção de plantas termoelétricas industriais operando em co-geração / Antonio Carlos Moscardi – São Paulo, 2004.
179p.

Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Proteção de sistemas elétricos 2. Cogeração de energia elétrica 3. Usinas termoelétricas 4. Energia térmica I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t

Aos que não tiveram oportunidade de estudar.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni, por sua ajuda, compreensão e entusiasmo.

RESUMO

O trabalho tem por objetivo fazer uma ampla análise das proteções utilizadas no desacoplamento entre a planta termoelétrica industrial operando em co-geração e um grande sistema elétrico.

São também analisados os vários tipos de plantas termoelétricas e suas formas operacionais, com relação a planta industrial e a rede da concessionária. Para estes casos foram consideradas as proteções específicas para cada tipo de planta em função das possíveis perturbações a que estas estiverem envolvidas.

São apresentadas as principais proteções utilizadas nestes casos, o principio operacional destes relés, e ainda as tecnologias disponíveis para estes componentes.

O modelo dinâmico das cargas é analisado com maior precisão, especificamente para o caso das plantas estudadas. Sendo que esse parâmetro tem sido avaliado de forma superficial nos grandes estudos de estabilidade, que nem sempre consideram o desempenho dinâmico das cargas no seu barramento de utilização.

Também são analisados os aspectos práticos para determinar a localização das proteções na rede interna, em função da topologia existente e do nível de tensão em que opera a autogeração, caracterizando o comportamento esperado para cada proteção escolhida.

Algumas conclusões são tiradas para o modelo de proteção empregada no desacoplamento da autogeração, para as plantas com processos contínuos, enfocando principalmente os problemas de colapso de tensão durante as perturbações, antes e depois da proteção atuar.

Também apresentamos um caso típico, por meio de uma simulação dinâmica, onde foram consideradas as principais perturbações provenientes da rede externa e com o sistema isolado, definindo as proteções específicas para este caso simulado.

ABSTRACT

This paper's aim is a broad analysis of the protection elements used for the disconnection of an industrial thermoelectric plant, operating in cogeneration mode, from an inportant electric public service system.

The different types of thermoelectric plant are analysed, considering their relations with the industrial plant and the public network. The usual protections have been considered for each type of plant as a function of the disturbances to which they could be subjected.

The main protection elements used in these cases, their operational principles, and the available technologies have been discussed.

The dynamic model of the loads has been analysed with greater precision than usual for the plants under consideration. This aspect has been treated superficially in the present stability studies, which not always account for the dynamic performance of loads at their connection bars.

The practical considerations that determine the location of protection elements in the plant internal net are analysed as a function of the circuit topology and generation voltage level, showing the behaviour to be expected for each choosen protection.

Some conclusions have been drawn for the protection model used for self-generation disconnection in industrial plants with continuous processes, with special regard for the voltage collapse problems during the disturbances, before and after protection operation.

A typical case is also presented, by means of dynamic simulation, considering the main disturbances introduced by the external network and also for the system when isolated, establishing the specific protection to be used in the case under study.

ERRATA

PÁGINA	LINHA	ONDE SE LÊ	LEIA-SE
12	13ª	...dos equipamentos já citado.	...dos equipamentos.
23	6ª	...de correntes da planta...	...de correntes de seqüência zero da planta...
34	12ª	...modo "DROOP",...	...modo "DROOP" (ou queda de velocidade),...
55	Figura		ϕ -ângulo do fator de potência T -ângulo de torque máximo do relé
60	15ª	...no primário.	...no primário e estrela no secundário.
60	16ª	...posição e estrela no secundário, podendo...	...posição, podendo...
71	13ª	...contribuição para a corrente de falta,...	...contribuição da corrente de seqüência zero para a falta,...
85	14ª	...baseia-se no ângulo de torque do gerador , ...	...baseia-se na variação de tensão na barra de conexão, ...
85	15ª	No caso do religamento radial,...	Antes da ocorrência do religamento radial,..
85	16ª	...uma mudança no ângulo de torque, ...	...uma mudança no ângulo da tensão de fase, ...
161	8ª	..concessionária, definiremos..	..concessionária, função – 81 df/dt, definiremos..
163	Tabela 9ª	Sobre-tensão de neutro	Sobre-tensão de neutro e Subfrequencia df/dt
163	Tabela 9ª	64 ou $59U_0$	64 ou $59U_0$ e 81 df/dt

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

1 – INTRODUÇÃO 1

2 – TIPOS DE PLANTAS INDUSTRIAIS OPERANDO EM CO-GERAÇÃO 4

2.1 Ciclo a vapor simples 5

2.2 Ciclo combinado 7

2.3 Plantas auto-suficientes 11

2.4 Plantas que geram parte da energia elétrica consumida 12

2.5 Considerações de operação dos diversos tipos de plantas 14

2.6 - Localização dos geradores na planta 15

2.7 - Tipos de ligações dos enrolamentos nos geradores e transformadores de interligação 21

2.7.1 – Geradores 22

2.7.2 - - Transformadores de interligação 22

3 – DESCRIÇÃO DE PERTURBAÇÕES (DEFEITOS) E EVENTOS 25

3.1 - Formas operacionais e contingências 25

3.2 - Sistema em ilha ou isolado 26

3.3 - Sistema sincronizado ou em paraleto com a concessionária 29

4 – PROTEÇÕES DOS SISTEMAS E PLANTAS TERMOELÉTRICAS EM CO-GERAÇÃO 36

4.1 - Relês de proteção 36

4.1.1 - Relés eletromecânicos 38

4.1.1.1 - Atração eletromagnética 38

4.1.1.2 – Indução 38

4.1.2 - Relés eletrônicos analógicos 39

4.1.3 - Relés eletrônicos digitais 40

4.2 - Funções básicas dos relés e princípios de operação 41

4.3 - Avaliação da eficácia das proteções 58

4.3.1 - Sistema isolado 59

4.3.2 - Sistema sincronizado 66

5 – MODELOS DINÂMICOS DOS SISTEMAS FÍSICOS 89

5.1 - Máquina sincrona 90

5.2 - Sistemas de excitação 97

5.3 - Controlador de velocidade (governador) das turbinas 101

5.4 - Turbina a vapor 104

5.5 - Turbina a gás 105

5.6 - Motor de indução 108

5.6.1 - Considerações sobre o modelo do motor de indução 108

5.6.2 - Parâmetros para o modelo considerado 110

5.7 - Gerador de vapor (caldeira) 113

5.8 - Combustíveis 115

6 – ESTUDO DE CASOS 118

6.1 - Considerações 118

6.2 - Tipos de perturbações e casos estudados 129

6.2.1 - Curto-circuito trifásico no barramento do consumidor de 20 MVA 131

6.2.2 - Curto-circuito trifásico no barramento de 4.16 kV 136

6.2.3 – Rejeição de carga no sistema da concessionária 140

6.2.4 – Desligamento da concessionária 144

6.2.5 – Afundamento de tensão e sobrecarga na concessionária 148

6.2.6 – Partida de um grande motor com gerador isolado 153

6.2.7 – Rejeição de cargas após abertura do sincronismo com a rede 156

6.2.8 – Religamento da concessionária 157

6.2.9 – Variações de freqüência na rede da concessionária..... 158

6.3 - Definições das proteções 158

7 – CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS 166

8 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

9 – ANEXOS

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Ciclo com turbina de contra-pressão 7

Figura 2.2 - Ciclo combinado com uma TAG e uma TAV. 9

Figura 2.3 - Diagrama unifilar com um ramo de interligação 11

Figura 2.4 - Diagrama unifilar com dois ramos de interligação 13

Figura 2.5 - Planta com geração menor que o consumo 18

Figura 2.6 - Planta auto-suficiente 19

Figura 2.7 - Planta com gerador diretamente interligado na linha da concessionária.... 20

Figura 3.1 - Circuito com ocorrência de religamento radial 32

Figura 3.2 - Circuito com ocorrência de religamento passivo 33

Figura 4.1 - Circuito simplificado e forma operacional do relé analógico 40

Figura 4.2 - Fluxograma do princípio de operação do relé digital 41

Figura 4.3 - Circuito Equivalente 43

Figura 4.4 - Formas de onda para medição no relé de distrância 44

Figura 4.5 - Característica operacional do relé de distância 44

Figura 4.6 -Tensões alternadas dos circuitos das Fontes 1 e 2 45

Figura 4.7 - Variações na tensão medida para o relé de subtensão 46

Figura 4.8 - Variações nas tensões medidas para o relé de sobre-tensão 47

Figura 4.9 - Característica operacional do relé direcional de potência ativa 48

Figura 4.10 - Característica operacional do relé de campo 49

Figura 4.11 - Formas de ondas lidas e processadas pelos relés de desbalanceamento 51

Figura 4.12 - Forma de onda e características do relé de sobre-corrente 52

Figura 4.13 - Esquema e diagrama operacional do relé de seqüência zero 54

Figura 4.14 - Característica operacional do relé direcional de sobre-corrente 55

Figura 4.15 - Forma de onda lida e característica pelo relé de freqüência 56

Figura 4.16 - Princípio de operação da função df/dt 56

Figura 4.17 - Esquema de funcionamento do relé de onda portadora 58

Figura 4.18 - Curto-circuito interno à planta 59

Figura 4.19 - Diagrama simplificado da localização do motor na planta 61

Figura 4.20 - Esquema simplificado da posição do governador da turbina 62

Figura 4.21 - Carta de operação de turbina a vapor 63

Figura 4.22 - Esquema de localização dos relés 59 e 81 64

Figura 4.23 - Esquema simplificado para definição de ressonância do sistema isolado 65

Figura 4.24 - Localização da falta entre fases na rede externa para LT curtas 68

Figura 4.25 - Localização da falta entre fases na rede externa para LT longas 69

Figura 4.26 - Localização de falta para terra na rede externa para LT curtas 71

Figura 4.27 - Localização de falta para terra na rede externa para LT longas 73

Figura 4.28 - Localização de falta para terra transformador ligado em Estrela/Estrela 74

Figura 4.29 – Representação do sistema para análise de rejeição de cargas 76

Figura 4.30 – Diagrama vetorial das tensões do sistema considerado 76

Figura 4.31 – Comportamento das tensões nos barramentos do gerador e sistema ... 77

Figura 4.32 - Características de regulação de tensão dos transformadores 78

Figura 4.33 – Localização dos relés 27 e 81 na planta 80

Figura 4.34 - Localização dos relés 27 , 81 e 32 na planta 82

Figura 4.35 - Localização dos relés 25 e 85 na planta 84

Figura 4.36 - Característica de medições do relé de deslocamento angular do gerador 85

Figura 5.1 - Modelo generalizado para MS 91

Figura 5.2 - Circuitos equivalentes da MS de eixo direto e quadratura 91

Figura 5.3 - Circuito equivalente para simulação dinâmica da MS 93

Figura 5.4 - Diagrama fasorial da MS no estado subtransitório [13] 94

Figura 5.5 - Curva de excitação em vazio da MS 95

Figura 5.6 - Esquema simplificado dos sistemas de excitação e AVR - Tipo BRUSHLESS 98

Figura 5.7 - Diagrama de blocos dos sistemas de controle de excitação - Tipo 2 98

Figura 5.8 - Curva de saturação da excitatriz 99

Figura 5.9 - Curva da função S_E (E_{FD}) 99

Figura 5.10 - Característica do governador em *DROOP* 102

Figura 5.11 - Diagrama de blocos do governador de turbina a vapor 103

Figura 5.12 - Diagrama de blocos de turbina a vapor 103

Figura 5.13 - Diagrama de blocos de controle de turbinas a gás [30] 106

Figura 5.14 - Distribuição do fluxo na barra da gaiola e curvas de conjugado 108

Figura 5.15 - Circuito equivalente do modelo considerado 109

Figura 5.16 - Circuito equivalente para simulação dinâmica do motor 111

Figura 5.17 - Diagramas de blocos de uma caldeira 112

Figura 5.18 - Processo de queima de uma partícula 115

Figura 5.19 - Diagramas de blocos para combustíveis sólidos e líquidos 115

Figura 6.1 - Diagrama unifilar do sistema elétrico da planta industrial e concessionária 117

Figura 6.2 - Fluxo de Potência 126

Figura 6.3 - Variações das tensões nos barramentos dos motores..... 129

Figura 6.4 - Tensão na S/E de entrada da planta 130

Figura 6.5 - Corrente na S/E de entrada da planta 131

Figura 6.6 - Variações das correntes dos geradores 131

Figura 6.7 - Variações das freqüências dos geradores 132

Figura 6.8 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores..... 133

Figura 6.9 - Variações dos escorregamentos dos motores 133

Figura. 6.10 - Variações das tensões nos barramentos dos geradores 134

Figura 6.11 - Corrente de curto-circuito dos geradores 135

Figura 6.12 - Tensão na subestação de entrada da planta industrial 135

Figura 6.13 - Corrente na Linha de Interligação entre a Planta Industrial e Concessionária 136

Figura 6.14 - Variações das freqüências dos geradores 136

Figura 6.15 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores 137

Figura 6.16 - Variações das potências mecânicas das turbinas 137

Figura 6.17 - Variações da tensão no barramento da subestação de entrada da panta 138

Figura 6.18 - Variações das tensões nos barramentos dos geradores 139

Figura 6.19 - Variações das potências ativa e reativa na linha de interligação 139

Figura 6.20 - Variações das potências ativa e reativa do gerador – 1 140

Figura 6.21 - Variações nas tensões de excitação dos geradores 140

Figura 6.22 - Variações nas freqüências dos geradores 141

Figura 6.23 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores 141

Figura 6.24 - Variações da tensão na subestação de entrada da planta 142

Figura 6.25 - Variações das potências ativa e reativa na subestação de entrada 143

Figura 6.26 - Variações das tensões nos barramentos dos geradores e motores 143

Figura 6.27 - Variações das freqüências dos geradores 144

Figura 6.28 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores 144

Figura 6.29 - Variações das potências elétricas dos motores 145

Figura 6.30 - Variações dos escorregamentos dos motores 146

Figura 6.31 - Variações da tensão na subestação de entrada da planta 147

Figura 6.32 - Variações da potência reativa na subestação da planta industrial 147

Figura 6.33 - Variações nas tensões dos barramentos dos geradores 148

Figura 6.34 - Variações nas tensões de excitação dos geradores 149

Figura 6.35 - Variações das freqüências dos geradores 149

Figura 6.36 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores 150

Figura 6.37 - Variações dos torques elétricos dos motores 150

Figura 6.38 - Variações da tensão nos terminais do gerador e motor 151

Figura 6.39 - Variações da potência reativa no gerador 152

Figura 6.40 - Variações da freqüência no gerador 152

Figura 6.41 - Variações dos torques do motor e carga 153

Figura 6.42 - Variações da corrente no gerador e motor 153

Figura 6.43 - Variações na tensão de excitação do gerador 154

Figura 6.44 - Variação na velocidade do motor equivalente - 14000 CV 155

Figura 6.45 - Diagrama unifilar simplificado com as proteções definidas 163

LISTA DE TABELAS

Tabela I – Resumo das proteções definidas para os casos estudados 163

1 – INTRODUÇÃO

Fisicamente, o sistema elétrico não identifica limites entre a rede da concessionária e a da planta termoelétrica operando em co-geração, onde os fluxos de energia podem fluir por todos os circuitos sem restrições. Esta condição constitui uma dificuldade na definição no tipo e forma de proteção mais adequada para todo o conjunto ou para uma área específica do sistema.

A proteção elétrica de um sistema ou máquina requer uma série de cuidados e a aplicação de princípios fundamentais como considerar o tipo de aplicação e a complexidade do sistema ou da máquina a ser protegida. Além de serem rápidas e confiáveis, essas medidas deverão minimizar a isolação do sistema afetado, mantendo o restante operando.

Além da aplicação dos conceitos clássicos de proteção de sistemas elétricos visando a minimizar os danos causados a um equipamento submetido a um curto-circuito ou sobrecarga, no caso aqui descrito fazemos considerações sobre como evitar ou minimizar danos e paralisações nas plantas industriais, com perda de produção.

A aplicação de um sistema de proteção, principalmente no desacoplamento de uma planta termoelétrica operando em sincronismo com uma rede de grandes dimensões, não terá a mesma eficácia em todos os tipos de plantas, pois múltiplos são os fatores que contribuem para esta condição:

- Geradores de pequeno porte aplicados na co-geração nem sempre estão dimensionados para atender adequadamente a toda carga que se necessita, e a garantir a manutenção do sistema, em caso de saída da concessionária. Esses geradores podem, ainda, estar acoplados a grandes sistemas elétricos, que exigem muita precisão, velocidade das proteções e controles, para responderem satisfatoriamente a perturbações do sistema.

- A definição de sistemas de proteção que considerem a velocidade adequada de atuação, em função das características e do tamanho das plantas termoelétricas industriais, para assegurar a abertura do sincronismo entre o gerador e a rede, e manter parte da planta industrial operando.

- Sistemas de controles de concepção antiga, tanto de tensão quanto de velocidade, ou, ainda, governadores ou reguladores de velocidade das turbinas que em alguns casos são mecânicos, e não possuem tempo de resposta adequado à aplicação.

A simulação dinâmica tem, portanto, o objetivo de identificar situações nas quais poderá ocorrer a perda da máquina ou de toda a planta industrial, em função de uma perturbação, bem como prever o comportamento do sistema estudado, procurando antecipar possíveis falhas na proteção.

Dois parâmetros importantes também serão considerados no presente estudo: a estabilidade do gerador durante a perturbação considerada e após a sua separação da rede bem como o comportamento dinâmico das cargas.

A falta de informações precisas sobre os equipamentos e sistemas de controle utilizados nos estudos dinâmicos constitui a principal dificuldade para se elaborar um estudo de qualidade, que retrate o mais fielmente possível a situação real.

Nos capítulos que se seguem, as considerações para se obter a proteção requerida na planta estudada foram assim divididas:

- Identificação do tipo de planta de co-geração, suas particularidades e características operacionais.

- Definição das cargas internas da planta industrial e respectiva importância para o processo produtivo, identificando aquelas que podem ser rejeitadas ou não, no caso da capacidade de geração ser menor que a requerida.

- Definição das características da linha interligada, tais como: topologia, níveis de tensão, curto-circuito, potências envolvidas, bem como a existência de outros consumidores, etc.

- Identificação das perturbações às quais essa planta termoelétrica poderá ser submetida, decorrentes das condições operacionais e características da rede à qual a mesma está interligada.

- Modelagem dos equipamentos e componentes envolvidos nos sistemas considerados.

- Simulação dos casos escolhidos como contingências, para o tipo de planta e suas características específicas.

- Definição das proteções adequadas para os casos estudados.

- Reavaliação ou consolidação das premissas adotadas, como as condições operacionais e as de contingências.

- Conclusões para o caso estudado.

Cada um destes conceitos básicos deverá ser considerado nos casos estudados, em função do seu tamanho e particularidades, bem como a importância no contexto aplicado, etc.

O principal objetivo dessa dissertação é analisar o conjunto de fatores associados à geração de energia elétrica em um processo de co-geração industrial, considerando a máquina síncrona acoplada a turbinas a vapor ou a gás, bem como identificar a proteção mais adequada ao sistema, quando este for submetido a um distúrbio proveniente de um grande sistema elétrico ao qual este estiver ligado. Os geradores de indução não são considerados nesse trabalho.

2 – TIPOS DE PLANTAS INDUSTRIAIS OPERANDO EM CO-GERAÇÃO

A co-geração, ou produção combinada de energia térmica (calor) e energia elétrica, consiste na geração de calor na forma de vapor d'água e na sua utilização simultânea com energia mecânica, convertida em eletricidade.

Normalmente, o custo da energia elétrica co-gerada é apenas uma fração do custo da energia térmica utilizada nas plantas de processos, elemento que serve como forte atrativo para os consumidores que já dispõem de um sistema de vapor instalado, ou ainda para atender às necessidades ou à política energética de uma região ou do país.

O custo da energia elétrica comprada bem como o cálculo complexo de cobrança da concessionária - que considera consumo, demandas diferenciadas no período diário e sazonal, multas sobre ultrapassagem dos valores previamente contratados de consumo e demanda, além do fator de potência - fazem com que, sem a operação interligada, poucas plantas de processo contínuo sejam capazes de obter o equilíbrio necessário para atender em primeiro lugar às necessidades térmicas da fabricação e depois as elétricas.

Para otimizar o custo de operação destas plantas termoelétricas, funcionando em co-geração, a interligação com a concessionária deverá ser bem projetada e concebida, de modo a permitir o equilíbrio entre as necessidades elétricas e térmicas exigidas pelo processo industrial.

Em uma planta termoelétrica industrial, o vapor gerado pela caldeira utiliza combustíveis que podem ser sólidos, líquidos ou gasosos. Tradicionalmente os combustíveis mais utilizados são: carvão, óleo, gás natural, resíduos industriais ou materiais descartados pelo próprio processo produtivo.

Estes subprodutos ou resíduos normalmente são menos nobres em termos de poder calorífico, como é o caso dos resíduos sólidos e biomassas, ou dos gases de processo,

que apresentam muita umidade e padrão químico variado, ou são de difícil utilização, pois devem ser aquecidos para o seu manuseio, como é o caso do óleo combustível pesado ou de resíduos industriais sólidos.

É claro que cada combustível levará à obtenção de diferentes rendimentos térmicos, com diferente impacto no meio ambiente, cujas implicações não estamos considerando.

As plantas que utilizam combustíveis mais nobres como óleo e gás natural, normalmente, geram apenas a quantidade de vapor necessária para o seu processo e para gerar eletricidade, em razão dos altos custos destes insumos. Entretanto, a quantidade de energia elétrica obtida pode ser pequena em comparação ao seu consumo normal.

Apenas para caracterizar a forma de obtenção da energia elétrica em plantas de co-geração, citaremos os dois processos térmicos mais comuns utilizados para esta finalidade, que podem ser estudados com mais detalhes nas referências [4] e [5].

2.1- Ciclo a vapor simples

Um tipo de turbina bastante utilizado nas plantas de co-geração é a turbina de contrapressão, com ou sem extração de vapor. A extração se dá, com pressão intermediária entre a pressão de entrada e a de saída, é utilizada para atender às condições de processo, o vapor de saída poderá ainda estar superaquecido ou saturado, possuindo energia suficiente para atender a todos os consumidores da planta, mesmo considerando as perdas no seu percurso até o final do ciclo.

As turbinas com reaquecimento, sejam elas de contrapressão ou de condensação, não são muito comuns de serem encontradas industrialmente, uma vez que sua instalação requer circuitos de vapor que retornam à caldeira, etc. Outros tipos de turbinas, que

possuem características especiais de construção e operação, podem ser vistos na referência [29].

No caso de ciclo a vapor simples, a energia elétrica gerada é função praticamente direta das necessidades de vapor da planta de processo. Essa solução, do ponto de vista de geração, é muito pobre, pois não permite maior controle na potência elétrica gerada.

A potência disponível no eixo da turbina de contrapressão, sem extração, é função da diferença entre as entalpias do vapor de entrada e saída.

$$P\ turbina = mv\ (h1 - h2) \qquad (2.1.1)$$

Sendo:

h1 e h2 = entalpias do vapor de entrada e saída na turbina

mv = massa de vapor que passa pela turbina

As plantas termoelétricas com um ciclo simples a vapor, têm um rendimento aproximadamente esperado de $\eta \approx$ **30 %**

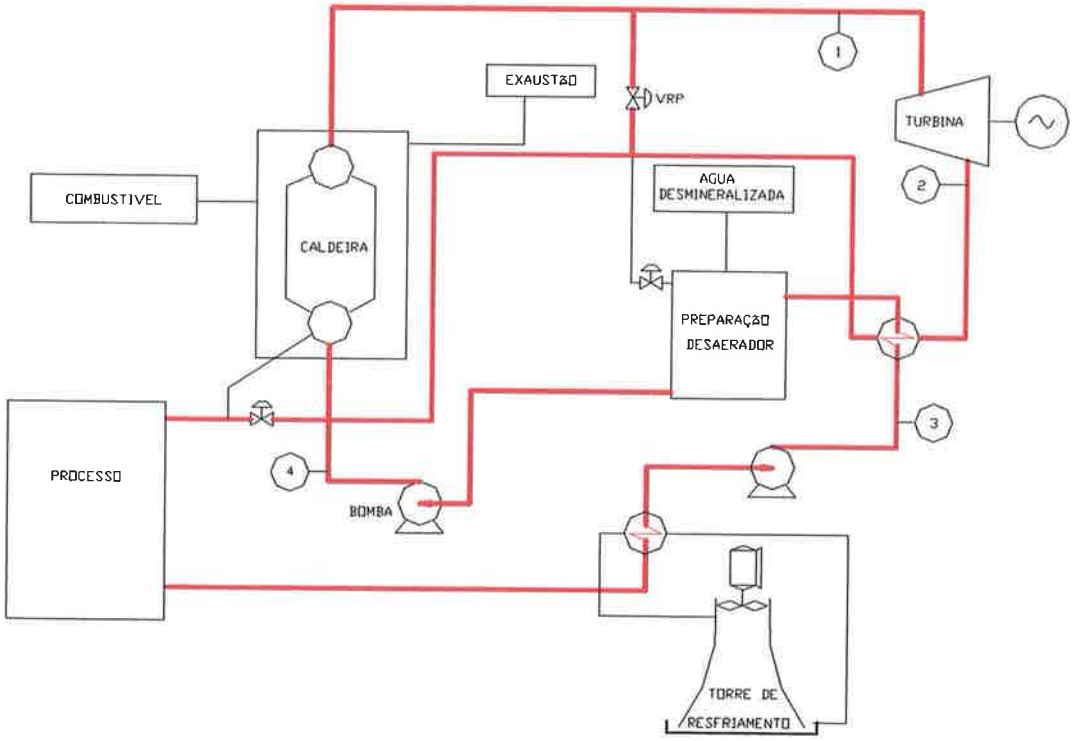


Figura 2.1 - Ciclo com turbina de contrapressão

No esquema da figura 2.1 a massa de vapor gerada na caldeira, poderá ou não passar integralmente pela turbina, dependendo das condições de processo. Neste caso, se o fluxo máximo de vapor para o processo for maior que a capacidade da turbina, o excesso poderá passar através da válvula redutora de pressão (VRP).

2.2 - Ciclo combinado

Como conceituação básica, podemos definir que o ciclo combinado é aquele formado pela associação de uma ou mais turbinas a gás e uma ou mais turbinas a vapor, onde o calor dos gases de exaustão da(s) turbina(s) a gás, é utilizado para troca térmica, gerando vapor utilizado na(s) turbina(s) a vapor e no processo produtivo (co-geração).

O ciclo combinado permite muita variação em sua concepção, tornando-se mais flexível ao sistema operacional do conjunto, permitindo obter mais eletricidade que vapor, ou vice-versa.

Os ciclos que operam com turbinas a gás geram vapor de forma diferente daquele da situação anterior, em função do tipo de caldeira que este utiliza. Nesse caso, a queima do combustível acontece na turbina a gás e a geração de vapor na caldeira de recuperação, onde há a troca térmica entre os gases que são produto da queima ocorrida na turbina a gás, e a água transformada em vapor.

Normalmente, este processo de troca térmica na caldeira de recuperação não considera chama suplementar, isto é, a temperatura dos gases de saída da(s) turbina(s) a gás é suficiente para gerar o vapor nas condições exigidas pelo processo de fabricação e pela(s) turbina(s) a vapor.

Esta condição deverá ser estabelecida no projeto do sistema como um todo, porém nem sempre é conseguida. Há casos nos quais é necessário proceder a uma queima suplementar para atender às condições de vapor esperadas não apenas para o processo, mas principalmente para a turbina a vapor.

A figura 2.2 mostra a forma básica utilizada para um ciclo combinado, operando em co-geração, com uma turbina a gás e uma a vapor.

A partir da caldeira de recuperação, este caso é idêntico ao ciclo a vapor, com uma turbina de contrapressão, e continua com as mesmas características, sem flexibilidade operacional na geração individual com esta, porém a geração de energia elétrica fica ampliada, com o gerador da turbina a gás.

Em um ciclo combinado, o rendimento global pode chegar a cerca de 50%, o que torna esta solução energética bastante atrativa, porém os custos de investimentos são muito elevados, e o retorno de capital pode ficar abaixo das expectativas.

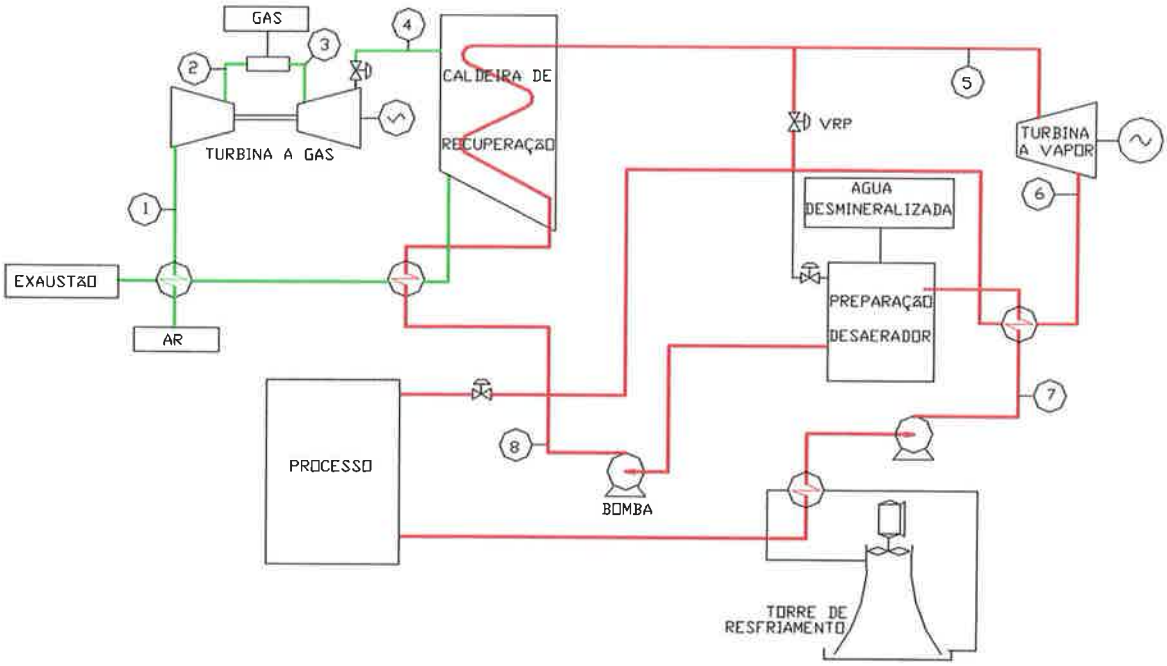


Figura 2.2 - Ciclo combinado com uma TAG e uma TAV.

A utilização do ciclo combinado para co-geração, conforme já comentado anteriormente, tem a vantagem de ampliar a geração de energia elétrica, porém, tanto a geração de vapor como a de energia elétrica depende do desempenho da turbina a gás. Se a mesma falhar, a planta de processo produtivo entra em colapso, visto que a mesma pode operar utilizando a energia elétrica da concessionária, mas não funciona sem vapor.

Como regra geral, no ciclo combinado, com o vapor gerado na caldeira de recuperação, pode-se esperar a potência da turbina a vapor igual à metade da potência da turbina a gás, mantendo praticamente o mesmo consumo de combustível do ciclo a vapor usando caldeira tradicional. Esse dado é esperado, uma vez que o rendimento total aumentou.

De uma maneira geral, podemos escrever:

P turbina a gás = **mar** [(h3-h4) - (h1-h2)] (2.2.1)

$$P\ turbina\ a\ vapor = mv\ (h5-h6) \qquad (2.2.2)$$

$$P\ total = Ptgas + Ptvapor \qquad (2.2.3)$$

Cada planta de processo possui particularidades operacionais relacionadas à forma de utilização de vapor e/ou eletricidade, porém a interrupção no fornecimento de energia elétrica poderá ser prejudicial não só para o ciclo produtivo, mas colocar em risco a segurança da planta.

Os tipos e as características de plantas de co-geração poderão ser os mais variados possíveis, não só pela diversidade dos equipamentos empregados, mas também pelo porte e as condições operacionais.

Uma planta de co-geração poderá ser auto-suficiente, isto é, produzir toda energia elétrica que o processo produtivo necessita, ou apenas parte desta energia elétrica. Esta condição está normalmente ligada ao tipo de combustível disponível e ao seu custo para o produtor, conforme já citado. A situação mais comum é a das usinas de açúcar e álcool, que utilizam o bagaço de cana como combustível, subproduto de seu processo produtivo.

A forma e os requisitos de proteção de uma planta operando em co-geração têm particularidades e requerem análise cuidadosa dos possíveis eventos a qual poderá estar submetida, em função das condições do processo produtivo, do tipo e da potência dos geradores bem como do ciclo térmico que opera.

Com o objetivo de tornar a análise mais didática, vamos classificar as plantas de co-geração em dois grandes grupos: as plantas auto-suficientes e as que geram parte da energia elétrica consumida.

2.3 - Plantas auto-suficientes

Entre as plantas consideradas auto-suficientes, ainda temos as que exportam energia para linha da concessionária, condição que as diferencia das demais, que operam praticamente sem fluxo no ramo de interligação.

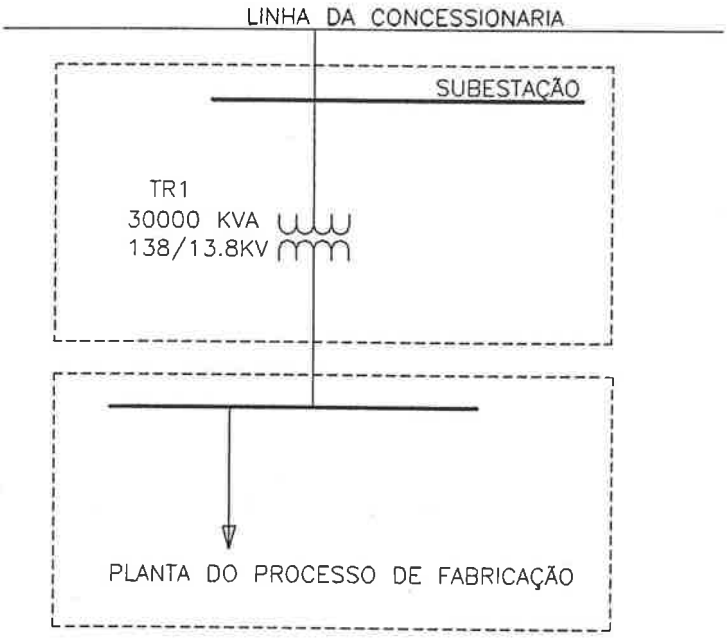


Figura 2.3 - Diagrama unifilar com um ramo de interligação

O ramo de interligação entre o processo produtivo e a linha da concessionária se dá através do transformador, que neste caso é de 30000 kVA. Normalmente esta potência é definida de forma a atender a toda demanda de carga da planta de processo, sem geração.

Normalmente, por razões econômicas, as plantas termoelétricas auto-suficientes possuem apenas um ramo de interligação com a concessionária, isto porque, em caso de defeitos nesta interligação, ou na geração, a planta não deixa de operar por falta de energia elétrica, não necessitando de redundância neste circuito.

Um caso mais particular deste tipo de planta é a que possui uma linha de alimentação da concessionária praticamente exclusiva, normalmente em função da sua

localização geográfica, que a mantém isolada de qualquer outro tipo de consumidor, ou no caso de a tensão que opera sua subestação de entrada ser diferente da de outros consumidores da região. Ex.: consumidores recebem energia em 88 kV, e a planta considerada recebe em 230 kV, ou vice versa.

2.4 - Plantas que geram parte da energia elétrica consumida

Por razões de confiabilidade, as plantas industriais que geram parte da energia elétrica consumida em seu processo produtivo, possuem normalmente dois ramos de interligação com a concessionária, cada um dimensionado para conduzir junto com o gerador, ou entre eles sem geração, toda energia necessária para o processo de fabricação.

Um caso típico deste tipo de planta está representado na figura 2.4, onde se pode observar que a carga da planta industrial, sendo maior que 30000 kVA, utiliza o princípio três menos um de confiabilidade e disponibilidade dos equipamentos, já citado.

Esta é uma regra geral aplicada principalmente por razões econômicas, porém há casos destes tipos plantas industriais, em que um único transformador é suficiente para alimentar toda a carga. Nestes casos, no planejamento inicial do sistema elétrico da planta industrial, não havia previsão da existência do gerador.

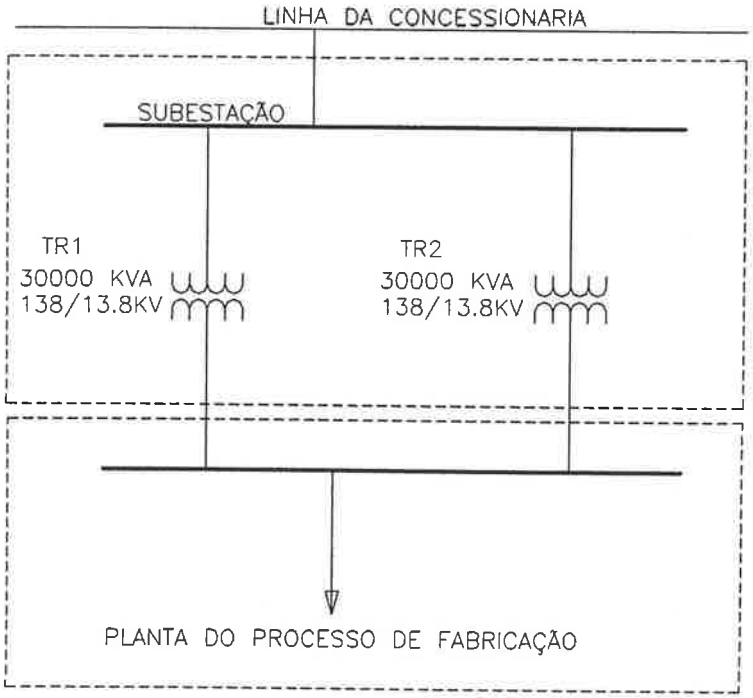


Figura 2.4 - Diagrama unifilar com dois ramos de interligação

Como no caso anterior, poderá haver uma linha exclusiva para alimentar esta planta industrial, mas as condições de operação e, principalmente, de proteção atuando na abertura do paralelismo entre a concessionária e o gerador, serão diferentes da anterior, como poderemos observar com mais detalhes no capítulo referente a proteções.

As plantas com geradores atendendo apenas à parte da carga industrial, têm como particularidade principal a necessidade de definição de cargas com maior importância que outras, para que continuem sendo alimentadas pelo gerador, no caso da perda da concessionária.

Esta condição não se limita à simples definição de prioridades das cargas na planta industrial, mas também de um recurso a ser utilizado quando a somatória destas cargas superarem a potência gerada em um determinado instante, situação que poderá ocorrer por falta de vapor ao mesmo tempo em que se der a perda da concessionária, tornando necessário rejeitar uma quantidade de carga que restabeleça o equilíbrio entre a geração e o consumo.

A rejeição de cargas para salvar a parte vital do processo produtivo varia em função do tipo de processo. Para alguns, a parada significa perda de produção e/ou de matéria prima, além de "desalinhamento da seqüência produtiva", cuja normalização pode demorar horas ou dias para ser restabelecida, nos níveis de controle e especificação desejados.

Em outros casos, após a recuperação do gerador e caso haja reserva de potência, decorrente do aumento do vapor gerado ou em função de manobras que permitam utilizar o máximo fluxo de vapor pela turbina e aumentar a carga no gerador, as cargas desligadas poderão ser seqüencialmente ligadas, restabelecendo a máxima condição de produção, em função da capacidade de geração da planta.

Esta situação na qual é permitido o relançamento de motores, através de geração de mais vapor, passa pela resposta de todo o sistema térmico que, comparado ao elétrico, é muito lento. No entanto, para plantas que não possuem restrições quanto ao tempo de interrupção do seu processo, esta opção operacional deverá ser considerada no estudo dinâmico da planta.

2.5 – Considerações de operação dos diversos tipos de plantas

Todos os tipos de plantas, auto-suficientes ou não, podem estar interligadas com a concessionária em linhas classificadas como de distribuição, subtransmissão, ou transmissão, em classes de tensões que se situam entre 13.2 kV e 230kV.

Os casos de interligação de plantas industriais com redes de baixa tensão são muito raros em co-geração, isto porque a disponibilidade em baixa tensão está praticamente concentrada nas regiões residenciais ou comerciais. Os circuitos de media tensão nestas áreas poderão estar interligados com algum tipo de gerador operando em sincronismo com a concessionária, nos horários de ponta. Nesses casos, é comum observar o uso de um motor diesel acoplado a um gerador, porém esta aplicação não se caracteriza por co-geração.

Basicamente, faremos algumas considerações sobre as possibilidades operacionais dos sistemas de geração de energia elétrica industrial, a partir dos arranjos já descritos, que são os mais comumente encontrados em co-geração.

As condições operacionais destes sistemas, tanto o térmico quanto elétrico, são dinâmicas e o fornecimento de vapor para a planta de processo é função das condições de produção em uma determinada época, seja por planejamento intrínseco da produção, manutenção, ou ainda em razão de questões ambientais (temperaturas frias ou quentes), que podem levar a variações no consumo de vapor, mas não no consumo de energia elétrica, ou vice-versa.

Estas considerações deverão ser feitas nas condições de disponibilidades de geração de energia elétrica para atender as necessidades de operação da planta industrial.

2.6 – Localização dos geradores na planta

A potência de um gerador em uma planta nem sempre é determinada de acordo com um planejamento adequado do sistema elétrico em questão, mas em função da oportunidade de autogeração usando vapor disponível. Nesse contexto, a forma operacional deste sistema elétrico passa a ser uma nova condição, que pode não estar otimizada.

A planta operando em co-geração requer alguns cuidados na definição do posicionamento do(s) gerador (es) na rede interna uma vez que nem sempre os geradores são do tamanho adequado a toda carga que se pretende manter operando com a saída da concessionária.

A localização ideal do(s) gerador (es) no sistema elétrico da planta industrial está relacionada ao tipo de planta e ao tamanho (potência) do(s) gerador (es), levando em conta parâmetros que visam a facilitar as condições operacionais do sistema como

um todo, à definição das proteções para abertura da interligação, ao isolamento das cargas vitais para o processo industrial e à capacidade de curto-circuito dos disjuntores do sistema elétrico da planta industrial.

No passado, os geradores de plantas industriais no Brasil, na sua grande maioria, eram de pequeno porte, mantidos em operação isolada da concessionária, alimentando uma parte da carga, algumas vezes abaixo de sua capacidade de geração, em condições energéticas ideais ou operacionais aquém de um equilíbrio econômico satisfatório.

Com as mudanças e os aumentos nos custos das tarifas de energia elétrica, bem como a falta de investimentos no setor elétrico, aumentando as possibilidades de racionamento e diminuindo a confiabilidade no sistema, em função de interrupções de fornecimento, levaram as empresas a investir em co-geração, com máquinas de maior porte, utilizando tecnologia mais moderna de ciclos combinados, que permitem obter mais energia elétrica, nas mesmas condições de necessidades do vapor para o processo industrial.

A inserção de novos geradores de maior porte em sistemas industriais existentes, tem como conseqüência imediata o aumento no nível de curto-circuito na sua rede interna. Esta nova situação poderá inviabilizar operacionalmente todos ou parte dos disjuntores existentes, uma vez que a capacidade de ruptura ou de suportabilidade destes, não atendem as novas condições do sistema.

Além da capacidade dos disjuntores, as cargas alimentadas prioritárias ou vitais para o processo industrial são determinantes na escolha do melhor posicionamento do gerador na planta.

No caso de haver necessidade de substituição de todos ou de grande parte dos disjuntores da planta - em função do novo nível de curto-circuito – é possível adotar algumas soluções para contornar o problema, como inserir na rede interna reatores que limitem estas novas correntes de curto-circuito. Esta solução, além de onerosa,

também traz perdas elétricas adicionais, aumento nos custos de manutenção, e na aquisição dos novos equipamentos, bem como mudanças na freqüência própria da rede interna. Outra possibilidade seria ligar o(s) novo(s) gerador (es) diretamente na rede de alta tensão da concessionária.

A solução utilizando reatores requer análises e estudos específicos da rede, que não fazem parte do escopo deste trabalho. Consideraremos, portanto, que o(s) gerador (es) possa(m) ser inserido(s) internamente a planta, sem a necessidade de grandes modificações ou então instalado(s) diretamente na rede da concessionária.

No Brasil ainda não está plenamente consolidado o processo comercial tarifário nas condições de autoprodutor para fornecimento de energia para a concessionária. Porém, dependendo do arranjo da subestação em que ela estiver ligada, é possível apresentar uma nova condição, ainda pouco utilizada: a de "vende tudo/compra tudo", para as plantas termoelétricas interligadas diretamente à linha da concessionária.

O gerador interligado à rede de alta tensão - tanto para as plantas auto-suficientes quanto para as que geram apenas parte de suas necessidades - passa a integrar a rede da concessionária. Essa instalação permite obter um fornecimento adicional de ativos e reativos do gerador diretamente na tensão de subtransmissão.

A figura 2.5 mostra o arranjo típico de uma planta que gera parte da carga que consome. Neste caso, o gerador está localizado no barramento principal de distribuição, que passa a ter duas características básicas em relação às cargas: quando o gerador está operando em sincronismo com a rede, o disjuntor de interligação de barras está fechado e não existe identificação de prioridade de cargas, estejam elas do lado do gerador ou não; quando o gerador está operando em ilha, as cargas ligadas no barramento do gerador passam a ser de prioridade maior para a planta de processo. A posição do gerador em relação ao barramento seccionado pelo disjuntor define previamente o montante de cargas e sua localização, no instante após a abertura do sincronismo com a rede. Preferencialmente, a potência total das cargas de maior

prioridade, deverá ser inferior à potência do gerador, para facilitar sua recuperação após abertura do sincronismo com a rede e evitar cortes de cargas.

