



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

RODOLFO ALENCAR DE MEDEIROS

**ESTUDO DA PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO DE UM SISTEMA
DE PARALELISMO MOMENTÂNEO EM RAMPA**

Campina Grande, Paraíba
Novembro de 2010

RODOLFO ALENCAR DE MEDEIROS

ESTUDO DA PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO DE UM
SISTEMA DE PARALELISMO MOMENTÂNEO EM RAMPA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Proteção de Sistemas Elétricos

Orientador:

Prof. Karcus M. C. Dantas, M. Sc.

Campina Grande, Paraíba
Novembro de 2010

RODOLFO ALENCAR DE MEDEIROS

ESTUDO DA PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO DE UM SISTEMA
DE PARALELISMO MOMENTÂNEO EM RAMPA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande como
parte dos requisitos necessários para a obtenção do
grau de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Proteção de Sistemas elétricos

Aprovado em / /

Prof. Karcus M. C. Dantas, M. Sc.
Orientador

Professor Avaliador
Componente da Banca

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, pela força e pela insistência que me permitiu chegar a esse momento tão importante de minha vida.

A toda minha família, especialmente aos meus Pais, Silvano Alencar e Maria de Fátima por me incentivarem e me ajudarem nos momentos mais difíceis pelos quais passei.

Aos professores do Curso de Engenharia Elétrica pela grande participação em minha formação acadêmica, em especial ao Professor Karcus Dantas pelo apoio e participação valiosa na elaboração desse trabalho.

Aos engenheiros Wilson Medeiros de Goes e Carlos Nelson por me darem a oportunidade de realizar trabalhos como este aqui tratado, também como aos meus companheiros de trabalho na CCW Engenharia pela ajuda e incentivo.

Aos amigos e companheiros de luta, Peter Uirle, Éder Alelaf, Joálison Guedes, Pedro Manoel, Rodrigo Almeida, Luciano Ribeiro, Francisco das Chagas, Antônio Alberto, Renemax de Oliveira, Jamison Mota, Leonardo Teodósio, que foram de grande importância para minha formação acadêmica.

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo o estudo da proteção e coordenação de um Sistema de Paralelismo Momentâneo em Rampa, sistema hoje utilizado em larga escala por indústrias com carga instalada considerável. Para a implementação desse sistema foi utilizado um sistema de transferência de carga e um relé digital Sepam S42 responsável pela proteção. Foi realizado estudo sobre o custo benefício do uso de unidades geradoras próprias para suprimento de energia elétrica durante o horário de ponta, visto que as tarifas cobradas pelas concessionárias nesse horário são elevadas. Também foi realizado o estudo sobre as proteções intrínsecas ao sistema de paralelismo, como também a coordenação das proteções com o sistema do alimentador da distribuidora local. Com isso, foram obtidos resultados satisfatórios com relação à coordenação e a seletividade do sistema de paralelismo e o sistema de distribuição de Energia Elétrica local.

ABSTRACT

This paper aims to study the protection and coordination of a Momentary Parallel System, which is used in large scale industries with high load. In order to implement this system it was used a transfer system load and a digital relay Sepam S42 digital. It was accomplished a study about the costs and benefits of using the own generating units to supply electricity during peak hours, since the rates charged by utilities is high at this period of time. Another study was performed on the protection schemes inherent to the parallelism system, as well as the coordination of these protection schemes with the local utility feeder system. In this way, satisfactory results were obtained with respect to coordination and selectivity of the parallelism system versus the local distribution system.