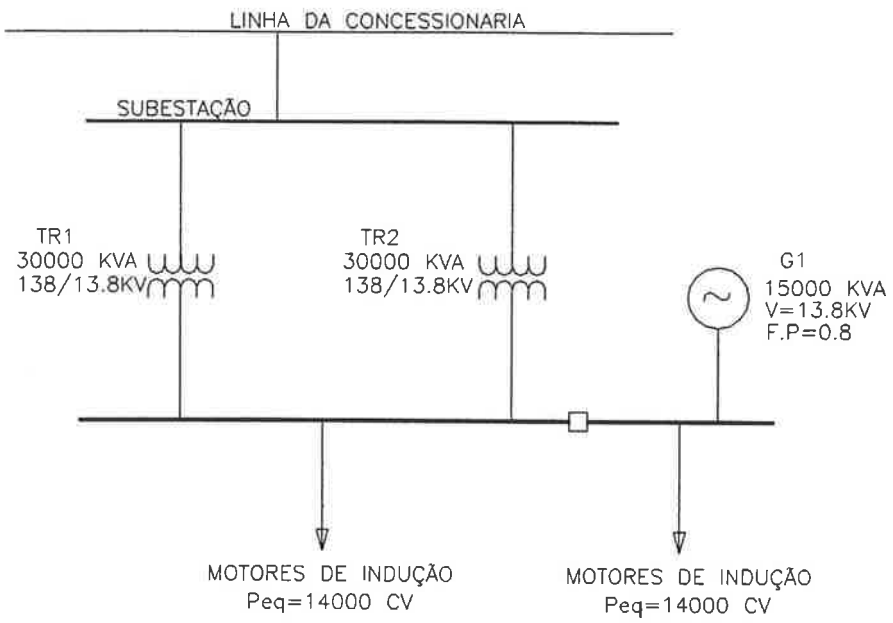


Figura 2.5 - Planta com geração menor que o consumo.

Para as plantas auto-suficientes, que exportam ou não energia para concessionária, a posição do gerador não tem maior importância, desde que, no instante da abertura do sincronismo com a rede, todas as cargas sejam atendidas pelo gerador.

Na figura 2.6, o gerador está instalado no barramento principal de distribuição de alta tensão da planta industrial que alimenta todas as cargas, sem definição de prioridades entre elas.

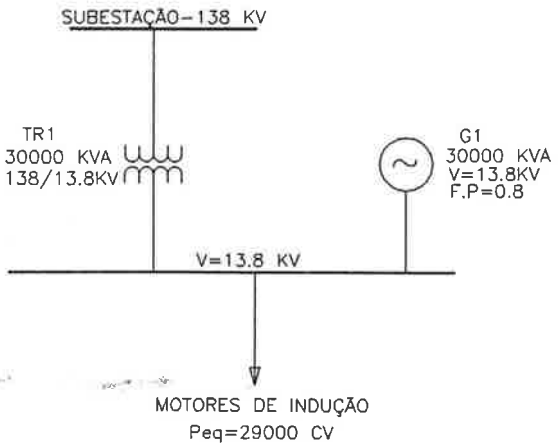


Figura 2.6 - Planta auto-suficiente.

Normalmente, quando a instalação do gerador se torna inviável dentro da planta de processo por condições físicas, potência ou porque os disjuntores não atendem ao novo nível de curto-circuito, como já explicado, ele é ligado diretamente na linha de subtransmissão.

A figura 2.7 mostra a posição esquematizada de um gerador ligado diretamente na rede da concessionária. Neste caso, dependendo do arranjo da subestação, poderá haver duas medições independentes, uma para compra outra para a venda de energia.

Neste tipo de planta poderá ser muito difícil manter um único disjuntor de interligação, se a capacidade do gerador for menor que o consumo da planta industrial. É possível definir um barramento das cargas prioritárias, para manter a planta operando após a abertura do sincronismo, porém a proteção que abrirá o sincronismo deverá atuar também neste disjuntor de interligação dentro da planta, com se fosse um grande corte de cargas. Na figura 2.7, a atuação deste caso deverá ser nos disjuntores 1 e 2.

A solução para posicionar o disjuntor de abertura do sincronismo é mais simples: quando o gerador tem capacidade para alimentar toda a planta, basta colocar um único disjuntor, o nº 3, na entrada da subestação e o gerador passará a alimentar toda a carga da planta através dos dois transformadores.

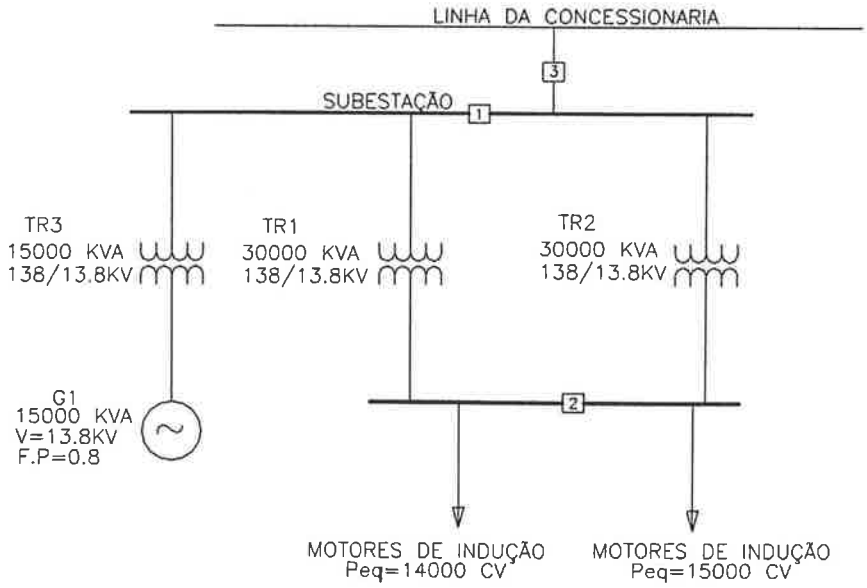


Figura 2.7 - Planta com gerador diretamente interligado na linha da concessionária.

Dependendo do tipo de planta industrial, o posicionamento dos geradores poderá simplificar bastante a proteção, não somente no instante de separação entre os dois sistemas, mas também na recuperação do gerador após o seu isolamento.

As plantas que não geram toda energia necessária para o seu processo industrial, que não se servem de um barramento exclusivo para as cargas de maior prioridade, e cujo gerador está interligado em um barramento geral, conforme exemplo da figura 2.6, deverão prever proteções especificas para os cortes de cargas, em todos os barramentos da planta industrial.

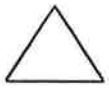
É sempre bom lembrar que mesmo as plantas que possuem barramento exclusivo para as cargas de maior prioridade deverão possuir um plano de corte de cargas, caso o gerador, por razões de processo (falta de vapor), não possa atender à carga remanescente no seu barramento, após a abertura do sincronismo.

2.7 – Tipos de ligações dos enrolamentos nos geradores e transformadores de interligação

O tipo de fechamento dos enrolamentos das máquinas elétricas industriais é, em alguns casos, definido pela manutenção de um sistema operando sob falta para terra, privilegiando as condições operacionais da planta industrial, com interrupções sob certo controle.

Esta decisão filosófica desaparece quando um sistema industrial - que possui geração própria - passa a operar em sincronismo com a concessionária. Nesse caso, as condições operacionais e o tipo de planta impõem o tipo de ligação e a forma de aterramento, em favor da segurança de pessoas e instalações, bem como a de outros usuários que se servem da mesma linha de interligação.

As máquinas elétricas trifásicas aplicadas em sistemas industriais possuem o fechamento de seus enrolamentos em dois grupos principais, ou seja:

- TRIÂNGULO 

- ESTRELA

Os enrolamentos em estrela ainda podem ser aterrados por alta e baixa impedância e efetivamente aterrados ou isolados.

O aterramento tem como objetivo principal minimizar os potenciais transitórios das sobre-tensões que possam conduzir o sistema a condições de perigo, além de permitir rápida atuação dos dispositivos de proteção em caso de faltas à terra.

2.7.1 - Geradores

Normalmente, os geradores têm seus enrolamentos ligados em estrela, aterrados por baixa ou alta impedância, dependendo do critério adotado. O objetivo é minimizar as interrupções causadas por faltas à terra no sistema.

Os geradores não são solidamente aterrados porque suas reatâncias de seqüência zero são menores que as de seqüência positiva e negativa. Portanto, um curto-circuito fase-terra próximo a seus terminais poderia impor à máquina correntes superiores às das faltas trifásicas, o que seria bastante severo para o gerador.

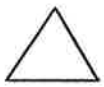
Manter o fechamento dos enrolamentos isolado de aterramento também não é uma prática comum, mas pode ser adotado em situações em que a continuidade operacional da planta de processo seja vital. Porém, no caso de uma falta para a terra, mesmo havendo identificação desta perturbação, manter esta condição por longo tempo favorecerá o aparecimento de sobretensões transitórias, que podem ser perigosas para as pessoas e destrutivas para os equipamentos.

2.7.2 - Transformadores de interligação

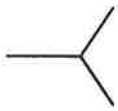
Os transformadores que interligam os sistemas, entre a planta de fabricação e a concessionária, podem apresentar no fechamento de seus enrolamentos várias possibilidades, definidas para favorecer as condições operacionais, principalmente internas, do sistema elétrico industrial. Entretanto, essa prática pode não ser tão vantajosa, com relação à concessionária.

Apresentaremos a seguir as principais e mais comuns formas de ligação dos enrolamentos de transformadores usados em plantas industriais. Para efeito de identificação, definiremos como *primário* o lado do transformador que está interligado com a concessionária e *secundário* o outro lado.

a) Delta / Estrela



Primário



Secundário

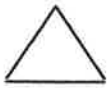
Esta forma é a mais tradicionalmente encontrada: a ligação delta isola os dois sistemas da circulação de correntes de seqüência zero, ou seja, no caso de uma falta para terra na concessionária, não haverá contribuição de correntes da planta industrial para a falta, e no sentido inverso, caso haja faltas à terra no sistema industrial não haverá contribuição da concessionária.

A ligação estrela do secundário, aterrada solidamente ou por impedância, favorecerá pronta atuação da proteção no caso de faltas à terra, minimizando as condições de sobre-tensões nas fases não afetadas.

Embora pouco comum, o secundário com neutro isolado pode ocorrer em algumas plantas, porém as condições são idênticas aos dos enrolamentos isolados dos geradores.

b) Estrela / Delta

Primário

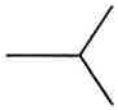


Secundário

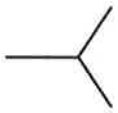
Esta forma é o inverso do caso anterior, mais aplicável para plantas que exportam energia para a rede da concessionária.

Normalmente, a ligação estrela do primário será solidamente aterrada para favorecer pronta atuação da proteção, no caso de faltas à terra, minimizando as condições de sobre-tensões nas fases não afetadas.

c) Estrela / Estrela



Primário

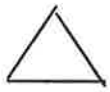


Secundário

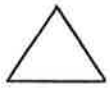
Esta forma também é aplicável para plantas que exportam energia para a rede da concessionária.

Normalmente, as ligações estrelas do primário e secundário são solidamente aterradas, ou aterradas por impedância no secundário. Porém, no caso de faltas para a terra, no primário ou secundário, será iminente a possibilidade de atuação simultânea das proteções da concessionária e da planta de processo. Neste caso, as condições para os sistemas de proteção devem ser avaliadas com maior detalhe.

d) Delta / Delta



Primário



Secundário

Esta forma é muito pouco aplicável em plantas que operam com geradores em sincronismo com a concessionária.

As ligações delta do primário e secundário, normalmente, bloqueiam a propagação de harmônicos para os sistemas, mas também impedem a atuação das proteções da planta industrial. No caso de faltas para terra, no primário ou secundário, aumentam as condições de potenciais transitórios das sobretensões.

3 – DESCRIÇÃO DE PERTURBAÇÕES (DEFEITOS) E EVENTOS

Um gerador operando isolado ou em sincronismo com um grande sistema sofre inúmeras perturbações, que tanto podem fazê-lo oscilar, mas permitindo seu retorno a uma condição de estabilidade e sem maiores conseqüências, como podem danificá-lo seriamente, comprometendo seu retorno ou recuperação.

Nos sistemas estudados deverão ser analisadas as principais perturbações que poderão ocorrer e as prováveis conseqüências para o gerador e/ou sistemas envolvidos, quando submetidos a perturbações internas ou externas.

3.1 – Formas operacionais e contingências

Os geradores de uma planta de processo industrial poderão operar de duas maneiras, ou seja:

- Em Ilha ou isolado

- Em sincronismo ou em paralelo com a concessionária

Como já comentado anteriormente, um gerador operando continuamente em ilha não permite que se otimize a planta, oferecendo poucas vantagens econômicas.

A operação em sincronismo com a concessionária oferece maior flexibilidade operacional e econômica, porém o gerador estará submetido a inúmeras perturbações oriundas da rede à qual estiver ligado.

Faremos uma avaliação das principais perturbações às quais um gerador poderá ser submetido, sem a preocupação de classificá-las em função do tipo de planta ou especificidade de uma determinada condição.

Os principais tipos de perturbações são:

1- Curtos-circuitos (dentro e fora da planta)
2- Rejeição de carga
3- Desligamento da concessionária
4- Religamentos
5- Afundamento de tensão
6- Variações de freqüência
7- Partida de grandes motores
8- Sobrecargas
9- Ressonância
10- Ferroressonancia

3.2 – Sistema em ilha ou isolado

Em um sistema em ilha ou isolado, a potência ativa e o fator de potência do gerador são fixos e dependem da carga ligada nos seus terminais, não oferecendo ao sistema industrial flexibilidade e otimização da geração elétrica. Em contrapartida, não está sujeito a perturbações externas.

A operação isolada não tem relação direta com a proteção utilizada na abertura de sincronismo, apenas as proteções do gerador e dos sistemas a envolvidos farão a proteção contra os distúrbios a que forem submetidos.

A principal preocupação de analisar os tipos de perturbações em um sistema isolado está no fato de que, logo após a abertura de sincronismo com a concessionária, o gerador poderá operar por tempo indeterminado nesta condição, seja por falta da rede externa, seja por algum defeito no disjuntor ou sistema de interligação (circuito de comando, proteções, acionamento, etc.), impedindo de re-sincronizar o gerador com a rede externa.

Algumas funções de proteções utilizadas neste caso, que fazem a proteção do gerador, serão as mesmas utilizadas na abertura do sincronismo, exigindo que os ajustes entre elas sejam coordenados.

A seguir, serão analisadas as principais perturbações impostas ao gerador isolado da concessionária, podendo levá-lo, ou suas cargas, a um colapso com conseqüente desligamento e perda de todo o sistema.

- *Curtos-circuitos*

A condição mais severa que um gerador isolado poderá estar submetido, com relação a sua integridade operacional, seria um curto-circuito trifásico próximo aos seus terminais.

Nos barramentos de distribuição, ou seja, principalmente nos painéis em media tensão, a probabilidade de um curto circuito é muito pequena, pois a concepção construtiva destes equipamentos dificulta o acesso interno e as condições de isolamento entre as fases são sempre super dimensionadas. A maior possibilidade de ocorrência de um curto-circuito está nos circuitos (cabos) de saída destes painéis.

Nestas condições, se o curto-circuito for próximo ao gerador, inevitavelmente, a tensão no barramento do gerador cairá próximo a zero, sem que haja meios de recuperar as cargas e manter o gerador operando.

Um curto-circuito dupla fase também trará as mesmas conseqüências no sistema que a falta trifásica, além de impor ao gerador um desequilíbrio entre fases, condição muito desfavorável do ponto de vista máquina.

O curto-circuito fase terra, dependendo do tipo de aterramento do gerador, poderá não acarretar maiores conseqüências para manter o sistema operando até a atuação da proteção correspondente, caso seja um circuito secundário, sem prejuízo para o sistema como um todo.

- ***Partida de um grande motor***

Dependendo do porte do gerador, não se poderá partir um grande motor, à plena tensão, diretamente no barramento do gerador, sem que haja queda de tensão excessiva nesse barramento.

A partida de um grande motor, de alguns milhares de cavalos, diretamente ligado nos terminais de gerador isolado, exigirá grande quantidade de reativos do gerador durante o tempo necessário para que a corrente chegue a seu valor nominal.

Esta condição exigirá resposta rápida, principalmente dos sistemas de regulação de tensão e excitação do(s) gerador (es), para garantir a estabilidade entre os geradores, se houver mais que um, e não permitir que os contatores dos motores cheguem a cair por subtensão.

- ***Sobrecargas***

Normalmente, as sobrecargas em geradores isolados acontecem com maior freqüência após a abertura do sincronismo com a concessionária, quando a(s) turbina(s) não são prontamente alimentadas com o vapor necessário para manter todas as cargas remanescentes.

Dependendo da potência elétrica da carga que excedeu à da turbina e da reserva de vapor contida nos tubulões da caldeira - ou até mesmo o vapor que estava passando pela válvula redutora de pressão – pode-se utilizar esse potencial energético para recuperar esse excesso de carga, sem corte das menos prioritárias. Caso contrário, haverá necessidade de fazer cortes nas cargas, com programação a ser previamente estabelecida.

Caso se obtenha uma resposta considerada rápida da caldeira ou do sistema térmico após a turbina a gás, gerando mais energia, o relançamento das cargas cortadas por falta de vapor deverá ser considerado.

- ***Rejeição de cargas***

Com conseqüências opostas às sobrecargas, a rejeição de um bloco de cargas considerada grande leva o(s) gerador (es) a aumentar sua(s) velocidade(s), exigindo rápida atuação do(s) governador (es) da(s) turbina(s). Nesse caso, a tensão da barra também se elevará, exigindo também rápida atuação do(s) regulador (es) de tensão e do(s) sistema(s) de excitação.

Esta situação não é crítica, porém quando existir mais que um gerador, deverá se verificar as condições de estabilidade entre os mesmos.

- ***Ressonância***

Em um gerador isolado, em vazio, a condição mais simples de ressonância ocorre no instante de energização de um banco de capacitores. Nesse caso, se a reatância capacitiva e a reatância síncrona de eixo em quadratura do gerador tiverem valores muito próximos ou iguais, poderão levar o gerador a condições de sobre-excitação, com crescimento da tensão no seu barramento para níveis muitos altos.

3.3 – Sistema sincronizado ou em paralelo com a concessionária

Um sistema que opera em sincronismo com a concessionária está sujeito a inúmeras situações de perturbações que poderão ocorrer fora da planta industrial.

Diferentemente do caso anterior, ou seja, do sistema em ilha, aqui há a possibilidade de isolar o gerador e seu(s) barramento(s) de cargas da rede externa, salvando este conjunto da instalação industrial. Esse recurso, na maioria dos casos, garante as condições mínimas para preservar a parte vital do processo de fabricação.

A seguir, analisaremos as principais perturbações impostas ao gerador em sincronismo com a concessionária, com potencial para causar um colapso à planta e conduzir à perda de todo o sistema.

- ***Curtos-circuitos***

Normalmente, curtos-circuitos dentro ou fora da planta industrial constituem situações críticas tanto para o gerador como para as cargas, pois as tensões nos terminais do gerador caem bruscamente e, principalmente no caso de um curto trifásico, todas as cargas sofrem o impacto desta subtensão.

A recuperação das condições normais de funcionamento pode ser comprometida se os contatores dos motores caírem antes do tempo necessário para isolar o gerador da

rede externa. Nessa situação, pode não ser possível relançar as cargas em tempo hábil para retomada do processo industrial.

No caso de um curto-circuito mais severo, caso em que o gerador estiver próximo da falta, as variáveis elétricas dependerão do porte dos sistemas envolvidos, porém a tensão, principalmente no barramento das cargas de maior prioridade, deverá ser a maior possível, até o isolamento da falta através da abertura do sincronismo.

O curto-circuito entre duas fases também será muito crítico para o sistema, trazendo as mesmas conseqüências da falta trifásica para manutenção e isolamento rápidos do gerador. A condição de desequilíbrio imposta ao gerador e suas cargas constituem outro complicador, sensibilizando os relés de proteção do gerador e motores, através das funções de proteção de desequilíbrio.

O curto-circuito fase terra, dependendo da localização da falta, dos tipos de aterramentos do gerador e transformador, poderá não ser crítico para o sistema, não causando grandes dificuldades para mantê-lo operando. Entretanto, deverão ser feitas outras considerações relacionadas ao tipo de planta e às condições de operação da rede da concessionária para religamento da linha.

- ***Rejeição de cargas***

A rejeição de cargas pela concessionária poderá se dar através da abertura de um disjuntor, eliminando um bloco de cargas e fazendo a tensão no sistema remanescente aumentar em níveis perigosos para as isolações dos equipamentos e máquinas.

As atuações do variadores de *taps* dos transformadores da concessionária, normalmente não são rápidas o suficiente, ou eficazes para restabelecer as condições de tensão no sistema sem perigo para as instalações.

Dependendo das condições e da distância da fonte geradora da concessionária, esta perturbação poderá ocorrer junto com uma variação de freqüência que neste caso será uma sobrefreqüência, impondo ao gerador oscilações que poderão desligá-lo

antes ou mesmo após a abertura de sincronismo, se o governador da turbina não atuar rapidamente.

- ***Desligamento da concessionária***

Este tipo de perturbação é crítico para as plantas que estão interligadas em linhas com vários consumidores, no circuito onde o disjuntor atuou.

Normalmente, as linhas de subtransmissão ou transmissão que interligam os sistemas de co-geração são de 69 a 230 kV, com um número de consumidores cuja soma de cargas situa-se entre 100 e 150 MW, no trecho de linha considerado.

O desligamento do disjuntor da concessionária, que alimenta estas linhas com vários consumidores, submete o gerador da planta que está operando em sincronismo, a uma condição de sobrecarga. Isto ocorre porque o gerador ficará, instantaneamente, com todas as cargas da sua planta industrial e mais as cargas de outros consumidores ligados à mesma linha de transmissão.

Nesta situação, o gerador tentará alimentar todas as cargas enxergadas por ele, acarretando queda na sua tensão e freqüência, que podem chegar a níveis muito baixos, e levar ao desligamento de cargas e à perda do gerador.

- ***Religamentos***

O religamento de uma linha no sistema elétrico de uma concessionária é uma prática comum para eliminar uma falta, caracterizada principalmente pela abertura de arco entre uma fase e a terra. Com a abertura do disjuntor deste circuito, esta falta é eliminada e, ao fechá-lo novamente, caso as condições estejam normalizadas, a linha permanece ligada.

O processo descrito acima acontece num tempo em torno de 300 ms, entre a abertura e o fechamento do disjuntor. Se o gerador não for retirado de operação nesse intervalo de tempo, haverá a possibilidade de danos mecânicos na máquina, pois, ao retornar a energia da concessionária, poderá estar fora de fase em relação ao gerador, podendo levar a um conjugado resistivo aplicado, subitamente, no eixo da máquina.

Os religamentos podem acontecer de duas formas básicas:

- Religamento Radial
- Religamento em Anel ou Passivo

O religamento radial é o mais comum e que poderá causar maior dano mecânico ao gerador, ou aos motores da planta, caso não sejam isolados antes do retorno de energia da concessionária.

A figura 3.1 mostra o esquema típico da instalação submetida a este tipo de religamento.

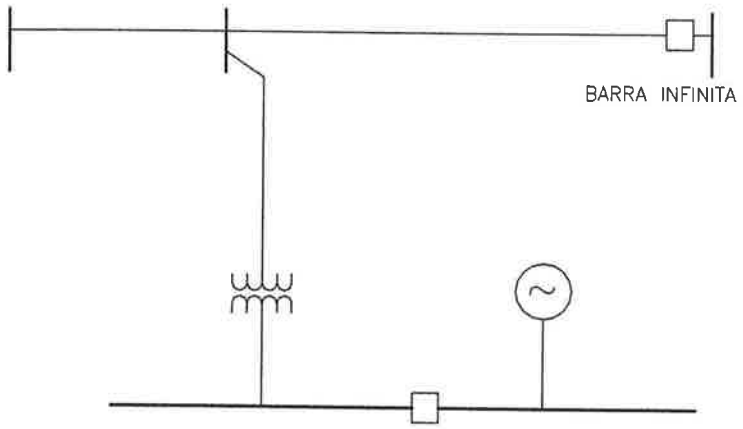


Figura 3.1 - Circuito com ocorrência de religamento radial

O religamento em anel ou passivo ocorre em redes com circuitos duplos, formando um anel. Já a linha aberta e, conseqüentemente, religada não é a que contém o gerador, porém o fluxo de potência no ramo do gerador poderá mudar significativamente. Esta condição não é tão perigosa como a outra, mas pode oferecer riscos aos equipamentos.

A figura 3.2 exemplifica a condição do religamento passivo.

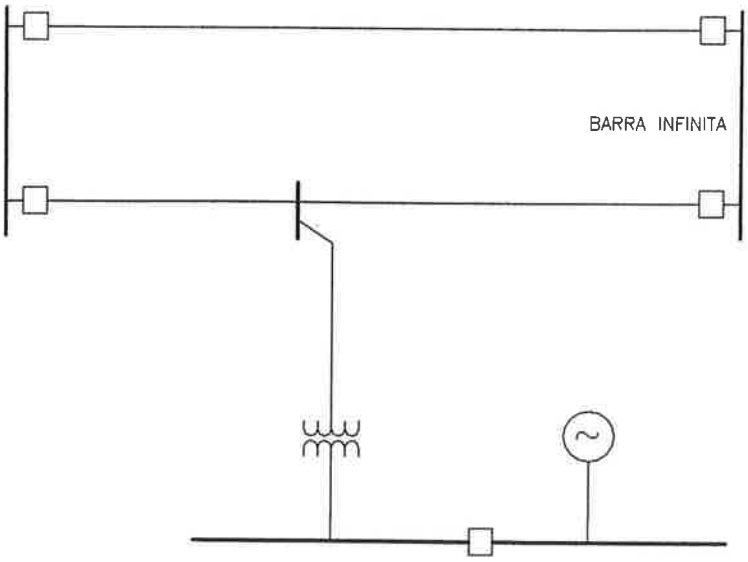


Figura 3.2 - Circuito com ocorrência de religamento passivo

- *Afundamento de tensão.*

Os casos de afundamento de tensão da concessionária podem ser classificados a partir da subtensão inferior à mínima tolerada do valor garantido de fornecimento, isto é, 5% abaixo da tensão nominal.

Valores próximos a este limite podem ser compensados por ajustes de taps automáticos dos transformadores, porém quando estes valores superam 10% da tensão nominal, e se mantém por tempo prolongado, o sistema de regulação de tensão do gerador tentará compensar esta condição de subtensão, podendo superar os seus limites e ser automaticamente desligado.

Além do gerador esta condição de subtensão poderá ser prejudicial também para as cargas da planta, pois valores muito baixos de tensão certamente irão impor a todo sistema a condições de sobrecarga, com desligamentos de máquinas e equipamentos. Esse desligamento pode ocorrer inclusive com o gerador, conforme comentários anteriores, uma vez que o mesmo poderá ter dificuldades para manter as condições de reativos para rede.

- ***Variações de freqüência***

Normalmente, a condição de sub ou sobre-freqüência tem sua origem em desligamentos de linhas do sistema interligado da concessionária, podendo estar associada à sobre ou subtensão.

Pequenas variações na freqüência da concessionária não têm nenhuma implicação para as cargas da planta, que normalmente são formadas por motores de indução que podem operar sem prejuízo nestas condições. Por outro lado, o(s) gerador (es) estará (ão) sujeito(s) a oscilações com maior ou menor intensidade, que dependerão da magnitude da variação da freqüência.

A transferência de carga para o gerador poderá ocorrer instantaneamente, dependendo das inércias dos sistemas em sincronismo com a concessionária. Como os governadores deverão estar em modo "DROOP", eles não estarão envolvidos nas respostas do gerador, até que haja a abertura do sincronismo, quando deverão atuar restabelecendo a freqüência nominal do sistema isolado.

- ***Ressonâncias***

Assim como no caso de ressonância para o gerador isolado, quando uma linha em vazio, é energizada pelo gerador, e caso a reatância capacitiva desta linha tenha valores muito próximos ou iguais à reatância indutiva composta pelas reatâncias em série do gerador, transformador, etc, podem levar a condições de sobre excitação do gerador, com crescimento da tensão no seu barramento a valores elevados.

Outro tipo de ressonância é o caso de linhas com compensação em série, alterando a freqüência natural do sistema. A reatância capacitiva utilizada na compensação sendo menor que a reatância indutiva da linha, proporcionará uma freqüência resultante menor que a natural do sistema.

O principal efeito desta sub-freqüência no gerador é produzir um torque oscilante que conduzirá, por si só, a uma fadiga no eixo e nos acoplamentos das máquinas. As turbinas a gás são mais sensíveis a esta perturbação e seu acoplamento com o gerador é menos resistente que o das turbinas a vapor.

- ***Ferroressonância***

Este tipo de ressonância aparece quando uma reatância capacitiva e a reatância de magnetização não linear de um transformador ou reator formam um circuito ressonante que pode ser em série ou paralelo.

Devido a não linearidade da reatância de magnetização, este caso de ressonância dará origem a sobre-tensões com formas de onda muito irregulares e um número muito grande na ordem de harmônicos.

As condições mais favoráveis para o surgimento deste fenômeno são as faltas à terra, com situações particulares de aterramento do neutro de máquinas, sejam geradores ou transformadores. A circulação de correntes através das capacitâncias de terra e os enrolamentos de máquinas são circuitos típicos para este caso.

A falta de fase em um circuito com aterramento de alta impedância ou neutro de máquinas isoladas (sistemas não aterrados), também favorecem esta condição de oscilação.

Esta perturbação se propaga nos barramentos dos vários consumidores, onde os casos de sobre-excitação ocorrem nos transformadores ligados na linha da concessionária, que é comum a todos.

4 – PROTEÇÕES DOS SISTEMAS E PLANTAS TERMOELÉTRICAS EM CO-GERAÇÃO

Neste capítulo serão estudadas as proteções utilizadas para abertura do sincronismo entre a planta e a concessionária, adequadas às particularidades de cada tipo de planta, em função dos defeitos e perturbações descritas no capítulo anterior.

As proteções individuais aplicadas a máquinas e equipamentos não serão o objetivo principal desta análise. Serão feitas apenas algumas avaliações sobre possíveis coordenações entre suas proteções e as utilizadas nos desacoplamentos dos respectivos casos.

Classicamente, um sistema de proteção se caracteriza por [3]:

Confiabilidade
Seletividade
Velocidade de Operação
Simplicidade
Economia

Cada um destes conceitos básicos deverá ser considerado nos casos estudados, em função da sua capacidade (tamanho), importância no contexto aplicado, etc.

O principal objetivo será o de avaliar o conjunto de fatores associados à geração de energia elétrica no processo de co-geração e a proteção deste sistema, quando submetido a um distúrbio proveniente de um grande sistema elétrico ao qual está ligado.

4.1 – Relés de proteção

Este componente do sistema de potência, que utiliza transformadores auxiliares como transformadores de corrente (TCs) e transformadores de tensão (TPs),

engenhosamente identifica perturbações ou faltas na rede elétrica, através de três grandezas básicas retiradas de leituras dos circuitos principais, sendo:

- Tensão
- Corrente
- Defasagem entre tensão e corrente

Estas variações que ocorrem nas grandezas fundamentais dos circuitos elétricos são traduzidas pelos relés de proteção, em variáveis que, em função do tipo de perturbação ou falta, apresentam a melhor resposta na identificação de cada caso.

Variáveis como:

- Impedância
- Freqüência
- Potências Ativa e Reativa
- Tempo
- Tensão
- Corrente
- Fator de Potência
- Defasagem Angular entre Tensão e Corrente
- Desequilíbrio entre Tensões de Fases
- Desequilíbrio de Correntes de Fases
- Temperatura

Além da definição da grandeza correspondente, outras particularidades são adicionadas aos relés de modo a aumentar seu desempenho ou a melhorar sua aplicação. São elas:

- Sentidos dos Fluxos (correntes, potências, etc.),
- Variação Incremental no Tempo (derivadas de correntes, freqüência, etc.),
- Relações entre Variáveis (tensão/freqüência),
- Seqüências (negativa, zero).

Os relés de proteção podem ser classificados, de acordo com sua concepção construtiva, em três grandes grupos [6]:

4.1.1 - Relés eletromecânicos

Apesar de eficientes na sua resposta, os antigos relés de proteção, com construção baseada na concepção eletromecânica, possuíam recursos limitados quanto ao intervalo de ajuste, à precisão de resposta em tempo e a pouca flexibilidade para aplicação.

Estes relés ainda são mantidos em função da sua grande quantidade instalada e robustez, fazendo com que alguns engenheiros de aplicação de proteção continuem utilizando-o como um recurso de proteção de retaguarda, já que são equipamentos de grande confiabilidade.

Construtivamente, estes relés utilizam os recursos de atração eletromagnética e indução.

4.1.1.1 - Atração eletromagnética

O princípio de funcionamento desse dispositivo ocorre por meio da atuação de uma força eletromagnética exercida sobre o elemento móvel, que se contrapõe à força mecânica, normalmente exercida por uma mola que mantém o equilíbrio do dispositivo. Sua atuação ocorrerá somente quando a força eletromagnética atingir níveis acima do valor ajustado.

4.1.1.2 - Indução

O princípio de funcionamento deste dispositivo é o de um disco de indução, movimentado por um torque produzido pela corrente do circuito protegido. Esta corrente produz um fluxo principal e outro defasado, obtido por anel em curto-

circuito localizado no núcleo de ferro do dispositivo, próximo à região do entreferro. Esses dois fluxos dão origem ao torque que opera o relé.

A velocidade de atuação do relé é função do torque eletromagnético e dos torques resistivos - da mola e de um imã permanente - que atuam sobre o disco, opondo-se ao movimento.

Apesar de robusta, esta forma construtiva não consegue competir com os relés eletrônicos em termos de precisão e velocidade de resposta.

Sua grande vantagem sobre os relés eletrônicos está na sua imunidade a ruídos e a surtos eletromagnéticos.

4.1.2 - Relés eletrônicos analógicos

Estes relés constituem a geração posterior aos eletromecânicos, considerados de transição. Tiveram duração muito pequena e propunham baixo custo e versatilidade, porém foram rapidamente substituídos pelos relés digitais. Ainda existem alguns exemplares em funcionamento, porém a falta de peças de reposição faz com que sejam substituídos a cada intervenção decorrente de mau funcionamento.

Os relés de concepção analógica têm como principal vantagem sua velocidade de operação. Para algumas aplicações estes relés são, até o momento, insubstituíveis e, embora bastante limitados, alguns ainda são fabricados para aplicações exclusivas.

O princípio de funcionamento destes relés, baseia-se na medição e processamento do sinal real, que é obtido da rede, todas as operações não sofrem atrasos, com exceção do sinal de saída que pode ser temporizado propositadamente, para atuar no circuito de acionamento do disjuntor da rede protegida.

Um esquema de funcionamento simplificado deste tipo de relé pode ser visto na figura 4.1, onde temos o circuito analógico e as formas de ondas do sinal processado.

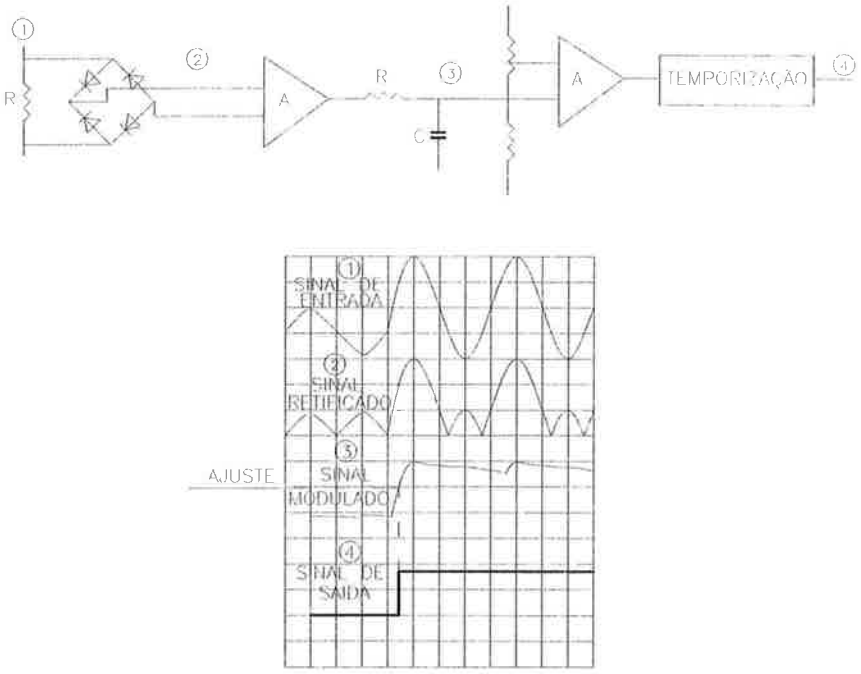


Figura 4.1 - Circuito simplificado e forma operacional do relé analógico.

4.1.3 - Relés eletrônicos digitais

Os relés digitais constituem a geração atual e se baseiam nas técnicas dos circuitos micro-processados, onde os sinais elétricos processados passaram a constituir uma informação.

Este enfoque permitiu uma revolução nas técnicas de proteção dos sistemas de potência. Além das funções clássicas de proteção descritas no próximo item, estes relés oferecem a oportunidade de intertravamentos, memórias, oscilografia, comunicação, redundância, autodiagnóstico local e remoto, etc.

Como eles operam de acordo com sua programação, esses relés necessitam de tempo para executar a instrução do programa e, a partir daí, operam caso as condições de entrada superem o valor ajustado.

Este tempo de execução pode ser muito longo para algumas aplicações, em que alguns relés digitais necessitam de até 50 ms para operar, a partir do inicio da perturbação.

Relés com aplicações mais específicas, como proteção de distância, utilizam algoritmos de antecipação da condição de falta, calculando as derivadas de primeira e segunda ordem do sinal de entrada, podendo operar em ~ 8ms, porém são relés especiais e, por enquanto, muito caros.

Para aplicações em que o tempo de operação está associado a uma simples função de proteção, esta desvantagem favorece o relé analógico, embora o mesmo não tenha os mesmos recursos do relé digital.

A figura 4.2 mostra um fluxograma simplificado das etapas operacionais de um relé digital.

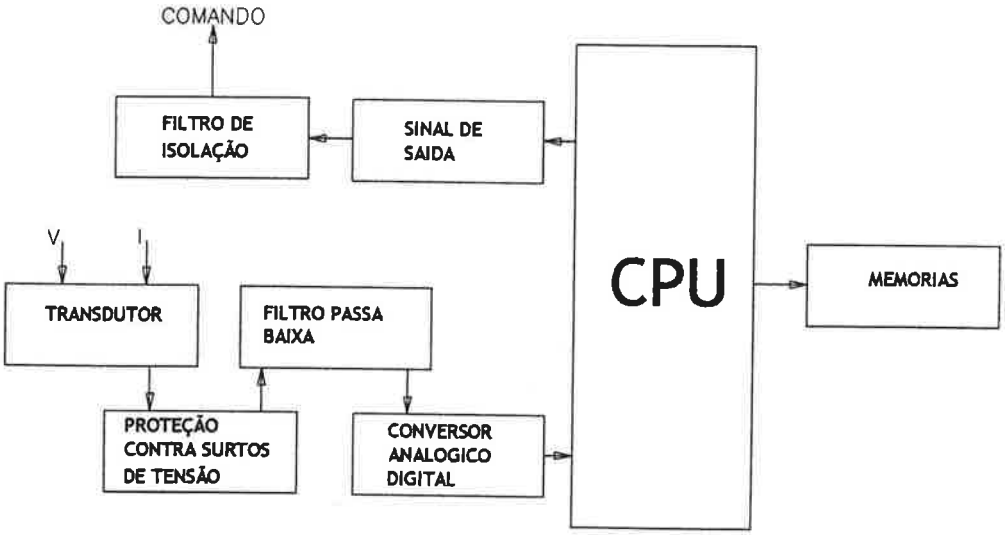


Figura 4.2 - Fluxograma do princípio de operação do relé digital.

4.2 – Funções básicas dos relés e princípios de operação

Os relés são classificados segundo normas [35], através de código numérico que define sua função básica, conforme característica de proteção ou de aplicação.

Os relés codificados a seguir são os normalmente utilizados com função de desacoplamento entre os geradores e a concessionária.

O princípio de funcionamento dos relés descritos abaixo é simplificado e pode diferir significativamente de um fabricante para outro, com características construtivas e funções adicionais não citadas, como filtros, conversores A/D, memórias, etc., (nos relés mais modernos), mas necessárias para que o equipamento opere dentro das condições de qualidade e confiabilidade esperadas para este tipo de instrumento.

A arquitetura escolhida para descrição da forma de funcionamento é a utilizada nos relés eletrônicos digitais, que são mais simples e fáceis de entendimento, o que não invalida o princípio de qualquer outra forma construtiva, seja eletromecânico ou analógico.

21 - RELÉ DE DISTÂNCIA

Desde que a distância da falta considerada para atuação desta proteção possa ser medida através de sua impedância, o relé passa a ter como característica de atuação a impedância do circuito e sua representação para avaliação de atuação pode ser a distância.

Através da medição da impedância do circuito sob sua supervisão, este dispositivo opera quando o valor ajustado para uma falta na rede corresponder à posição de sua ocorrência (distância).

Como princípio de operação, o relé funciona da seguinte forma, considerando-se o esquema da figura 4.3 e Z como a impedância por unidade de comprimento do circuito:

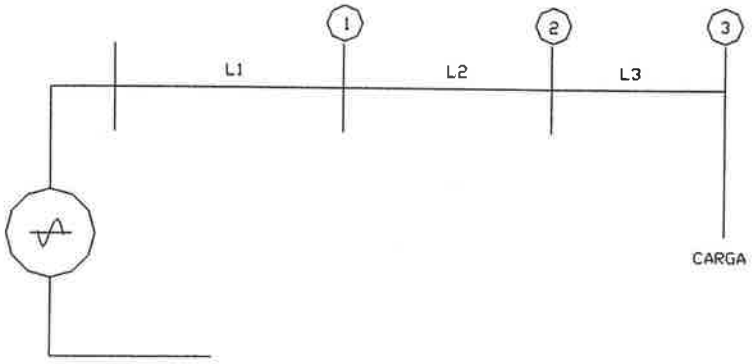


Figura 4.3 - Circuito Equivalente

$$Z1 = Z \,.\, L1 \tag{4.2.1}$$

$$Z2 = Z \,.\, (L1+L2) \tag{4.2.2}$$

$$Z3 = Z \,.\, (L1+L2+L3) \tag{4.2.3}$$

Sendo:

L1 Comprimento da linha até a barra 1

L2 Comprimento da linha até a barra 2

L3 Comprimento da linha até a barra 3

Z1 Impedância na barra 1

Z2 Impedância na barra 2

Z3 Impedância na barra 3

Zl Impedância vista pelo relé

Para o relé, a impedância considerada será a relação entre a tensão e a corrente. Logo, se as formas de ondas forem senoidais, conforme figura 4.4, com as medições nas ondas de tensão e corrente, o relé identifica, além dos módulos, a diferença angular entre elas, ou seja:

$$\begin{aligned} Zl \angle\theta &= V\angle 0 \,/\, I \angle{-\theta} \\ &= Rl + j\,Xl \end{aligned} \tag{4.2.4}$$

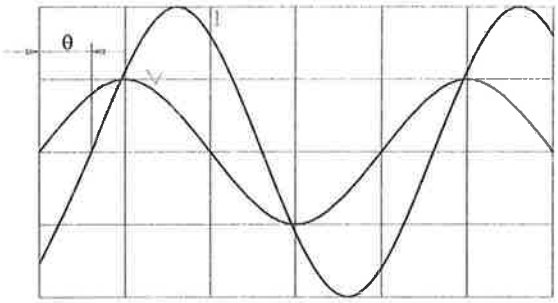


Figura 4.4 - Formas de onda para medição no relé de distancia.

A representação operacional dos relés de distância é feita através de figuras geométricas, que expressam convenientemente a impedância no plano cartesiano por R e X.

As figuras geométricas podem ter as mais diferentes formas de representação, porém elas normalmente derivam de três formas básicas, que esquematicamente podem ser vistas na figura 4.5.

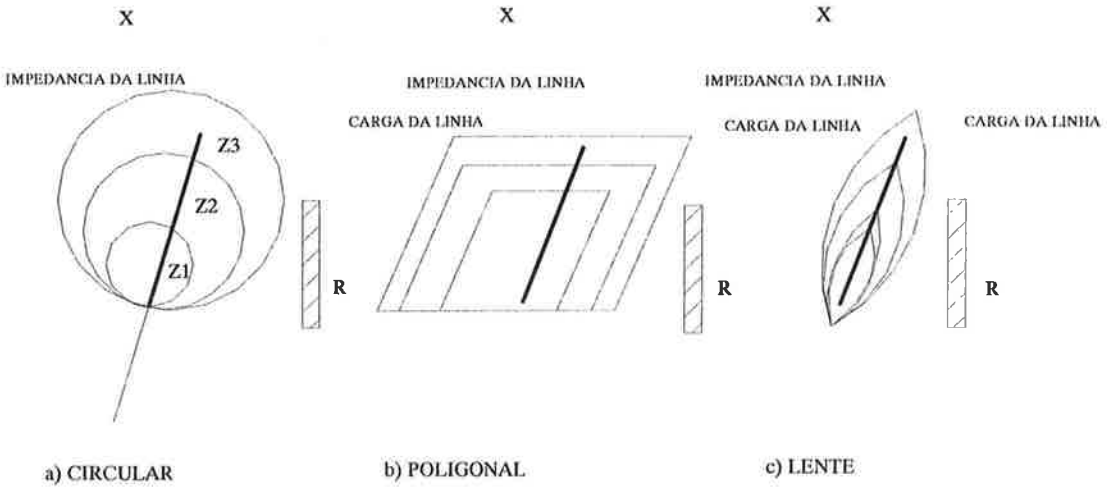


Figura 4.5 - Característica operacional do relé de distância.

Cada fabricante representa a figura operacional específica para o seu relé. A região de operação passa a ser dentro da figura, podendo ser ajustada em áreas correspondentes às impedâncias de cada trecho da linha.

25 - RELÉ DE CHEQUE DE SINCRONISMO

Dispositivo que opera quando dois circuitos ac estão dentro dos limites de freqüência, ângulos de fase e tensões permitidos para funcionarem sincronizados entre eles.

Este relé funciona segundo o princípio de medição da forma de onda de tensão dos dois circuitos, considerando estas grandezas como sendo senoidais, acompanhadas instantaneamente.

Na figura 4.6, os dois circuitos serão sincronizados, ou seja, o fechamento do disjuntor de barras dispositivo nº 52 ocorrerá quando as tensões V1 e V2 estiverem praticamente com as mesmas tensões em módulo, operando na mesma freqüência, e a defasagem angular ($\Delta\theta$) entre elas estiverem dentro dos valores ajustados para o relé.