SUMÁRIO

| | |
|--|----|
| Lista De Ilustrações | 7 |
| Lista de Tabelas | 8 |
| 1. INTRODUÇÃO..... | 9 |
| 2. DESENVOLVIMENTO TEÓRICO..... | 10 |
| 2.1 O sistema horo-sazonal e o uso da geração própria..... | 10 |
| 2.2 Princípios fundamentais da proteção | 13 |
| 2.2.1 Fundamentação Básica | 13 |
| 2.2.2 Relés De Proteção..... | 14 |
| 3. Proteção e Coordenação do Sistema de Transferência em Rampa da Asperbrás NI | 18 |
| 3.1 Instalações Elétricas Locais | 18 |
| 3.2 Sistema de Transferência em Rampa (STR) | 19 |
| 3.3 Relé Digital Sepam S42 | 22 |
| 3.4 Proteções Necessárias ao Sistema de Paralelismo Momentâneo em Rampa | 24 |
| 4. Parametrização, Coordenação e Seletividade | 33 |
| 4.1 Configuração do sistema..... | 33 |
| 4.1.1 Dados fornecidos pela COSERN..... | 34 |
| 4.1.2 Dados dos Geradores | 36 |
| 4.1.3 Dados dos Transformadores | 36 |
| 4.1.4 Dados dos Transformadores de Potencial..... | 36 |
| 4.1.5 Características do Relé de Proteção Sepam S42..... | 36 |
| 4.2 Ajustes e Proteções | 37 |
| 4.2.1 Cálculo de curtos-circuitos | 37 |
| 4.2.2 Proteção de Sobrecorrente | 38 |
| 4.2.3 Proteção de Sobrecorrente Direcional (67)..... | 46 |
| 4.2.4 Proteção de Sobrepotência ativa (32) | 46 |
| 4.2.5 Proteção de Sobretensão Fase-Fase (59) | 47 |
| 4.2.6 Proteção de Sobretensão Fase-Neutro (59N)..... | 47 |
| 4.2.7 Proteção de Sobretensão de Sequência Negativa (47)..... | 47 |
| 4.2.8 Proteção de Subfrequência (81L) | 48 |
| 4.2.9 Proteção de Sobrefrequência (81H)..... | 48 |
| 4.2.10 Proteção de Subtensão Fase-Fase (27) | 48 |
| 5. Conclusão | 50 |
| Referências Bibliográficas..... | 51 |

Lista De Ilustrações

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Sistema de Paralelismo Momentâneo em Rampa..... | 12 |
| Figura 2– Subsistemas de um relé digital..... | 16 |
| Figura 3 – Instalações elétricas da ASPERBRÁS..... | 19 |
| Figura 4 – Sistema de transferência em rampa..... | 20 |
| Figura 5 – Módulo de sincronismo e controle..... | 21 |
| Figura 6 – Relé Sepam. | 22 |
| Figura 7 – Sistema de controle e monitoramento Relé Sepam..... | 23 |
| Figura 8 – Diagrama de bloco da proteção de subtensão. | 24 |
| Figura 9 – Diagrama de bloco da proteção de sobretensão. | 25 |
| Figura 10 – Diagrama de bloco da proteção de sobretensão Fase-Neutro. | 26 |
| Figura 11 – Diagrama de bloco da proteção de sobrefrequência. | 26 |
| Figura 12 – Diagrama de bloco da proteção de subfrequência. | 27 |
| Figura 13–Diagrama de bloco da proteção sobretensão de sequência negativa..... | 28 |
| Figura 14 – Diagrama de bloco da proteção sobrepotência ativa..... | 29 |
| Figura 15 - Direção linha ou barra. | 29 |
| Figura 16– Trip por falha na área da linha com $\theta=45^\circ$ | 30 |
| Figura 17 – Proteção de sobrecorrente para tempo definido e tempo inverso. | 31 |
| Figura 18– Diagrama de bloco para proteção de sobrecorrente de fase..... | 31 |
| Figura 19 – Diagrama de bloco para proteção de sobrecorrente de neutro. | 32 |
| Figura 20 – Configuração das instalações da ASPERBRÁS NI..... | 34 |
| Figura 21 - Características da curva Muito Inversa. | 42 |
| Figura 22 – Coordenação de corrente de fase COSERN-ASPERBRAS. | 45 |
| Figura 23 – Coordenação de corrente de neutro COSERN-ASPERBRAS..... | 45 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 - Contribuições dos geradores para um curto-circuito em regime subtransitório na Barra 1 | 38 |
| Tabela 2 - Contribuições dos geradores para um curto-circuito em regime subtransitório na Barra 2 | 38 |
| Tabela 3 - Contribuições dos geradores para um curto-circuito em regime subtransitório na Barra 3 | 38 |
| Tabela 4 – Parâmetros dos Principais tipos de curvas usadas na proteção (manual do relé S42)..... | 41 |

1. INTRODUÇÃO

O Sistema de Paralelismo Momentâneo em rampa entre um ou mais geradores e os sistemas de distribuição das concessionárias vem sendo cada vez mais utilizado por diversas indústrias no Brasil. Este sistema propicia grande benefício em termos de redução de custos a curto e longo prazo, dependendo da quantidade de energia elétrica consumida por parte da indústria beneficiada. O funcionamento deste sistema ocorre no horário de ponta, geralmente por um período de 3 horas diárias, quando a tarifa cobrada pela concessionária local se torna cara. Desta forma, a carga da indústria passa a ser alimentada por uma unidade geradora particular.

Para que se realize a transferência da carga no horário pré-determinado pelo consumidor, utiliza-se o chamado Sistema de Transferência (STR) que basicamente é composto por um grupo de contactores de potência e um módulo de sincronismo e é responsável pelo chaveamento entre a rede de distribuição e os geradores.

Atualmente, para garantir a segurança das instalações, normalmente são usados relés digitais contendo vários esquemas de proteção em um mesmo equipamento, nas quais podem ser citadas as proteções de corrente, tensão, potência e frequência. Essas proteções são exigidas pelas normas das concessionárias e garantem um sistema confiável que não acarreta problemas para outros consumidores e para a própria concessionária.

Nesse trabalho foi realizado um estudo da proteção e da coordenação de unidades geradoras em paralelo com redes de distribuição pertencentes à concessionária de energia elétrica. Para isso, será apresentado um estudo sobre os relés digitais, os quais são os mais empregados atualmente, analisando suas características de proteção, bem como os benefícios e facilidades encontradas com sua aplicação no sistema elétrico.

2. DESENVOLVIMENTO TEÓRICO

2.1 O SISTEMA HORO-SAZONAL E O USO DA GERAÇÃO PRÓPIA

O sistema tarifário brasileiro atualmente em vigor foi estabelecido a partir de 22.04.2010 conforme resolução homologatória ANEEL N° 972/2010.

Conhecida também como tarifa binômia, a tarifa de energia elétrica pode ser constituída por duas parcelas distintas: o consumo e a demanda. Além dessa distinção, o sistema acrescentou o sistema Horo-Sazonal, que estabelece tarifas diferenciadas para consumo e demanda no horário de ponta e fora de ponta e, ainda fixa valores tarifários distintos para os períodos do ano: período seco que compreende o período entre os meses de maio e novembro, e o período úmido que compreende o período entre os meses de dezembro e abril.

As características de cada unidade consumidora estabelecem o seu enquadramento nas diferentes formas de tarifação vigente. Na primeira modalidade, denominada de Tarifa Convencional, estão enquadrados os consumidores residenciais e as pequenas instalações industriais e comerciais. São os consumidores atendidos com tensão inferior a 2,3 kV.

Para as instalações com carga instalada acima de 112.5 kVA, o suprimento é obrigatoriamente feito em média ou alta tensão e é obrigatória a contratação de potência ativa e demanda, podendo o consumidor optar por dois tipos de tarifação: a tarifação horo-sazonal verde e a horo-sazonal azul.

A demanda contratada é a base do contrato do sistema de energia. Refere-se à potência momentânea que a concessionária disponibilizará para o cliente durante todo o período de contrato antes acordado, essa energia é medida em intervalos de 15 minutos sendo registrados apenas valores acima do valor máximo contratado pelo cliente. Caso o valor de demanda seja ultrapassado em mais de 10%, o consumidor pagará cerca de três vezes mais pelo excedente de demanda (ANEEL N° 972/2010). Os valores de demanda contratada em kWh são independentes dos valores de consumo registrado.

Tratando-se do sistema horo-sazonal azul, são fixados dois valores distintos de demanda, um para o horário de ponta e outro para fora de ponta. Já no sistema horo-sazonal verde tem-se a mesma tarifação para horário de ponta e fora de ponta.

O valor da fatura de energia se compõe pelos custos de potência e de energia nos horários de ponta e fora de ponta. Durante o horário de ponta, os valores tarifários são bastante elevados, uma alternativa seria não consumir energia durante esse horário, mas a grande parte das indústrias trabalha de forma ininterrupta durante todo o dia, sendo assim necessário o uso de um artifício para a redução de custos.

Nesse caso, quando não se podem reduzir custos alternando entre as possíveis tarifações, faz-se o uso da geração própria, usando grupos geradores para suprimento da carga durante o horário de ponta. Neste período na qual o custo de energia se torna mais oneroso. Fazendo o estudo do custo benefício quando a utilização do grupo gerador, vê-se que a relação entre a tarifa cobrada pelas concessionárias no horário de ponta e o custo do kWh usando combustível para o gerador, chega a valores de 40% dependendo é claro do rendimento do gerador utilizado. Mais informações sobre o custo benefício em www.stemac.com.br.

Hoje, a maioria das indústrias de grande porte e até mesmo os pequenos centros de produção industrial fazem o uso de geração própria, tanto por incentivos econômicos quanto por incentivos feitos pela própria concessionária local. Mas para a utilização desse sistema de geração, são feitas várias exigências por parte da distribuidora de energia, principalmente no que diz respeito à proteção do sistema de transferência de carga para o gerador e vice-versa.