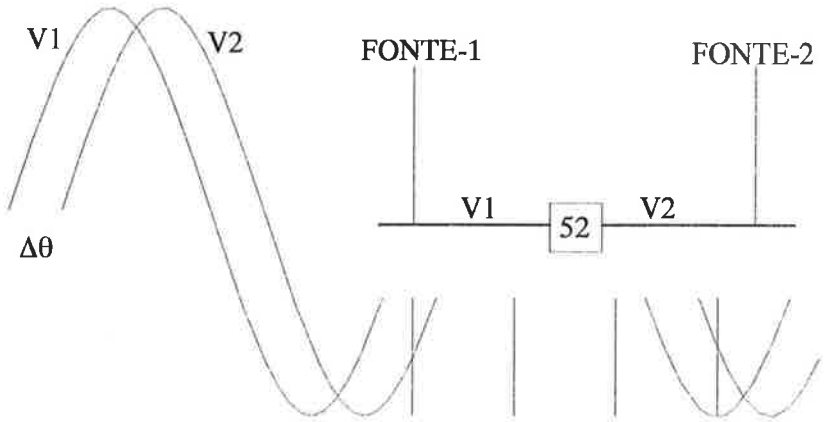


Figura 4.6 -Tensões alternadas dos circuitos das Fontes 1 e 2.

27 - RELÉ DE SUBTENSÃO

Este tipo de relé opera quando a tensão medida for menor ou igual ao valor ajustado.

Considerando-se a forma de onda senoidal, o controle da variável tensão é feito pelo relé por meio do valor máximo de pico.

Na figura 4.7, a tensão nominal está representada inicialmente por V1 e a condição para o relé atuar, como subtensão, passa a ser o novo estado de tensão representado por V2.

A linha pontilhada é a referência interna do relé, representando o valor máximo da subtensão eficaz ajustada para sua operação.

Portanto a tensão eficaz medida pelo relé, será:

$$Vef = Vmax / \sqrt{2} \qquad (4.2.5)$$

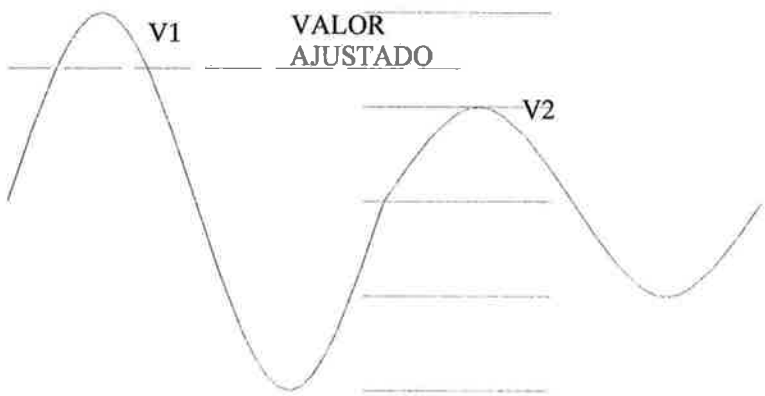


Figura 4.7 - Variações na tensão medida para o relé de subtensão.

59 - RELÉ DE SOBRE-TENSÃO

Este relé opera com o mesmo princípio do anterior e a sobre-tensão será o valor medido, maior ou igual ao ajustado.

Na figura 4.8, a tensão nominal está representada inicialmente por V1 e a condição para o relé atuar, como sobre-tensão, passa a ser o novo estado da tensão representada por V2.

A sobre-tensão será definida pelo seu valor eficaz.

$$Vef = Vmax / \sqrt{2} \qquad (4.2.6)$$

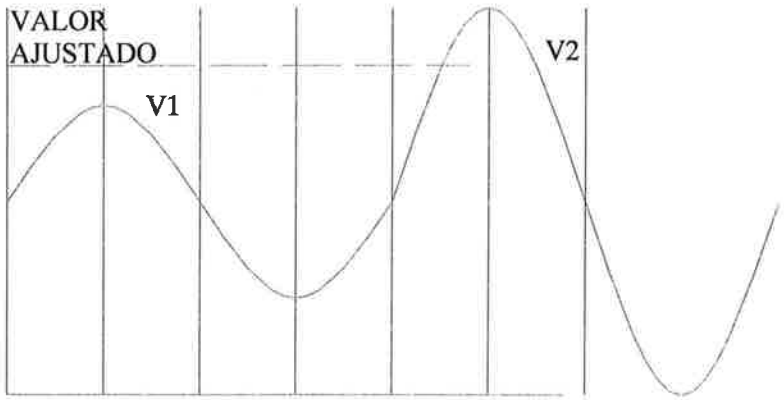


Fig. 4.8 - Variações nas tensões medidas para o relé de sobre-tensão.

32 - RELÉ DIRECIONAL DE POTÊNCIA ATIVA

Relé que opera quando o fluxo de potência ativa, no sentido contrário ao normal, superar o valor ajustado.

Figura 4.9 - Característica operacional do relé direcional de potência ativa.

Na figura 4.9, pode ser observado que, mesmo havendo fluxo direcional de potência ativa no sentido contrário ao normal, só ocorrerá operação quando esta potência superar o valor ajustado.

O valor da potência ajustada, para atuação do relé representado na figura 4.9, não corresponde à grandeza vetorial, mas sim, a seu valor escalar.

A linha que delimita as duas áreas operacionais do relé, ou seja, ATUAÇÃO e BLOQUEIO, pode não ficar caracterizada com precisão absoluta, pois, mesmo no caso dos relés eletrônicos, poderá haver pequena histerese.

40 - RELÉ DE CAMPO

Relé cuja função básica está na determinação de anormalidades ou falhas na corrente de excitação ou de campo de uma máquina síncrona.

O princípio de operação deste relé baseia-se na condição de resposta do gerador que, quando perde o campo, passa a consumir reativos ao invés de fornecê-los, fazendo com que a impedância vista pelo relé seja modificada em função da inversão deste fluxo.

A figura 4.10 mostra como pode ocorrer atuação do relé, sendo o ponto-1 a condição normal de operação do gerador representada por Zl, ou seja, a impedância vista pelo relé.

Com a perda de campo, esta impedância excursionará até o ponto-2, entrando na área de operação do relé.

Os parâmetros de ajuste do relé são as variáveis R e X, através das letras A e B da figura 4.10.

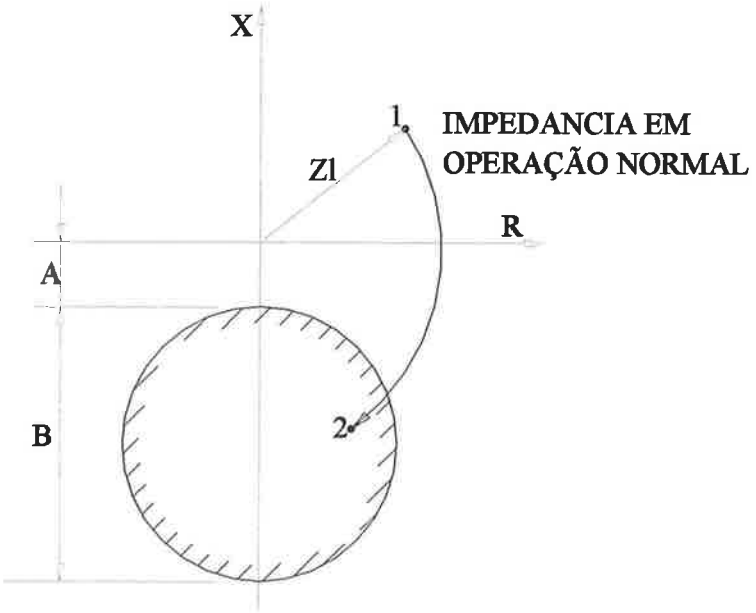


Figura 4.10 - Característica operacional do relé de campo.

46 - RELÉ DE DESBALANCEAMENTO DE CORRENTES DE FASE

Este relé funciona com a medição simultânea das correntes nas três fases, considerando-se que as formas de onda sejam senoidais. Como pode ser visto na figura 4.11, estas grandezas são acompanhadas instantaneamente e os valores lidos são processados para operação do relé.

O princípio de operação do relé considera a teoria de componentes simétricas e o resultado do desbalanceamento do sistema pode ser definido pela relação entre as componentes de seqüências negativa e positiva.

Para a fase-a, temos as componentes de seqüência positiva e negativa, calculadas a partir dos valores medidos, ou seja:

$$Ia1 = 1/3\ (Ia+\alpha Ib+\alpha^2 Ic) \qquad (4.2.7)$$

$$Ia2 = 1/3\ (Ia+\alpha^2 Ib+\alpha Ic) \qquad (4.2.8)$$

Sendo o operador $\alpha = e^{j2\Pi/3}$

A condição para o relé operar será a relação Ia2 / Ia1 $\geq$ o valor ajustado.

47 - RELÉ DE DESBALANCEAMENTO OU SEQÜÊNCIA DE TENSÕES DE FASE

O princípio de operação deste relé é idêntico ao anterior e as grandezas passam a ser as tensões de fases.

Assim, podemos ter:

$$Va1 = 1/3\ (Va+\alpha Vb+\alpha^2 Vc) \qquad (4.2.9)$$

$$Va2 = 1/3\ (Va+\alpha^2 Vb+\alpha Vc) \qquad (4.2.10)$$

A condição para o relé operar será a relação Va2 / Va1 $\geq$ o valor ajustado.

Na figura 4.11, podemos ter uma idéia de como os relés obtêm as informações dos circuitos, seja para corrente ou tensão, e como processam os dados para definir a condição de operação desejada.

O intervalo de medições Δt do relé é um dos dados não disponíveis das condições de construção e precisão estabelecidas pelos fabricantes.

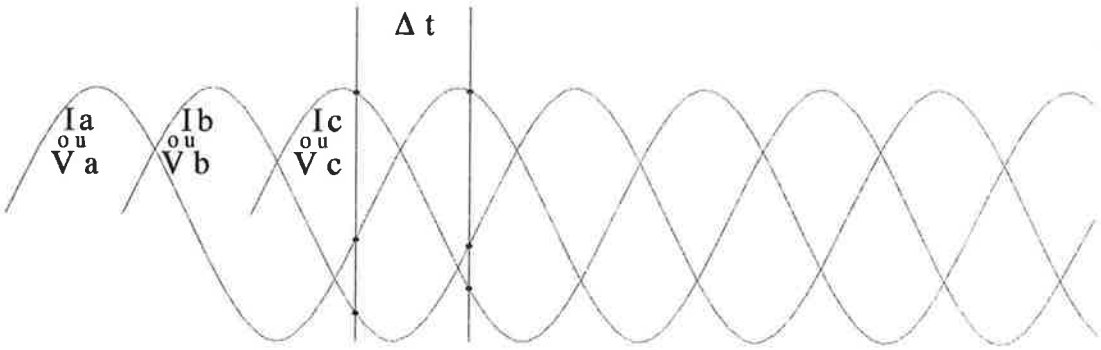


Figura 4.11 - Formas de ondas lidas e processadas pelos relés de desbalanceamento

50 - RELÉ DE SOBRE-CORRENTE INSTANTÂNEO

51 - RELÉ DE SOBRE-CORRENTE TEMPORIZADO

Estes relés operam sob o mesmo princípio dos relés de tensão. Eles atuarão quando a corrente medida for maior que o valor ajustado.

Aqui também o controle é feito pela corrente máxima de pico, considerando-se a forma de onda senoidal.

A sobre-corrente eficaz pode ser obtida por:

$$Ief = Imax / \sqrt{2} \qquad (4.2.11)$$

Na figura 4.12, a corrente nominal está representada inicialmente por I1 e a condição para o relé atuar por sobre-corrente, passando a ser o novo estado de corrente representado por I2.

A figura 4.12 representa as condições de sobre-corrente instantânea e temporizada, sendo:

INSTANTÂNEO – Operação instantânea do relé, para as correntes acima do valor ajustado I1.

Neste caso o tempo t1, para a CURVA 1, significa o atraso que o relé possui para processar os dados lidos e mudar o estado na saída (operação).

TEMPORIZADO – Operação temporizada do relé, seria um tempo de retardo ajustado no relé.

Para a CURVA 1, o tempo t1 passa a ser o valor ajustado para o tempo de atuação do relé.

Na CURVA 2, o tempo está intrínseco na forma de operação do relé que, neste caso, tem característica inversa entre as variáveis de tempo e corrente. Esta característica inversa, não tem forma aleatória definida para cada fabricante, mas sim, famílias de curvas padronizadas, estabelecidas por normas.

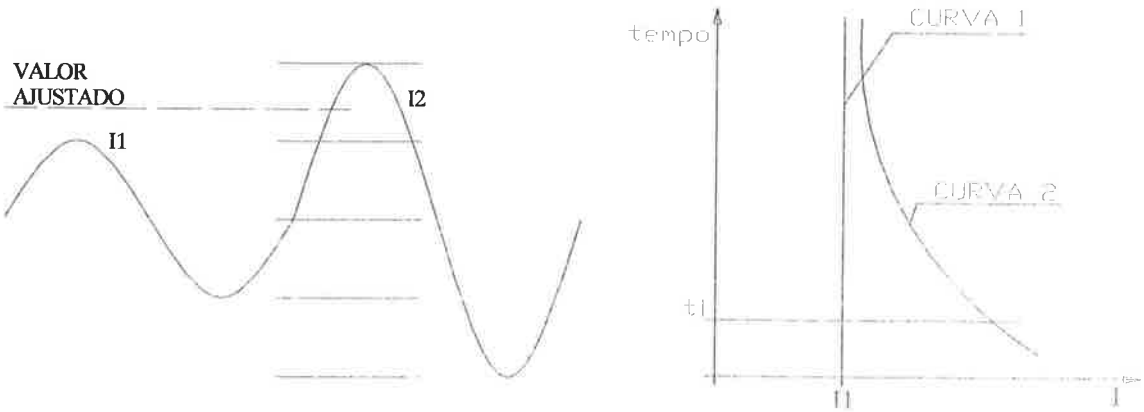


Figura 4.12 - Forma de onda e características do relé de sobre-corrente

64 - RELÉ DE DETECÇÃO DE TERRA

Este relé é utilizado quando as correntes de falta a terra não conseguem sensibilizar um relé de sobre-corrente normal, porém a anormalidade pode ser percebida por um desequilíbrio nas tensões do sistema.

Para o arranjo da figura 4.13, o resultado de uma falta para terra, em uma das fases A , B ou C, fará com que apareça uma tensão nos terminais dos transformadores de potencial ligados no delta aberto.
Esta tensão será a resultante das tensões de fase, ou seja:

$$Vdelta = Va + Vb + Vc \qquad (4.2.12)$$

Decompondo estas tensões em componentes seqüenciais, temos:

$$\left.\begin{aligned} Va &= Va1 + Va2 + Va0 \\ Vb &= Vb1 + Vb2 + Vb0 \\ Vc &= Vc1 + Vc2 + Vc0 \end{aligned}\right\} \qquad (4.2.13)$$

$$Vdelta = (Va1 + Vb1 + Vc1) + (Va2 + Vb2 + Vc2) + (Va0 + Vb0 + Vc0) \qquad (4.2.14)$$

$$= (Va1+\alpha^2 Va1+\alpha Va1) + (Va2+\alpha Va2+\alpha^2 Va2) + 3Va0$$

$$= Va1\ (1+\alpha^2+\alpha) + Va2(1+\alpha+\alpha^2) + 3Va0$$

Sendo o operador $\alpha = e^{j2\Pi/3}$

$$Vdelta = 3Va0 \qquad (4.2.15)$$

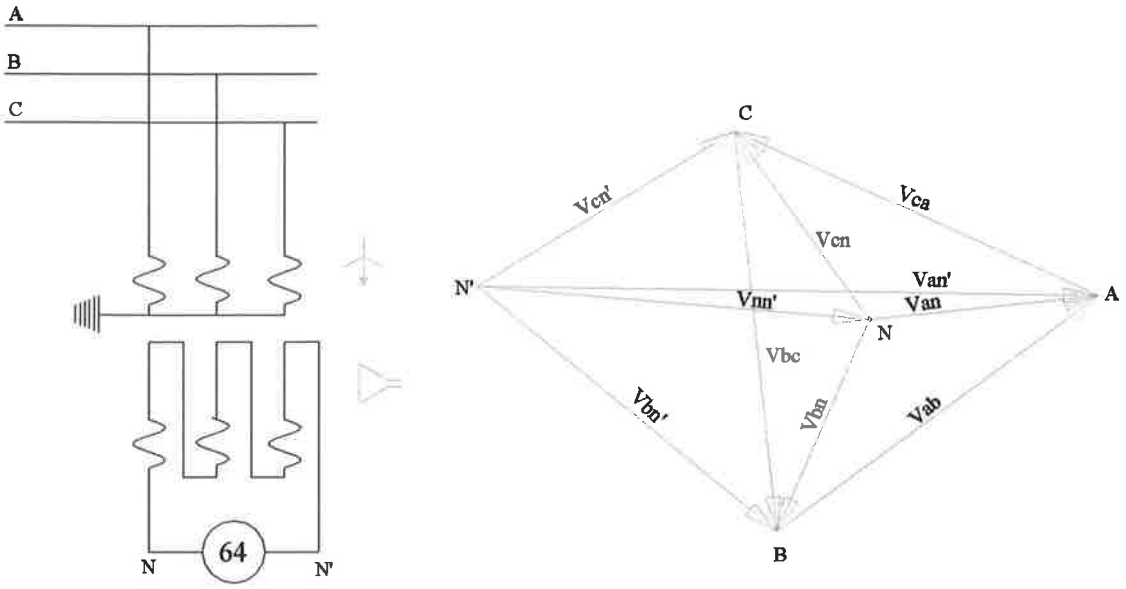


Figura 4.13 - Esquema e diagrama operacional do relé de seqüência zero.

A tensão sobre o relé, ligado no delta aberto, será a tensão de seqüência zero, que significa uma sobre-tensão no potencial do neutro, por isso o relé cuja função é 64, também pode ser designado como 59N, ou ainda $59U_0$.

A operação acontecerá quando a tensão resultante no relé for maior ou igual ao valor ajustado.

67 - RELÉ DIRECIONAL DE SOBRE-CORRENTE

Este relé opera quando o fluxo de corrente, passando no sentido contrário ao normal, supera o valor ajustado.

Na figura 4.14 pode se observar que a corrente direcional corresponde a uma grandeza vetorial e que o princípio operacional deste relé baseia-se também no ângulo de fase da corrente.

O valor da corrente ajustada para atuação do relé deverá ser o mais próximo da corrente de falta, tanto em módulo quanto em fase. Em alguns tipos de relés, a precisão deste ajuste conduz à máxima sensibilidade do relé para operação.

A máxima sensibilidade para atuação do relé se situa normalmente a 90° da linha que delimita as duas áreas operacionais do relé, ou seja, ATUAÇÃO e BLOQUEIO.

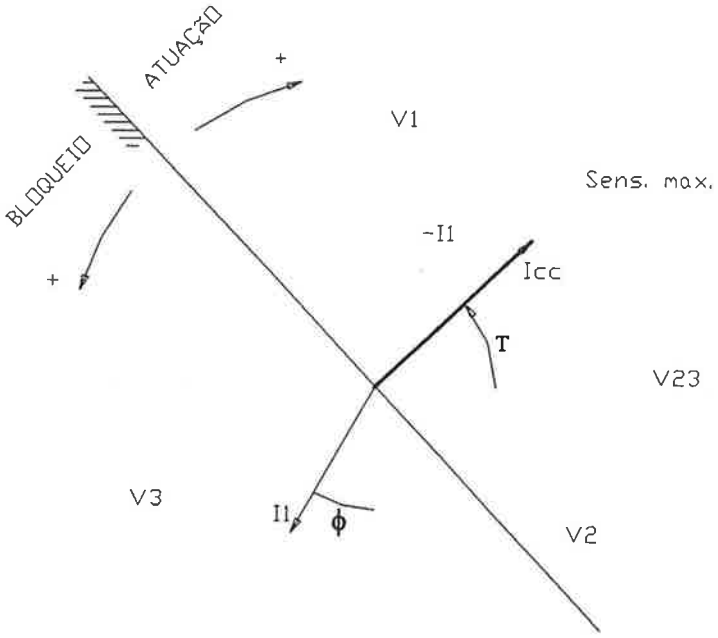


Figura 4.14 - Característica operacional do relé direcional de sobre-corrente.

81 - RELÉ DE FREQÜÊNCIA

O relé opera em função de variações de freqüência no sistema, tanto para cima quanto para baixo da nominal. Esta condição classifica o relé em função de sua atuação: se abaixo, como subfreqüência, ou acima, como sobrefreqüência. Estas funções podem estar disponíveis no mesmo relé.

Na figura 4.15, pode ser observado o princípio de funcionamento do relé, que obtém as informações de freqüência da rede através da forma de onda da tensão de fase.

Considerando-se que a forma de onda seja senoidal, as medições são sempre feitas no instante em que a tensão passar por zero, a composição de dois meio-períodos alternados compõem as medições da freqüência a cada meio ciclo.

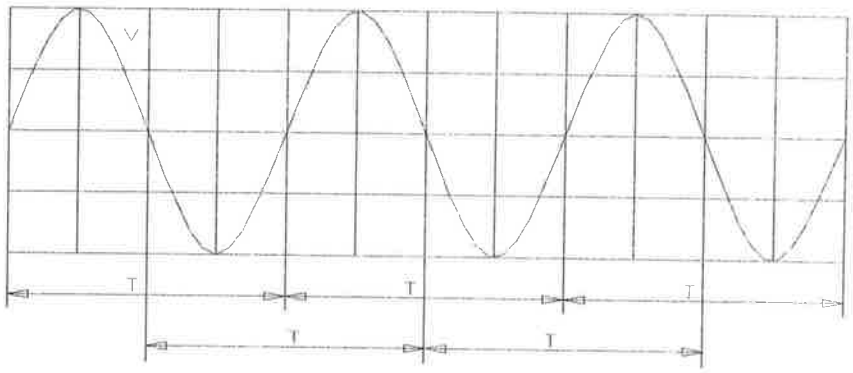


Figura 4.15 - Forma de onda lida e característica pelo relé de freqüência.

Para um sistema de 60Hz, um ciclo é igual a 16.666 ms, comparando o valor medido a cada período. Em dois ciclos, o relé poderá atuar, caso a freqüência medida supere o valor ajustado.

Outra característica importante dos relés de freqüência pode ser observada na figura 4.16, que é a variação da freqüência em um intervalo de tempo, resultante de duas medições num período.

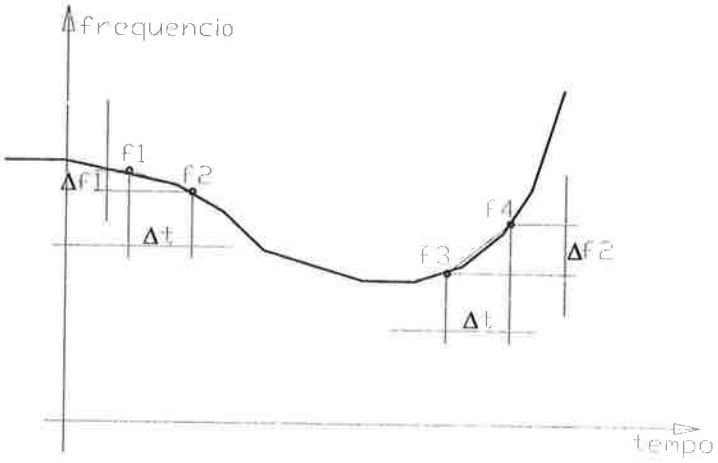


Figura 4.16 - Princípio de operação da função df/dt.

Esta variação, para um período bem pequeno, pode ser considerada como a derivada da função freqüência, definida como:

$$\frac{\partial f}{\partial t} = \frac{f2 - f1}{\Delta t} \qquad (4.2.16)$$

Esta variação, em função do sinal positivo ou negativo, caracteriza a tendência da freqüência do sistema.

85 - RELÉ DE FIO PILOTO OU DE ONDA PORTADORA (CARRIER)

Este relé, quando utilizado para proteção de uma instalação operando em co-geração, tem a finalidade de comunicação com a concessionária, através do recebimento de informações sobre o estado da rede.

Em função das condições de instalação e das dificuldades técnicas para se receber uma informação de melhor qualidade, a melhor opção para esta aplicação passa a ser o relé de onda portadora, que utiliza a própria linha de transmissão como meio para transmissão do sinal, com freqüência acima de 500 kHz.

O princípio de funcionamento deste dispositivo pode ser visto na figura 4.17, onde o sinal é transmitido e recebido em ambos os extremos da linha, e utilizado para comando, controle e proteção do sistema sob sua supervisão.

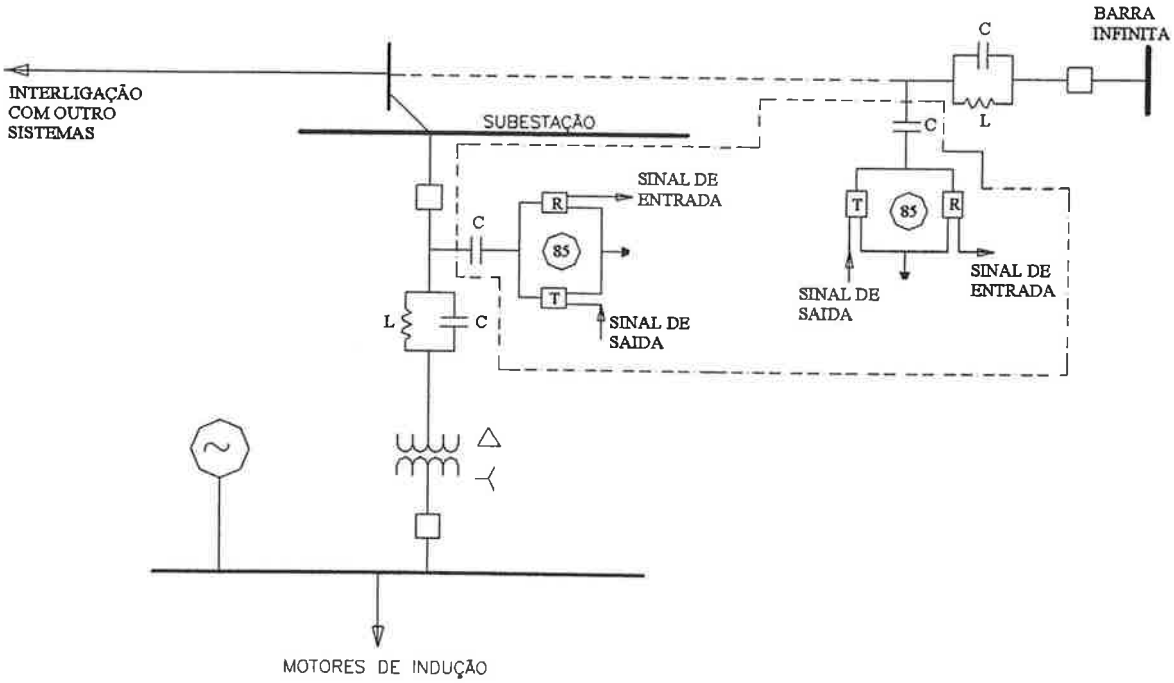


Figura 4.17 - Esquema de funcionamento do relé de onda portadora.

4.3 – Avaliação da eficácia das proteções

O comportamento de um sistema de proteção, através dos vários tipos de relés, difere em função das faltas e tipos de plantas consideradas.

A topologia da rede influencia fortemente o desempenho da proteção, ou seja, um relé, através da sua função de proteção, poderá não ser eficaz para o mesmo tipo de falta ou perturbação, considerando-se duas plantas com características diferentes. Em função disto, faremos as análises dos tipos de perturbações para cada tipo de planta de processo, considerando suas particularidades e condições operacionais.

As proteções do gerador deverão atuar nestes casos somente se as faltas forem no barramento do gerador ou se as proteções dos circuitos sob faltas não atuarem satisfatoriamente, colocando em risco a planta termoelétrica.

4.3.1 - Sistema isolado

- Curto-Circuito

A posição e o tipo de falta dentro da planta de processo, com o gerador operando isolado da concessionária, poderá conduzir todo o sistema ao desligamento, isto se o gerador estiver próximo à falta (impedância muito pequena entre a falta e gerador).

Considerando-se um curto-circuito trifásico ou dupla fase, na posição-F da figura 4.18, as tensões nos vários barramentos do sistema, de um modo geral, deverão cair a níveis muito baixos, a freqüência aumentará com um gradiente inicial elevado, e a corrente do gerador atingirá níveis elevados.

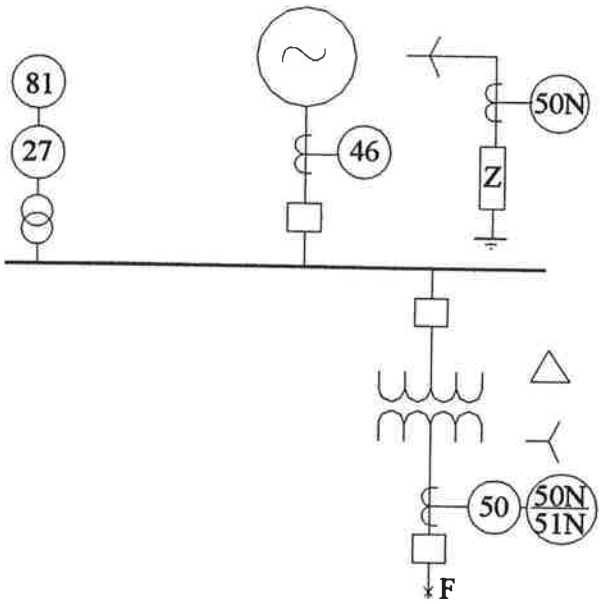


Figura 4.18 - Curto-circuito interno à planta.

A proteção do alimentador ou circuito sob falta deverá operar no tempo menor possível, isto porque as proteções do gerador serão sensibilizadas e, caso cheguem a atuar, como os relés de subtensão, função 27 e o de sobrefreqüência, função 81, o gerador será desligado, e não haverá outra fonte para atender as cargas da planta.

Para este caso, a proteção do alimentador é o relé de sobre-corrente, função 50, já visto anteriormente, este não possui característica temporizada, isto é, o tempo de atuação dele é somente relativo aos atrasos operacionais do aparelho.

Para os tipos de plantas estudadas, os casos mais críticos são aqueles representados nas figuras 2.5 e 2.6, onde o gerador está mais próximo da falta considerada.

Na planta com gerador interligado diretamente na linha da concessionária, representada na figura 2.7, a impedância entre o gerador e a posição da falta considerada será de três transformadores em série. Com isso, as variáveis tensão e freqüência, bem como a corrente no barramento do gerador, não serão tão críticas como nos casos anteriores.

No caso de uma falta para terra, na mesma posição, as condições da corrente de falta e das tensões nas fases não afetadas, dependerão do tipo de aterramento do transformador a montante da falta.

A ligação mais comum dos transformadores para o sistema de distribuição industrial é delta no primário. Com isso, a proteção do neutro do gerador não será sensibilizada pela falta a terra nesta posição e estrela no secundário, podendo estar aterrada por resistência, limitando a corrente de falta a níveis baixos, esse procedimento visa a adiar ao máximo as condições de interrupção do circuito principal. O neutro do secundário, ainda poderá ser solidamente aterrado, permitindo correntes de faltas mais elevadas e, conseqüentemente, atuações mais rápidas na proteção do circuito alimentador.

No caso do sistema estar aterrada por resistência, limitando a corrente de falta para a terra, a proteção poderá ser de sobre-corrente temporizada, função 51N, com tempo definido ou inversamente à corrente de falta. Mas, caso esta falta esteja provocando desequilíbrio significativo nas correntes do gerador, poderá haver um desligamento da geração pelo relé de desequilíbrio das correntes de fase, função 46, o que irá definir também o tempo máximo para atuação da proteção de sobre-corrente de terra.

Para o sistema solidamente aterrado, a proteção de faltas a terra no alimentador sob falta deverá ser o relé de sobre-corrente de terra instantâneo, função 50N.

- Partida de um grande motor

A partida à plena tensão de um grande motor, diretamente no barramento do gerador operando isolado da concessionária, pode significar, dependendo do porte do gerador, uma perturbação no sistema acima do tolerado, além de queda de tensão excessiva no barramento do gerador.

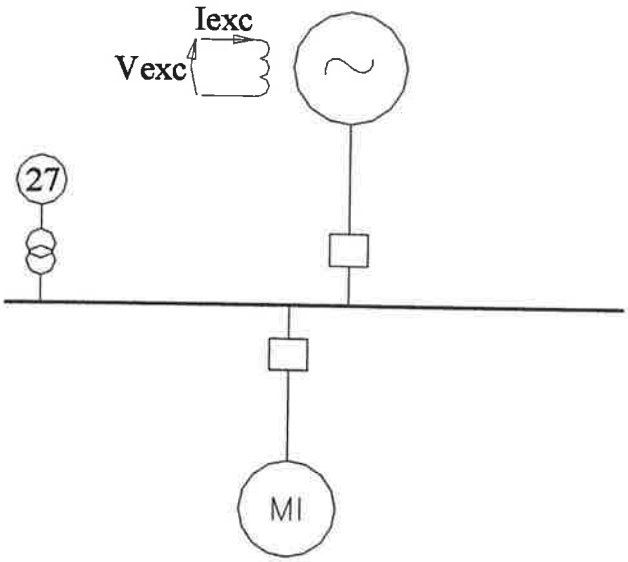


Figura 4.19 - Diagrama simplificado da localização do motor na planta

A partida direta de um grande motor de indução, de alguns milhares de cavalos, por exemplo, consumirá grande quantidade de reativos do gerador durante o tempo de partida, e esta condição exigirá resposta rápida, principalmente dos sistemas de regulação de tensão e excitação.

No caso das plantas em que a partida se faz praticamente no barramento do gerador, a queda de tensão no barramento deverá ser controlada para não permitir atuação do relé de subtensão, função 27, do gerador. Esta situação pode ser um pouco menos crítica para o gerador interligado diretamente na linha da concessionária, representado na figura 2.7, porém, neste caso, para o motor, a tensão aplicada nos

seus terminais será agravada pelas quedas de tensões nas impedâncias dos transformadores entre o gerador e o motor. Além do motor e do gerador, os contatores dos outros motores podem cair por baixa tensão.

- Sobrecargas

As sobrecargas em geradores isolados acontecem, normalmente, após a abertura do sincronismo com a concessionária. Dependendo da potência elétrica da carga que excedeu a da turbina, a freqüência irá cair até que o sistema de controle de velocidade consiga recuperar as condições nominais.

O sistema de controle de velocidade que disponibiliza o vapor para a turbina é constituído por conjuntos de partes mecânicas, como acionamentos e válvulas e, em alguns casos, de governadores com concepção hidráulica/pneumática. Com isso as respostas para atendimento da rotação da turbina podem ser lentas. O sistema de controle opera através do comando do governador da turbina, que responde em função da variação da rotação medida no eixo, conforme esquema da figura 4.20, onde o dispositivo de código 65 é o governador da turbina, detalhado no capítulo – 5.

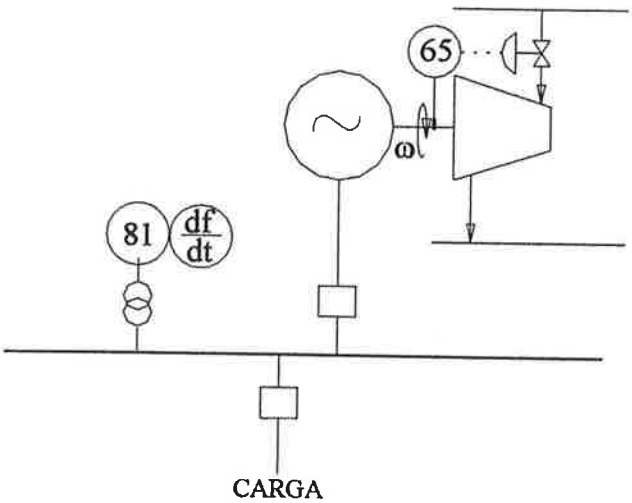


Figura 4.20 - Esquema simplificado da posição do governador da turbina.

Pequenas variações de freqüência para o gerador e cargas podem não ter maiores conseqüências, porém, no caso das turbinas, a variação de rotação é função do

tempo, ou seja, a turbina poderá operar em uma dada freqüência durante um determinado tempo.

A figura 4.21 mostra, de forma qualitativa, uma carta de operação para um tipo de turbina a vapor. Como conseqüência, o relé de subfreqüência, função 81, deverá atuar, desligando o gerador caso os limites operacionais da turbina sejam violados.

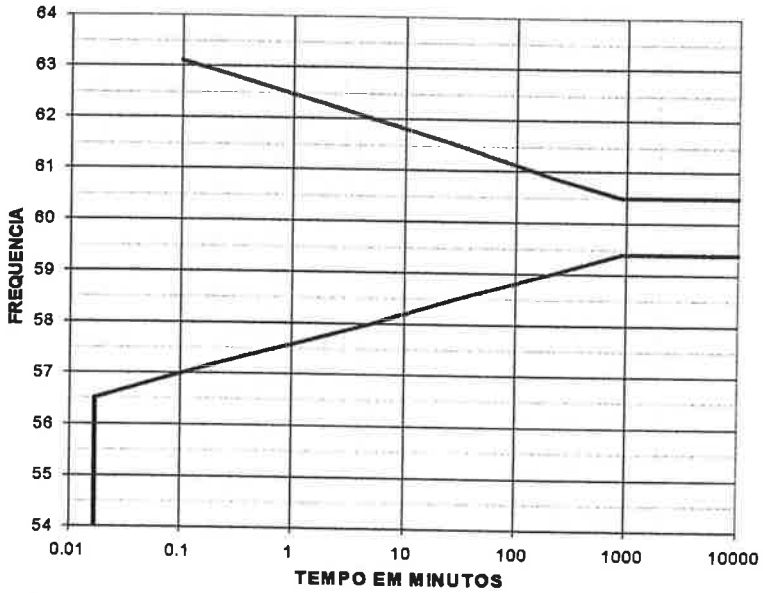


Figura 4.21 - Carta de operação de turbina a vapor.

Todas as plantas consideradas estarão sujeitas às mesmas condições impostas por excesso de carga e esta condição exigirá respostas rápidas dos sistemas de regulação de velocidade, antes da atuação do relé de subfreqüência. Entretanto, como as inércias mecânicas são grandes, deverá ser prevista reserva de potência para recuperação do gerador.

Caso a carga seja maior que a capacidade final de geração, haverá necessidade de rejeição de cargas antes do desligamento do gerador. Esta operação é feita principalmente por relé de subfreqüência, em função de sua característica, que mede o gradiente de freqüência df/dt , e a rejeição poderá ser feita por blocos de cargas, até a máquina atingir as condições nominais.

- Rejeição de cargas

Com conseqüências opostas às sobrecargas, a rejeição de um bloco de cargas fará com que a velocidade e a tensão na barra do gerador se elevem. Estas duas variações exigirão rápida atuação do governador da turbina e do regulador de tensão do gerador, antes da atuação dos relés de proteção, sobrefreqüência função 81O, e de sobre-tensão, função 59. A letra "O" indica a característica "sobre".

Neste caso, todas as plantas responderão igualmente às variações de freqüência, mas para a planta da figura 2.7, a condição de sobre-tensão poderá ser mais crítica, caso o gerador esteja sobre-excitado, devido às condições de queda de tensão nos transformadores entre as cargas e o gerador.

Os relés de proteção, neste caso, deverão também estar ajustado para permitir rápida atuação de sobrefreqüência e sobre-tensão para proteção, respectivamente, da turbina e do gerador, bem como do sistema elétrico como um todo.

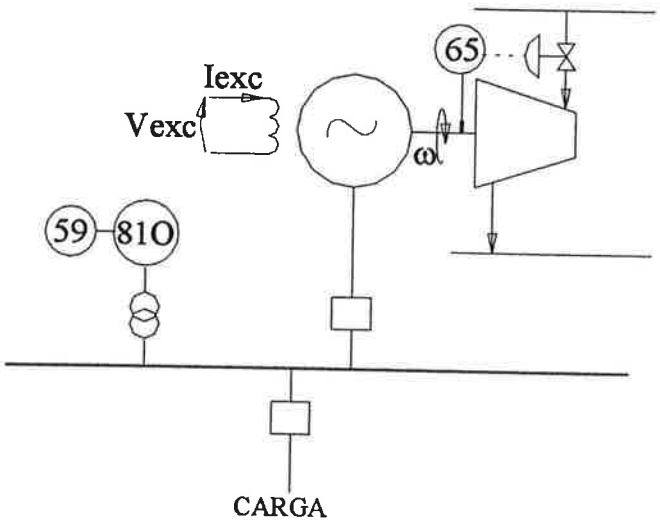


Figura 4.22 - Esquema de localização dos relés 59 e 81.

– Ressonância

Considerando um gerador isolado energizando um banco de capacitores, conforme figura 4.23, se a reatância em quadratura tiver seu valor próximo à reatância do banco de capacitores, podemos ter :

$$\frac{V2}{V1} = \frac{Xc}{Xc + Xq} = \frac{\frac{1}{\omega C}}{\omega Lq - \frac{1}{\omega C}} \tag{4.3.1}$$

Neste caso, a condição de sobre-tensão no banco de capacitores é praticamente a mesma do barramento do gerador, conduzindo a uma condição de ressonância muito perigosa para o sistema e exigindo atuação muito rápida do regulador de tensão, que pode não ser eficaz na sua pronta resposta e permitir a atuação do relé de sobre-tensão, função 59, que desligará o gerador.

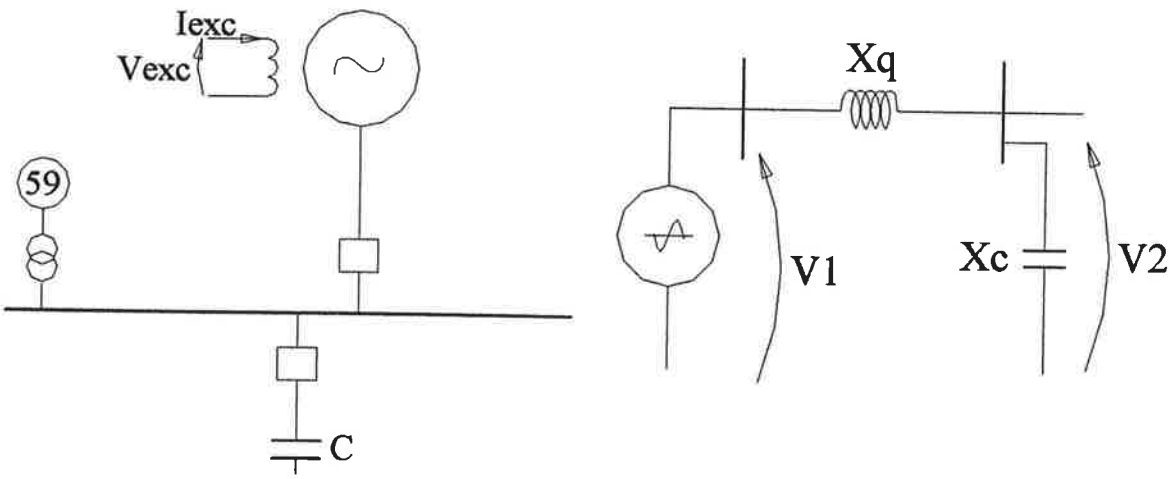


Figura 4.23 - Esquema simplificado para definição de ressonância do sistema isolado.

No caso de plantas onde o banco de capacitores está ligado diretamente no barramento do gerador, esta situação pode ser evitada com simples análise do circuito elétrico. Entretanto, no caso de plantas como a da figura 2.7, a reatância indutiva passa a ser a soma das reatâncias que estão em série entre o gerador e o banco de capacitores, fazendo com que essa condição de perigo possa ficar oculta.

4.3.2 - Sistema sincronizado

Todos os tipos de plantas, auto-suficientes ou não, podem estar interligadas com a concessionária em linhas que possuem as mais diferentes classes de tensões.

O gerador operando em sincronismo com a concessionária estará sujeito a inúmeras situações de perturbações que poderão ocorrer fora da planta industrial. Algumas podem ser previstas e outras, como transitórios rápidos, são difíceis de serem identificados.

Assim, como no caso anterior, aqui também o comportamento de um sistema de proteção difere significativamente em função das perturbações da rede externa e dos tipos de plantas consideradas.

As condições operacionais de um gerador de pequeno porte, comparadas ao sistema da concessionária, requerem alguns cuidados nas definições do sistema de proteção, quando este estiver operando em sincronismo com a rede externa. Nesse caso, além de definir a função de proteção mais adequada, é necessário estabelecer a velocidade de isolamento do sistema industrial, para garantir sua integridade.

Diferentemente do caso anterior, ou seja, do sistema isolado, onde o gerador em alguns casos deveria responder rapidamente, mantendo-se operacional até que alguma proteção normalizasse o sistema, aqui existe o recurso de isolar o gerador e seus barramentos de cargas da rede externa, salvando este conjunto da instalação industrial, para preservar a planta de processo.

Os transitórios considerados rápidos, que dão origem a ondas trafegantes no sistema, com freqüências diferentes de 60 Hz, não fazem parte das análises e condições de proteções dos sistemas estudados, entretanto, estes tipos de perturbações podem levar os relés a operações indevidas, sem causas aparentes, e retirar de serviço o gerador da planta de processo industrial.

Aqui também as particularidades da rede influenciam o desempenho da proteção e um relé através da sua função de proteção, não poderá ser aplicado para o mesmo tipo de falta ou perturbação, considerando-se duas plantas com características diferentes. As análises dos tipos de perturbações, para cada tipo de planta de processo, deverão ser feitas considerando suas particularidades e condições operacionais.

As proteções do gerador também deverão atuar nestes casos somente se as faltas forem no barramento do gerador, ou se as proteções dos circuitos sob faltas não atuarem satisfatoriamente, pondo em risco a máquina ou a planta industrial.

Em seguida, analisaremos as principais perturbações impostas ao gerador em sincronismo com a concessionária, que podem conduzi-lo - ou a planta como um todo - a um colapso, com conseqüente desligamento e perda de todo o sistema.

- ***Curtos-circuitos***

Faltas entre Fases

Faltas trifásicas ou entre duas fases fora da planta de processo, ou seja, na linha de transmissão da concessionária, também podem ser uma condição muito crítica para o gerador, dependendo da posição e o tipo de falta considerada. Neste caso, a tensão na linha de transmissão pode cair a valores próximo de zero e, se o gerador estiver próximo à falta (impedância muito pequena entre a falta e gerador), as tensões no seu barramento, cairão bruscamente, fazendo com que todas as cargas sofram o impacto desta subtensão.

Considerando-se um curto-circuito trifásico ou dupla fase, na posição-F da figura 4.24, as tensões nos vários barramentos da linha da concessionária deverão cair próximos a zero, a tensão no barramento do gerador poderá cair para valores muito baixos, a freqüência aumentará com um gradiente inicial positivo e a corrente do gerador poderá atingir níveis elevados. Essas ocorrências poderão surgir com maior

ou menor intensidade, em função das condições e porte dos sistemas envolvidos e da distância da falta.

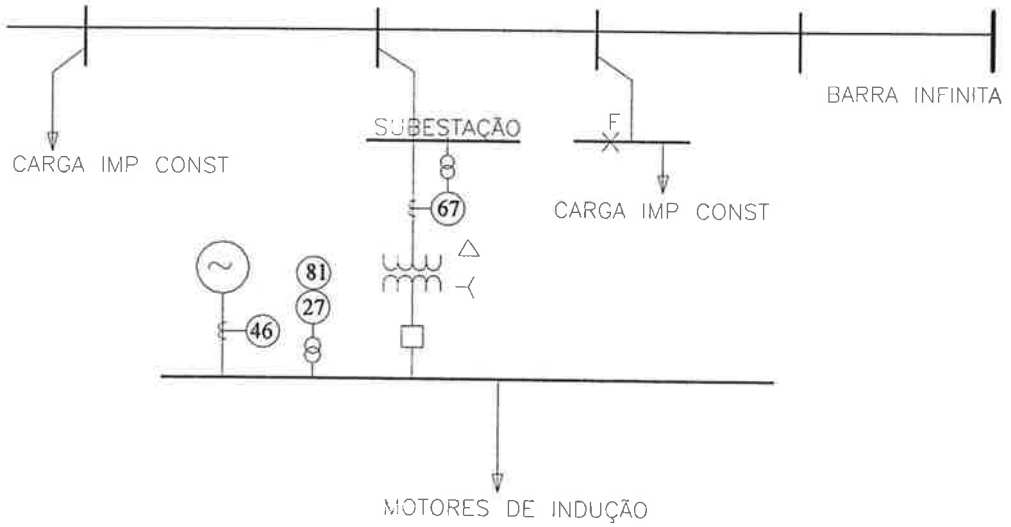


Figura 4.24 - Localização da falta entre fases na rede externa para LT curtas.

As proteções que atuam no disjuntor de interligação entre os sistemas devem operar o mais rápido possível, isto porque, a recuperação das condições normais de funcionamento da planta industrial, pode ser crítica se os contatores dos motores caírem antes do tempo, para isolamento do gerador, através da abertura do sincronismo.

Para faltas trifásicas, as proteções do gerador sensibilizadas seriam o relé de subtensão função 27, o de sobre-freqüência função 81, e, para faltas dupla-fase, além das já citadas, também haveria o relé de desequilíbrio de correntes de fase, função 46. Portanto, os relés de proteção dos motores também atuariam, no caso as funções de desequilíbrio.

Para este caso, a proteção de interligação pode ser o relé direcional de sobre-corrente função 67. Este relé pode ser de atuação instantânea. A definição deste tipo de relé de proteção se deve ao tipo de linha que interliga a co-geração, normalmente consideradas linhas curtas e com vários consumidores.

Este relé atuaria em função do fluxo direcional contrário, que se dá quando ocorre uma falta na linha da concessionária. Sua sensibilização é feita pelas correntes do gerador e contribuições dos motores da planta.

A representação do relé 67, na figura 4.24, pode dar a entender que esta aplicação é indicada apenas para as plantas que geram parte da energia consumida, ou são auto-suficientes. No entanto, ele pode ser empregado em todas as plantas estudadas.

A posição do relé na subestação de entrada se deve ao tipo de ligação do transformador de interligação, que possui delta no primário e estrela no secundário, característica de plantas que não exportam energia para a rede.

A planta representada na figura 4.25, com gerador interligado diretamente na linha da concessionária, poderia ser um tipo de planta com características "Compra tudo – Vende tudo", interligada em uma linha da concessionária com grandes distâncias e nível de tensão acima das tensões de subtransmissão.

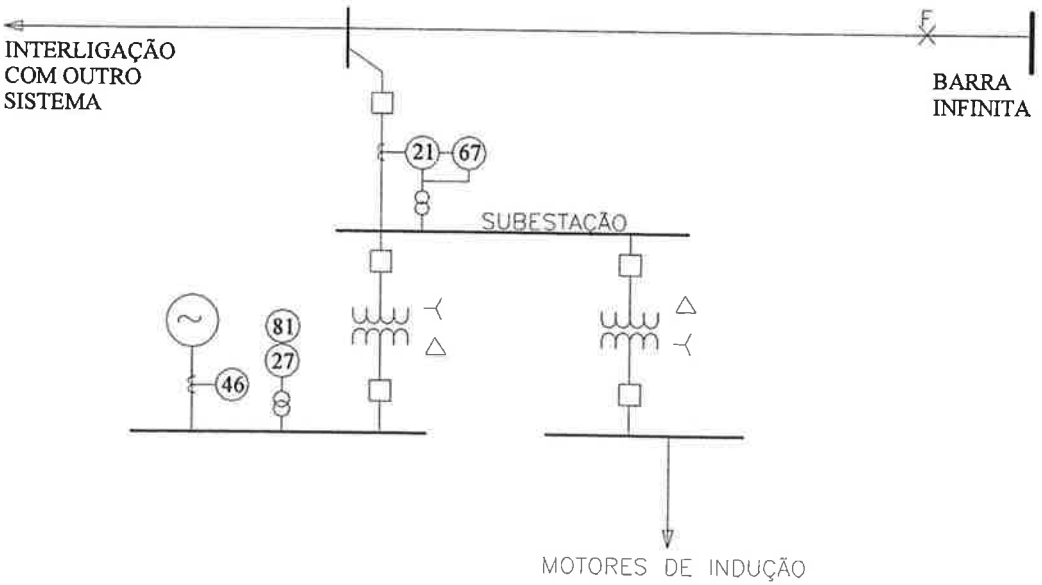


Figura 4.25 - Localização da falta entre fases na rede externa para LT longas.

Para este caso, com uma falta na posição indicada pela letra "F", a proteção de interligação pode ser o relé direcional de sobre-corrente, função 67, com atuação

instantânea, ou o relé de distância, função 21, considerando esta falta dentro da zona 1, com atuação instantânea.

A aplicação do relé de distância deve ser feita com muito critério e conhecimento preciso das características da linha da concessionária. As definições das zonas de proteção são coordenadas com os relés das subestações interligadas e os tempos de atuação compatíveis com o sistema e condições da geração. Quando houver outros consumidores na linha de interligação, é necessário conhecer as proteções e ajustes das subestações desses consumidores, para fazer uma aplicação correta deste relé.

Faltas entre Fase e Terra

As proteções para as faltas a terra na linha de transmissão da concessionária, em um sistema operando em co-geração, podem não ser tão eficazes como para as faltas entre fases, e estas, estão relacionadas ao tipo de planta de co-geração e à filosofia operacional definida na concepção do seu projeto.

As faltas entre uma fase e a terra, na linha de transmissão da concessionária, podem não ser percebidas pelo gerador, dependendo da localização da falta, dos tipos de aterramento do gerador e, principalmente, do transformador de interligação. Manter o gerador operando com o disjuntor de interligação com a concessionária, fechado – em razão da inoperância ou de proteção inadequada para detectar este tipo de falta - impõe ao sistema externo sob falta a tensão da linha, como se as condições de operação estivessem normais. No entanto, esta condição pode ser crítica para o gerador, ou para os outros consumidores, dependendo das condições operacionais desta linha pela concessionária.

A ligação dos enrolamentos dos transformadores de interligação com a concessionária, é característica, principalmente, do tipo de planta considerada, ou seja, aquelas que não exportam energia, sejam elas auto-suficientes ou não, dependem da concessionária para operação do processo produtivo, tanto por indisponibilidade do gerador em alguns momentos como em função de déficit de

geração. Normalmente, esses casos possuem a ligação delta no primário e estrela no secundário.

As plantas que exportam energia para a concessionária, mesmo não sendo auto-suficientes, possuem normalmente a ligação estrela no primário e delta no secundário, podendo ainda ser estrela no primário e secundário. Entretanto, esta ultima condição não favorece a coordenação das proteções de terra da planta e concessionária.

Seja qual for a filosofia adotada para concepção dos sistemas elétricos das plantas industriais ou de geração, ela não deve invalidar os princípios básicos para definição de um sistema de proteção, abordados no início do capítulo 4.

Considerando-se uma falta para terra no sistema da concessionária, na posição - F da figura 4.26, com o tipo de ligação para o transformador de interligação delta/estrela, a contribuição para a corrente de falta, através do gerador, seria praticamente zero. Com isso, a responsabilidade de eliminação do defeito ficaria somente para os sistemas de proteção da concessionária.

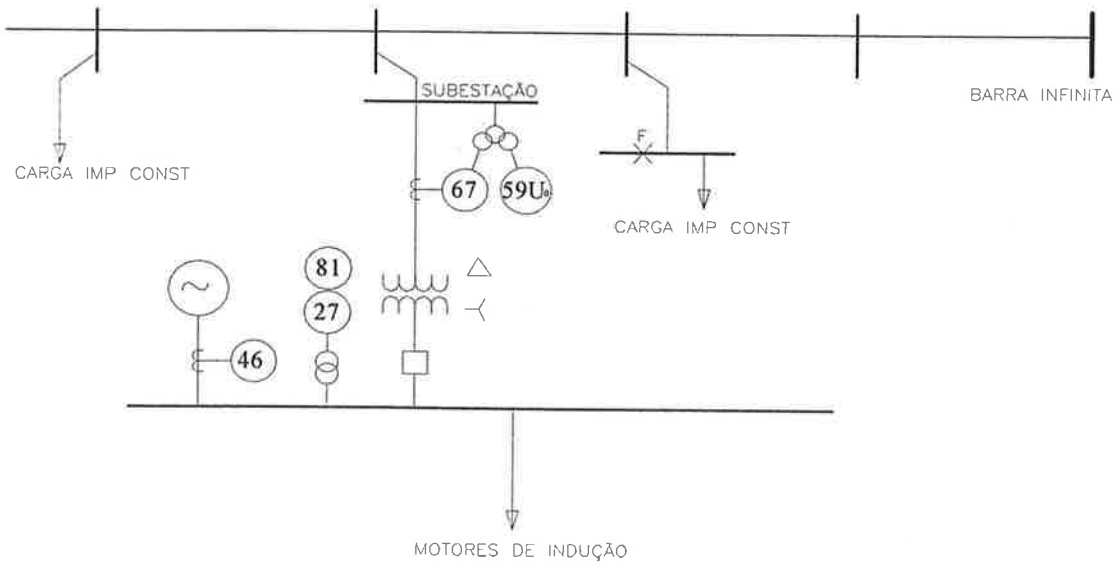


Figura 4.26 - Localização de falta para terra na rede externa para LT curtas.

Neste tipo de falta, nas condições de ligação do transformador, a proteção do gerador, que poderia ser sensibilizada, seria o relé de desequilíbrio de correntes de fase, função 46, e os relés de proteção dos motores, para a mesma função de desequilíbrio.

A proteção de interligação deverá ser capaz de detectar a falta à terra mesmo quando as correntes de falta não conseguem sensibilizar um relé de sobre-corrente normal, mas nessas condições, a anormalidade pode ser percebida por um desequilíbrio nas tensões do sistema. Portanto a proteção utilizada será de um relé ligado no delta aberto, de um conjunto de TP's, que identificará a tensão de seqüência zero, que significa uma sobre-tensão no potencial do neutro, função 64, ou 59N, ou $59U_0$, com atuação instantânea. Embora não muito utilizada, a nomenclatura $59U_0$, traduz de maneira muito precisa a forma operacional deste relé.

Para as plantas que exportam energia, a ligação dos enrolamentos no primário do transformador de interligação deverá ser estrela solidamente aterrada. O objetivo não é apenas facilitar a detecção das correntes de terra, mas também diminuir as sobre-tensões transitórias na linha.

Embora esta condição dificulte a coordenação das proteções de terra - entre os relés da geração e da concessionária - em função do possível intervalo de correntes neste tipo de falta, a abertura de sincronismo seria facilitada com a aplicação de pelo menos dois tipos de relés que desempenhariam esta função.

Considerando-se a planta da figura 4.27 e a falta para a terra na posição - F, os níveis de contribuição para a corrente de falta através da geração dependeriam da distância entre esta, e a posição de ocorrência da falta, e das impedâncias seqüenciais do sistema. Com isso, a responsabilidade de eliminação do defeito ficaria dividida entre os sistemas de proteção da geração e da concessionária.

Ainda que os relés de proteção individual do gerador fossem sensibilizados, a proteção de terra seria capaz de isolar a planta, mantendo a geração para alimentar a planta de processo, sem risco .

Para este caso, com uma falta na posição indicada pela letra "F", a proteção de interligação pode ser o relé direcional de sobre-corrente para a terra, função 67N, com atuação instantânea, ou o relé de distância, função 21N, considerando esta falta, dentro da zona 1 do relé de distância, com atuação também instantânea. Estes dois relés já foram considerados para proteção de fase, podendo conter também as proteções de terra.

A aplicação do relé de distância, neste caso, é muito mais complexa do que para a proteção de fase, pois exige um conhecimento preciso das características da linha da concessionária, como as indutâncias mútuas entre circuitos da mesma torre, os efeitos dos acoplamentos de linhas em paralelo, além das condições de aterramentos da linha, tornando a aplicação desta função pouco recomendável.

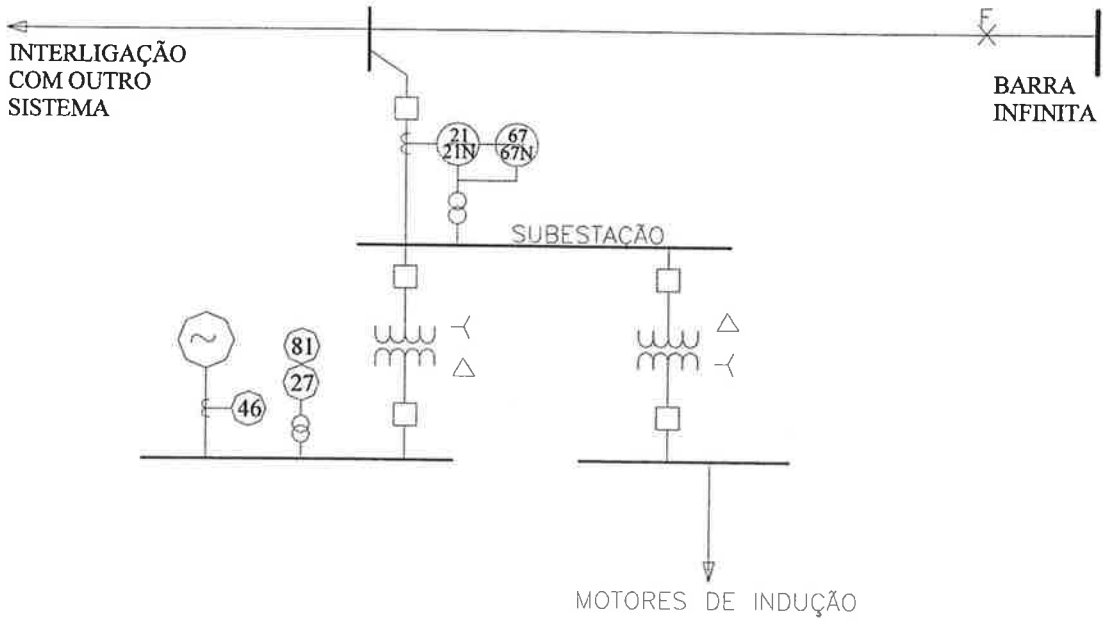


Figura 4.27 - Localização de falta para terra na rede externa para LT longas.

Um outro tipo de planta, variante desta última, considera o gerador localizado no barramento de distribuição da planta industrial, mantendo sua característica de exportadora de energia. Nesse caso, havendo indisponibilidade do gerador, a planta passaria a ser um consumidor total.

A ligação dos enrolamentos do transformador de interligação estrela/estrela aterrados facilita as atuações das proteções de faltas a terra, nos dois sentidos, porém permite que as correntes de faltas para terra no secundário do transformador absorvam a contribuição da concessionária, tornando o sistema de proteção mais complexo no que se refere à coordenação entre os relés da planta e os da concessionária, colocando a esta em duas situações opostas: de exportadora e consumidora de energia.

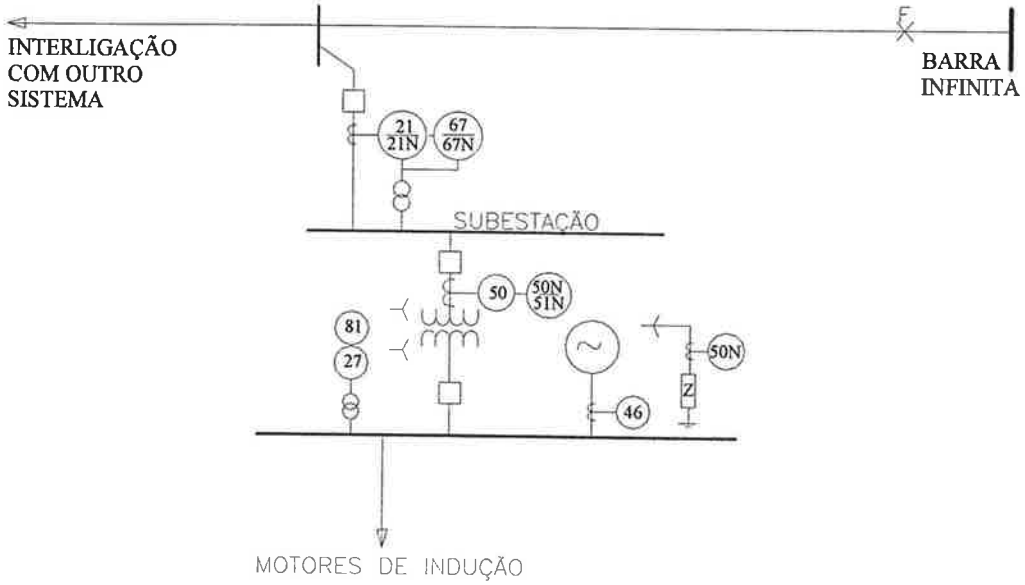


Figura 4.28 - Localização de falta para terra transformador ligado em Estrela/Estrela.

Para este caso, que possui características semelhantes ao anterior, considerando a mesma posição para uma falta indicada pela letra "F", a proteção de interligação poderá ser o relé direcional de sobre-corrente para a terra, função 67N, com atuação instantânea, ou o relé de distância, função 21N.

Os relés de proteção do gerador, função 50N, e do alimentador da planta 50N/51N, poderão ser sensibilizados pelas correntes de faltas a terra, nos dois sentidos, o que requer maior cuidado na aplicação da proteção de abertura de sincronismo.

Em todos os casos apresentados os relés de proteção dos alimentadores internos da planta industrial deverão estar coordenados com as proteções de abertura de sincronismo, em função das condições de faltas e de operações normais.

- Rejeição de carga

A rejeição de cargas, no sistema interligado da concessionária, aparece nos barramentos das linhas de subtransmissão que alimentam os grandes consumidores, normalmente na condição de uma sobre-tensão, diferindo das sobre-tensões originadas pelos curtos de fase terra, que foi indiretamente abordado pelo efeito de sobre-corrente, ou de deslocamento do neutro e agora poderá ser complementado com as proteções definidas para este caso estudado.

Apenas para efeito didático, faremos uma análise simplificada da origem deste problema no grande sistema interligado, porém, o nosso interesse principal está nas conseqüências deste fenômeno, que afetam igualmente todos os tipos de plantas operando em co-geração já estudadas, e na definição das proteções mais adequadas.

Consideremos o esquema da figura 4.29, no qual gerador da concessionária está representando uma usina e o disjuntor da carga de 1000 MVA uma linha do sistema interligado.

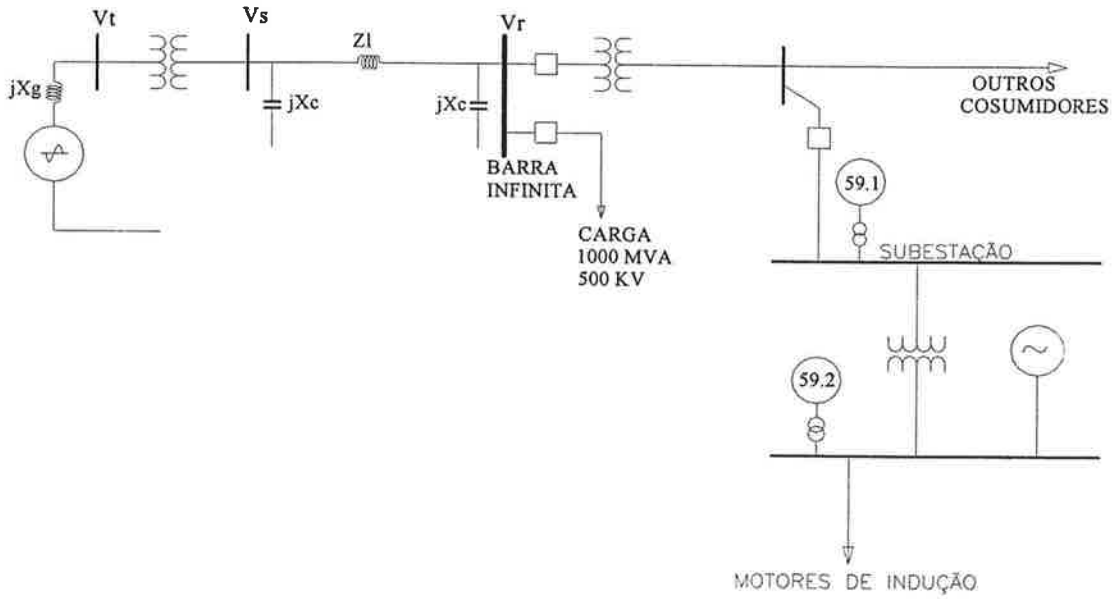


Figura 4.29 – Representação do sistema para análise de rejeição de cargas.

Lembrando que a linha de subtransmissão que alimenta a nossa planta tem uma carga de ~100 MVA, ou seja, cerca de 10% da carga da barra Vr, a rejeição de cargas considerada se dará após a abertura do disjuntor, que alimenta a carga de 1000 MVA, fazendo a tensão no sistema remanescente aumentar.

Considerando a representação das tensões no sistema, conforme esquema da figura 4.30 , a sobre-tensão poderia ser estimada da seguinte forma:

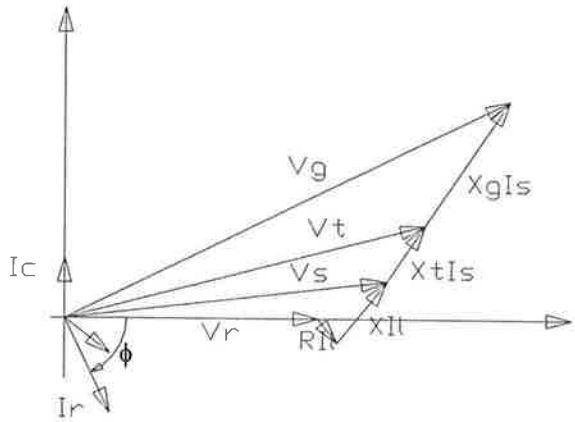


Figura 4.30 – Diagrama vetorial das tensões do sistema considerado.

Admitindo-se que, antes da abertura do disjuntor:

Vr = 1.0 pu
Vs = 1.1 pu
Vt = 1.2 pu
Vg = 1.3 pu

Condição em vazio do sistema:

Vr = 1.0 pu
Vs = 0.9 pu
Vt = 0.85 pu
Vg = 0.8 pu

Depois da abertura do disjuntor:

Vr = 1.3 x 1.0/0.8 = 1.6 pu
Vs = 1.3 x 0.9/0.8 = 1.46 pu

Qualitativamente podemos avaliar o comportamento das tensões nos sistemas, considerando a atuação da regulação de tensão dos geradores, conforme figura 4.31:

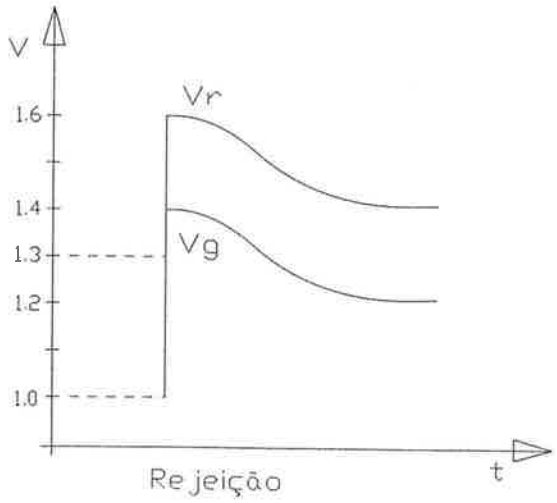


Figura 4.31 – Comportamento das tensões nos barramentos do gerador e sistema

Mesmo após a atuação dos reguladores de tensão dos geradores da usina, a tensão no barramento ao qual está ligada a linha se manteria em valores considerados muito altos.

Esta condição transitória pode permanecer por um tempo muito longo, antes de se estabilizar. A atuação dos variadores de *taps* dos transformadores da concessionária e da subestação de entrada da planta, figura 4.32, é muito lenta e não é eficaz para restaurar as condições nominais do sistema a tempo, podendo colocar em risco a isolação de máquinas e a de outros equipamentos do sistema.

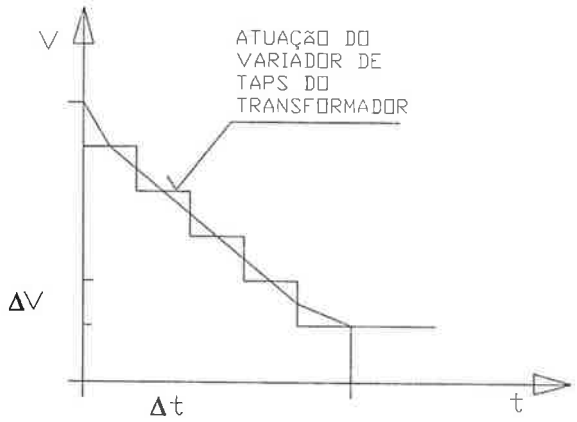


Figura 4.32 - Características de regulação de tensão dos transformadores.

A proteção de interligação, para este caso, deverá ser o relé de sobre-tensão função 59.1, com atuação instantânea. O outro relé 59.2, que faz a proteção do gerador, deverá ter uma pequena temporização, antes de abrir o disjuntor da máquina. A atuação do regulador de tensão do gerador da planta de processo, para um distúrbio desta natureza, não é eficaz porque o mesmo não consegue baixar a tensão de todo o sistema.

- Afundamento de tensão e sobrecarga

O afundamento de tensão pode estar relacionado a uma sobrecarga no sistema, no qual um bloco de carga foi inserido, ou uma linha de interligação entre uma usina do grande sistema interligado, e a malha foi desligada. Ao contrário do caso anterior, esta perturbação provoca a subtensão na linha de alimentação do nosso sistema.

Este déficit de potência poderá ser compensado pela ação dos governadores das turbinas dos geradores da concessionária, se houver reserva de potência no sistema. A recuperação das condições nominais pode, no entanto, ser demorada, pois dependem principalmente dos reguladores de *taps* dos transformadores, que também não são eficazes para este tipo de perturbação (variação de tensão acima de 20%), num tempo aceitável.

Subtensões abaixo de 80% poderão ocasionar desligamentos de cargas e dificultar a recuperação da planta industrial, se essas se mantiverem por tempo considerado acima de um transitório, para serem absorvidas pelos equipamentos elétricos normais.

Neste caso, todos os tipos de plantas considerados também estarão submetidos a esta perturbação, e a proteção de interligação definida na figura 4.33 deverá ser o relé de subtensão função 27.1, com atuação instantânea. O outro relé 27.2, também de proteção do gerador, deverá ter uma pequena temporização, antes de tirar o gerador de operação. A atuação do regulador de tensão do gerador da planta de processo não será capaz de elevar a tensão de toda a rede, para uma variação de tensão desta magnitude, mesmo no caso de plantas que exportam energia para o sistema.

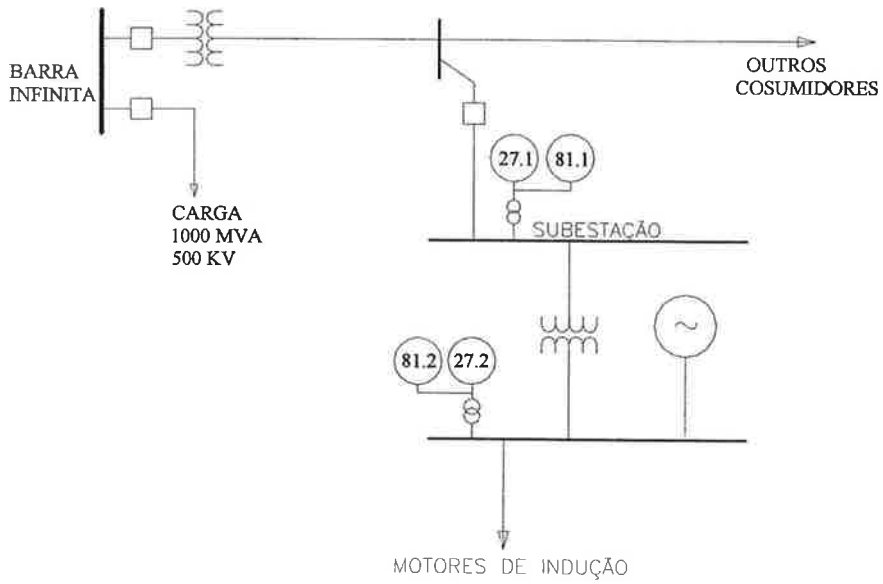


Figura 4.33 – Localização dos relés 27 e 81 na planta.

- Variações de freqüência

As variações de freqüência no sistema, tanto para cima quanto para baixo, são conseqüências de perturbações descritas nos casos anteriores e, normalmente, se apresentam juntas com a rejeição de cargas e sobrecargas, originado respectivamente sobre e subfreqüência. Vale ressaltar que a apresentação desses fenômenos de forma isolada tem caráter meramente didático, pois raramente acontecem desassociados.

As pequenas variações na freqüência da concessionária não constituem motivos de maior preocupação para um gerador operando em sincronismo com a rede externa, desde que estas não sejam mantidas por longos períodos, como já visto na carta de operação de uma turbina a vapor.

As pequenas variações de freqüência na rede causadas pela inserção ou retirada de um bloco de carga em uma área do sistema, não significam que haverá principalmente sobrecarga para o gerador. A nova condição de carga para cada gerador dependerá das inércias dos mesmos e se distribuirá para os geradores segundo a equação (4.3.2). Como suas inércias são pequenas diante da inércia do sistema, as parcelas absorvidas individualmente pelos geradores da planta também serão pequenas.

A variação de freqüência do sistema como um todo, desprezando as constantes de amortecimento, responderá de acordo com a equação (4.3.3). Os governadores estando em modo "DROOP" (esta condição será mais bem explicada no capítulo – 5), estes não estarão envolvidos nas respostas para correção de freqüência do sistema, até que a planta esteja isolada, caso haja necessidade.

$$\Delta Pi(t) = (Hi/\Sigma Hi)\Delta PL \tag{4.3.2}$$

$$\partial\omega/\partial t = -\Delta PL/2\Sigma Hi \tag{4.3.3}$$

ΔPL = Bloco de carga aplicado ao sistema

$\Delta Pi(t)$ = Parcela de carga aplicada, absorvida pelo gerador (i)

Hi = Constante de inércia do gerador (i)

Assim como no caso dos geradores isolados, estas variações poderão ser mais críticas para as turbinas, que poderão girar em rotação fora dos limites operacionais e acima do tempo permitido. Nestas condições, não há distinção entre tipos de plantas consideradas.

As grandes variações de freqüência, que podem arrastar as turbinas para operações perigosas, deverão ser acompanhadas por relés de freqüência, com ajustes coordenados entre o relé de freqüência de proteção da máquina e sua carta de operação.

A proteção de interligação definida na figura 4.33 deverá ser o relé de sub ou sobrefreqüência, função 81.1 com atuação coordenada com o relé 81.2, de proteção do gerador.

- Desligamento da concessionária

Em outras palavras, o desligamento da concessionária significa o desligamento do disjuntor da linha de subtransmissão, que alimenta a planta de co-geração, ou outra linha que englobe uma área maior do sistema interligado, que contenha o primeiro.

Os motivos que acarretam a abertura do disjuntor da linha em questão são inúmeros. Alguns deles já foram citados nos itens anteriores, porém se a causa não for percebida pelos relés da planta, o gerador em alguns casos poderá continuar mantendo a linha de interligação da concessionária energizada, com risco de ser submetido a um religamento, situação bastante crítica para o gerador, que será analisada no item a seguir.

O desligamento da linha, que também atende outros consumidores, nas plantas que não exportam energia, auto-suficientes ou não, submeterá o gerador da planta a uma sobrecarga, uma vez que este ficará, instantaneamente, com todas as cargas da planta de processo e mais as cargas de outros consumidores, ligados na mesma linha de transmissão.

Nesta situação o gerador tentará alimentar todas as cargas vistas por ele e, como conseqüência, haverá fluxo de potência ativa no sentido dos outros consumidores externos, a tensão e freqüência cairão, podendo levar a tensão a níveis muito baixos, com desligamento de cargas e perda do gerador.

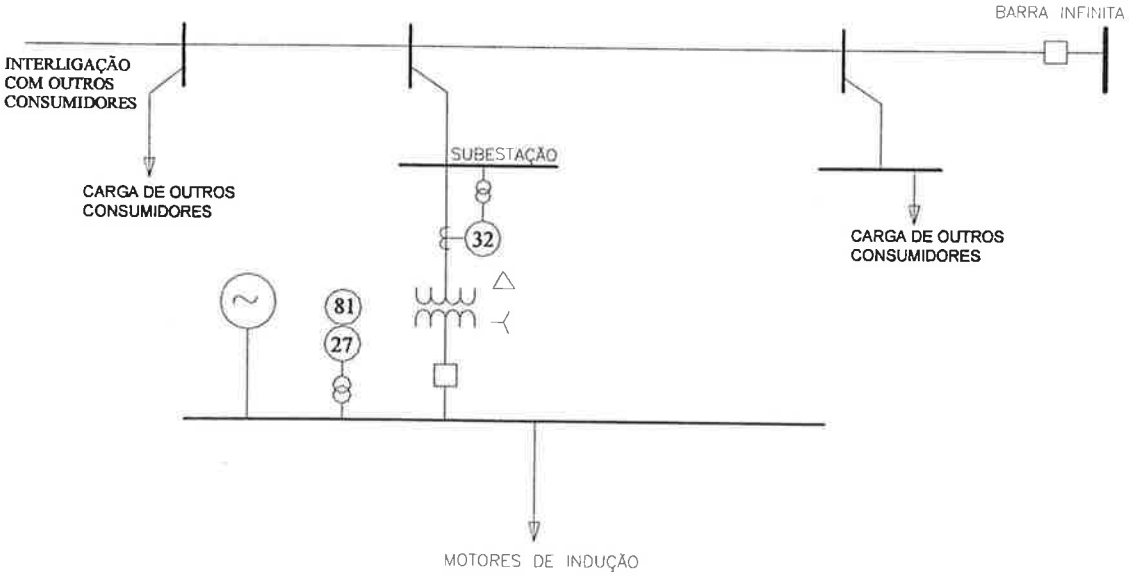


Figura 4.34 - Localização dos relés 27 , 81 e 32 na planta.

As proteções de interligação definidas na Figura 4.34, para este caso, deverão ser os relés de subfreqüência, função 81, relé de subtensão, função 27, e o relé direcional de potência ativa, função 32.

Para as plantas auto-suficientes e que exportam energia, podendo alimentar todos os consumidores da linha de interligação, a situação é mais crítica, uma vez que praticamente nenhum relé interno atuaria em tempo para desligar o gerador, no caso do desligamento ter sido ocasionado por uma falta temporária distante, podendo haver religamento da linha, por parte da concessionária.

As proteções deste caso têm função diferente das anteriores, pois, neste caso, a planta continua operando normalmente, sem perceber que houve o desligamento do disjuntor da linha. No entanto, o mesmo não poderá ser fechado, sem que haja sincronismo entre os dois sistemas.

Na Figura 4.35 estão definidas as proteções do relé de onda portadora, função 85 que, neste caso, receberia a informação de abertura do disjuntor, e o manteria aberto, até que o relé de cheque de sincronismo, função 25, habilitasse o fechamento por estarem as duas fontes sincronizadas.

Neste caso, o comando de fechamento do disjuntor poderia ser feito no local, com controle da freqüência para ajuste do sincronismo, transmitido através do sistema "Carrier" e supervisionado pelo relé 25.

O fechamento de um disjuntor interligando um sistema em anel pode ser feito ainda que haja um desvio angular entre as fases dos dois barramentos que serão interligados que, porém neste caso, é um circuito radial. Esta operação, ainda que tenha o controle operacional da concessionária, só poderá ser efetuada com auxilio da turbina da planta de co-geração, porque não há como atuar na freqüência do sistema interligado.

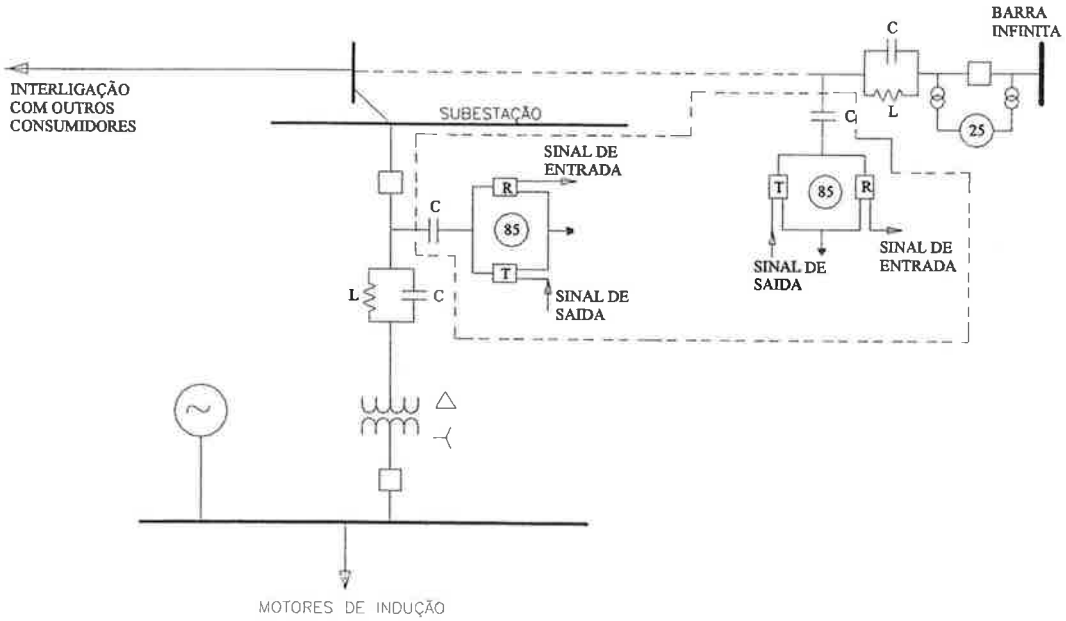


Figura 4.35 - Localização dos relés 25 e 85 na planta.

- Religamentos

O religamento em um sistema de distribuição ou transmissão é um procedimento adotado pelas concessionárias, realizado automaticamente pelos seus equipamentos de proteção, visando a manter a continuidade operacional do sistema elétrico e a garantir ao consumidor final o menor tempo possível sem energia.

Esta prática é realizada com sucesso para as perturbações temporais, que desaparecem após o desligamento de um circuito e, ao se restaurar a energia, a isolação já se recompôs, retornando a normalidade. Isso ocorre principalmente nas faltas para terra, com abertura de arcos através do ar.

As possibilidades de faltas para terra nos mais diversos tipos de plantas de co-geração, bem como a proteção especifica para cada caso, foram consideradas levando em conta as ligações dos enrolamentos dos transformadores de interligações e, por último, a proteção para que o desligamento do disjuntor da concessionária não seja religado com o gerador fora de sincronismo, isto para um sistema radial.

O religamento em anel ou passivo, ainda que não seja tão drástico para o gerador e as cargas rotativas da planta, podem ocasionar, nos acoplamentos destas máquinas, torções acumulativas (estresse), que conduzem ao rompimento das partes mais fracas por fadiga do material. Nas turbinas a gás estas torções são mais críticas, podendo conduzir ao rompimento dos pinos do acoplamento entre a turbina e o gerador, fabricados de forma a não permitir um torque excessivo no eixo da turbina.

Este tipo de religamento não é perceptível pela instrumentação da planta, a menos que haja comunicação entre os sistemas da concessionária e os da planta, uma solução nem sempre prática ou barata.

A proteção que pode identificar este tipo de perturbação foi desenvolvida por alguns fabricantes, porém os resultados estatísticos do seu desempenho nesta aplicação não são conhecidos ou não estão disponíveis para avaliação, tendo em vista a grande diversidade das condições de rede, geração e cargas.

O princípio de operação deste relé baseia-se no ângulo de torque do gerador, que é função da velocidade instantânea do rotor. No caso do religamento radial, haverá um pequeno escorregamento que originará uma mudança no ângulo de torque, conforme esquema representado na figura 4.36.

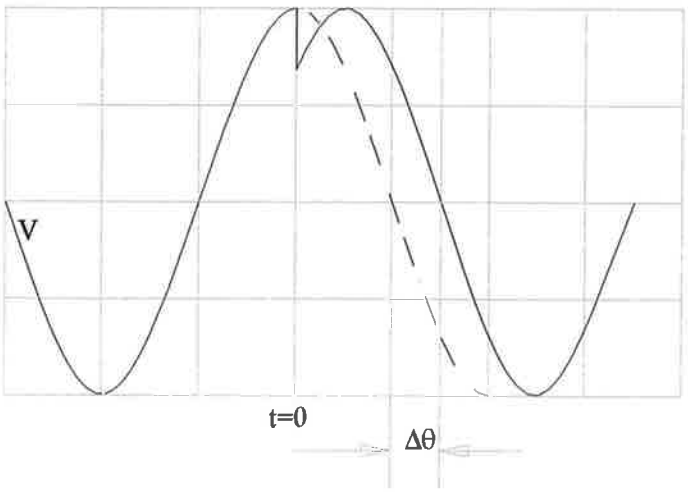


Figura 4.36 - Característica de medições do relé de deslocamento angular do gerador.

O relé pode identificar a variação do ângulo do rotor por meio do ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente de carga do gerador.

A sensibilidade desta medição, que pode variar muito de caso para caso, passa a ser um fator de avaliação e acompanhamento do desempenho do relé na aplicação específica.

Proteções específicas utilizando algoritmos que permitem detectar mudanças na forma operacional da concessionária, através de análise da presença de harmônicas geradas quando da existência de perturbações, que não são detectadas por proteções convencionais, esta é a proposta para desenvolvimento de novos relés ou sistemas de proteções especificas para aplicações desta natureza [17]

- ***Ressonância***

A condição mais comum para a ocorrência de ressonância, em um gerador operando em sincronismo com a concessionária, ocorre nas plantas que exportam energia, em caso de energização da linha da concessionária em vazio. Mesmo nesta situação, o sistema poderia ser submetido a uma sobre-tensão que, provavelmente, não seria tão drástica quanto numa situação de ressonância com gerador isolado.

As proteções contra sobre-tensões estão contempladas nos casos anteriores, onde este fenômeno pode ocorrer. Por extensão, este caso estaria atendido seguramente pelo relé de sobre-tensão, função 59.

A ressonância subsíncrona é um caso de oscilação de baixa freqüência em linhas com compensação em série. Este caso não apresenta a mesma característica no sistema da ressonância considerada, pois o fenômeno impõe ao gerador situações de oscilações que provocam torques resistivos e aceleradores no eixo da máquina, responsáveis pela fadiga e quebra do acoplamento ou de outra parte mais fraca do conjunto girante. No entanto, não é comum esse tipo de linha servir uma planta de co-geração.

- Ferroressonância

A ferroressonância tem uma importância maior nas plantas que exportam energia para rede e pode ser prejudicial para os consumidores que estão interligados nesta linha. Enquanto a sobre-tensão causada por uma ressonância se estabelece progressivamente, a aparição da sobre-tensão, causada por ferroressonância, é praticamente instantânea.

Esta situação implica numa maior dificuldade para se proteger contra o fenômeno. As condições de aterramento dos sistemas e de operação com falta de fase são os principais fatores para o surgimento da ferroressonância.

As proteções de sobre-correntes devido às faltas para terra, nas linhas da concessionária e de interligação com outros consumidores, devem ter sensibilidade suficiente para atuar nos casos onde estas faltas têm seus valores de corrente mínima. Os relés já definidos para outras aplicações, cujas funções são 67N, 21N e 50N, deverão ser capazes de operar nas condições desejadas.

A proteção para operação com falta de fase pode ser auxiliada com a utilização do relé de proteção de seqüência de tensões de fase, função 47, na subestação do cliente ou do receptor. Esta proteção não atua na geração, mas sim no circuito de entrada do sistema do consumidor.

5 – MODELOS DINÂMICOS DOS SISTEMAS FÍSICOS

Os modelos dinâmicos utilizados para simulação são os apresentados na literatura clássica e os parâmetros considerados são os mais comumente encontrados nos sistemas industriais, que compõem a grande maioria dos casos.

Nas referências bibliográficas poderão ser encontradas as variações de cada modelo típico, em função dos casos particulares para cada sistema ou equipamento.

Nos sistemas de controle que permitem uma resposta às variações do processo, para mais rápido ou mais lento, os parâmetros que compõem os modelos dos sistemas físicos ou dos equipamentos podem ser ajustados, conduzindo a resposta final do equipamento controlado para condições mais estáveis, em tempos suficientemente pequenos para a nova condição.

As técnicas para ajustes de parâmetros podem ser obtidas pelo estudo de malha aberta, Bode ou malha fechada Nyquist, ou outras mais avançadas, conforme definidas em [14] e [16].