Gerar energia no horário de ponta tem o inconveniente de trocar a fonte supridora duas vezes ao dia: da rede para o gerador e do gerador para a rede, no início e fim do horário de ponta respectivamente. Embora a transferência de carga possa ser feita rapidamente, poderá haver perda de carga durante a mudança para outra fonte de energia. Mas com o avanço da tecnologia, pode-se solucionar esse inconveniente, adotando-se grupos geradores com sistemas de transferência fechada cuja principal característica é a não interrupção do suprimento da carga.

Para operar em paralelo com a concessionária, há duas possibilidades: a primeira é paralelismo momentâneo com tempo de paralelismo inferior a 15 segundos, e a segunda é o paralelismo permanente onde o gerador permanece em paralelo com a concessionária durante todo o período de ponta.

Em ambos os casos, a unidade consumidora deve alterar o contrato de conexão e distribuição de energia e assinar um acordo operativo com a concessionária. Para ser possível essa conexão é cobrado pela concessionária um estudo de proteção e coordenação do sistema de paralelismo rede/gerador com as proteções de seu

alimentador, para que não haja prejuízo para a própria concessionária nem para os demais consumidores que se beneficiam desse alimentador.

A transferência em rampa de carga é feita sincronizando o grupo gerador com a rede e, em seguida, comandando o fechamento das chaves de paralelismo. O paralelismo, feito por um sincronizador automático, controla tensão e frequência do grupo gerador e verifica a seqüência de fases (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2003). A Figura 1 ilustra as características do funcionamento de um sistema com transferência em rampa.

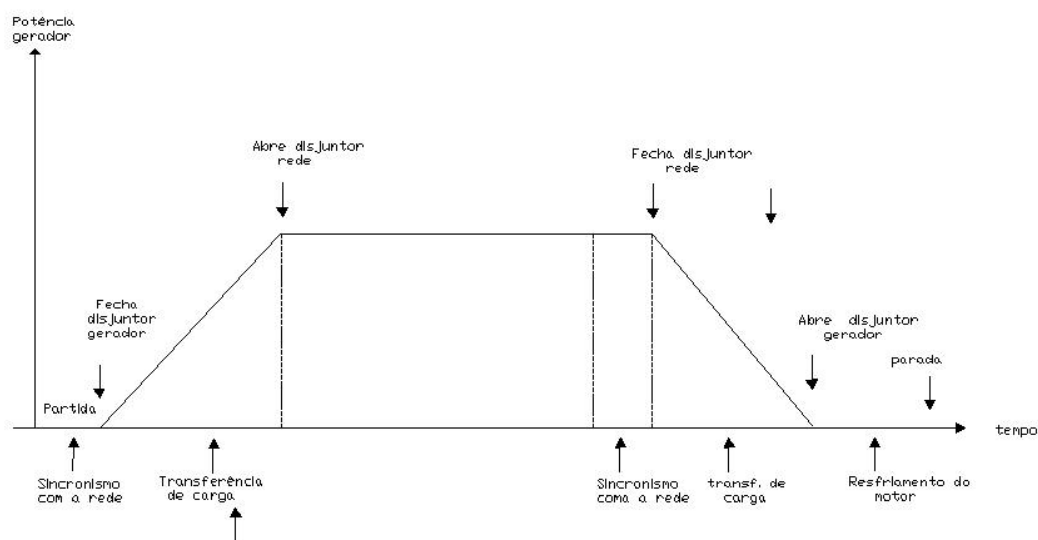


Figura 1 – Sistema de Paralelismo Momentâneo em Rampa.

O sistema deve supervisionar o fluxo de corrente e manter a dosagem do combustível injetado no motor do grupo gerador, portanto ao fechar a chave de interconexão e entre o gerador e a carga, o mesmo Não entra em carga nem é motorizado pela rede. Uma vez fechada a chave, tem início o processo de transferência de carga numa taxa programada com incremento em kW por segundo sendo que o limite não pode exceder o limite de potência do grupo gerador.

Em termos gerais, o mesmo sistema pode ser utilizado para suprimento de energia em regime de Peak Shaving. Isto é, o grupo gerador permanece em paralelo com a rede suprindo a energia que exceder a energia prefixada para a rede. Para a geração de potência ativa o sistema atua sobre o governador de rotações, fornecendo mais ou menos combustível, mantendo a rotação constante e variando a quantidade de kW fornecidos à carga.