Para os modelos de máquinas a seguir, as simbologias e nomenclaturas principais utilizadas, seguem conforme lista abaixo :

vd, vq = tensões de eixo direto e em quadratura
id, iq = correntes de eixo direto e em quadratura
Ld(p), Lq(p) = indutâncias operacionais de eixo direto e em quadratura
G(p) = função operacional
E"d, E"d*, E"q, E"q*, Epd, Epq = tensões atrás das reatâncias subtransitorias de eixo direto e em quadratura
Vf = tensão de campo
v, i = tensão e corrente instantâneas
X', X", X"d, X"q = reatâncias transitória e subtransitorias
L, Lq, Ld = indutâncias

Rf = resistência de campo

Ra, Xa = resistência e reatância de armadura

X1, X2, X3 = reatâncias de dispersão

R1, R2, R3 = resistências

Lm, Xm, X23 = indutância e reatâncias mútuas

ψd, ψq = fluxos de dispersão instantâneos de eixos direto e em quadratura

E'r, E"r, E'm, E"m = tensões reais e imaginarias atrás das reatâncias transitórias e subtransitórias

E', E" = tensões complexas atrás das reatâncias transitórias e subtransitórias

I1r, Iim = correntes reais e imaginárias

H = constante de inércia

ω_0, ω = velocidade angular síncrona e instantânea

ωsr, ωr = velocidade angular síncrona e instantânea do rotor

Td', Td", Tq" = constantes de tempo transitórias e subtransitórias de curto-circuito

Tdo', To', Tdo", Tqo", To" = constantes de tempo transitórias e subtransitórias de circuito aberto

Tkd = constante de tempo de amortecimento de eixo direto

Te, Tm = torques elétrico e mecânico

Ks = coeficiente de saturação

Sn, S = escorregamentos nominal e instantâneo

Vr, Vm = tensões real e imaginária

npp = número de pares de polos

a = índice das variáveis de armadura

f = índice das variáveis de campo

A letra "p" nos diagramas de blocos indica o operador de Heaviside [d/dt]

Demais constantes e variáveis definidas nos respectivos modelos

5.1 – Máquina síncrona

Nesse trabalho, o modelo adotado para máquina síncrona (abreviação MS) está particularmente relacionado às condições de transitório do sistema. Toda a teoria que suporta as definições assumidas nos modelos apresentados a seguir pode ser encontrada nas referências [1] e [11], com mais detalhes.

A MS em regime de transitório será representada aqui pela teoria dos dois eixos no modelo mais geral, de forma que possa ser aplicado em qualquer tipo de máquina, indistintamente de pólos lisos ou salientes.

Neste item, serão abordados apenas os tópicos principais, referentes ao modelo adotado da MS, uma vez que nas referências citadas se poderá encontrar todo desenvolvimento da teoria.

Como pode ser visto na figura 5.1 este modelo possui dois enrolamentos no eixo em quadratura e três no eixo direto, sendo:

- Eixo em Quadratura [Q]

KQ - Bobina equivalente aos enrolamentos amortecedores no eixo em quadratura

Q - Bobina pseudo-estacionária correspondente ao induzido no eixo em quadratura

- Eixo Direto [D]

KD - Bobina equivalente aos enrolamentos amortecedores no eixo direto

F - Bobina correspondente ao enrolamento do indutor ou campo

D - Bobina pseudo-estacionária correspondente ao induzido no eixo direto

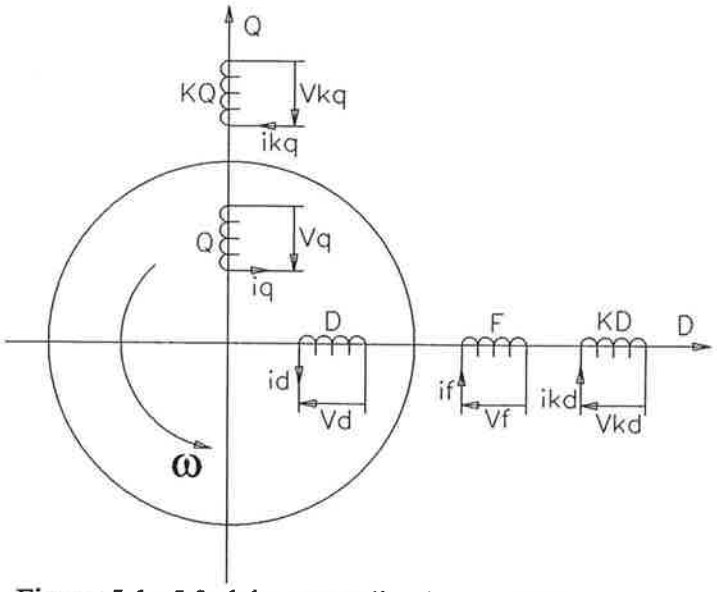


Figura 5.1 - Modelo generalizado para MS

A MS conforme definido, com um enrolamento amortecedor em cada eixo, pode ser representada pelos seus circuitos equivalentes de eixo direto e em quadratura (ver figura 5.2).

Utilizando os circuitos equivalentes, podemos desenvolver as equações que representam a MS nas condições de transitório.

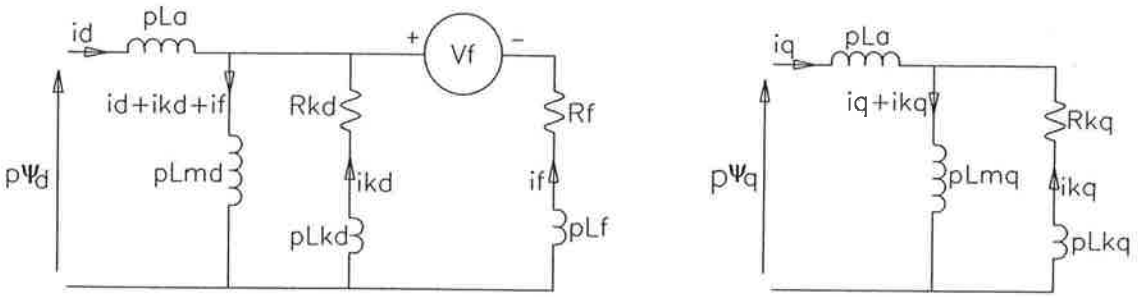


Figura 5.2 - Circuitos equivalentes da MS de eixo direto e quadratura

$$vd = p.\psi d - \omega.\psi q - r.id \tag{5.1.1}$$

$$vq = p.\psi q + \omega.\psi d - r.iq \tag{5.1.2}$$

Desprezando os termos variacionais $p\psi d$, $p\psi q$ e também r id e r iq, temos:

$$vd = - \omega.\psi q \tag{5.1.3}$$

$$vq = \omega.\psi d \tag{5.1.4}$$

$$\psi d = - Ld(p).id + G(p).vf \tag{5.1.5}$$

$$\psi q = - Lq(p).iq \tag{5.1.6}$$

Considerando as impedâncias operacionais da MS como:

$$Ld(p) = \frac{(1+pTd')(1+pTd'')}{(1+pTdo')(1+pTdo'')}.Ld \tag{5.1.7}$$

$$Lq(p) = \frac{(1+pTq'')}{(1+pTqo'')}.\ Lq \tag{5.1.8}$$

$$G(p) = \frac{1+pTkd}{(1+pTdo')(1+pTdo'')}.\frac{Lmd}{rf} \tag{5.1.9}$$

As tensões vd e vq ficam:

$$vd = - \omega\ .\left[\frac{(1+pTq'')}{(1+pTqo'')}(-Lq)iq\right] \tag{5.1.10}$$

$$vq = \omega\ .\left[-\frac{(1+pTd')(1+pTd'')}{(1+pTdo')(1+pTdo'')}Ld.id + \frac{(1+pTkd)}{(1+pTdo')(1+pTdo'')}.\frac{Lmd}{rf}.Efd\right] \tag{5.1.11}$$

Eixo Direto

$$vd = Ed'' + Xq''\,.\,iq \tag{5.1.12}$$

$$Ed'' = -\omega\,.\,\frac{1}{(1+pTdo'')}(Lq''-Lq).iq \tag{5.1.13}$$

Eixo em Quadratura

$$vq = Eq'' - Xd''\,.\,id \tag{5.1.14}$$

$$\frac{(1+pTd')(1+pTd'')}{(1+pTdo')(1+pTdo'')} = \frac{1+p(Td'+Td'')+p^2.Td'.Td''}{1+p(Tdo'+Tdo'')+p^2.Tdo'.Tdo''} = \frac{1+pTA+p^2TB}{1+pTC+p^2TD}$$

$TA = Td'+Td''$

$TB = Td'\,Td''$

$TC = Td0'+Td0''$

$TD = Td0'\,Td0''$

$vq =$

$$\underbrace{\omega\left[\left(\frac{1-\frac{TB}{TD}}{1+pTC+p^2TD}+\frac{p\left(TA-\frac{TB.TC}{TD}\right)}{1+pTC+p^2TD}.(-Ld).id+\frac{1+pTkd}{1+pTC+p^2TD}.\frac{Lmd}{rf}.Efd\right)\right]}_{Eq''}+\overset{\sim 1.0}{\cancel{\omega}}.\frac{TB}{TD}.(-Ld).id$$

Logo, o circuito equivalente para simulação dinâmica da MS passa a ser o da figura 5.3.

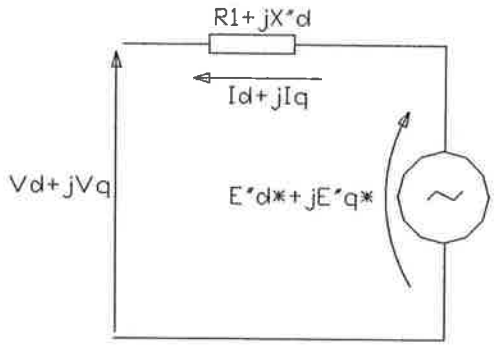


Figura 5.3 - Circuito equivalente para simulação dinâmica da MS

Sendo:

$$E''d^* = E''d + (X''q - X''d)\, Iq \qquad (5.1.15)$$

$$E''q^* = E''q \qquad (5.1.16)$$

O diagrama fasorial representado na Figura 5.4 mostra as tensões e correntes de uma MS, considerando o estado subtransitório, conforme definido acima.

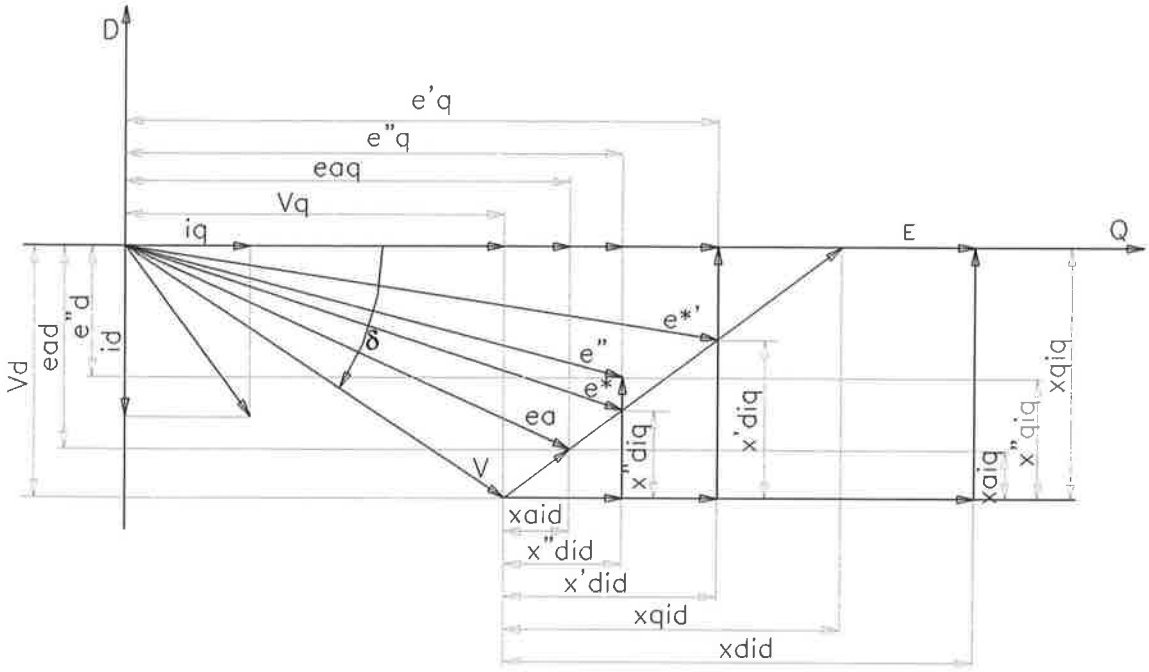


Figura 5.4 - Diagrama fasorial da MS no estado subtransitório [13]

A representação da saturação da MS pode ser feita considerando suas curvas de excitação no entreferro e em vazio, figura 5.5.

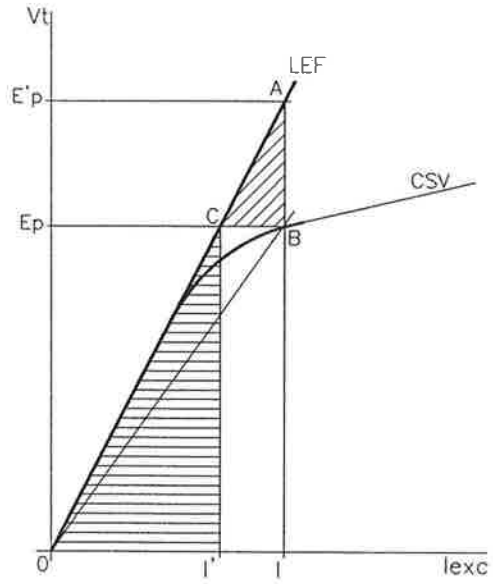


Figura 5.5 - Curva de excitação em vazio da MS.

A saturação da MS no período de transitório poderá ser considerada, levando-se em conta a sua curva de excitação em vazio, representada na figura 5.5 e adotando o seguinte procedimento:

$E_S = E'_P - E_P$

Por semelhança de triângulos, ABC ~ CI'O, então temos:

$$\frac{E_S}{E_P} = \frac{I - I'}{I'}$$

$$E_S = \left(\frac{I}{I'} - 1\right) E_P$$

$$E_S = K_S E_P \qquad (5.1.17)$$

Para cada valor de E_P existe um correspondente valor de K_S, dependendo da curva de saturação em vazio.

Então podemos escrever:

$$\begin{bmatrix} Epd \\ Epq \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E''d \\ E''q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & (X''q - Xp) \\ (Xp - X''d) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Id \\ Iq \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ KsEpq \end{bmatrix} \qquad (5.1.18)$$

O conjugado elétrico da MS em pu é dado por :

$$Cel = \psi d\ iq - \psi q\ id \qquad (5.1.19)$$

A velocidade angular passa a ser:

$$p\omega = (Cm - Cel) / 2H \qquad (5.1.20)$$

H = Constante de Inércia

O ângulo interno da máquina em radianos :

$$p\delta = \omega 0\ (\omega - 1) \qquad (5.1.21)$$

5.2 – Sistemas de excitação

Os modelos dos sistemas de excitação e regulador de tensão de uma máquina síncrona têm importância fundamental nos estudos de estabilidade de um gerador submetido a uma perturbação.

Diferentemente dos casos de grandes máquinas inseridas em grandes redes, nas quais as ações dos sistemas de excitação são importantes na manutenção da estabilidade entre essas máquinas - muitas vezes submetidas a pequenas perturbações -, aqui a resposta destes sistemas poderá significar o sucesso ou não da operação do gerador em sincronismo com a rede.

Para os casos de pequenos geradores interligados em grandes sistemas, como é o caso de plantas em co-geração, as respostas e o comportamento destes componentes do sistema são de importância fundamental na recuperação das condições operacionais, após a abertura do sincronismo.

Como já citado anteriormente, há casos nos quais estes componentes são de construção e características variadas, têm concepção antiga ou são, às vezes, muito lentos. Por essa razão é importante definir ou conhecer seus limites operacionais, de modo a se obter respostas rápidas, com a estabilidade necessária e adequada ao tipo de máquina e sistema considerado.

Os modelos padronizados, conforme definido em [28], são importantes como referência. Em alguns programas de cálculo, estes modelos já estão previamente implementados, mas o ideal é dispor de informações específicas para os sistemas estudados, nas condições estabelecidas.

Um dos casos mais simples e comumente encontrado são os sistemas de excitação e AVR (abreviação em inglês dos reguladores de tensão), tipo "BRUSHLESS", representado esquematicamente na Figura 5.6. Esse modelo tem como particularidade a armadura rotativa e o campo estacionário na excitatriz. Já a corrente de excitação do gerador é obtida por meio de diodos rotativos alimentando o indutor do gerador.

O controle de campo é feito pelo AVR, com sinal de tensão e corrente como referência, obtidos nos terminais de saída do gerador. Este controle indireto exige uma concepção especial capaz de responder rapidamente às condições de transitórios nas grandes perturbações.

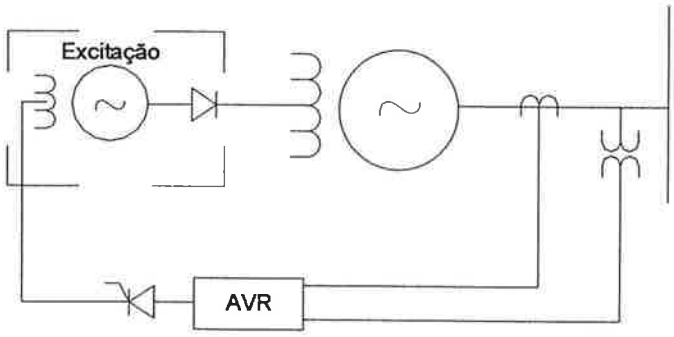


Figura 5.6 - Esquema simplificado dos sistemas de excitação e AVR - Tipo BRUSHLESS.

Este sistema de excitação pode ser representado pelo diagrama de blocos da figura 5.7, detalhado em [2], como Tipo 2.

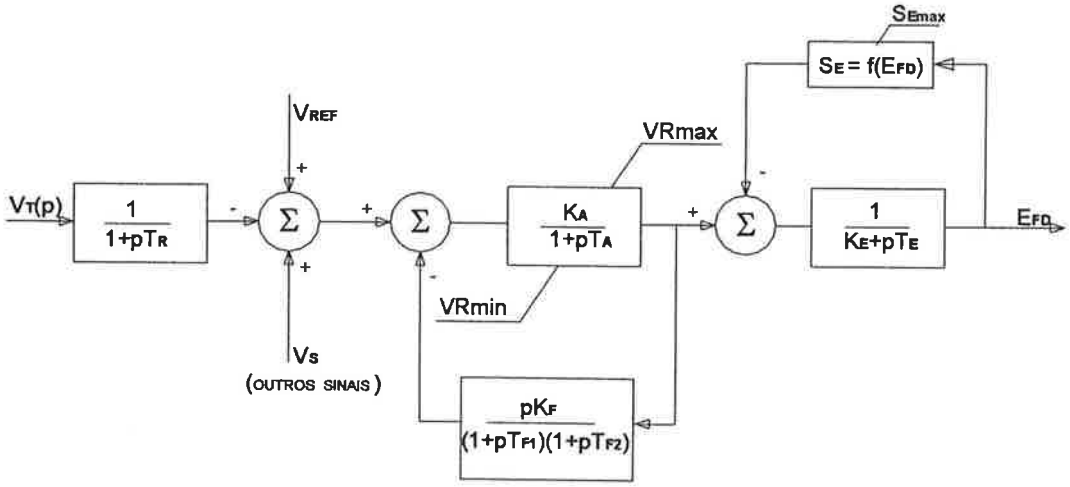


Figura 5.7 - Diagrama de blocos dos sistemas de controle de excitação - Tipo 2

O bloco $1/(1+pT_R)$ representa o circuito de transformação e retificação para o sinal de realimentação do sinal da tensão nos terminais da máquina, com constante de tempo T_R.

O bloco $K_A/(1+pT_A)$ é um amplificador de potência do regulador de tensão, com ganho K_A e constante de tempo T_A. Os limites VR máximo e mínimo são

importantes no nosso modelo para avaliação da recuperação e manutenção das condições nominais do sistema.

O bloco $pK_F/(1+pT_{F1})$ $(1+pT_{F2})$ representa o circuito estabilizador, com realimentação transitória negativa, do sinal de saída do próprio regulador de tensão já que a saída da excitatriz não é acessível, K_F é o ganho e T_{F1} e T_{F2} são constantes de tempo deste circuito .

O bloco $1/(K_E+pT_E)$ e a função de saturação S_E (E_{FD}) representam o comportamento dinâmico da excitatriz, a variável S_E é uma função não linear da tensão de saída E_{FD}, que representa a curva característica de saturação da excitatriz. O limite máximo da função S_E depende da característica do equipamento e, como no caso dos limites dos outros blocos, também tem sua importância no modelo para este tipo de aplicação, K_E é a constante relativa a excitatriz e T_E a constante de tempo.

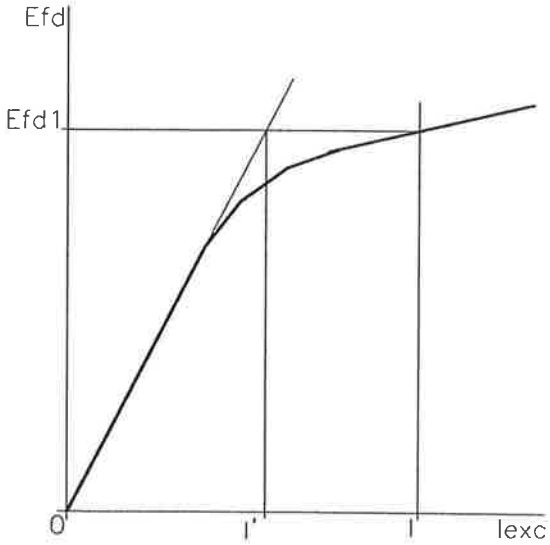


Fig. 5.8 - Curva de saturação da excitatriz

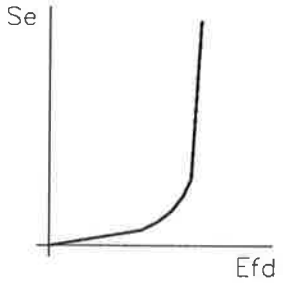


Fig. 5.9 - Curva da função S_E (E_{FD})

A função S_E pode ser definida como sendo:

$$S_E\,(E_{FD}) = (I - I') / I'$$

Com vários pares de pontos das correntes Iexc, e tensão de excitação Efd, pode-se levantar a curva característica da função S_E (E_{FD}), que tem a forma aproximada:

$$S_E \cong Ae^{B.E_{FD}} \tag{5.2.1}$$

Onde A e B são parâmetros determinados a partir da curva de excitação, com valores correspondentes à excitação máxima e 75% dessa tensão.

O sistema de controle de tensão e excitação do gerador possui intervalos de ajustes dos seus parâmetros, que deverão ser considerados no comportamento de suas respostas às perturbações, na manutenção do sincronismo e na recuperação da tensão no menor tempo possível, impondo ao sistema um mínimo de oscilação.

5.3 – Controlador de velocidade (governador) das turbinas

O controlador de velocidade ou governador de uma turbina, apesar de estar diretamente relacionado com o controle operacional desta, é responsável diretamente por duas grandezas elétricas, associadas ao gerador, que são a freqüência e a potência ativa.

O modelo matemático para simulação dinâmica dos governadores não tem as mesmas características dos modelos vistos até agora, que envolviam essencialmente parâmetros elétricos. Nesse caso, sua representação envolve componentes mecânicos, cuja precisão de resposta deverá ser compatível com o modelo elétrico.

O desempenho do sistema de controle de velocidade da turbina tem importância fundamental nos estudos de estabilidade de um gerador submetido a uma perturbação. Assim como a ação rápida dos AVR melhora a estabilidade transitória das máquinas síncronas, os governadores são importantes para a estabilidade do sistema como um todo.

A resposta e o comportamento dos governadores, no nosso caso, são de importância fundamental para a recuperação das condições operacionais, após o desacoplamento entre os sistemas.

Os governadores e demais componentes relacionados ao controle de velocidade também possuem modelos padronizados, conforme definido em [29], porém sua utilização deverá ser feita com muito critério, visto que poderá haver diferenças significativas entre os sistemas reais e os modelos padronizados. Neste caso é preferível considerar as informações ou dados específicos referentes ao equipamento.

Os sistemas de controle de velocidade podem operar, basicamente, de duas formas, assim definidas:

- ***Modo Droop***

O modo operacional do governador em "Droop", ou queda de velocidade, estabelece o valor máximo de queda de velocidade para a variação de carga no intervalo entre 0 e 100%, conforme representado na figura 5.10.

Com a carga ajustada P_0, o governador manterá a velocidade de saída da turbina igual à freqüência nominal.

Esta condição operacional do governador permite variações de freqüência da ordem de 4 a 5% , em todo o intervalo de carga.

O Droop pode ser definido por:

$$R = \Delta f / \Delta P \qquad (5.3.1)$$

Onde:

R - Droop

Δf - Variação total permitida da freqüência em pu

ΔP - Variação da potência ativa entre 0 e 1.0 pu

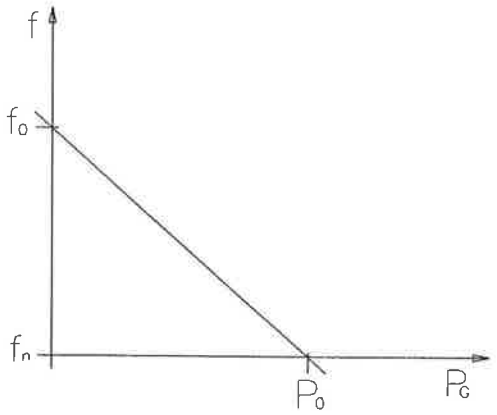


Figura 5.10 - Característica do governador em *DROOP*

- ***Modo Isócrono***

Esta condição operacional reduzirá o erro de freqüência para zero, atuando indefinidamente sobre a válvula de controle de vapor para a turbina, para alcançar esta condição.

Nesta condição operacional não haverá controle de carga, o que limita esta aplicação à operação de um gerador isolado. Entretanto, se duas máquinas estiverem operando em paralelo, não poderão estar com seus governadores em Isócrono. Nesse caso, ou elas operam em *droop*, com pequeno erro de freqüência do sistema, ou será necessário usar equipamento adicional de controle de carga para os dois geradores.

O diagrama de blocos da figura 5.11 representa um governador de velocidade apresentado em [29], na qual as condições de referência de carga são dadas por P_0, K é o valor de 1/R, as constantes de tempo T_1, T_2, e T_3 são em função do tipo de equipamento utilizado, Pup e Pdown, variação da potência ~ 0.1 pu/segundo e P_G é a potência final de saída.

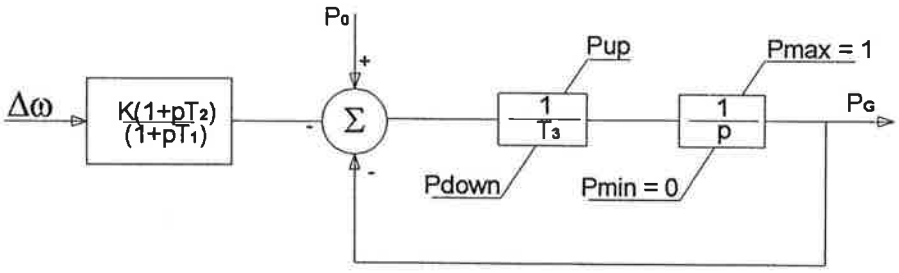


Figura 5.11 - Diagrama de blocos do governador de turbina a vapor

5.4 – Turbinas a vapor

As turbinas a vapor mais utilizadas em co-geração são as do tipo contrapressão, que podem ter uma extração e, em alguns casos, reaquecimento, uma vez que o vapor de saída deverá ainda ter energia suficiente para ser utilizada na planta de processo.

Aqui daremos destaque aos modelos de turbinas a vapor de contrapressão, outros tipos de turbinas e modelos podem ser encontrados na ref. [29].

O diagrama de blocos da figura 5.12 é para turbinas de contrapressão sem, e com reaquecimento.

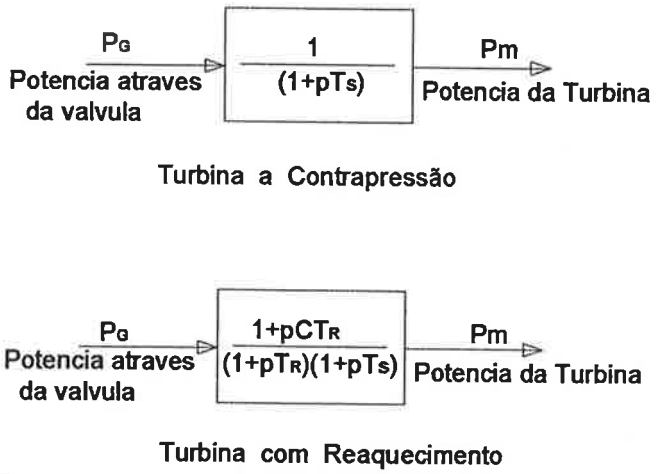


Figura 5.12 - Diagrama de blocos de turbina a vapor

Para as turbinas sem reaquecimento, a constante de tempo T_S corresponde ao tempo de enchimento da turbina.

Para as turbinas com reaquecimento, a constante de tempo T_R corresponde ao tempo de reaquecimento da turbina, e C é a proporção da potência desenvolvida na turbina de alta pressão.

Os valores correspondentes a essas duas constantes dependem principalmente do tamanho do equipamento.

5.5 – Turbinas a gás

As turbinas a gás não são equipamentos que atendem às especificações rígidas do comprador, ou seja, as necessidades devem ser adaptadas aos equipamentos disponíveis no mercado, variando de fabricante para fabricante.

As turbinas a gás são equipamentos cujas características principais, como potência, consumo especifico de combustível, massa de gás e temperatura de exaustão, são pré-estabelecidas pelo fabricante, em função dos seus modelos prontos para utilização, nas condições ambientes normalizadas (ISO).

As condições operacionais estabelecidas pelo fabricante para uma turbina a gás são conhecidas como ISO e estão relacionadas ao meio ambiente e às condições de aplicação, ou seja:

- Pressão = 760 mm Hg
- Temperatura = 15 °C
- Umidade Relativa = 60 %
- Perda de Carga = 0 (Na sucção e Descarga)

Sempre que as condições operacionais diferirem destas, haverá perda de rendimento do equipamento, seja em função da pressão atmosférica, temperatura , umidade, seja em razão de perdas na sucção e/ou descarga, fazendo com que a potência no gerador desta turbina não atinja seu valor nominal.

Curvas de correção fornecidas pelo fabricante, para condições operacionais reais diferentes das especificadas no padrão ISO, deverão ser adotadas para determinar a nova potência de operação.

Uma outra condição operacional importante para turbina a gás é o tipo de combustível utilizado, que faz parte do seu projeto como equipamento. Embora as TAG's funcionem com gás natural, óleo diesel e querosene, não se deve utilizar um combustível alternativo, ainda que usado em um determinado tipo de turbina, a menos que especificado pelo fabricante.

A temperatura máxima permitida na câmara de combustão da turbina, bem como o controle de queima do combustível, é definida em função dos limites físicos dos materiais empregados no seu projeto (considerações metalúrgicas). Entretanto, esta condição passa a ser uma restrição, na resposta do conjunto, na ocorrência de um transitório.

O rendimento operacional do ciclo de trabalho da turbina a gás é de cerca de 30%.

Apenas como exemplo, o diagrama de blocos de controle de uma turbina a gás, representado na figura 5.13, define o controle de freqüência, queima de combustível, potência e outras características inerentes ao próprio equipamento, porém estas condições são específicas para cada tipo de turbina a gás e devem ser obtidas de seu fabricante para utilização nos estudos dinâmicos.

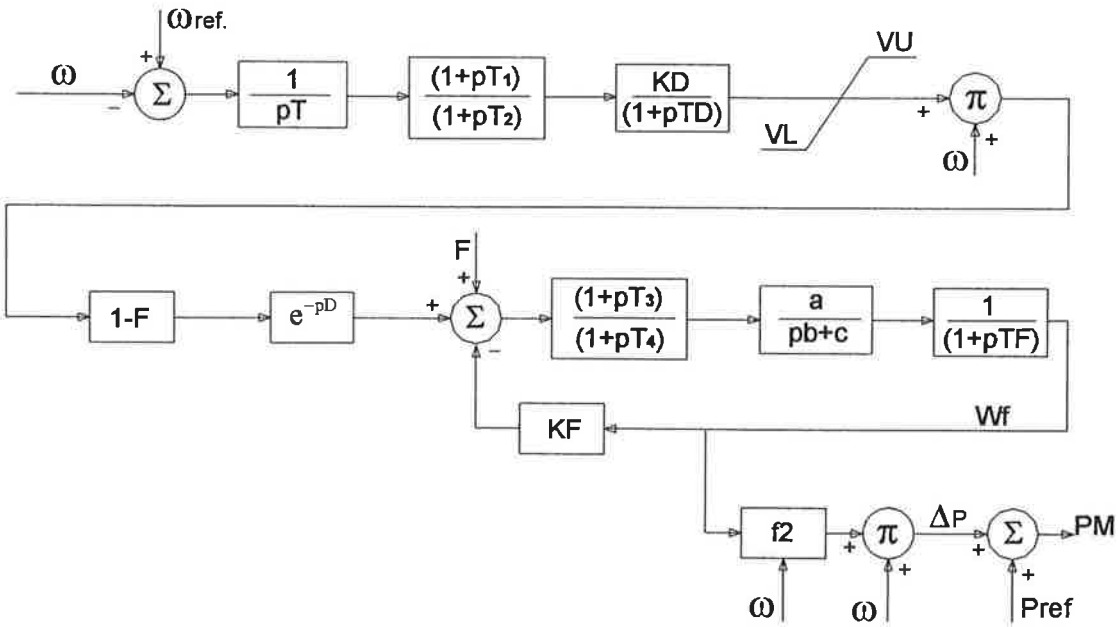


Figura 5.13 - Diagrama de blocos de controle de turbinas a gás [30]

As constantes de tempo, ganhos de integradores e realimentação são definidos como:

T - Constante de tempo para condição Isócrono

KD - Ganho do governador

KF - Ganho de realimentação do sistema do combustível

T1 - Constante de tempo do governador

T2 - Constante de tempo do governador

TD - Constante de tempo do governador

T3 - Constante de tempo do combustível

T4 - Constante de tempo do combustível

TF - Constante de tempo do combustível

D - Atraso de transporte de combustível

ω - Rotação por unidade

F - Combustível

Wf - Fluxo de combustível por unidade

f2 - Torque da turbina por unidade na base da máquina

a,b,c - Coeficientes do sistema de combustível

PM,Pref- Potência por unidade na base da máquina

VU,VL - Limites incrementais de potência por unidade na base da máquina

f2 é uma função de F,Wf e ω, que neste caso é definida como:

$$f2 = (1/(1-F))(Wf-F) + (1-\omega)/2$$

5.6 – Motor de indução

Normalmente, as plantas industriais operam com cerca de 90% da sua carga formada por motores de indução. As refinarias, grandes petroquímicas, siderúrgicas, etc., possuem um número considerável de grandes motores acima de 500 CV.

Esses motores são fabricados para atender a uma série de requisitos operacionais e características elétricas específicas, como a corrente de partida, conjugado máximo, conjugado de partida, etc., que definem particularidades na sua forma construtiva, principalmente com relação ao rotor.

5.6.1 - Considerações sobre o modelo do motor de indução

A representação do motor de indução no estudo dinâmico do sistema elétrico tem como objetivo principal a avaliação do comportamento e sua influência no sistema, já que, respondem ativamente às variações de tensão nos seus terminais.

A representação do modelo do motor se prende principalmente a geometria das barras do rotor, que tem um desempenho bastante singular no comportamento deste, a distribuição da corrente no rotor varia em função da velocidade, e o fluxo de dispersão na barra não é constante.

O modelo para o rotor construído com barras profundas pode ser aproximado ao de um rotor com dupla gaiola. A aproximação para esta forma construtiva pode ser feita imaginando a barra sendo composta em duas seções e a densidade de corrente na

barra variando em função da rotação, ao longo da profundidade. Desta forma, seria como se tivéssemos o primeiro fluxo Φ_2 originado pela indutância própria da gaiola considerada na parte superior e da parcela de corrente do rotor que atravessa esta porção da barra. Já o segundo fluxo Φ_3 se originaria na parte inferior da barra, com relação à indutância, e a corrente na segunda metade da barra e, finalmente, uma indutância mútua responsável pelo fluxo Φ_{23}, entre as gaiolas consideradas.

No modelo dinâmico, após uma perturbação, num período pequeno, o motor de indução passa a ser uma fonte ativa, como um gerador. Em função desta característica, seu equacionamento pode ser feito da mesma forma.

O modelo adotado responde ao desempenho esperado do motor, com relação ao conjugado, corrente, escorregamento, etc., que é fornecido pelo seu fabricante, porém os parâmetros do rotor variam rigorosamente conforme descrito. No entanto, resistência e reatância do motor são únicas e não duas como adotaremos.

A figura 5.14 ilustra as hipóteses adotadas e a formação do conjugado do motor, em função da parcela de barra para cada gaiola considerada.

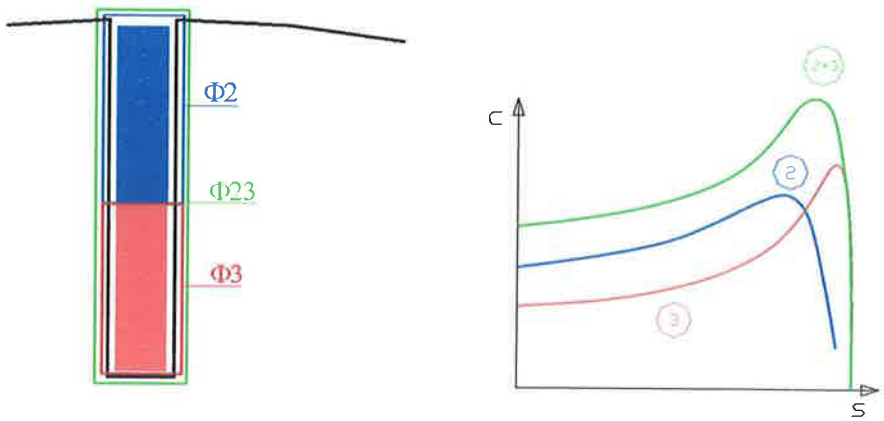


Figura 5.14 - Distribuição do fluxo na barra da gaiola e curvas de conjugado.

5.6.2 - Parâmetros para o modelo considerado

- *Circuito Equivalente*

A representação do motor elétrico em função dos parâmetros das duas gaiolas consideradas passa a ser, conforme a figura 5.15.

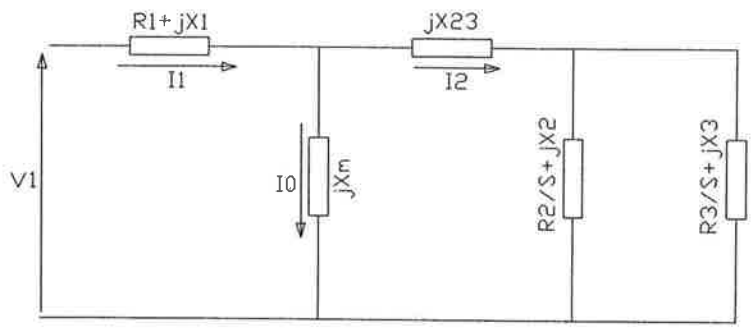


Figura 5.15 - Circuito equivalente do modelo considerado

Em função da simetria magnética do equipamento, as equações podem ser escritas como segue:

$$V_1 = Vd_1 + jVq_1 \tag{5.6.1}$$

$$I_1 = Id_1 - jIq_1 \tag{5.6.2}$$

$$Vd_1 = p\psi d_1 + \omega\psi q_1 + R_1 Id_1 \tag{5.6.3}$$

$$Vq_1 = -\,\omega\psi d_1 + p\psi q_1 + R_1 Iq_1 \tag{5.6.4}$$

Lembrando que:

$$E' = E'r + jE'm \tag{5.6.5}$$

$$Xo = X1 + XM \tag{5.6.6}$$

$$X' = X1 + \frac{(X23 + X2)\,XM}{(X23 + X2 + XM)} \tag{5.6.7}$$

$$T'o = \frac{X2 + X23 + XM}{\omega R2} \tag{5.6.8}$$

Após as devidas considerações e reagrupando as equações em função de sua simetria, fica:

$$pE'r = \omega oS\, E'm - \frac{(E'r + (xo - x')\, Im)}{To'} \tag{5.6.9}$$

$$pE'm = \omega oSE'r - \frac{(E'm - (xo - x')\, Ir)}{To'} \tag{5.6.10}$$

r e m, são sufixos que indicam real e imaginário.

Porém, com a variação da impedância do rotor, e aproximação para uma segunda gaiola, aparece uma reatância subtransitória e também a tensão subtransitória, que pode ser assim escrita:

$$pE''r = -\,\omega o\, S\,(E'm - Em'') + pE'r + \frac{(E'r - E''r - (x' - x'')\, Im)}{To''} \tag{5.6.11}$$

$$pE''m = \omega o\, S\,(E'r - E''r) + pE'm + \frac{(E'm - E''m + (x' - x'')\, Ir)}{To''} \tag{5.6.12}$$

$$E'' = E''r + jE''m \tag{5.6.13}$$

$$X'' = X1 + \frac{(X23\,X2\,XM + X3\,X2\,XM + X3\,X23\,XM}{(XM\,X3 + X2\,XM + X23\,X2 + X3X23 + X2X3)} \tag{5.6.14}$$

$$T''o = \frac{(X3 + ((X23 + XM)X2)/(X2 + XM + X23)}{\omega R3} \tag{5.6.15}$$

$$I1r = \frac{1}{R1^2 + X''^2}\left[(Vm - E''m)X'' + (Vr - E''r)R1\right] \tag{5.6.16}$$

$$Iim = \frac{1}{R1^2 + X''^2}\left[(Vm - E''m)R1 - (Vr - E''r)X''\right] \tag{5.6.17}$$

$$Te = E''r\, Iir + E''m\, Iim \tag{5.6.18}$$

$$pS = \frac{Tm - Te}{2H} \tag{5.6.19}$$

$$S = \frac{\omega sr - \omega r}{\omega sr} \tag{5.6.20}$$

$$\omega sr = \frac{2\pi f}{npp} \tag{5.6.21}$$

Te (s) = Torque elétrico que varia com escorregamento

O circuito elétrico equivalente do motor no estudo dinâmico, passa a ser:

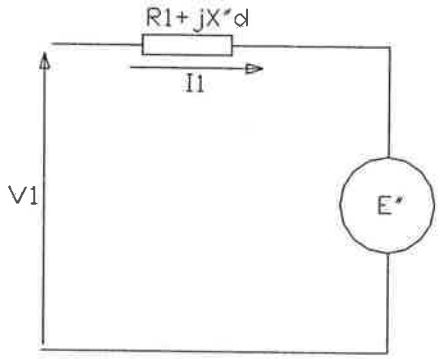


Figura 5.16 - Circuito equivalente para simulação dinâmica do motor

5.7 – Gerador de vapor (caldeira)

O principal objetivo do estudo dinâmico de uma caldeira está na possibilidade de aumento de capacidade de geração, após uma perturbação, em que o gerador deverá assumir uma nova condição operacional, porém dentro dos seus limites nominais.

O vapor gerado na caldeira depende principalmente do combustível e é evidente que as condições de processo da caldeira devam ser obedecidas, como os controles de ar de queima, pressão e vazão da água de entrada.

As respostas deste sistema, comparado aos do sistema elétrico, são muito lentos, porém os grandes equipamentos e suas instalações possuem uma capacidade armazenada relativamente grande, que deve ser considerada nos estudos como um todo.

Alguns tipos de plantas de co-geração admitem o relançamento de suas cargas, após um desligamento por falta de energia elétrica. Nestes casos, pode-se incluir a caldeira e seus periféricos no estudo dinâmico do sistema.

Em função da capacidade de geração momentânea do sistema, deve-se considerar a análise dinâmica da caldeira ao estabelecer o plano de rejeição de cargas da planta, ainda que a mesma não seja executada no estudo.

No diagrama de blocos da figura 5.17, para estudo dinâmico da caldeira, os parâmetros e constantes de tempo são função de sua capacidade e forma construtiva.

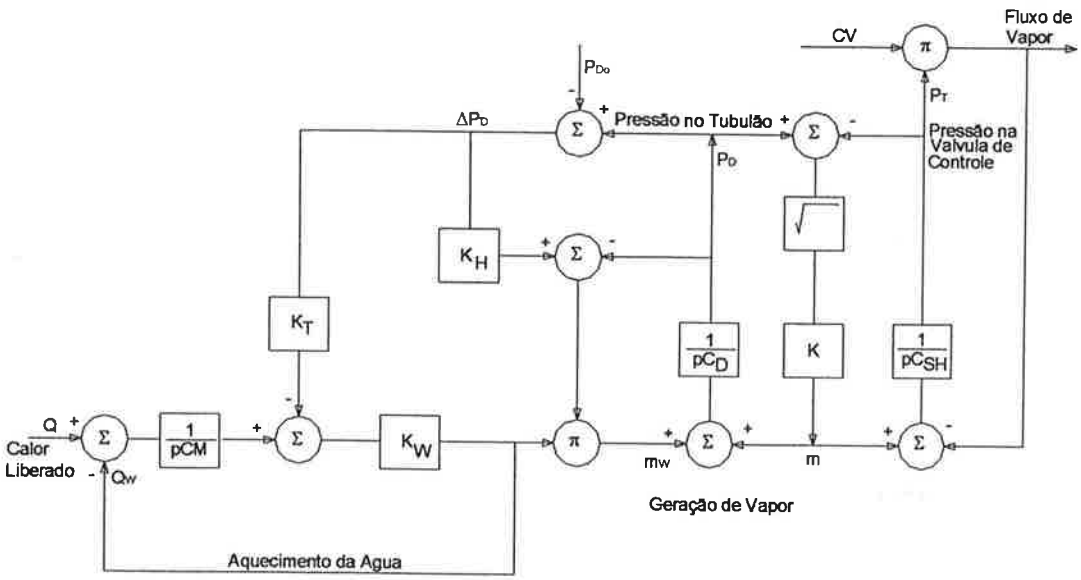


Figura 5.17 - Diagramas de blocos de uma caldeira

As constantes de tempo, os ganhos de integradores e realimentação são definidos como:

Q - Fluxo de Calor Transferido da Fornalha para Paredes de Água

CM - Capacitância Térmica das Paredes de Água

K_W - Coeficiente de Transmissão de Calor entre os tubos e Água

K_T - dTsat/dPsat Variação da temperatura de saturação por pressão de saturação da água

K_H - $d(h_g-h_{fw})/dP$ Variação da diferença de entalpias do vapor sat. e da água saturada por pressão

P_D - Pressão do Sistema

C_D - Constante de armazenamento principal da caldeira

K - Coeficiente de queda de fricção

C_{SH} - Constante de agrupamento de todos os componentes de armazenamento da caldeira

P_T - Pressão na válvula de controle

CV - Coeficiente de abertura da válvula para turbina

Q_W - Calor de pré-aquecimento da água de alimentação

m - Fluxo de vapor de saída

m_W - Fluxo de vapor gerado

A utilização deste modelo pode ser complicada em função das dificuldades de obtenção dos parâmetros. No entanto, este diagrama poderá ser simplificado conforme descrito em [23] , chegando a um modelo mais acessível, mas com precisão ainda aceitável.

É recomendável fazer alguns ajustes no modelo teórico, em função das respostas obtidas no sistema físico real, para se ter maior precisão dos resultados simulados, mesmo utilizando o modelo completo.

5.8 – Combustíveis

O principal objetivo do estudo dos combustíveis é compreender o mecanismo de queima para geração de calor e transferência de energia térmica para o sistema de geração de energia elétrica, bem como sua inter-relação com os tempos associados às respostas exigidas para atender às recuperações e à manutenção das plantas industriais após um distúrbio.

As considerações sobre combustíveis são muito amplas e complexas, porém faremos uma rápida abordagem dos tipos mais utilizados industrialmente, avaliando a dinâmica dos mesmos no processo de geração de energia elétrica.

Na produção de vapor gerado pela caldeira, os combustíveis podem ser sólidos, líquidos ou gasosos, porém a queima não acontecerá se o combustível não tiver alcançado uma temperatura suficientemente elevada para permitir que a velocidade de reação com o oxigênio exceda um valor crítico para liberar calor pela reação.

Quanto maior for o tamanho das partículas e o meio utilizado, mais difícil será a queima. Se isso parece óbvio quando falamos de combustíveis sólidos, vale ressaltar que, mesmo no caso de turbinas a gás – que usam combustíveis líquidos ou gasosos – esta condição também leva a um atraso na queima.

No caso das turbinas a gás, os combustíveis são de qualidade superior, tanto em poder calorífico como na facilidade de manuseio. O controle de queima faz parte do processo operacional e essa dinâmica está intrínseca ao sistema com um todo: turbina, governador de velocidade, etc.

Qualitativamente, os processos de queima de um combustível e a liberação de calor estão representados na figura 5.18. Como pode ser observado, o combustível desaparece antes da chama. Esta figura é importante para compreensão da dinâmica do combustível definido pelos diagramas de blocos da figura 5.19, que representam os modelos para utilização nos estudos dinâmicos.

No estudo completo de otimização do ciclo considerado, a avaliação da energia térmica gerada pelo combustível é um dos principais itens de importância de todo processo energético.

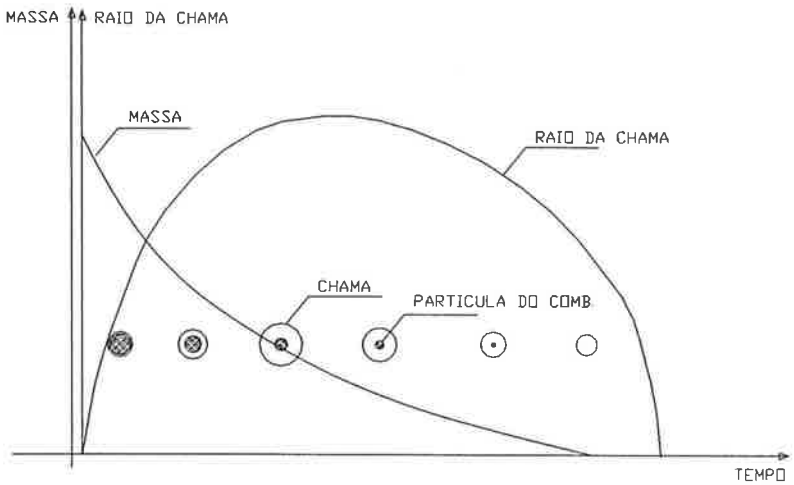


Figura 5.18 - Processo de queima de uma partícula

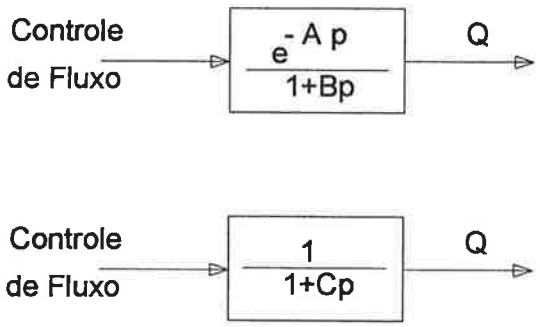


Figura 5.19 - Diagramas de blocos para combustíveis sólidos e líquidos

- <u>Modelo para carvão, biomassa, resinas (óleo combustível pesado)</u>

A = (20 a 50) S

B = 30 S

- <u>Modelo para gás natural, óleo combustível leve, querosene, etc</u>

C = 5 S

6 - ESTUDO DE CASOS

São inúmeros os tipos de faltas que podem ocorrer num sistema elétrico, dentro ou fora de uma planta industrial, algumas associadas a distúrbios maiores como no caso de "BLACK-OUT", com oscilações de grande intensidade na rede da concessionária, que se traduzem por variações de tensão e freqüência, simultaneamente.

Neste trabalho, os casos que iremos considerar são os mais comuns, que podem ocorrer com maior freqüência e cobrem praticamente todas as principais condições de transitórios estudados.

6.1 - Considerações

O sistema considerado no estudo de casos se assemelha muito a uma planta real, com particularidades e situações que não conduzem a soluções para manter a planta industrial operando após o isolamento entre a geração e a rede da concessionária.

O tipo de planta escolhido no nosso caso é a planta que gera parte da energia elétrica consumida, com dois geradores de capacidades e níveis de tensões diferentes, além de um grande motor de indução ligado diretamente ao barramento do maior gerador. Esta planta industrial está interligada em uma linha radial de subtransmissão da concessionária com outros consumidores.

A figura 6.1 apresenta as principais características do sistema estudado e define os equipamentos envolvidos, bem como o disjuntor que irá operar na abertura de sincronismo entre a rede da concessionária e a planta termoelétrica.

No barramento principal de distribuição da planta industrial, no nível de 13.8 kV, o disjuntor que opera no desacoplamento entre os sistemas define previamente quais cargas devem continuar operando e quais devem ser desligadas, quando os geradores forem isolados da rede da concessionária.

No nosso caso, a rejeição de cargas pré-estabelecida com a abertura de sincronismo favorecerá em muito a recuperação do sistema isolado.

O barramento principal de distribuição foi classificado em prioritário (P) e não prioritário (NP). Esta conceituação tem fundamental importância para os processos industriais na classificação das suas cargas, em função das necessidades operacionais e de produção da planta como um todo.

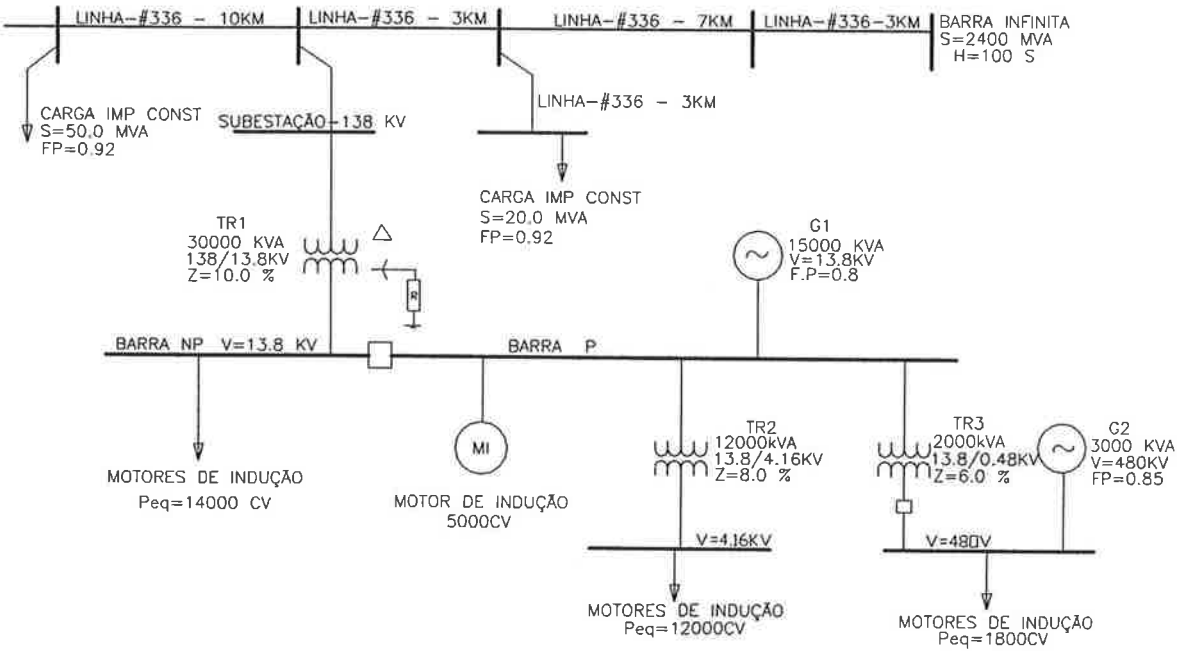


Figura 6.1 - Diagrama unifilar do sistema elétrico da planta industrial e concessionária

A planta considerada possui três níveis de tensões de utilização para força motriz, sendo que o barramento de distribuição de alta tensão possui dupla função, uma vez que também é utilizado para alimentar o motor de alta tensão.

Todos os motores da planta serão simulados conforme modelo definido no item - 5.6, com exceção do motor de 5000 CV, os demais serão considerados como um único motor equivalente para cada barramento na sua respectiva classe de tensão.

Na barra NP estão agrupados motores de todas as potências, alimentados em baixa e media tensão, perfazendo um total de 14000CV.

Estes motores têm importância no estudo como um todo, sob dois aspectos: o primeiro com relação a sua carga no sistema, e o segundo em função do seu desempenho dinâmico frente a uma perturbação, respondendo de forma ativa nos primeiros instantes das condições de transitório.

Os motores equivalentes no barramento de 4.16 kV são exclusivamente motores de media tensão, com potências entre 500CV e 1500CV, constituindo um grupo de motores essenciais para manter a planta industrial operando.

Estes motores continuarão operando após a isolação entre os sistemas. No entanto, mesmo após abertura do sincronismo, estes continuarão respondendo às oscilações, principalmente de tensão, até o sistema remanescente entrar em regime.

O mesmo se passa com os motores equivalentes de 1800CV, no nível de 480 V, porém estes estão em condições mais favoráveis, uma vez que o gerador de baixa tensão de 3000 kVA alimenta diretamente o barramento dos mesmos.

O motor de alta tensão de 5000CV, ligado no barramento de 13.8 kV, tem as mesmas características que os outros já citados, porém este motor pode partir nos terminais do gerador G1 de 15000 kVA, a plena tensão, quando este último estiver isolado da concessionária.

Os dois geradores operam em paralelo entre si e possuem capacidades para manter toda a carga considerada prioritária da planta industrial. O gerador G2 fornece ao barramento de 13.8KV potências ativa e reativa adicionais, permitindo que, após a abertura do sincronismo entre os sistemas, não haja necessidade de rejeição de cargas do barramento prioritário.

Somente haverá necessidade de rejeição de cargas se houver perda de sincronismo entre os geradores, havendo conseqüente desacoplamento entre eles.

A linha da concessionária considerada possui capacidade nominal de 100.0 MVA, atendendo todos os consumidores representados na figura 6.1, considerando-se a indisponibilidade dos geradores do nosso exemplo.

Os dois barramentos e cargas na linha externa representam as cargas concentradas de um ou mais consumidores no barramento especificado, cujas cargas serão consideradas como de impedância constante.

O barramento considerado "infinito" possui uma impedância de curto-circuito de 2400 MVA na tensão nominal de 138 kV e a constante de inércia do grande sistema interligado de 100s, na base de 100 MVA.

Demais dados do sistema, que não estão especificados no diagrama da Figura 6.1, encontram-se na lista abaixo:

- GERADOR – G1

Sn = 15.0 MVA
Vn = 13.8 kV
F. P. = 0.8
ω = 1800 rpm

- Reatâncias em p.u. na base da máquina

Xd = 1.859 pu
Xd' = 0.196 pu
Xd" = 0.149 pu
Xq = 1.682 pu

Xq" = 0.159 pu

Xp = 0.09 pu

- Constantes de Tempo em segundos

Td' = 0.562 s

Td" = 0.0251 s

T'do = 5.33 s

T "do = 0.033 s

T "qo = 0.315 s

Tkd = 0.0168 s

- Turbina de Contrapressão sem reaquecimento

P = 12.0 MW

H_{total} (gerador + turbina) = 2.25 s

- Sistema de Excitação e AVR

$$S_E \cong Ae^{B.E_{FD}}$$

A = 0.108

B = 0.553

E_{FDo} = 2.6137 pu

S_{Eo}= 0.04582 pu

TR = 0 s

TA = 0.05 s

TE = 0.0833 s

KF = 0.0538 pu

KA = 15 pu

Ke = - 0.04582 pu

TF1 = 1.0 s

TF2 = 0.0 s

VR max = 5.0 pu

VR min = -5.0 pu

- Turbina e Governador

K = 20 (R=5%)

T1= 0.2 s

T2 = 0.0 s

T3 = 0.1 s

TS = 0.4 s

- GERADOR – G2

Sn = 3.0 MVA

Vn = 0.48 kV

F. P. = 0.85

ω = 1800 rpm

Reatâncias em p.u. na base da máquina

Xd = 1.38 pu

Xd' = 0.217 pu

Xd" = 0.186 pu

Xq =0.79 pu

Xq" = 0.188 pu

Xp = 0.105 pu

Constantes de tempo em segundos

Td' = 0.5567 s

Td" = 0.030 s

T'do = 3.54 s

T "do = 0.035 s

T "qo = 0.018 s

Tkd = 0.0238 s

Turbina de Contrapressão sem reaquecimento

P = 2.55 MW

H_{total} (gerador + turbina) = 1.5 s

- Sistema de Excitação e AVR

$S_E \cong Ae^{B.E_{FD}}$

A = 0.108

B = 0.558

E_{FDo} = 2.064 pu

S_{Eo}= 0.03414 pu

TR = 0 s

TA = 0.05 s

TE = 0.0833 s

KF = 0.0538 pu

KA = 15 pu

KE = - 0.03414 pu

TF1 = 1.0 s

TF2 = 0.0 s

VR max = 5.0 pu

VR min = -5.0 pu

- Turbina e Governador

K = 20 (R=5%)

T1= 0.2 s

T2 = 0.0 s

T3 = 0.1 s

TS = 0.4 s

MOTOR – 5000 CV

P = 5000 CV

Vn = 13.8 kV

ω = 1783.8 rpm

sn = 0.009 pu

cos φ = 0.96

R1= 0.0058 pu

X_0 = 5.622 pu

Xd' = 0.213789 pu

Xd" = 0.155998 pu

T'do = 1.505305 s

T"do = 0.003937 s

H_{total} = 0.25 s

MOTOR EQ. - 14000 CV

P = 14000 CV

Vn = 13.8 kV

ω = ------ rpm

sn = 0.0146 pu

cos ϕ = 0.89

η = ------

R1= 0.008 pu

X_0 = 5.59 pu

Xd' = 0.231275 pu

Xd" = 0.163991 pu

T'do = 0.998230 s

T"do = 0.004075 s

H_{total} = 0.25 s

MOTOR EQ. - 12000 CV

P = 12000 CV

Vn = 4.16 kV

ω = ------ rpm

sn = 0.0216 pu

cos ϕ = 0.87

η = ------

R1= 0.0064 pu

X_0 = 4.60 pu

Xd' = 0.249839 pu

Xd" = 0.173770 pu

T'do = 0.617374 pu

T"do = 0.004171 pu

H_{total} = 0.25 s

MOTOR EQ. - 1800 CV

P = 1800 CV

Vn = 0.48 kV

ω = ------ rpm

sn = 0.0171 pu

cos ϕ = 0.88

η = ------

R1= 0.010 pu

X_0 = 4.09 pu

Xd' = 0.241070 pu

Xd" = 0.163619 pu

T'do = 0.612585 pu

T"do = 0.006092 s

H_{total} = 0.25 s

O conjugado de carga dos motores foi considerado como sendo função da velocidade ao quadrado, que corresponde à maioria dos casos de equipamentos industriais como bombas, compressores centrífugos, ventiladores, etc.

Os parâmetros dos motores equivalentes foram calculados considerando-se a carga total dos respectivos barramentos, seu fator de potência, bem como seus valores médios individuais, como conjugados de partidas e máximos, correntes de partidas e momentos de inércias dos conjuntos.

O fluxo de potência inicial do sistema, em estado estacionário, corresponde às cargas da planta industrial e da linha da concessionária, conforme indicado na figura 6.2. Os valores das tensões e potências estão em pu, estas últimas na base 100 MVA.

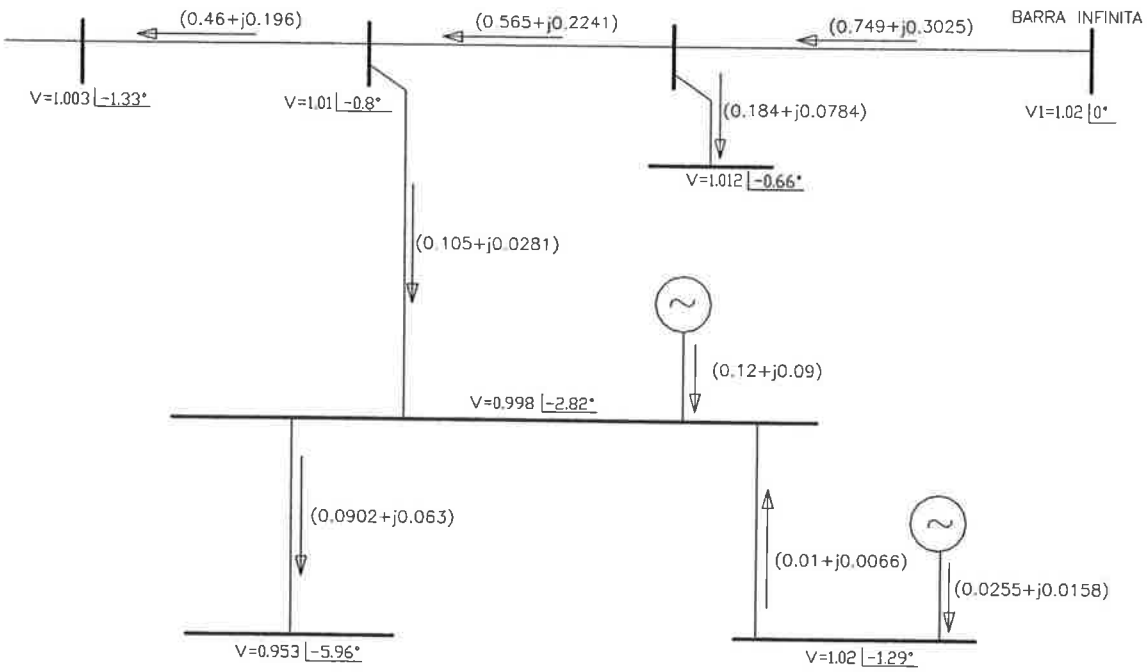


Figura 6.2 - Fluxo de Potência

A rede e seus componentes para os casos simulados, definidos como perturbações, foram representados pelas matrizes de admitâncias nodais, nos instantes de pré-falta, falta e pós-falta.

As condições de pré-faltas ou de estado estacionário foram definidas com base no fluxo de potência, cujos valores estão na figura 6.2. Estas condições também foram utilizadas para definição das condições iniciais dos integradores nos modelos dinâmicos de máquinas e sistemas.

A formação das matrizes de admitâncias, no instante de faltas ou perturbações, considerou as cargas de impedância constante adicionadas às impedâncias da rede. Os motores foram modelados conforme definido no item - 5.6 e seus comportamentos constituíram as respostas no sistema como um todo.

Esta condição define a resposta para o sistema, da forma mais real possível, uma vez que considera a corrente de carga, adicionada as correntes das perturbações estudadas, estejam elas próximas aos geradores ou não.

A matriz pós-falta, que considera a isolação dos sistemas ou abertura de sincronismo, representa a rede remanescente que contém os geradores e os motores no barramento-P da figura 6.1. Esta condição ocorre com a abertura do disjuntor de interligação de barras, com os motores ainda operando, respondendo ativamente às variações das grandezas elétricas da rede.

A simulação dinâmica de todos os casos estudados foi processada em um programa desenvolvido na linguagem FORTRAN, cujos detalhes encontram-se no **Anexo A**.

6.2 - Tipos de perturbações e casos estudados

Na planta escolhida para os estudos de casos faremos a simulação dinâmica de algumas das principais perturbações que podem ocorrer no sistema elétrico, seja dentro da planta industrial ou na rede da concessionária.

O principal objetivo da simulação dinâmica será determinar os comportamentos das variáveis elétricas, que se destacam para cada tipo de perturbação, em função da planta considerada.

Para o nosso exemplo, faremos a simulação dos seguintes casos:

- Curtos-circuitos (dentro e fora da planta)
- Rejeição de carga
- Desligamento da concessionária
- Afundamento de tensão
- Partida de grandes motores
- Sobrecargas

Avaliação sem simulação das perturbações:

- Religamentos

- Variações de freqüência

A escolha das variáveis abaixo teve como critério básico a determinação da(s) proteção (ões) mais adequada(s) a cada caso simulado e também a continuidade operacional da planta:

- Tensões nos barramentos dos geradores e cargas
- Freqüência dos geradores
- Tensão e corrente na linha de interligação entre os sistemas
- Fluxos de potências entre sistemas e máquinas
- Tensão de excitação dos geradores
- Diferença entre os ângulos de carga dos geradores

O tempo total considerado para separação entre os sistemas será de 80 ms, sendo este a soma dos tempos dos relés, que devem atuar em cada caso, e o tempo para abertura do disjuntor de interligação.

Os tempos de atuação dos relés, levando-se em conta as informações de seus fabricantes, foram considerados desde o inicio de sua sensibilização até o instante de sua mudança de estado.

Os modelos dos respectivos relés e disjuntor, bem como dos TC's e TP's, não foram considerados e incluídos nas rotinas de cálculos do programa.

O passo de integração utilizado para simulação de todos os casos foi de 0.0005 s, sendo que a menor constante de tempo dos sistemas ou máquinas é da ordem de 0.004 s.

Com exceção de onde estiverem especificados, os valores em pu referem-se à potência de base de 100 MVA, utilizada para todos os casos simulados.

6.2.1 - Curto-circuito trifásico no barramento do consumidor de 20 MVA

O curto-circuito trifásico considerado fora da planta industrial, ou seja, na linha de subtransmissão da concessionária, está localizado no barramento de um consumidor identificado no diagrama unifilar figura 6.1, com carga de 20MVA.

Essa condição, como previsto no item 3.3, é muito desfavorável para os geradores, pois a tensão na linha de transmissão, no caso de curto-circuito trifásico, vai a zero e as tensões nos terminais dos geradores caem bruscamente, todas as cargas sofrendo o impacto desta subtensão.

A figura 6.3 mostra as tensões nos barramentos dos geradores e motores, durante e após o desacoplamento dos sistemas. Nela podemos notar que estas variáveis atingem valores muito baixos, até o instante em que se dá a abertura de sincronismo com a concessionária. Essa condição ocorre mesmo considerando as contribuições dos motores de indução da planta e o tempo de 80 ms para separação entre os sistemas.

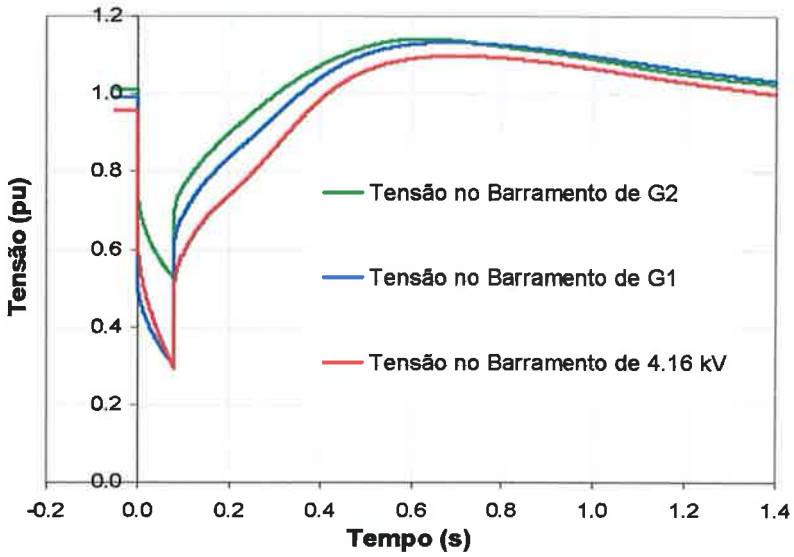


Figura 6.3 - Variações das tensões nos barramentos dos motores

As tensões atingem um mínimo de 0.3 pu no barramento principal de distribuição de 13.8 kV, condição praticamente insustentável para manter a planta operando. Na simulação deste caso foi considerado que não haveria abertura e/ou desligamento dos contatores dos motores. Dessa forma, com as respostas obtidas, é possível avaliar se esta hipótese pode ser considerada para o sistema real.

As figuras 6.4 e 6.5 mostram os comportamentos da tensão e corrente na subestação de entrada da planta - no barramento de 138 kV - na qual podemos observar que a tensão atinge 0.1 pu e a corrente, representada didaticamente com o sinal negativo para o fluxo no sentido da concessionária, também tem valor inicial considerável, de 1.1 pu, como contribuição da planta industrial para o curto-circuito na linha da concessionária.

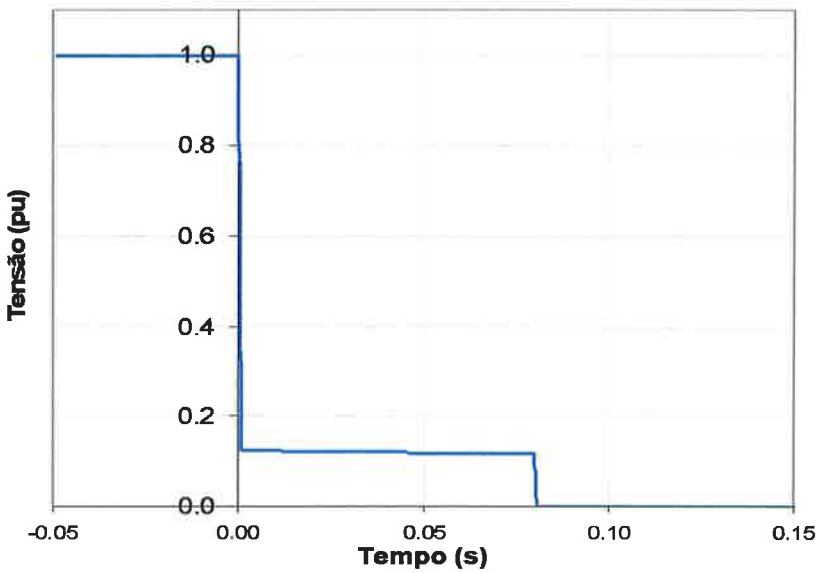


Fig 6.4 - Tensão na S/E de entrada da planta

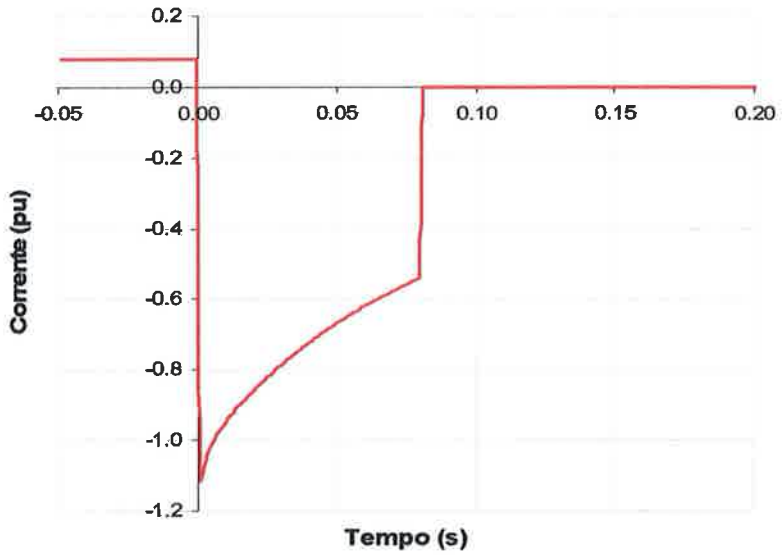


Figura 6.5 - Corrente na S/E de entrada da planta

O comportamento das correntes dos geradores pode ser visto na figura 6.6, mesmo após o desacoplamento entre os sistemas, seus valores ainda se encontram acima dos valores nominais.

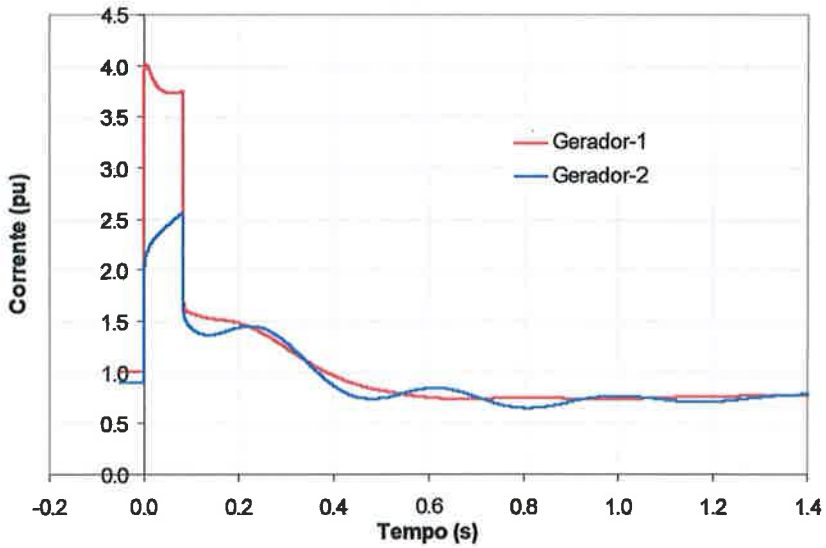


Figura 6.6 - Variações das correntes dos geradores

Os comportamentos das freqüências dos geradores vistos na figura 6.7, no qual podemos notar, assim como no caso das correntes, a maior variação da freqüência do gerador G2, durante e após o período de falta. Essa situação ocorre porque, além das oscilações no seu barramento, esse gerador também acompanha as variações do barramento do gerador G1.

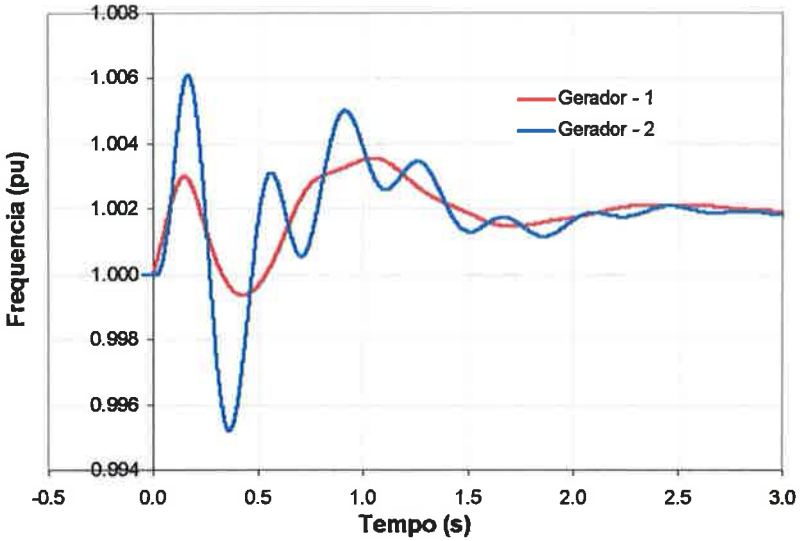


Figura 6.7 - Variações das freqüências dos geradores

Nesse gráfico também podemos avaliar um gradiente inicial da freqüência do gerador G1, de ~ 2.0 Hz / s.

A figura 6.8 mostra a variação da diferença angular entre os geradores, durante e após a separação entre os sistemas, onde se observa estabilidade alcançada. A condição de carga passa a ser função da nova condição operacional da planta, com a diferença angular entre eles se estabilizando em torno de 8.5°.

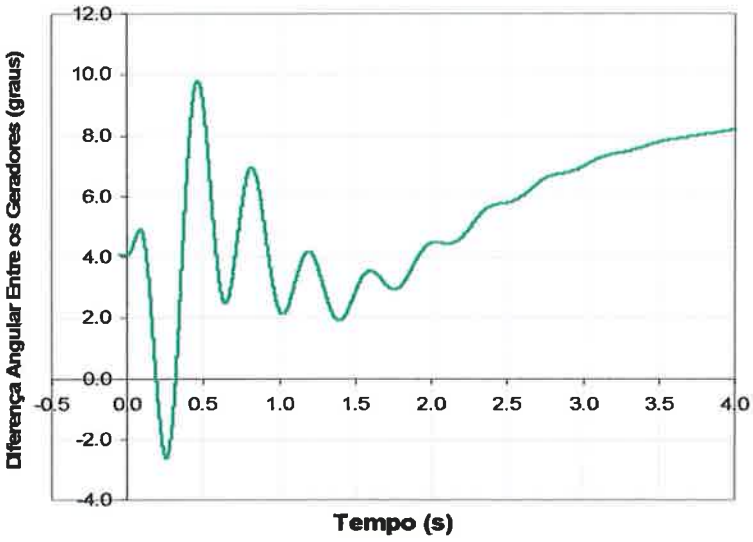


Figura 6.8 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores

A figura 6.9 representa a variação dos escorregamentos dos motores da planta, na qual se nota a recuperação das condições operacionais desses motores. Nesse caso, observa-se pequena alteração na rotação dos mesmos, durante o período de falta. Os motores de potência equivalente a 14000CV do barramento NP de 13.8 kV foram rejeitados.

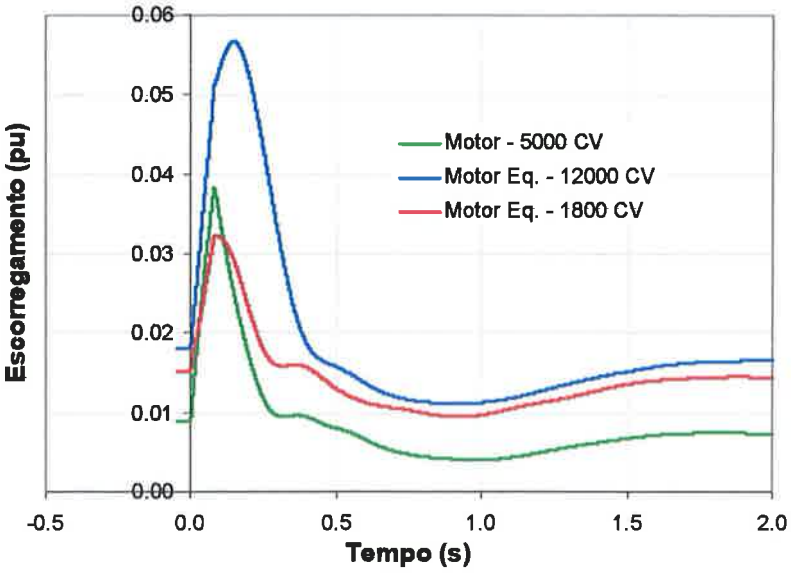


Fig 6.9 - Variações dos escorregamentos dos motores

6.2.2 - Curto-circuito trifásico no barramento de 4.16 kV

O local escolhido para simular o curto-circuito dentro da planta foram os cabos de saída para alimentação de um motor de media tensão, no nível de 4.16 kV.

Neste caso, a proteção esperada para realizar o desligamento do circuito sob falta é a do alimentador e o tempo para eliminação do defeito o mesmo dos casos anteriores: 80 ms.

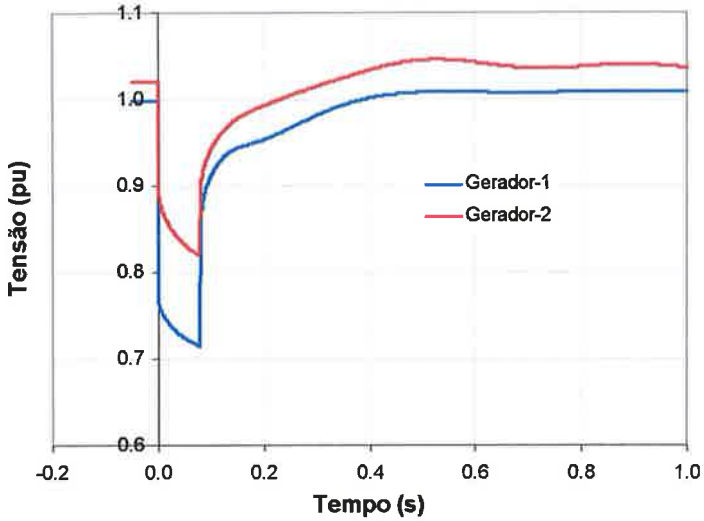


Figura 6.10 - Variações das tensões nos barramentos dos geradores

A figura 6.10 mostra as tensões nos barramentos dos geradores, que atingem valores, até o instante de eliminação da falta, não tão baixos como os observados no caso anterior, não havendo, provavelmente, desligamento dos motores, uma vez que a tensão no barramento do gerador-1 manteve-se acima de 0.7 pu.

Na simulação, os motores do barramento de 4.16 kV, próximo ao curto-circuito, foram considerados que seriam desligados e relançados após a eliminação do defeito.

As correntes dos geradores também não foram tão intensas como no caso anterior, figura 6.11, pois boa parte da corrente de falta foi suprida pela concessionária, por meio do circuito de interligação entre os dois sistemas.

Neste caso, se poderia esperar uma maior tendência de variação inicial no gerador G1, no entanto, devemos lembrar que todas as fontes ainda estão sincronizadas, a concessionária não está desconectada em todo o intervalo da falta e continua se mantendo mesmo após o retorno a normalidade.

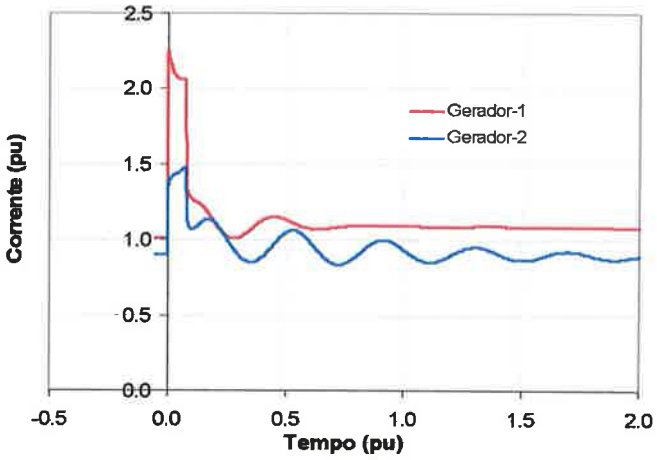


Figura 6.11 - Corrente de curto-circuito dos geradores

Na figura 6.12 temos a variação da tensão na subestação de entrada da planta, na qual podemos compreender melhor o motivo da tendência dos valores altos das tensões nos barramentos dos geradores e cargas.

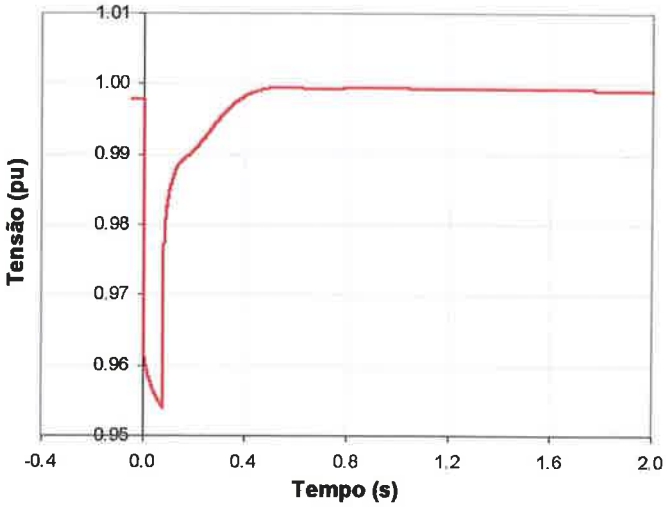


Figura 6.12 - Tensão na subestação de entrada da planta industrial

A corrente na linha de interligação da planta e concessionária, conforme já mencionado anteriormente, e pode ser observado na figura 6.13, apresentou valores consideráveis na contribuição da corrente de falta.

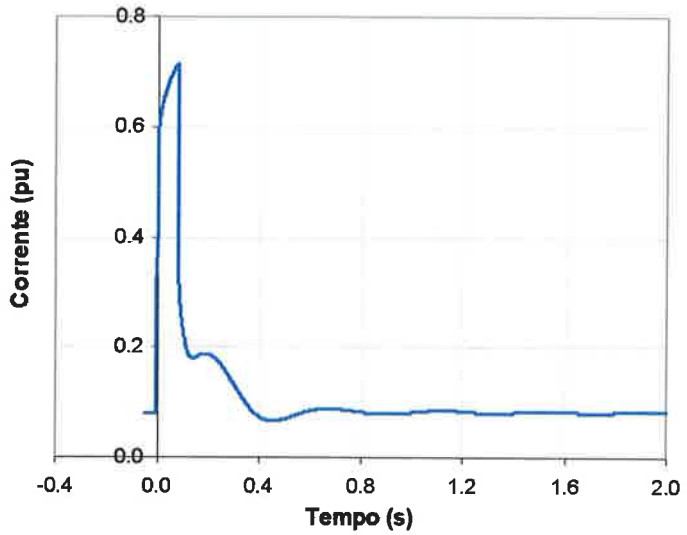


Figura 6.13 - Corrente na linha de interligação entre a planta industrial e a concessionária

Na figura 6.14, temos o comportamento das freqüências dos geradores, durante e após o período de falta, onde se pode notar a maior variação da freqüência do gerador G2, pelo mesmo motivo dos casos anteriores. A freqüência do gerador G1, neste evento oscila com um gradiente inicial de ~ 0.8 Hz / s.

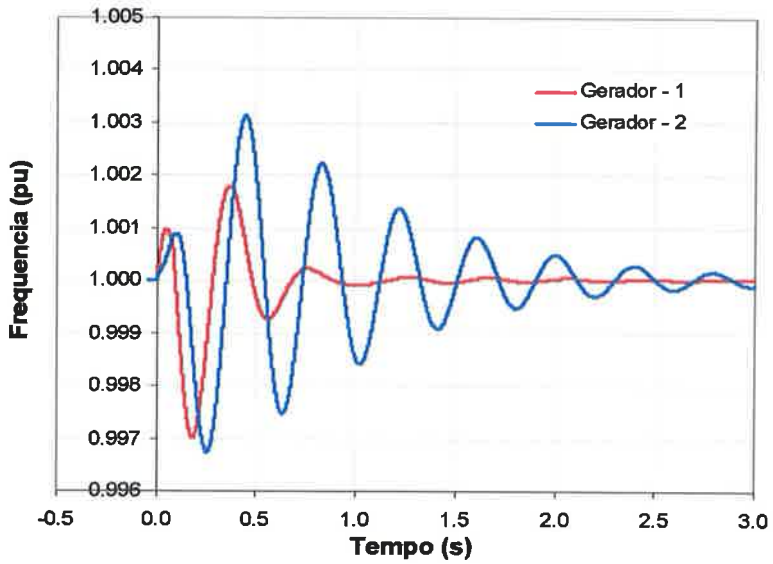


Figura 6.14 - Variações das freqüências dos geradores

Aqui também a estabilidade entre os geradores, durante e após a eliminação da falta, foi mantida. A diferença angular entre os geradores deverá atingir o valor antes da falta a partir do momento em que todas as cargas do barramento de 4.16 kV forem relançadas.

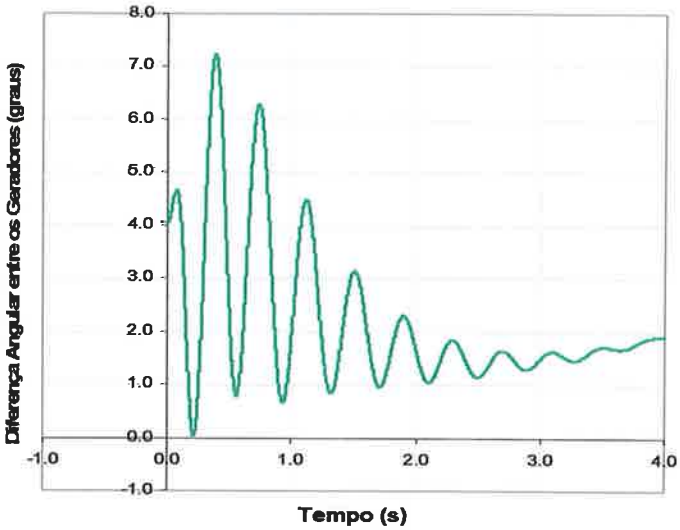


Figura 6.15 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores

A maioria dos motores da planta se manteve em funcionamento e, mesmo durante o período de falta, continuaram consumindo potência ativa do sistema. Na figura 6.16, ainda que em escala reduzida, observamos a necessidade de potência ativa pelo sistema, o que explica menor tendência nas variações de freqüência dos geradores.

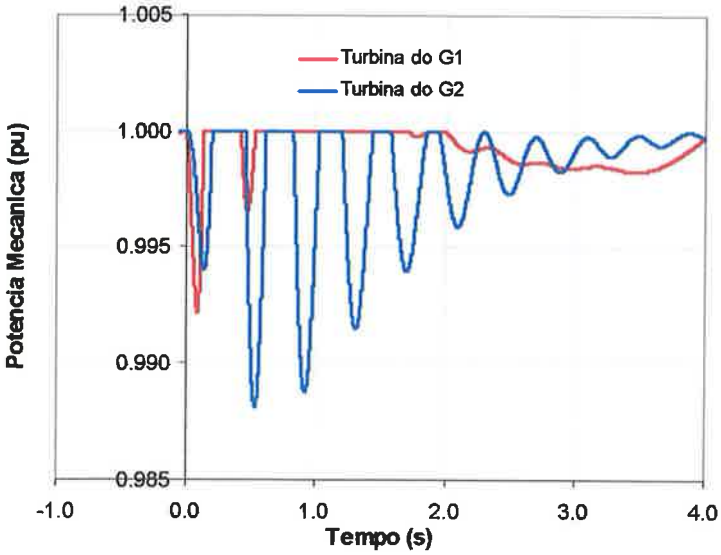


Figura 6.16 - Variações das potências mecânicas das turbinas

6.2.3 – Rejeição de carga no sistema da concessionária

A hipótese adotada para simulação deste caso foi o aparecimento de sobre-tensão no barramento da concessionária, em decorrência de um desligamento de linha(s) do grande sistema interligado ou do desligamento de uma carga considerável.