2.2 PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS DA PROTEÇÃO

2.2.1 FUNDAMENTAÇÃO BÁSICA

Para melhor entendimento de um sistema de proteção, alguns conceitos são definidos a seguir:

- **Confiabilidade da proteção** – É a probabilidade de funcionamento correto da proteção quando houver a necessidade de sua atuação. Para isto a proteção deve atuar adequadamente para uma falta dentro de sua zona de proteção e não deve atuar para uma falta fora de sua zona de proteção.
- **Segurança na proteção** – É uma expressão usada para identificar a habilidade de um sistema ou equipamento de deixar de operar desnecessariamente. Porém, assim como confiabilidade da proteção, o termo muitas vezes é usado para indicar que um sistema está operando corretamente.
- **Sensibilidade na proteção** – É a habilidade que um sistema tem de identificar uma situação de funcionamento anormal em que exceda o nível normal ou detectar o limiar em que a proteção deve atuar.
- **Seletividade na proteção** – É uma expressão associada ao arranjo dos dispositivos de proteção de forma que somente o elemento em falta seja retirado do sistema. Isto é, os demais elementos devem permanecer conectados ao sistema. A característica de seletividade restringe a interrupção somente dos componentes que estão em falta.
- **Zona de proteção** – São as regiões de sensibilidade.
- **Coordenação dos dispositivos de proteção** – Determina os ajustes com o objetivo de conseguir a sensibilidade de coordenação entre os dispositivos de proteção,

de forma que as proteções adjacentes só atuem no caso de falha das proteções responsáveis por prover proteção à zona específica.

- Falso desligamento – Este fato ocorre, quando o relé opera provocando o desligamento desnecessário em decorrência de uma falta fora da zona de proteção ou quando não há a ocorrência de falta.

2.2.2 RELÉS DE PROTEÇÃO

Os relés de proteção, principais equipamentos de proteção dos sistemas elétricos, são encarregados da retirada rápida do elemento (equipamento, barra ou seção de linha) quando este está em curto-circuito ou operação anormal de funcionamento, impedindo que o problema se propague a outros elementos do sistema.

Os relés devem também informar a devida localização da falta com o objetivo da rápida manutenção do elemento causador do defeito e, portanto o rápido religamento ou bloqueio dependendo da situação de operação. É importante também que haja o registro de informações do relé, como grandezas analógicas e digitais, possibilitando a análise da falta e da atuação da proteção usada. A seguir segue uma breve apresentação acerca dos relés de proteção, iniciando com os relés eletromecânicos bastantes utilizados em décadas passadas, até os relés mais utilizados na atualidade, os relés digitais.

➤ Relés Eletromecânicos

Os relés eletromecânicos, primeiro tipo de relés, têm sido usados por muitos anos. São formados por uma bobina onde é aplicado um sinal de controle e um conjunto de contatos que controlam os circuitos externos a serem protegidos.

Esse tipo de relé tem a vantagem de poder isolar completamente o circuito de controle do circuito controlado e, além disso, dirigir correntes nos dois sentidos, ou ainda realizar funções complexas de comutação. A desvantagem está na lenta velocidade de operação, no surgimento de ruídos e arcos produzidos ao se acionar os contatos ocasionando uma baixa confiabilidade.

➤ Relés Estáticos

Os relés estáticos tiveram seu início na década de 60 e surgiram com a evolução da física de estado sólido. Estes tipos de relés não possuem movimentação mecânica no seu mecanismo de atuação. Por não possuírem partes móveis são extremamente rápidos, comparados aos relés eletromecânicos. Além disto, apresentam uma melhora nas características de sensibilidade e repetibilidade (as partes móveis dos relés eletromecânicos se desgastam com o tempo, enquanto os relés estáticos não apresentam danos para atuação repetidas vezes).

Devido aos componentes estáticos, tem-se também menor consumo de potência, menor tamanho e um grau de manutenção menor. Como desvantagem, apresenta-se a maior sensibilidade, e, portanto, susceptibilidade a variações de pequenos transientes ocorrido no sistema, bem como maior sensibilidade a variações de temperatura.

Os relés estáticos podem ser usados para a maioria dos tipos de proteção, tais como: proteção de linha de transmissão, de transformadores, de barramentos, de geradores síncronos, etc.

➤ Relés Digitais

Os relés digitais são considerados a terceira geração dos relés estáticos. Estes relés utilizam como base os microprocessadores. (CAMINHA, A. C, 2000.)

A primeira geração dos relés digitais (estáticos) é aquela em os equipamentos utilizavam os transistores, enquanto a segunda geração fez uso dos circuitos integrados e amplificadores operacionais. A terceira geração dos relés estáticos veio com a grande flexibilidade dos microprocessadores. Com isso um mesmo relé pode exercer várias funções, tais como: controle, gravação dos dados amostrados, informação de eventos e diferentes funções de proteção.

Os dados são armazenados no hardware e diferentes programas podem ser executados simultaneamente ou não neste mesmo hardware. Estes dados armazenados devem ser periodicamente retirados da memória (devido ao limite da capacidade de dados armazenados) para que novos dados possam ser gravados sem perda de informação. Como os dados estão armazenados, e não oscilografados e impressos podem ser tratados (através de processamentos matemáticos dos sinais e/ou filtragem) para se obter diversos resultados que facilitem a análise dos operadores do sistema e

engenheiros de proteção. Na Figura 2 é apresentada a estrutura de integração dos sistemas de supervisão, controle, medição e proteção do sistema de energia elétrica.

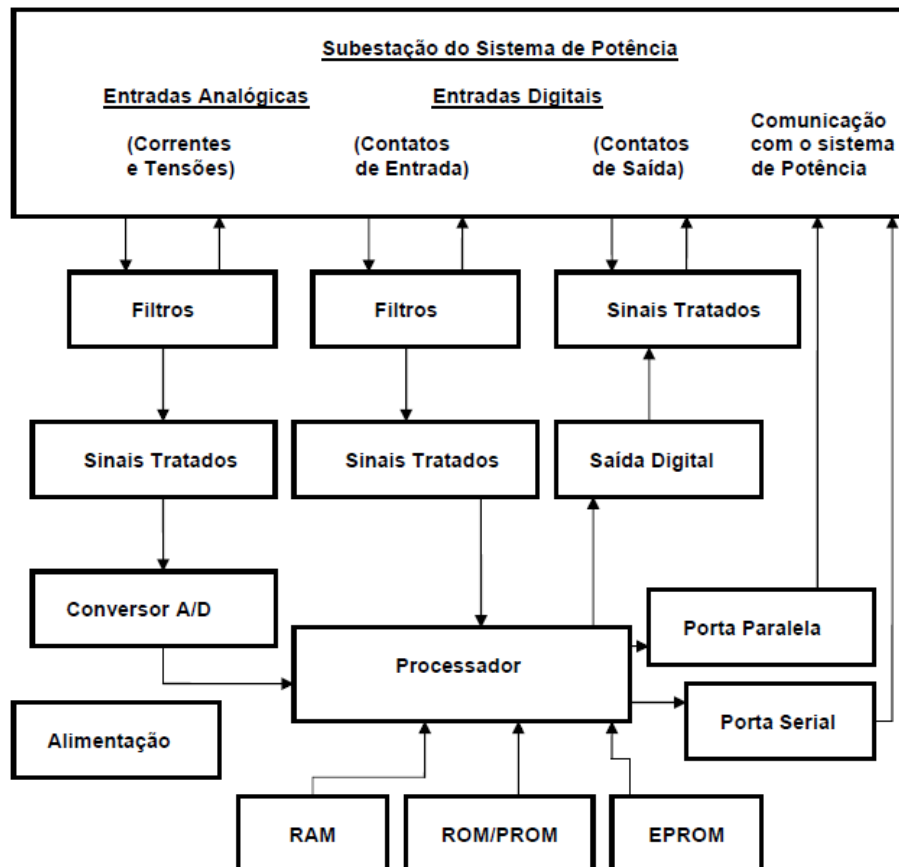


Figura 2– Subsistemas de um relé digital, (COTOSCK, 2007).

Os relés digitais estão cada vez mais sendo utilizados no universo dos sistemas de proteção elétrica, sua utilização proporciona vários benefícios, mas também há algumas desvantagens em seu uso, algumas das vantagens e desvantagens dos relés digitais (COTOSCK, 2007) estão citados abaixo:

➤ Vantagens:

- Automonitoramento;
- Detecção e diagnóstico de faltas;
- Melhor exploração do potencial das funções de proteção;
- Permite o desenvolvimento de novas funções e métodos de proteção;
- Compartilham dados através de redes de comunicação;
- Interface Homem–Máquina (IHM) avançada;

- Redução das interferências do meio ambiente nas condições operativas dos equipamentos;
- Adaptação aos requisitos funcionais operativos;
- Transfere e recebe dados;
- Custos cada vez mais baixos.