Como já comentado anteriormente, esta sobre-tensão é normalmente acompanhada de variações de freqüência. No entanto, essas variações não foram consideradas de forma associadas.

O valor da sobre-tensão adotada na barra infinita da concessionária para simulação foi de 1.4 pu, mantida até o instante do desacoplamento entre os sistemas.

A figura 6.17 mostra a variação da tensão na subestação de entrada da planta industrial, o valor máximo, até o instante de desacoplamento entre os sistemas, chega próximo a 1.4 pu.

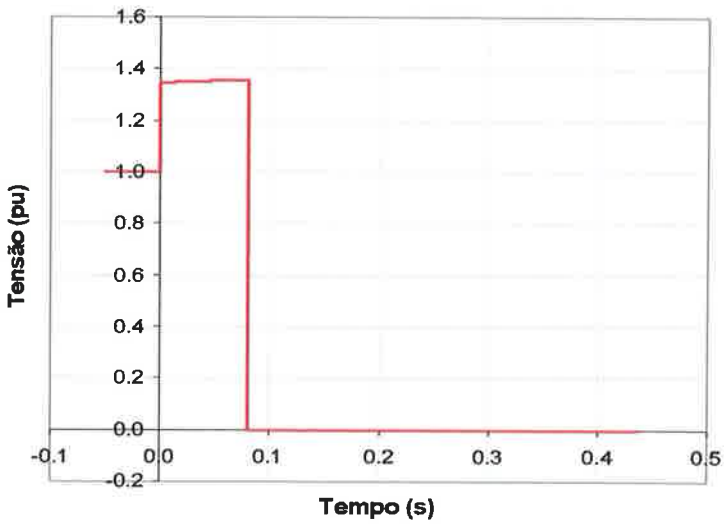


Figura 6.17 - Variações da tensão no barramento da subestação de entrada da panta

As tensões nos barramentos dos geradores também atingem valores elevados, praticamente de forma instantânea e, apesar da atuação dos reguladores de tensão dos geradores, estas continuam subindo até o instante de separação entre sistemas.

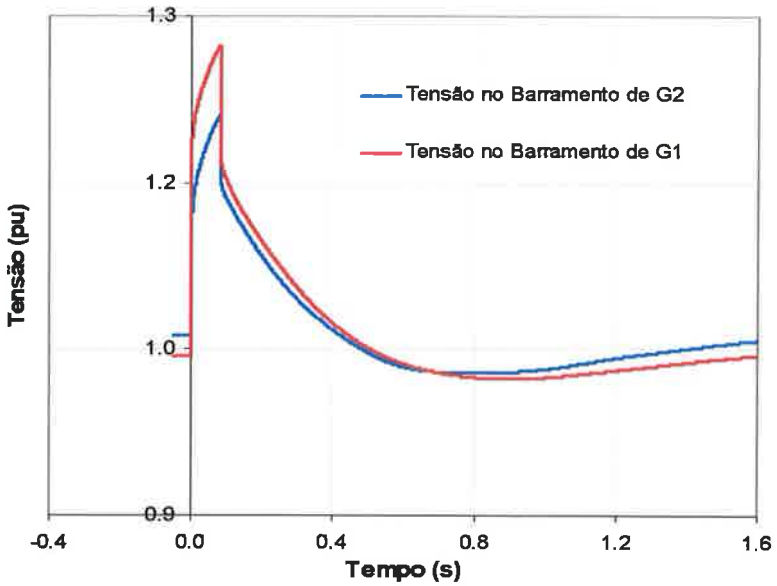


Figura 6.18 - Variações das tensões nos barramentos dos geradores

Na figura 6.19 representamos os fluxos de potencias no circuito de interligação que mostra a contribuição da potência reativa na elevação das tensões dos barramentos da planta, e a potência ativa adicional para atendimento das cargas.

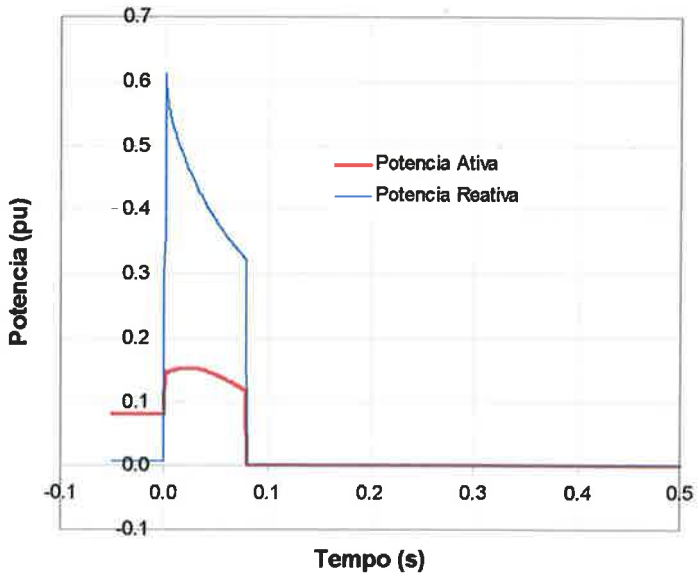


Figura 6.19 - Variações das potências ativa e reativa na linha de interligação

A tendência nos geradores se mostra contrária, como pode ser visto na figura 6.20 para o gerador-1, onde as potências diminuem, principalmente, a reativa.

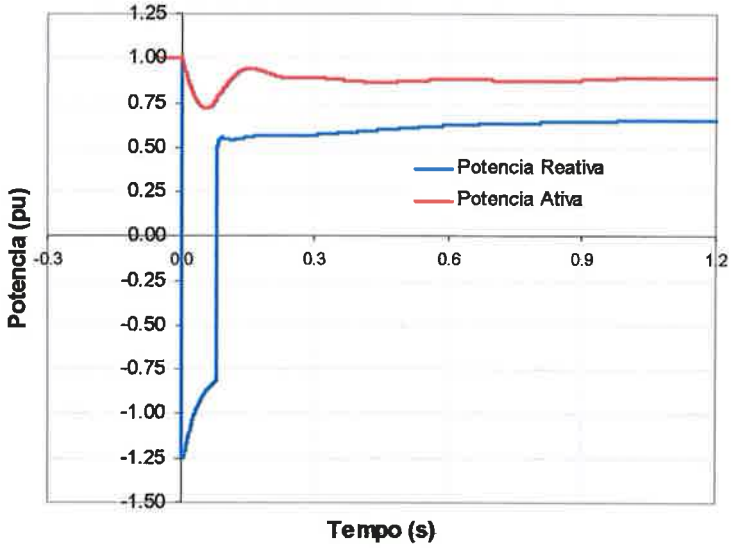


Figura 6.20 - Variações das potências ativa e reativa do gerador - 1

Os comportamentos dos sistemas de excitação dos geradores, vistos na figura 6.21, representados pelas tensões de excitação dos geradores, mostram uma rápida desexecitação das máquinas, atingindo valores próximos a zero.

Esta condição deve ser controlada e observada com cuidado para se obter informações sobre possível perda de campo dos geradores, que pode levar aos seus desligamentos pelos relés de proteção de campo.

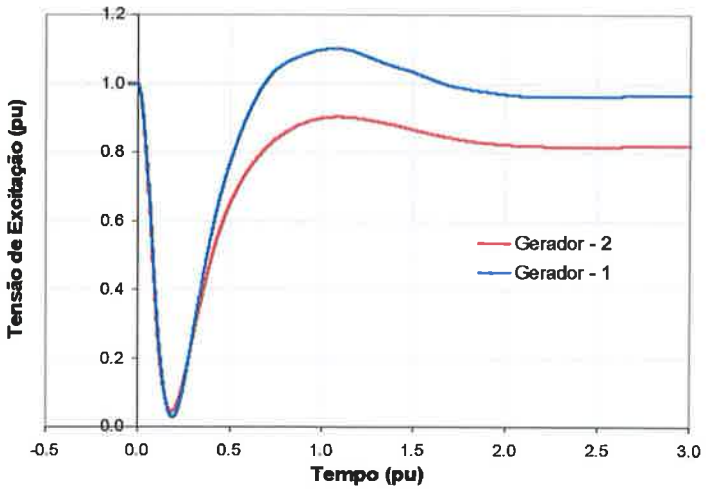


Figura 6.21 - Variações nas tensões de excitação dos geradores

As variações das freqüências dos geradores acontecem principalmente após a separação entre os sistemas, que passou a exigir maior quantidade a potência ativa para os motores da planta, para recuperação do sistema isolado.

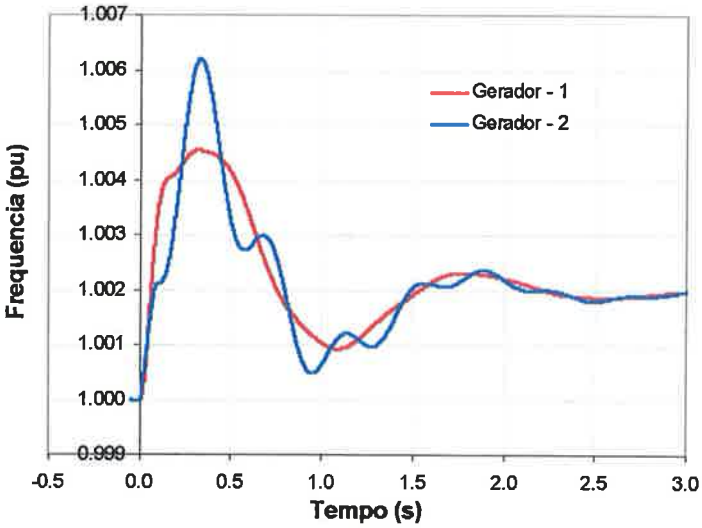


Figura 6.22 - Variações nas freqüências dos geradores

A estabilidade entre os geradores neste caso também foi alcançada, atingindo o valor final da diferença angular entre eles, assim como nos casos anteriores.

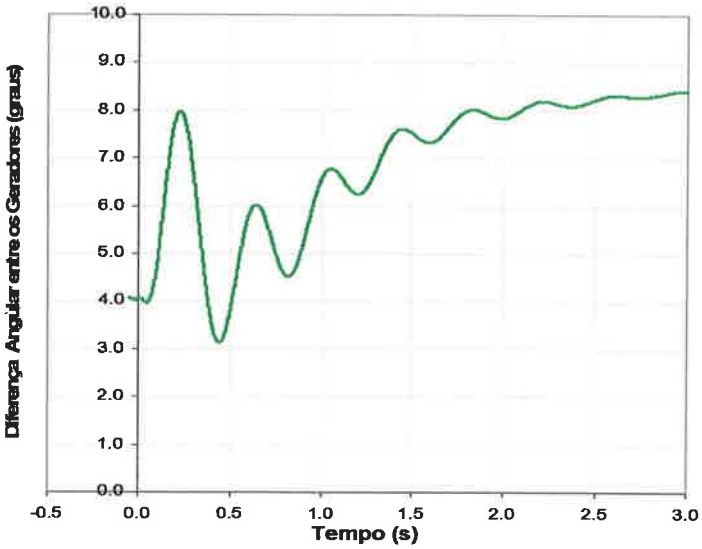


Figura 6.23 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores

6.2.4 – Desligamento da concessionária

Esta condição também é crítica para os geradores, visto que os mesmos ficam instantaneamente com todas as cargas da planta de processo, além das cargas de outros consumidores ligados à mesma linha de subtransmissão.

Em nosso exemplo, o trecho de linha da concessionária serve todos os consumidores com potência total aproximada de ~ 90MW, sem considerarmos os geradores da planta.

Para este caso, foi considerada a abertura da interligação entre a linha de subtransmissão e a barra infinita da concessionária. Nestas condições, as variáveis observadas serão as mesmas dos casos anteriores, pois elas determinam o comportamento dos geradores da planta, após o desacoplamento entre os sistemas.

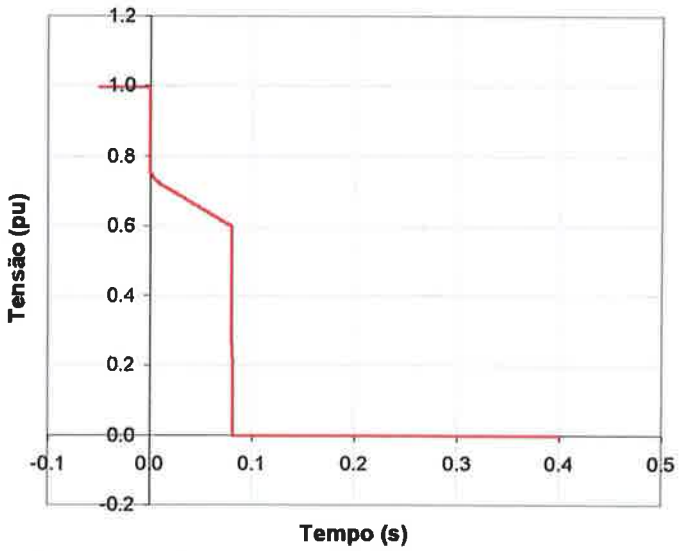


Figura 6.24 - Variações da tensão na subestação de entrada da planta

A tensão no barramento da subestação de entrada cai bruscamente, em função da capacidade de geração da planta ser ~ 16.0 % da carga aplicada sobre ela.

As variações dos fluxos das potências ativa e reativa na linha de interligação também são bastante acentuadas, principalmente da potência ativa, em função das cargas dos outros consumidores, como pode ser visto na figura 6.25.

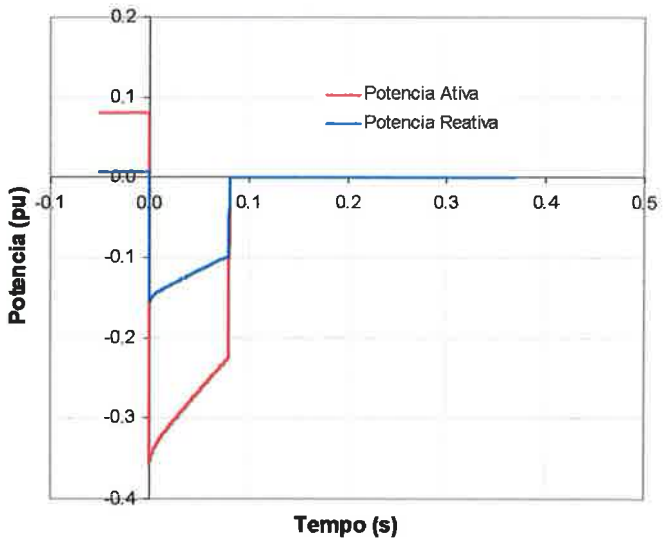


Figura 6.25 - Variações das potências ativa e reativa na subestação de entrada

A figura 6.26 mostra tensões nos barramentos dos geradores e motores, que atingem valores baixos, até o instante de abertura de sincronismo com a concessionária, não chegando a causar desligamentos dos contatores dos motores. Aqui também foram consideradas as contribuições dos motores de indução da planta.

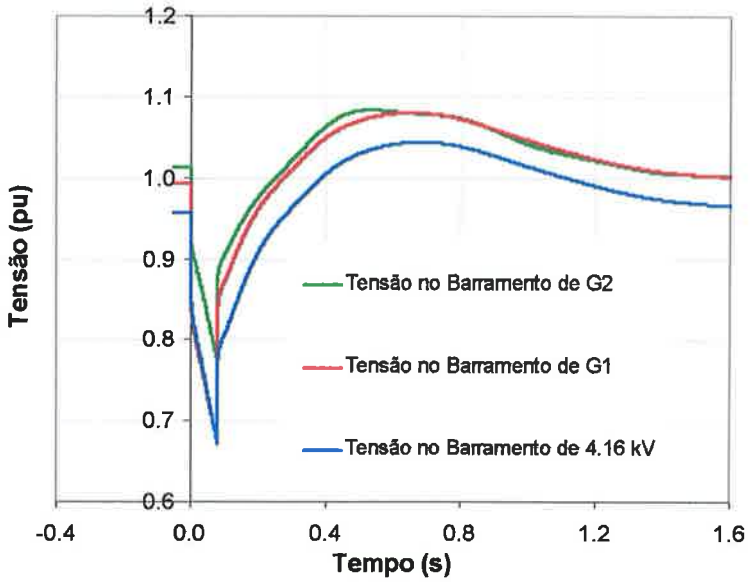


Figura 6.26 - Variações das tensões nos barramentos dos geradores e motores

Na figura 6.27 temos o comportamento das freqüências dos geradores, durante e após o período de perturbação, onde podemos também notar uma maior variação da freqüência do gerador G2. A freqüência do gerador G1 neste evento oscila com um gradiente inicial de ~ - 15.0 Hz / s.

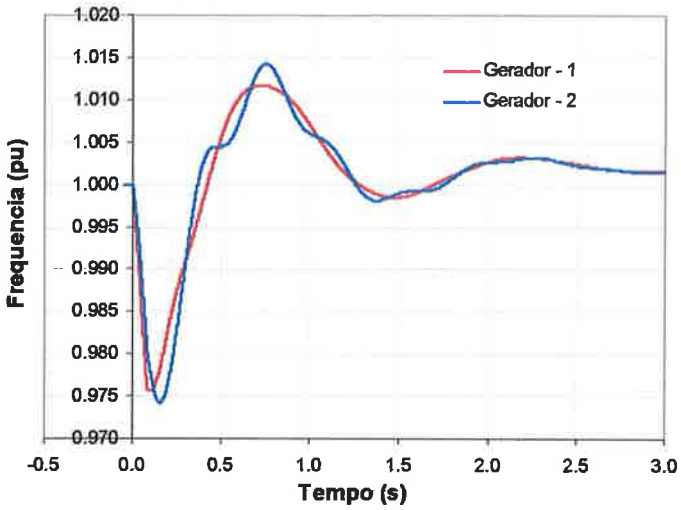


Figura 6.27 - Variações das freqüências dos geradores

A figura 6.28 mostra a estabilidade entre os geradores, durante e após a separação entre os sistemas.

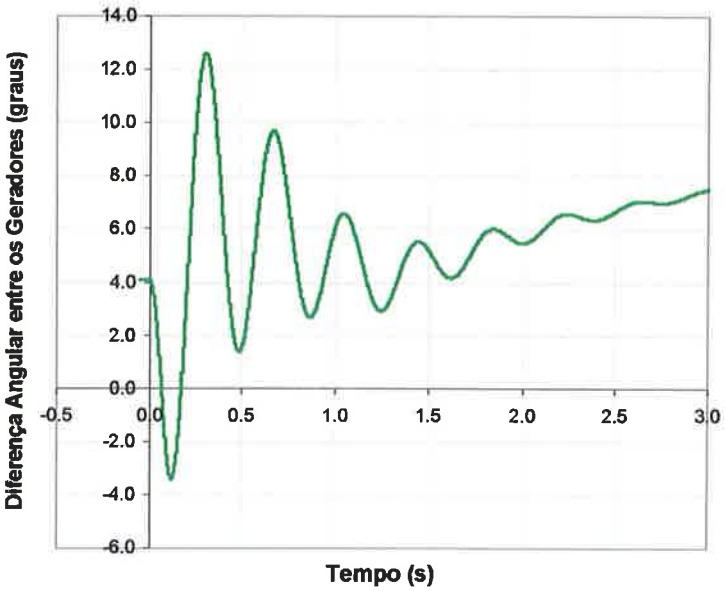


Figura 6.28 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores

A figura 6.29 mostra as variações das potências elétricas dos motores, na base 100.0 MVA, onde podemos verificar que as energias armazenadas nos seus campos internos são disponibilizadas para toda a rede no período entre o início da perturbação até o instante da separação entre os sistemas.

O motor equivalente com potência de 14000 CV foi desconectado após 80 ms do início da perturbação.

Após a separação, nota-se o comportamento da recuperação operacional dos motores, que passam a consumir energia para atender a sua carga mecânica.

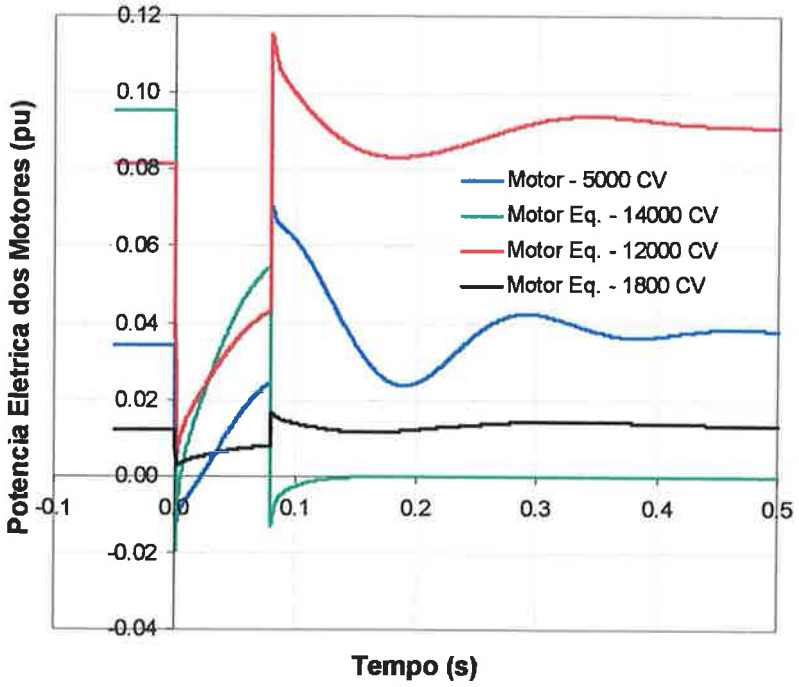


Figura 6.29 - Variações das potências elétricas dos motores

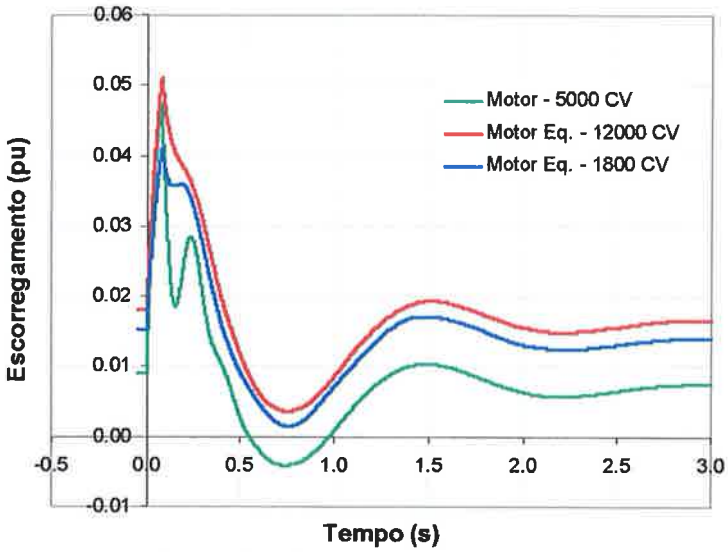


Figura 6.30 - Variações dos escorregamentos dos motores

A figura 6.30 mostra os escorregamentos dos motores, neste intervalo de tempo, com maior variação o motor de 5000 CV.

6.2.5 – Afundamento de tensão e sobrecarga na concessionária

Este caso pode-se dizer que é o oposto a rejeição de cargas na concessionária, e aqui também trataremos apenas do fenômeno da subtensão, poderá haver variações de freqüência ao mesmo tempo em que há a de tensão, pelos mesmos motivos que no caso da rejeição de cargas, porém estas variações também não foram consideradas de forma associadas.

A hipótese adotada para simulação deste caso, foi o aparecimento de subtensão no barramento infinito da concessionária, em decorrência de um desligamento da(s) linha(s) que interliga um sistema de geração da concessionária, ou inserção de uma carga considerável no sistema.

O valor da subtensão adotada na barra da concessionária para simulação foi de 0.8 pu, e mantida até o instante do desacoplamento entre os sistemas. Esta condição de

subtensão na linha da concessionária poderá ocorrer com maior ou menor intensidade, em função das características do sistema elétrico da concessionária.

A figura 6.31 mostra a variação da tensão na subestação de entrada da planta industrial, o valor mínimo atingido até o instante de desacoplamento entre os sistemas chega próximo a 0.8 pu.

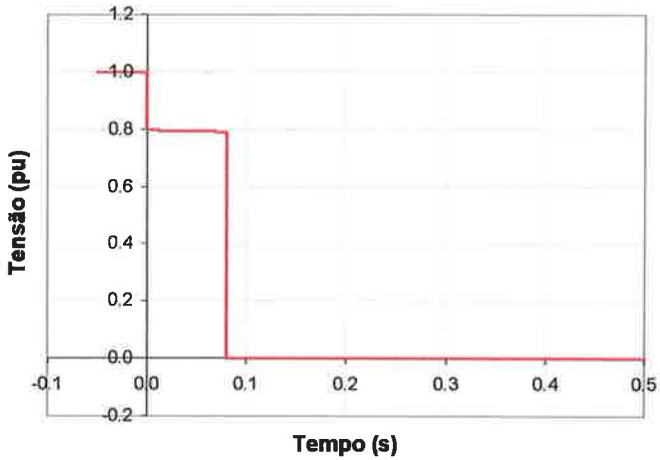


Figura 6.31 - Variações da tensão na subestação de entrada da planta

No nosso exemplo, os geradores contribuirão para manter as cargas da planta e compensar a queda de tensão na linha da concessionária. A figura 6.32 mostra a variação da potência reativa no barramento da subestação principal da planta industrial, com forte característica direcional, no período da perturbação.

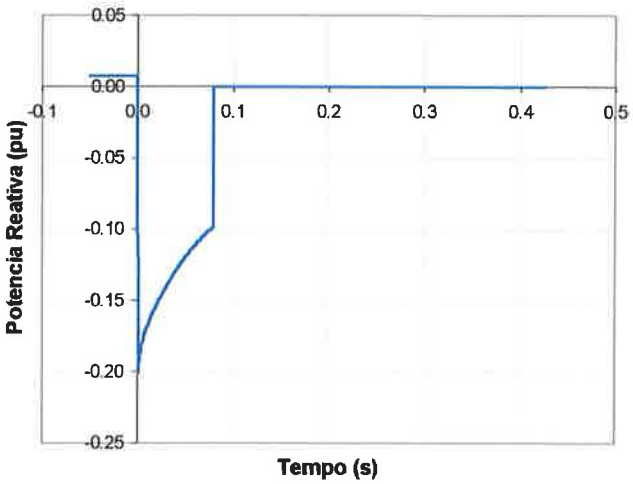


Figura 6.32 - Variações da potência reativa na subestação da planta industrial

As tensões nos barramentos dos geradores atingem valores baixos, praticamente de forma instantânea, porém sem risco de desligamento dos motores por abertura dos contatores.

Neste caso também, apesar da atuação dos reguladores de tensão dos geradores, as tensões continuam caindo até o instante de separação entre sistemas.

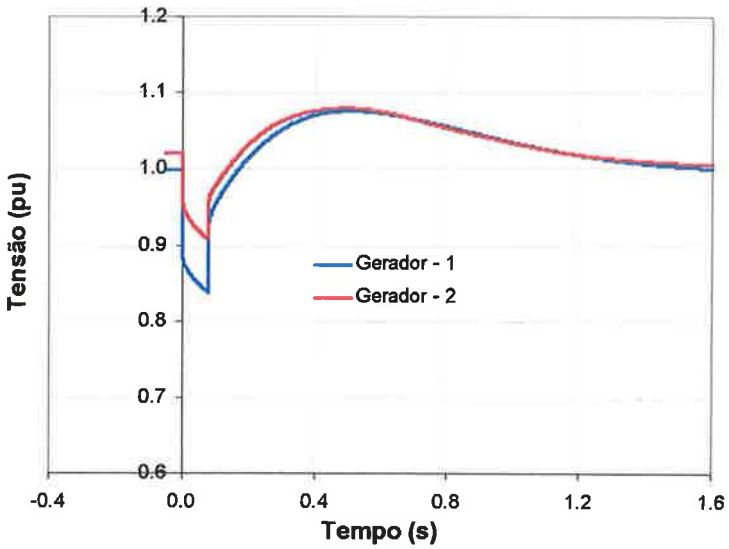


Figura 6.33 - Variações nas tensões dos barramentos dos geradores

O comportamento dos sistemas de excitação dos geradores, vistos na figura 6.34, representados pelas tensões de excitação dos mesmos, mostra uma rápida sobre-excitação das máquinas, atingindo valores acima de 1.4 pu.

Esta condição não é crítica, porém, em caso de subtensão de maior intensidade, com tempos maiores que o adotado para desacoplamento entre os sistemas, poderá ocorrer sobre-tensões que levem ao desligamento dos geradores por proteção intrínseca a esta anomalia.

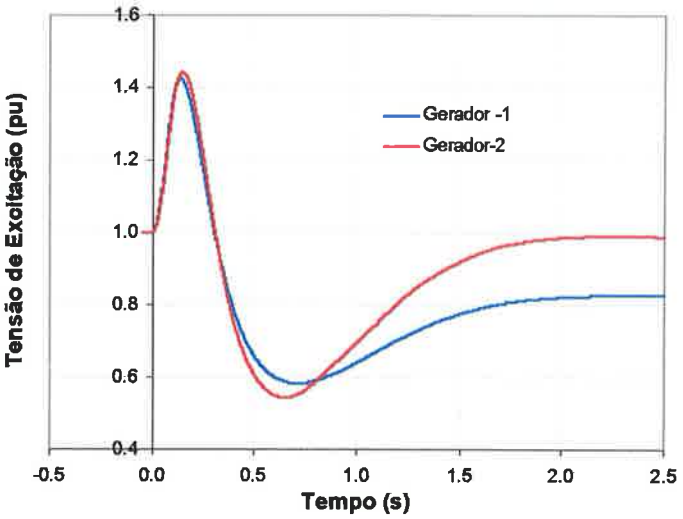


Figura 6.34 - Variações nas tensões de excitação dos geradores

As freqüências dos geradores praticamente só variam após o desacoplamento entre os sistemas.

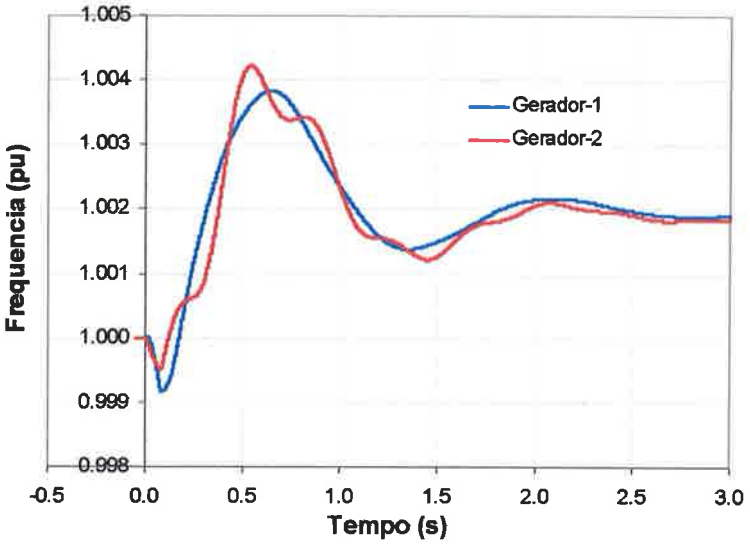


Figura 6.35 - Variações das freqüências dos geradores

A estabilidade entre eles também após rápida oscilação, é conseguida, e tende para o seu novo valor final de carregamento após o desacoplamento $\sim 8.5°$.

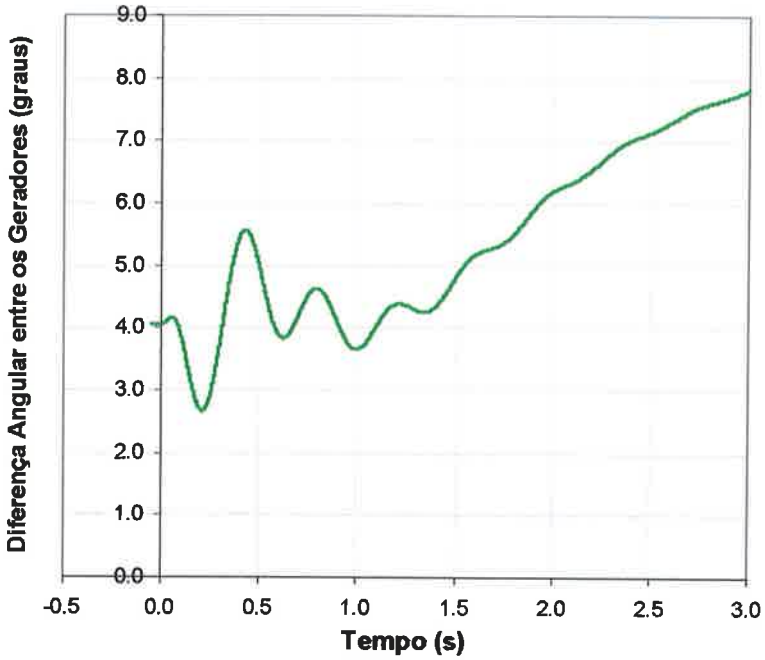


Figura 6.36 - Variações das diferenças dos ângulos de carga dos geradores

Uma subtensão nos barramentos de carga, sempre reflete nos motores como diminuição no seu torque elétrico, porém neste caso as variações foram muito pequenas.

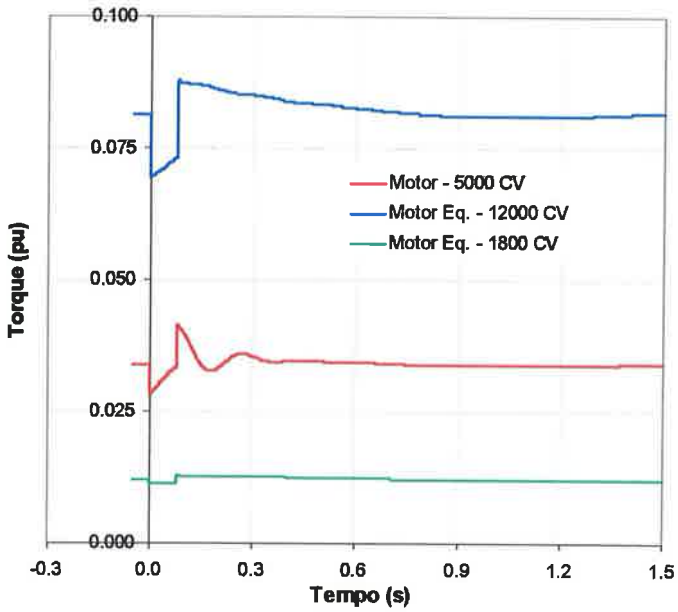


Figura 6.37 - Variações dos torques elétricos dos motores

6.2.6 – Partida de um grande motor com gerador isolado

O principal objetivo desta análise é avaliar o comportamento da tensão do gerador nesta operação, sua recuperação e, posteriormente, definir a proteção de subtensão individual para o gerador.

No nosso exemplo, a partida do motor de 5000 CV, diretamente no barramento do gerador G1, exigirá deste grande quantidade de reativos até a corrente atingir seu valor nominal. Com isto, apenas o sistema de excitação e o regulador de tensão poderão definir as condições operacionais deste gerador.

A simulação deste caso considerou apenas o gerador G1 e o motor ligado nos seus terminais. Antes da partida, o gerador estava excitado em vazio, mantendo a tensão nos seus terminais em 1.02 pu.

Os fluxos de potências e corrente são os mesmos para ambas as máquinas, diferindo apenas no sentido direcional e nos valores em pu, quando forem representadas na mesma base.

A figura 6.38 mostra a variação da tensão nos terminais das máquinas no período da partida, até sua estabilização.

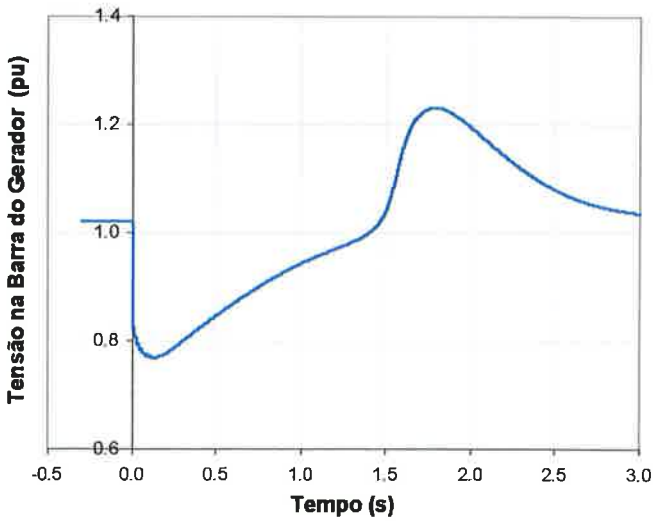


Figura 6.38 - Variações da tensão nos terminais do gerador e motor

A figura 6.39 mostra a variação da potência reativa do gerador, sendo entregue ao motor em todo período de partida.

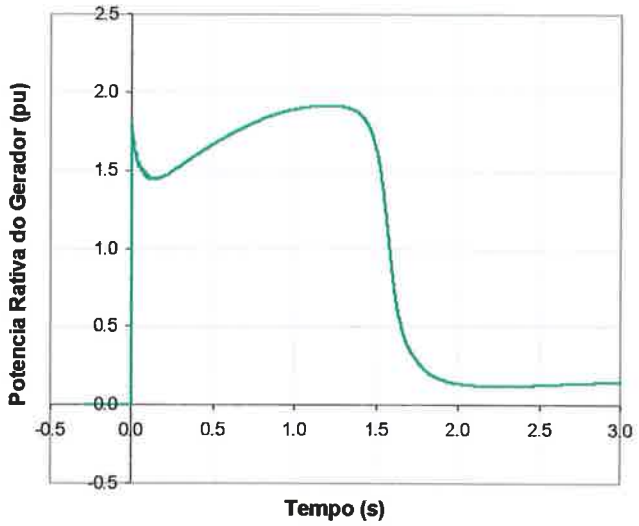


Figura 6.39 - Variações da potência reativa no gerador

Como haveria de se esperar, a variação na freqüência foi pequena, como pode ser visto na figura 6.40, em decorrência do baixo consumo de potência ativa nesta operação e o comportamento da freqüência, comparado ao do torque do motor, na figura 6.41, se equivalem, desconsiderando o tempo de atraso do governador da turbina.

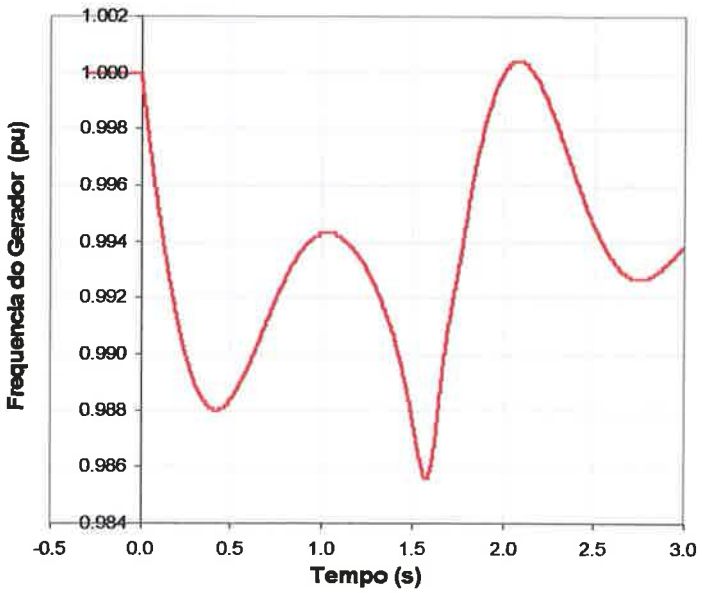


Figura 6.40 - Variações da freqüência no gerador

Na figura 6.41 temos as variações dos torques do motor e carga no período da partida.

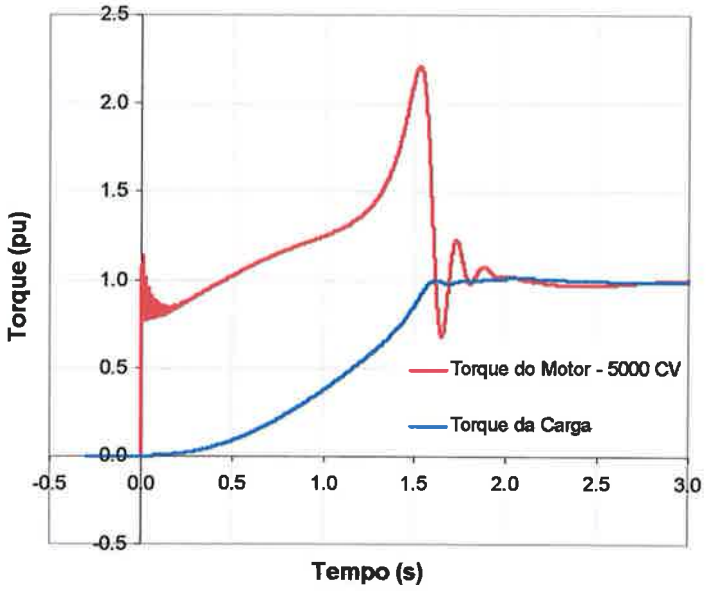


Figura 6.41 - Variações dos torques do motor e carga

A figura 6.42 mostra o comportamento da corrente no período de partida, no qual podemos observar a forma praticamente idêntica da potência reativa do gerador, mostrando a forte componente reativa desta variável durante a partida.

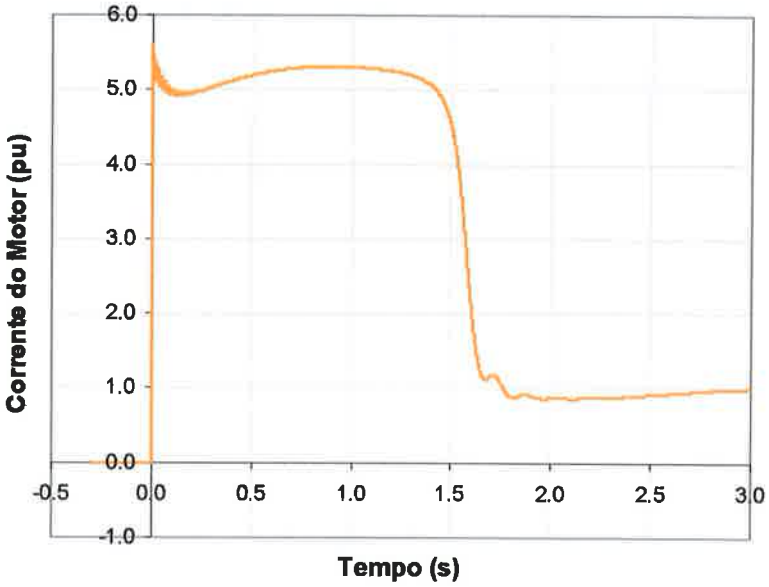


Figura 6.42 - Variações da corrente no gerador e motor

O comportamento do sistema de excitação do gerador pode ser visto na figura 6.43, representado pela tensão de excitação, que mostra uma sobrexecitação da máquina, mantida durante todo período da partida, atingindo valores acima de 1.7 pu.

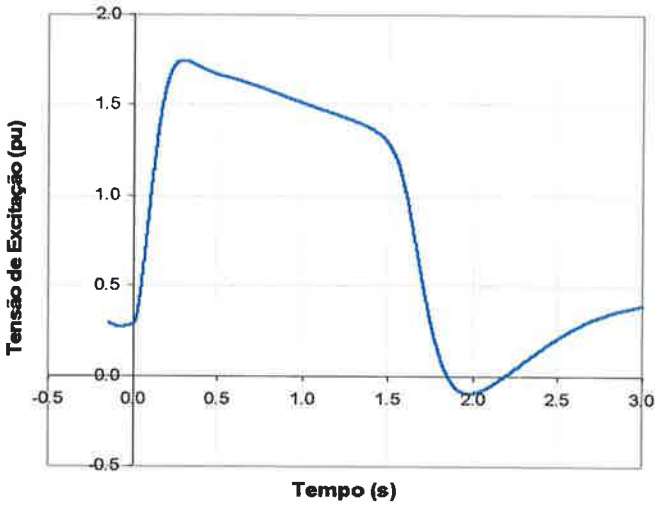


Figura 6.43 - Variações na tensão de excitação do gerador

6.2.7 – Rejeição de cargas após abertura do sincronismo com a rede

A rejeição ou corte do excesso de cargas da planta, em todos os casos, foi feita ao mesmo tempo em que se deu a separação entre os sistemas. Adotou-se esta condição em função da topologia da rede para a planta escolhida figura 6.1, onde as cargas rejeitadas estavam automaticamente do lado do barramento alimentado pela concessionária.

A figura 6.44 mostra a diminuição das velocidades dos motores equivalentes de 14000 CV, após a separação entre os sistemas, ocorridos em todos os casos simulados.

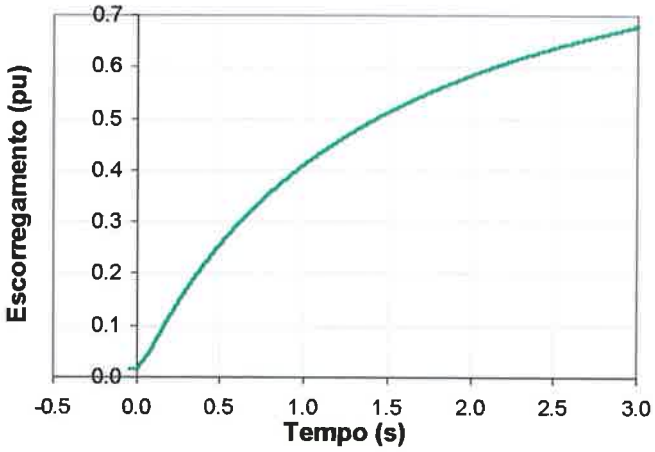


Figura 6.44 - Variação na velocidade do motor equivalente - 14000 CV

6.2.8 – Religamento da concessionária

Este evento ocorre normalmente após uma perturbação temporal na linha da concessionária, durante a qual o disjuntor de interligação desta abre e volta a fechar num tempo em torno de 300 ms.

Na maioria dos casos reais, esta situação ocorrerá em função de uma falta para a terra e, ao contrário das situações anteriores, não se perceberá variações significativas nas variáveis elétricas do gerador para o tipo de planta que escolhemos. Isto ocorre porque a ligação do transformador que alimenta a subestação, triângulo / estrela, impede as correntes de seqüência zero no sentido da falta.

Para o nosso exemplo, qualquer perturbação, que leve à abertura do disjuntor da concessionária, submeterá instantaneamente toda a carga da linha aos geradores da planta industrial. Com isso, pode-se considerar que este caso esteja contido no caso do desligamento da concessionária e, desde que o tempo definido para atuação das proteções de interligação seja de 100 ms, não haverá risco de religamento.

Esta abordagem, ainda que simplista, por não considerar os transitórios e amortecimentos do sistema como um todo, que poderiam impor um atraso na atuação das proteções de interligação e submeter os geradores ao religamento antes da separação dos sistemas, deverá ser amenizada com a previsão de proteção adicional para este caso, definida no item 6.3.

6.2.9 – Variações de freqüência na rede da concessionária

Como já mencionado, a condição de sub ou sobre-freqüência tem origem nos desligamentos de linhas do sistema interligado da concessionária, podendo esta estar associada à sobre ou subtensão.

A proteção de interligação, definida para variações de tensão na rede, deverá atender também este caso, que não deverá ocorrer de forma isolada.

A proteção para condições de variações de freqüência deverá ser atendida por relé de sub ou sobrefreqüência, no item 6.3 em função dos casos simulados, e também para proteção da turbina.

6.3 – Definições das proteções

As proteções definidas a seguir são específicas para o tipo de planta estudada, suas aplicações atendem aos casos simulados e, além disso, são feitas avaliações das proteções previstas, no item- 4.3.

- Curto-circuito na rede da concessionária

Através da simulação pudemos observar variações das grandezas elétricas do sistema, algumas com maior intensidade que outras, em função da posição considerada para o curto-circuito.

Algumas funções de proteção diferentes podem ser definidas para este caso. Como pode ser visto, ocorreram, simultaneamente, subtensão, sobre-corrente e sobrefreqüência, que podem ser observadas nas figuras - 6.3, 6.4, 6.5, 6.6 e 6.7, mas pelo menos uma deverá ser capaz de identificar este tipo de falta e ter sua atuação eficaz, para atender no tempo mínimo, a separação entre os sistemas conforme especificado.

A característica direcional da corrente no sentido da falta se apresenta como melhor opção de proteção, o relé direcional de sobre-corrente, função - 67, para este caso, considerando o sistema como um todo, ou seja, da planta de co-geração e da concessionária.

O relé de distância, função – 21, poderia não ser a melhor opção para esta linha da concessionária na qual nossa planta está inserida, em função da dificuldade de se conseguir que o mesmo atue de forma precisa, nas várias possibilidades (posição) de faltas no sistema.

- ***Curto-circuito na rede interna da planta***

Aqui também obtivemos variações nas grandezas elétricas, porém nenhuma que caracterize este tipo de falta, isto porque subtensão, sobre-corrente ou pequena sobrefreqüência, como podem ser vistas nas figuras - 6.10, 6.11, 6.12, 6.13 e 6.14, poderão ocorrer mesmo em condições normais de operação.

Ainda que pudéssemos identificar a existência da falta através dos relés de abertura do sincronismo, pouco adiantaria realizar esta operação, porque na posição em que esta foi considerada, ou seja, no lado dos geradores, a separação dos sistemas não conduziria a normalidade à área prioritária da planta.

A proteção adequada para eliminar a perturbação, seria o relé de sobre-corrente do circuito sob falta, que, neste caso, foi considerado alimentador de saída de um motor no barramento de 4.16 kV.

Este circuito deverá estar equipado com um relé de sobre-corrente instantânea, função - 50, ajustado para identificar as correntes de falta neste circuito.

- ***Rejeição de carga no sistema da concessionária***

Esta perturbação apresenta, como nos casos anteriores, variações nas grandezas elétricas, que podem ser verificadas nas figuras 6.17, 6.18, 6.19, 6.20, 6.21 e 6.22, a sobre-tensão imposta ao sistema, origina a desexcitação dos geradores para baixar a tensão nos seus barramentos.

Mesmo após a separação entre os sistemas, as tensões nos barramentos dos geradores ainda estão altas e as tensões de excitação são praticamente nulas, tornando necessários alguns cuidados com as proteções individuais dos geradores para que elas não desliguem os mesmos, ainda que os sistemas já estejam separados.

A proteção mais adequada para este caso é a mais simples de todos vistos até agora, o relé de sobre-tensão, função - 59, que deverá atender com precisão na proteção contra este tipo de perturbação.

- ***Desligamento da concessionária***

Este provavelmente será o caso de maior ocorrência durante toda a vida de operação da planta termoelétrica, operando interligada no sistema da concessionária. Neste caso, também temos variações simultâneas de tensão, corrente e freqüência, como pode ser visto nas figuras - 6.24, 6.25, 6.26 e 6.27.

Este caso se caracteriza pelo fornecimento de potência ativa para a rede da concessionária. Com isto, a solução deste problema parece obvia, porém a troca de potências entre sistemas sempre ocorre durante o período de sincronização entre eles, ainda que num tempo muito pequeno e mesmo em plantas que geram parte de sua energia consumida, que é o nosso exemplo.

O critério adotado na escolha da proteção é sempre buscar a que melhor possa responder, com precisão e rapidez, o caso em questão. A aplicação do relé direcional de potência ativa, função – 32, pode conduzir à melhor solução para este caso. No entanto, seria conveniente condicionar a operação desta proteção a de outros relés, ou seja, de subfreqüência ou subtensão, respectivamente função – 81 ou 27, sem penalizar o tempo final para separação dos sistemas, que já foi estabelecido.

- ***Afundamento de tensão e sobrecarga na concessionária***

Na simulação deste caso consideramos um valor fixo para a variação da subtensão do sistema, podendo esta condição variar consideravelmente e, com isso, os resultados nas variações das grandezas elétricas do sistema, que podem ser vistas nas figuras 6.31, 6.32, 6.33, 6.34 e 6.35.

Para a condição de subtensão considerada no período da perturbação, as variações das grandezas elétricas do sistema, como freqüência e potência reativa vistas nas figuras 6.32 e 6.35, não se caracterizam com situações de anormalidade, porque este fluxo direcional de reativos poderá não sensibilizar o relé direcional de corrente, função – 67, já aplicado e, ainda, porque a variação de freqüência neste caso foi muito pequena.

A aplicação do relé de subtensão, que é a função – 27, com certeza, é a proteção mais adequada e a mais simples, que oferece a precisão desejada para este caso. No entanto, não deve ser esquecido que se esta função já tiver sido aplicada e está condicionada à atuação do relé direcional de potência ativa, função – 32 o que pode ter acontecido no caso anterior - esta solução necessitará de outro relé de subtensão.

- ***Partida de um grande motor com gerador isolado***

Como já mencionado anteriormente, o estudo deste caso tem como objetivo principal avaliar as condições de subtensão e sobre-excitação que o gerador será submetido, e compará-las com outros casos já estudados, para definição dos ajustes dos relés já definidos.

As figuras 6.38 e 6.43 mostram as variações dessas grandezas, onde podemos notar que a subtensão no barramento do gerador chega a ~ 0.77 pu da tensão nominal e a sobre-excitação ~ 1.7 pu durante a partida.

Os relés de proteção individual da máquina deverão considerar estas condições impostas por este caso e ainda estarem coordenados com os relés definidos para desacoplamento dos sistemas.

- ***Rejeição de cargas após a abertura de sincronismo com a rede***

Esta operação é muito importante no que diz respeito à recuperação do sistema isolado, após ter sido separado da rede da concessionária, se a potência da carga remanescente superar a potência dos geradores, este excesso deverá ser rejeitado.

Embora no nosso caso a rejeição de cargas fosse feita automaticamente junto com a abertura de sincronismo, faremos a previsão de um relé que possa executar esta tarefa, caso as condições de geração não atendam a carga do barramento isolado.

Esta condição se apresenta em função de falta de vapor para atendimento das condições nominais dos geradores, podendo levar todo o sistema à condição de sobrecarga, com risco de perder a planta industrial.

O relé 81, cuja função se aplica para variações de freqüência, poderá fazer esta operação. Para obtenção de uma melhor resposta deste equipamento utilizaremos a característica df/dt negativa, que atuará para variações negativas da freqüência, retirando o excesso de carga pré-definido.

- ***Religamento da concessionária***

No nosso exemplo, as correntes de faltas para terra na rede da concessionária não podem ser percebidas pelos relés de sobre-correntes devido ao tipo de ligação do transformador de interligação, entre a planta e concessionária. Este tipo de falta é a mais comum e a maior responsável pela ocorrência dos religamentos da concessionária.

Apesar deste caso já estar sendo atendido pelas proteções do caso em que tratamos dos desligamentos da concessionária, definiremos em nosso exemplo uma proteção adicional, que identifique as correntes de falta para terra na rede da concessionária, através das sobre-tensões de neutro, que sempre ocorrem para este tipo de falta, exemplificada no item 4.3.

O relé de sobre-tensão de neutro, cuja função - 64, ou 59Uo, será a proteção mais eficaz para esta aplicação, que seguramente irá atuar no caso dos religamentos por faltas à terra. Sua atuação deverá ser mais rápida que os relés que enxergarão o desligamento da concessionária, porque ele será sensibilizado ao mesmo tempo que a proteção de falta para a terra da concessionária.

- ***Variações de freqüência na rede da concessionária***

Considerando que as variações de freqüência são decorrências de sobre ou subtensões, no grande sistema interligado, estes casos já deveriam estar contemplados com as proteções definidas anteriormente. No entanto, priorizando as condições dos limites operacionais das turbinas, tanto em freqüência quanto em tempo, definiremos as proteções especificas para estes casos.

O relé de sub e sobre-freqüência, funções – 81, deverá atuar nas condições específicas de variações desta grandeza, atendendo como ajustes, aos limites operacionais das turbinas.

O diagrama unifilar da figura 6.45 resume as proteções definidas para o exemplo estudado, em que as identificações dos relés com os números 1 e 2, nas funções de proteções, referem-se a :

1 – Proteções de desacoplamento

2 – Proteções de máquina

Com exceção do relé 67.2, utilizado somente para identificar o sentido do fluxo de sobre-corrente no barramento no caso de uma falta interna na planta, sua aplicação na posição definida na figura, e sua identificação (2) não significa proteção de máquina.

As proteções do gerador - 2 não estão representadas, porém pode ser entendido que são as mesmas funções do gerador - 1.

Conforme já explanado, estas proteções de máquinas deverão estar coordenadas com as de desacoplamento dos sistemas.

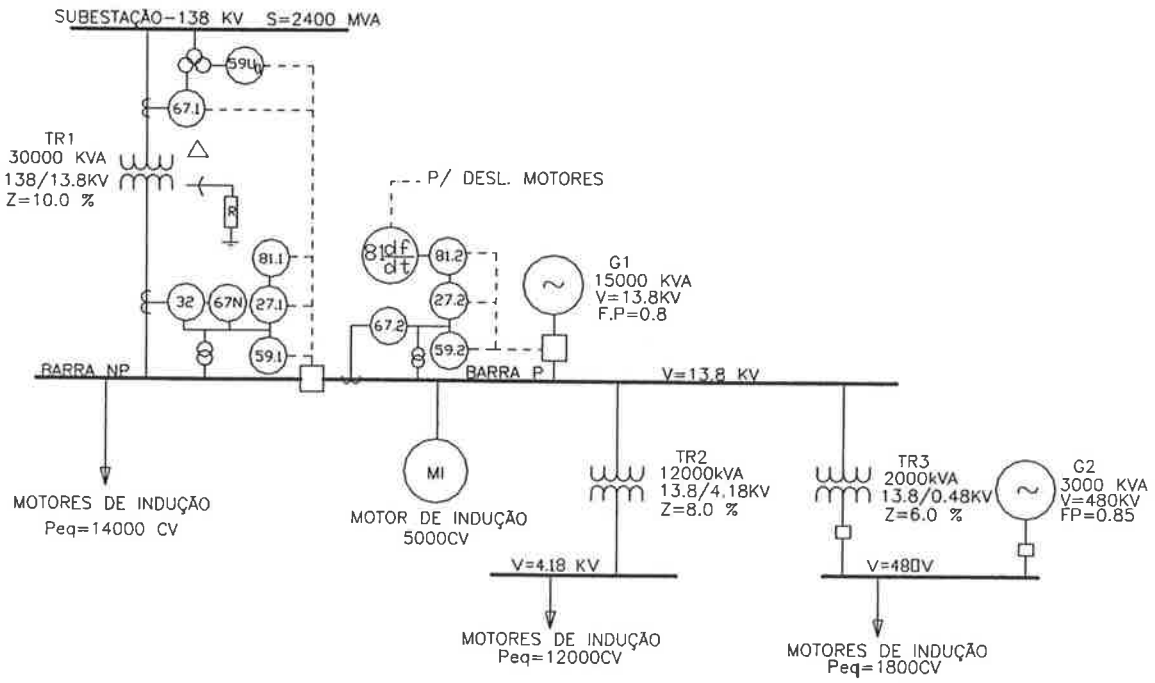


Figura 6.45 - Diagrama unifilar simplificado com as proteções definidas

A tabela I é o resumo das proteções definidas para cada caso simulado.

CASO	RELÉ DEFINIDO	FUNÇÃO	OBS
Curto-circuito externo	Direcional de sobre-corrente	67	
Curto-circuito interno	Sobre-corrente instantâneo	50	Proteção do alimentador
Rejeição de cargas na concessionária	Sobre-tensão	59	
Desligamento da concessionária	Direcional de potencia ativa + subtensão ou subfrequencia	32 + 27 ou 81	
Afundamento de tensão	Subtensão	27	
Partida de motor c/ gerador isolado	Ajuste de AVR		
Rejeição de cargas internas	Subfrequencia	81 (df/dt)	
Religamento da concessionária	Sobre-tensão de neutro	64 ou 59Uo	
Variações de freqüência	Sub + sobrefrequencia	81	

Tabela I – Resumo das proteções definidas para os casos estudados

7 – CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Com base nos estudos realizados, podemos apresentar as seguintes conclusões:

As proteções sugeridas e suas localizações foram definidas para este caso, porém esta situação poderá variar em função das condições e particularidades de outros sistemas considerados.

A importância da modelagem dos motores de indução colaborou para obtenção mais precisa do comportamento das tensões nos barramentos de cargas, das potências ativas e reativas dos geradores nos diversos casos simulados e dos fluxos direcionais na linha de interligação entre a planta industrial e a concessionária.

A condição de falta na linha da concessionária, no nível de 138 kV, mostrou-se muito crítica para a planta industrial, para mantê-la operando após o desacoplamento entre os sistemas, com as tensões nos barramentos dos motores atingindo valores tão baixos que, seguramente, os contatores dos motores se abrirão.

A falta considerada no barramento de 4.16 kV apresentou uma particularidade bastante interessante com relação aos fluxos de potências ativas dos geradores. Contrariamente ao que se poderia esperar, as correntes de falta através dos geradores não se constituíram apenas em componentes reativas, reforçando a importância dos modelos de cargas adotados.

Nos principais casos críticos avaliados, os geradores mantiveram a estabilidade entre eles e recuperaram suas condições nominais de tensão e freqüência, após o restabelecimento das condições normais, considerando o carregamento de seus barramentos.

O tempo pré-definido de 80 ms, adotado para eliminação do defeito ou abertura do sincronismo entre os sistemas elétricos, mostrou-se adequado para o tipo de planta e os casos estudados, porém esta variável tem importância fundamental nas condições

de recuperação das grandezas elétricas nominais do sistema e deve ser avaliada para cada tipo de planta estudada e suas particularidades.

O estudo dos parâmetros e os modelos adotados para os sistemas de controle dos geradores devem ser otimizados para se obter respostas mais precisas e alcançar a estabilidade requerida, após a abertura da interligação com a concessionária. Para tanto, deverá ser considerada a condição mais real possível dos sistemas físicos, para se obter melhor correlação entre os resultados simulados e as respostas reais.

A utilização de mais de uma função de proteção para operar nestes casos aumenta a confiabilidade, não só na precisão de atuação de abertura, mas também na garantia de sucesso desta.

Para todos os tipos de plantas operando em co-geração, o conhecimento preciso da rede da concessionária na qual a planta termoelétrica está interligada e das características dos outros consumidores existentes no trecho de linha comum tem importância fundamental na definição dos tipos de proteções utilizadas e das condições adotadas nos casos simulados.

A rejeição de cargas da planta industrial, após o desacoplamento entre os sistemas para obtenção da sua recuperação, foi previamente estabelecida em nosso caso, separando-se as cargas existentes no segmento do barramento NP, no nível de 13.8kV. Esta condição assumida deveu-se aos carregamentos dos geradores, que foram considerados nos seus limites de potência, suficientes para manter as cargas pré-selecionadas. Considerar a condição de rejeição de cargas, após o desacoplamento entre os sistemas, somente dificultaria a recuperação dos geradores e retardaria a condição de normalidade para carga final que era conhecida.

Um plano de rejeição de cargas no(s) barramentos dos geradores deverá ser contemplado no estudo como um todo. Esta medida visa a preservar as condições operacionais do(s) gerador(es), no caso de falta de vapor suficiente para atender toda a demanda de carga instalada nestes barramentos.

Mesmo considerando as proteções pré-estabelecidas, sugeridas pela concessionária para operação interligada [34], esta medida não exclui a importância do conhecimento antecipado dos casos simulados e possíveis situações. Como puderam ser observadas, algumas funções de proteção podem não ser eficazes para atender às contingências estabelecidas pela planta estudada.

O relé 67N apresentado, mas não discutido, depende do tipo de aterramento do gerador e do transformador de interligação considerados, que deverá ser avaliado para as faltas à terra dentro da planta industrial.

Apesar de não ter sido implementado neste trabalho, vale a pena ressaltar o seguinte:

No caso de se estudar o ciclo térmico como um todo, os modelos dinâmicos do gerador de vapor (caldeira) e seus combustíveis deverão fazer parte do modelo dinâmico do sistema para se obter resposta mais ampla e completa.

No caso de ciclos combinados, os modelos dos governadores das turbinas a gás deverão ser considerados com maior precisão, pois podem diferir significativamente dos governadores de turbinas a vapor que constituem o ciclo, com impacto na resposta final do sistema.

Neste trabalho consideramos funções de proteções nos desacoplamentos entre sistemas, a aplicação de um único instrumento englobando várias funções de proteção pode ser utilizado. Sua aplicação está, no entanto, condicionada às facilidades de TCs e TPs existentes, no local para sua melhor instalação.

Alguns relés, com funções exclusivas, podem ser interessantes do ponto de vista econômico ou tecnológico, dependendo da aplicação ou o tipo de planta considerada, como é o caso dos relés estáticos, que possuem tempos de atuação muito pequenos.

Este trabalho abordou, exclusivamente, plantas termoelétricas operando em co-geração, porém outras plantas de geração com particularidades singulares, interligadas em grandes sistemas ou redes com condições especiais, como é o caso de sistemas isolados do grande sistema interligado em função de sua localização, são situações que merecem um estudo e cuidados específicos.

A geração distribuída, formada por pequenas unidades hidroelétricas, termoelétricas, eólicas, etc., começa a fazer parte do grande sistema interligado e estas pequenas unidades geradoras também requerem cuidados específicos na proteção de interligação.

Os geradores de indução, seus modelos dinâmicos e as características de suas respostas, são necessários para prever o comportamento dos sistemas que utilizam estes tipos de equipamentos e constituem um caso à parte na proteção destes sistemas.

Os diversos tipos de relés e disjuntores com particularidades exclusivas para a proteção de interligação, com tempos de respostas adequados aos sistemas estudados e suas condições operacionais, também têm sua importância em estudos específicos.

Proteções específicas para plantas de grandes unidades de turbinas a vapor e gás das centrais distribuídas, focando a matriz energética como um todo, e utilização racional da energia térmica, operando interligado a uma linha de transmissão de alta potência, também deverão ser alvo de analises específicas.

Os geradores acionados por motor "DIESEL", ou outros tipos de motores com combustíveis alternativos como gás ou óleos vegetais, constituem uma fonte energética que, assim com as turbinas a gás, não são considerados um ciclo térmico. As proteções elétricas destes conjuntos térmicos, considerando as particularidades de respostas de seus acionamentos, suas inércias e características dinâmicas, são outras condições a serem estudadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

LIVROS:

[1] Adkins, B.; Harley, R.G. **The General Theory of Alternating Current Machines**. London: Chapman and Hall, 1975. 279p.

[2] Anderson, P.M.; Fouad, A. A. **Power System Control and Stability**. Iowa: The Iowa State University Press, 1977. 464p.

[3] Blackburn, J. L. **Protective Relaying Principles and Applications**. 2.ed. New York: Marcel Dekker, inc., 1998. 538p.

[4] Van Wylen, G.J., Sonntag, R.E. **Fundamentos da Termodinâmica Clássica**. São Paulo: Edgard Blucher Ltda. 1970. 616p.

[5] Shavit, A. , Gutfinger, C. **Thermodynamics** : from concepts to applications. London: Prentice Hall Inc., 1995. 487p.

[6] Horowwitz, S. H. , Phadke, A. G. **Power System Relaying**. 2.ed. Taunton, England: Research Studies Press Ltda, 1995. 317p.

[7] Kuo, K. K. **Principles of Combustion**. New York: John Wiley and Sons, 1986. 810p.

[8] Arrillaga, J. , Watson, N. R. **Computer Modeling of Electrical Power Systems**. 2.ed. Chichester, England: John Wiley and Sons, 2001. 369p.

[9] Stevenson Jr., W. D. **Elements of Power System Analysis**. 4.ed. Singapore: McGraw-Hill Co., 1982. 436p.

[10] Say, M. G. **Alternating Current Machines**. 5.ed. Singapore: Longman Scientific & Technical, 1983. 632p.

[11] Jordão, R. G. **Máquinas Síncronas**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 1980. 215p.

[12] Reis, L. B. **Geração de Energia Elétrica**: tecnologia, inserção ambiental, etc. Barueri: Editora Manole Ltda, 2003. 324p.

TESES E DISSERTAÇÕES:

[13] Jardini, J. A. **Alguns Fenômenos Transitórios em Sistemas de Potência** 1973. 235p. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1973.

[14] Senger, E. C. **Ajustes dos Parâmetros de Reguladores de Tensão em Alternadores – Uma Abordagem por Variáveis de Estado** 1983. 151p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1983.

[15] Penteado, A. A. **Estudo do Comportamento Dinâmico de Motores Assíncronos de Grande Porte** 1977. 150p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1977.

[16] Zanetta Jr., L. C. **Analise do Controle da Excitação da Máquina Síncrona a Pequenas Perturbações – Verificações com Métodos Lineares de Resposta em Freqüência e Autovalores** 1984. 187p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1984.

[17] Reis filho, F. A . **Uma Proposta de Algoritmo Digital para Proteção da Interligação Concessionária e Industria Operando em Cogeração** 2002. 135p. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2002.

ARTIGOS :

[18] Kalsi, S.S., Stephen, D.D., Adkins, B. Calculation of System-Fault Currents due to Induction Motors. **Poc. IEE**, Vol. 118, n.1, p.201-215, Jan. 1971.

[19] Waters, S.S. , Willoughby, R.D. Modeling Induction Motor for System Studies. **IEEE/TIA**, Vol. IA-19, No.5, p.875-878, Set/Oct. 1983.

[20] Khalil, M.O., El-Motti, M.A. Determination of the Equivalent Circuit Parameters of Deep-bar Cage Induction Motor from Experimental or Given Catalogues Data. **ETZ-Archive,** Bd.6, p.33-37, 1984.

[21] Graham, J.R., Di Mano, J., Alden, R.T.H An Aggregate Induction Motor Model for Industrial Plants. **IEEE/PAS**, Vol.103, No.4, p.683-690, Apr. 1984.

[22] de Mello, F. P. Boiler Models for System Dynamic Performance Studies. **IEEE/TPS**, Vol.6, No.1, p.66-74, Feb. 1991.

[23] Working Group on Prime Mover and Energy Supply. Dynamic Models for Fossil Fueled Steam Units in Power System Studies. **IEEE/TPS**, Vol.6, No.2, p.753-761, May. 1991.

[24] Kola, V., Bose, A., Anderson, P.M. Power Plant Models for Operator Training Simulators. **IEEE/TPS**, Vol.4, No.2, p.559-565, May. 1989.

[25] Huang, S.J., Huang, C.C. An Adaptive Load Shedding Method With Time-based Design for Isolated Power Systems. **Electrical Power & Energy Systems**, 22, p.51-58., 2000.

[26] Clark, H. K., Feltes, J. W. Industrial and Cogeneration Protection Problems Requiring Simulation. **IEEE/TIA**, Vol. 25, No.4, p.766-775, Jul./Aug. 1989.

[27] Mozina, C. J. Protección de Interconexiones de Generadores de IPP Usando Tecnología Digital. **Reunion de Verano de Potencia**. Acapulco, Mexico, p.1-24, July 11-16, 1999.

[28] IEEE Working Group on Computer Modelling of Excitation Systems. Excitation Systems Models for Power System Stability Studies. **IEEE/PAS**, Vol.100, No.2, p.494-504, Feb. 1981.

[29] IEEE Committee Report. Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies. **IEEE/PAS**, Vol.92, No.6, p.1904-1915, Nov./Dec. 1973.

[30] Doughty, R. L., Gise, L., Kalkstein, E. W., Willoughby, R. D. Electrical Studies for an Industrial Gas Turbine Cogeneration Facility. **IEEE/TIA**, Vol.25, No.4, p.750-765, Jul./Aug. 1989.

NOTAS DE AULAS

[31] Penteado, A.,A. Teoria Geral de Máquinas Elétricas. **EPUSP**, Notas de Aula, 2001.

[32] Brandão, A . F. Coordenação da Isolação em Linhas de Transmissão e Subestações. **EPUSP**, Notas de Aula, 1983.

[33] Cahen, M. F. Theorie de La Ferro-resonance. Cours Professé à **L' E.S.F.**, Notas de Aula, 1993

NORMAS

[34] Requisitos Gerais para o Paralelismo de Consumidores Autoprodutores de Energia Elétrica com os Sistemas de Subtransmissão de 139 a 69 kV da CPFL. **NT-1202/01.12.99**

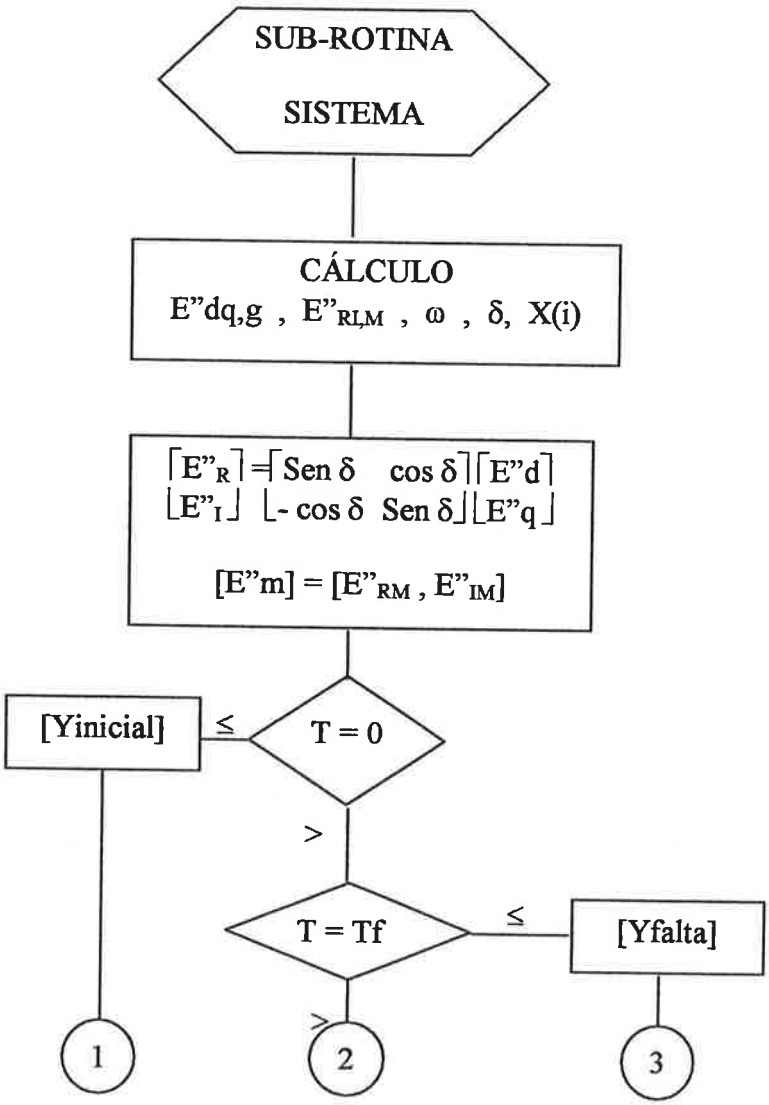
[35] IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers. **C37.2-1991**

APENDICE - A

A simulação dos casos apresentados foi executada em um programa que utiliza a linguagem FORTRAN, cuja sub-rotina e programa principal encontram-se nos fluxogramas simplificados abaixo.

As equações diferenciais dos modelos utilizados para os sistemas físicos considerados, foram calculadas utilizando o método de integração de RUNGE-KUTTA de quarta ordem.

O fluxograma da figura A1 mostra os passos principais da sub-rotina utilizada para o sistema estudado, que contém as equações das máquinas e sistemas específicos.



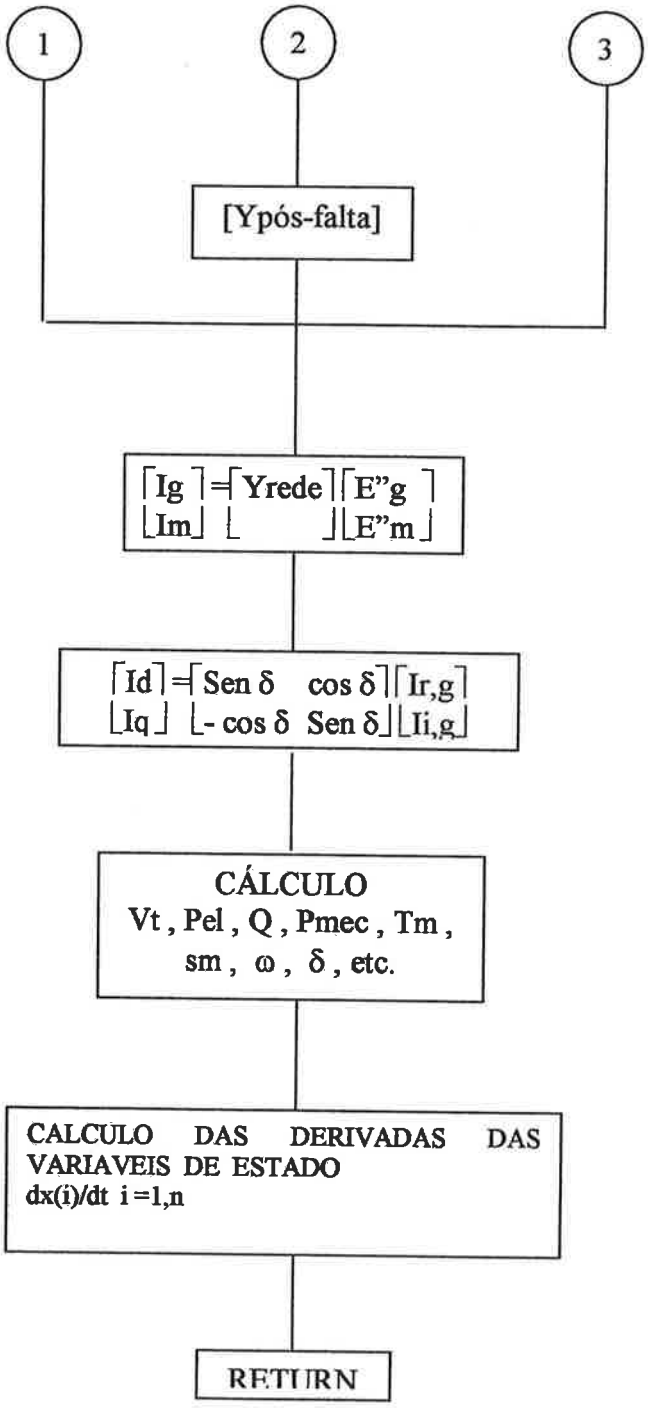
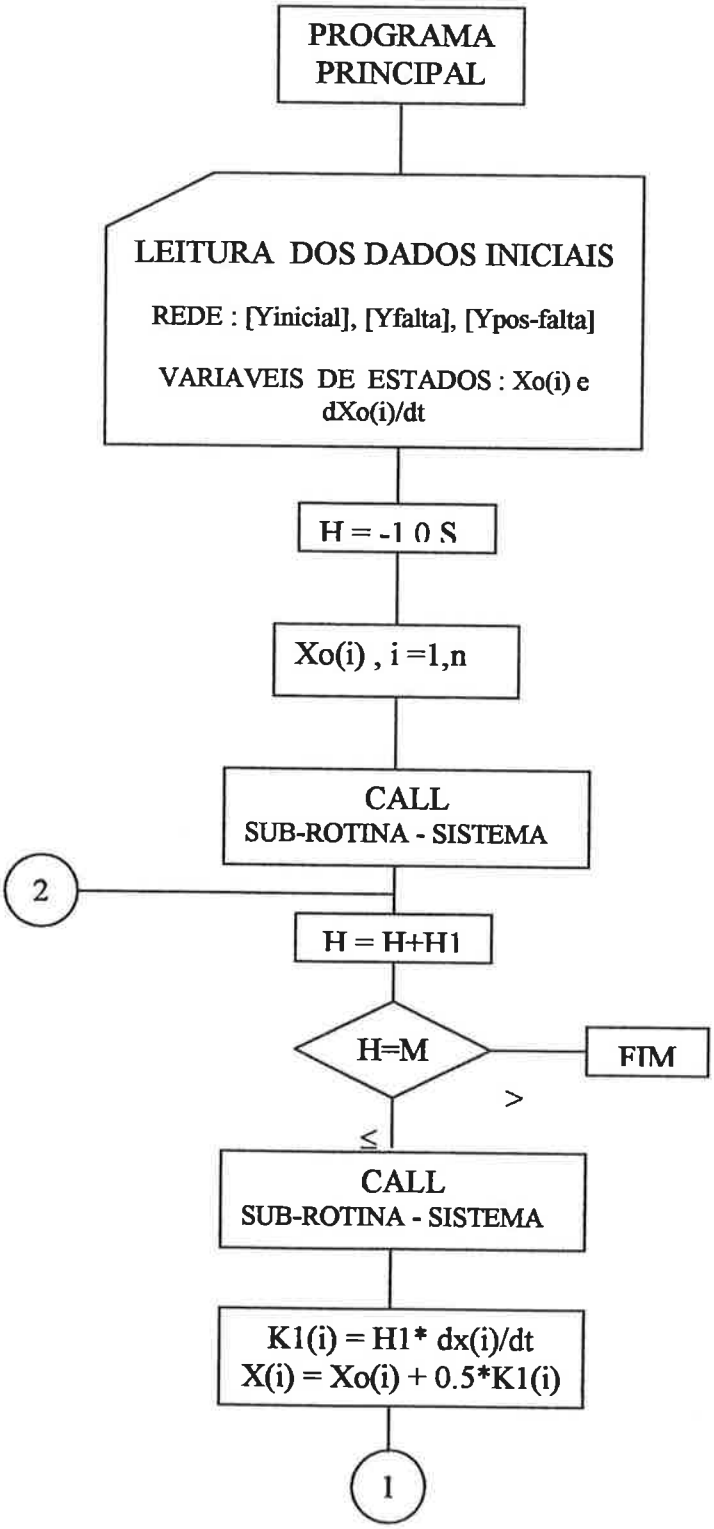


Figura A1 – Fluxograma da sub-rotina do sistema estudado

O fluxograma da figura A2 mostra os blocos simplificados com as instruções do programa principal, que utiliza a sub-rotina para o sistema estudado. Basicamente no programa são lidas as condições e dados do sistema, as instruções de controle, o cálculo das equações diferenciais, e as impressões dos casos simulados.



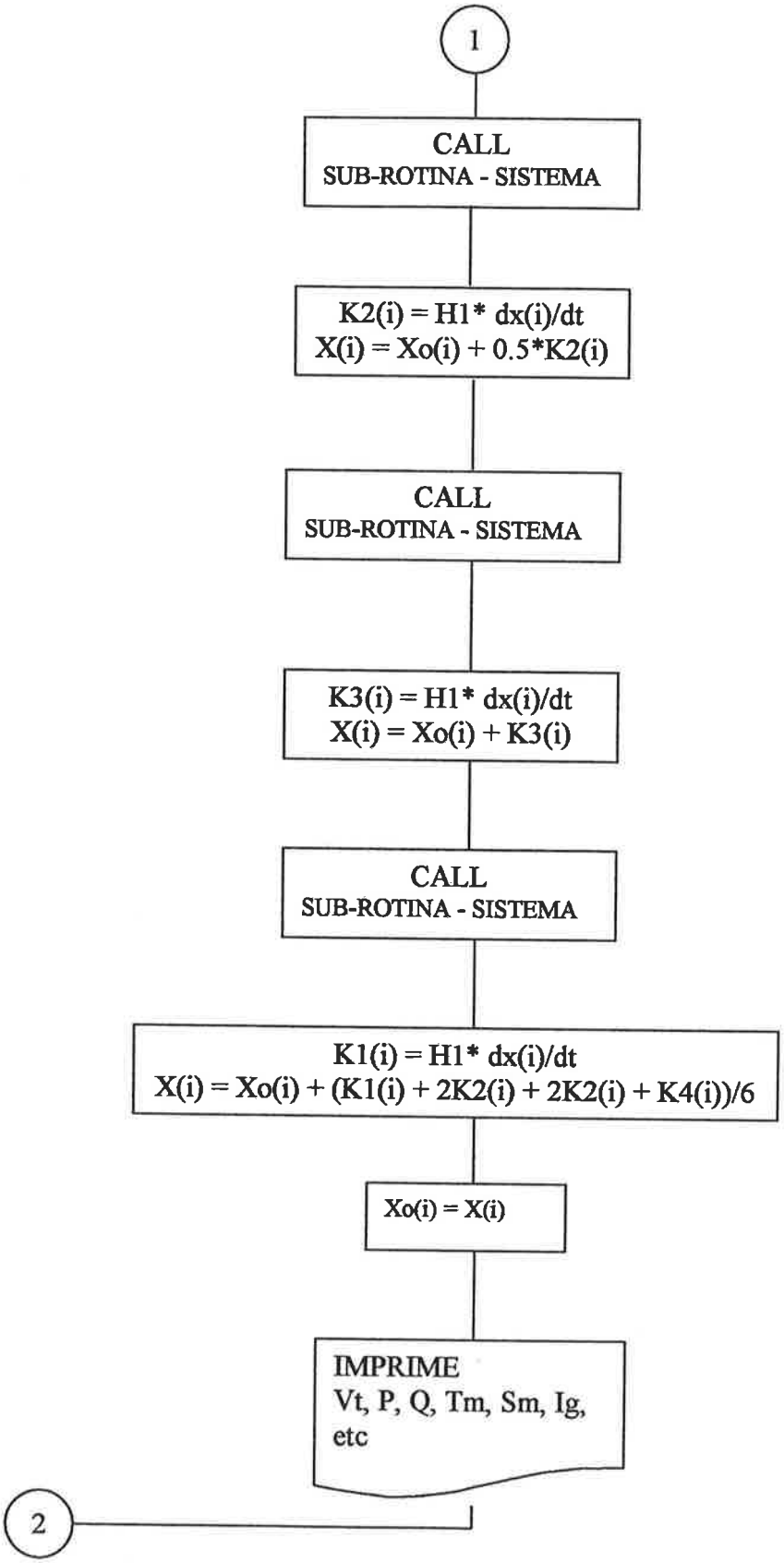


Figura A2 – Fluxograma do programa principal

A figura A3 mostra um exemplo (interrompido) das listagens geradas nos casos estudados.

Tempo(s)	Delta-1(rd)	Delta-2(rd)	Freq.-G1(pu)	Freq.-G2(pu)	D1-D2(grau)
-0.0497	0.50952	0.43848	1.00000	1.00000	4.07043
-0.0492	0.50952	0.43848	1.00000	1.00000	4.07037
-0.0477	0.50952	0.43848	1.00000	1.00000	4.07022
-0.0472	0.50952	0.43848	1.00000	1.00000	4.07017
-0.0007	0.50944	0.43841	1.00000	0.99999	4.07017
-0.0002	0.50944	0.43841	1.00000	0.99999	4.07020
0.0003	0.50943	0.43840	0.99986	0.99991	4.06996
0.0008	0.50939	0.43837	0.99973	0.99983	4.06916
0.0023	0.50912	0.43820	0.99931	0.99957	4.06329
0.0028	0.50898	0.43811	0.99917	0.99949	4.06014
0.0388	0.42485	0.38338	0.98833	0.99198	2.37558
0.0403	0.41812	0.37874	0.98787	0.99161	2.25584
0.0908	0.04815	0.09072	0.97574	0.97905	-2.43925
0.1013	-0.04806	0.00506	0.97568	0.97770	-3.04376
0.1023	-0.05723	-0.00337	0.97568	0.97758	-3.08598
0.2073	-0.89729	-0.97945	0.98368	0.97728	4.70699
0.2998	-1.32573	-1.54550	0.99112	0.99104	12.59220
0.3003	-1.32740	-1.54719	0.99116	0.99112	12.59286
0.3023	-1.33402	-1.55376	0.99129	0.99143	12.59053
0.9993	0.44398	0.33744	1.00700	1.00602	6.10394
0.9998	0.44529	0.33858	1.00699	1.00601	6.11451
1.0003	0.44661	0.33971	1.00697	1.00601	6.12496
1.0008	0.44792	0.34084	1.00696	1.00600	6.13531
1.8508	0.64683	0.54205	1.00150	1.00153	6.00315
1.9997	0.76493	0.66955	1.00265	1.00265	5.46468
2.0002	0.76543	0.67005	1.00265	1.00265	5.46463
2.5867	1.39470	1.27262	1.00212	1.00202	6.99449
2.9947	1.65715	1.52633	1.00157	1.00151	7.49565
2.9997	1.66012	1.52919	1.00157	1.00152	7.50163
3.0002	1.66042	1.52948	1.00157	1.00152	7.50220
3.0007	1.66071	1.52976	1.00157	1.00152	7.50276

Figura A3 – Listagem exemplo

A partir das listagens do tipo mostrada, foram gerados os gráficos utilizando os recursos do EXCEL .

As figuras A4, A5 e A6 são resultado da listagem da figura A3

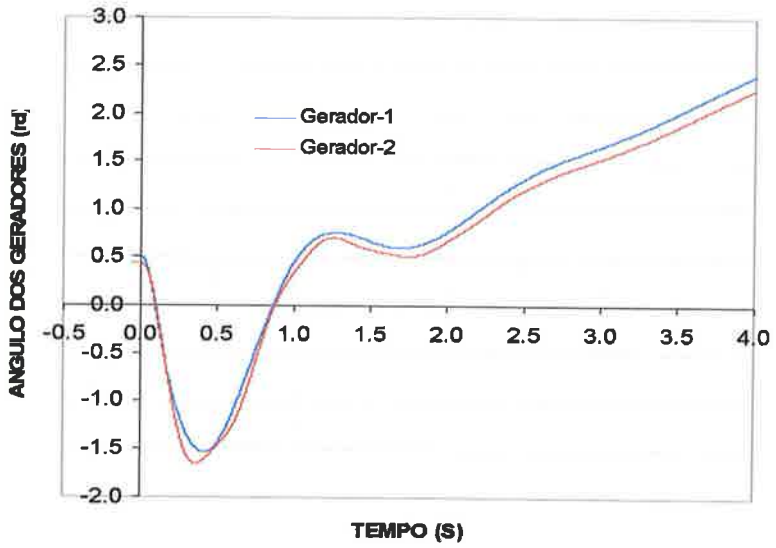


Figura A4 – Gráfico exemplo (Ângulos dos geradores)

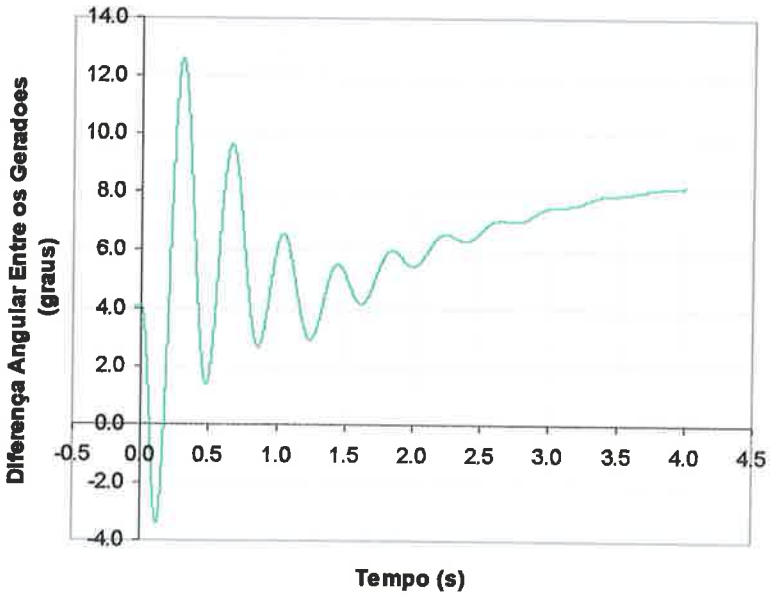


Figura A5 – Gráfico exemplo (Diferença angular dos geradores)

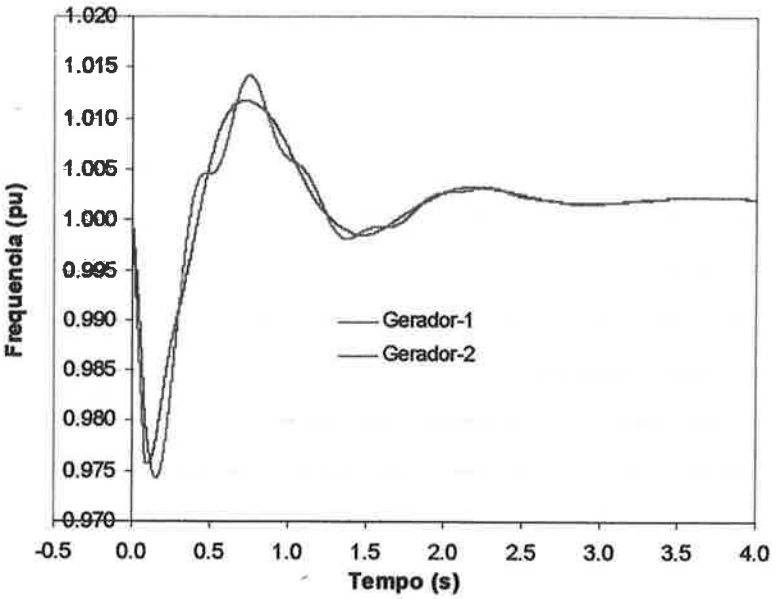


Figura A6 – Gráfico exemplo (Freqüência dos geradores)