➤ Desvantagens:

- Vida útil reduzida (10 a 15 anos), enquanto os convencionais possuem vida longa (acima de 30 anos);
- O “hardware” dos relés digitais avança rapidamente, tornando-os ultrapassados;
- Interferências eletromagnéticas.

3. PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSFERÊNCIA EM RAMPA DA ASPERBRÁS NI

3.1 INSTALAÇÕES ELÉTRICAS LOCAIS

A ASPERBRÁS NORDESTE IRRIGAÇÃO é uma indústria localizada em Natal no Rio Grande do Norte com atuação na área de fabricação de materiais para irrigação agrícola, como canos, tubulações e outros tipos referentes a essa aplicação.

Com o crescimento da indústria e conseqüentemente da carga instalada, se tornou necessário o uso de outra forma de energia, pois as tarifas, de consumo ativo e demanda de potência, cobradas no horário de ponta pela concessionária são bastante onerosas. Daí, a implantação de um sistema que diminuísse os custos no horário de ponta, feito de tal maneira que um grupo gerador assumisse a carga instalada durante todo o horário de ponta, devolvendo o suprimento da carga para a rede logo após o término das três horas de ponta.

Nas antigas instalações da ASPERBRÁS NI havia apenas um barramento que era usado para a distribuição da carga de toda a indústria, feito por um sistema de transferência de carga entre um gerador de 405 kVA e um transformador de 500 kVA, ficando um único gerador responsável por toda a carga durante o horário de ponta. Devido ao crescente aumento da carga e conseqüentemente da demanda de potência da indústria, se fez necessário a implementação de outro sistema de transferência de carga independente do primeiro. Para isso foi dividido o barramento em duas partes, o Barramento A suprido pelo sistema rede/gerador já existente e, o Barramento B suprido por um novo sistema de transferência de carga que é descrito neste trabalho.

A divisão do barramento em dois e os dois sistemas de transferência de cargas independentes podem ser vistos na Figura 3.

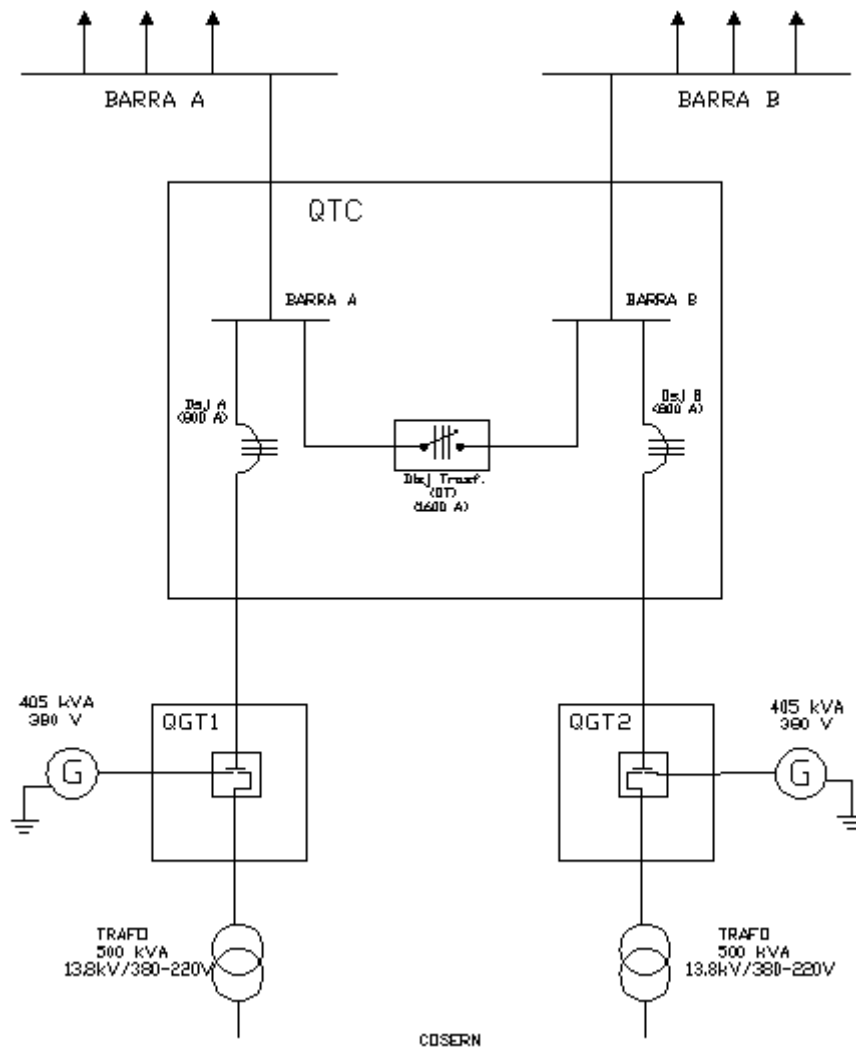


Figura 3 – Instalações elétricas da ASPERBRÁS.

3.2 SISTEMA DE TRANSFERÊNCIA EM RAMPA (STR)

O sistema de transferência (STR) é responsável por chavear a fonte de alimentação da rede para o gerador no início do horário de ponta e, do gerador para a rede ao término do mesmo. Lembrando que o STR também atuará quando da falta de energia da concessionária, fazendo com o gerador entre e supra a carga, devolvendo-a apenas quando a tensão da rede se restabelecer. O STR referente ao projeto em questão pode ser visto na Figura 4.



Figura 4 – Sistema de transferência em rampa.

Como foi apresentada no capítulo 2, a transferência de carga é fechada, ou seja, não há interrupção da alimentação durante as duas transferências, pois é feita de tal forma que o gerador e a rede ficam em paralelo durante um tempo de no máximo 15 s (COSERN, 2008), tempo esse necessário para que o controle do STR atue sobre o sistema de injeção de óleo no motor fazendo com que o gerador assuma a carga paulatinamente, até que a carga esteja totalmente suprida pelo gerador e a alimentação da rede possa ser cortada. Ao término do horário estabelecido, a rede retoma a carga de maneira equivalente ao processo anterior.

O STR é basicamente composto por um grupo de contactores/disjuntores e por um módulo de sincronismo e controle. Com mais detalhes, o módulo de sincronismo atua da seguinte forma:

- Ao início do horário definido, o STR dá partida no gerador;

- Realiza o sincronismo da tensão, frequência e ângulo de fase do gerador com a rede;
- Após o sincronismo, o contactor que interliga o gerador ao barramento principal da carga fecha;
- Daí em diante, o gerador vai assumindo a carga até que o mesmo esteja suprindo toda a carga, lembrando que o tempo máximo permitido para esse paralelismo é de 15 segundos;
- Nesse momento, o contactor de interligação da rede abre, deixando o gerador como única fonte de fornecimento de energia;
- O processo de retorno da rede é feito de forma semelhante.

O módulo de transferência de carga (INTELIGEN, 2009), responsável pelo controle do chaveamento entre o gerador e a rede durante o paralelismo é mostrado na Figura 5.



Figura 5 – Módulo de sincronismo e controle.

3.3 RELÉ DIGITAL SEPAM S42

O relé Sepam S42 foi projetado para a operação de máquinas e redes de distribuição elétrica nas instalações industriais e nas subestações das distribuidoras de energia, feitos de tal forma que suportam todos os níveis de tensão. Tem alto desempenho e são adaptados às aplicações mais exigentes, que necessitam de medição de tensão e corrente. Mais informações sobre o relé digital Sepam S42 podem ser encontradas no manual Relé Sepam S42 disponível em www.schneider.com.br. A Figura 6 ilustra o relé Sepam com e sem IHM.



Figura 6 – Relé Sepam.

Dentre as principais proteções oferecidas pelo relé Sepam, podemos citar:

- Proteção de sobrecorrente de fase e fuga à terra com tempo ajustável, com mudança dos grupos de ajustes ativos e seletividade lógica;
- Proteção de fuga à terra insensível a corrente de inrush dos transformadores;
- Proteção térmica RMS considerando a temperatura de operação externa e os regimes de ventilação;

- Proteção direcional de fuga à terra, adaptada a todos os sistemas de aterramento do neutro, isolado, compensado ou impedante;
- Proteção direcional de sobrecorrente de fase com memória de tensão;
- Funções de proteção de sobretensão e subtensão;
- Funções de proteção de subfrequência e sobrefrequência.

No que diz respeito à comunicação com o meio externo, a família Sepam tem um avançado sistema de supervisão (S-LAN) baseada nos seguintes protocolos de comunicação: Modbus RTU, DNP3, IEC 60870-5-103, IEC 61850 (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008), outra característica é que todas as informações necessárias para operar o equipamento à distância através de um sistema de controle e monitoramento é disponível pela própria porta de comunicação. Na Figura 7 é mostrado o esquema de controle e monitoramento do relé de proteção S42.



Figura 7 – Sistema de controle e monitoramento Relé Sepam.

Outra vantagem do Relé Sepam é o rápido e preciso diagnóstico de falhas, como amostragem das correntes de trip, oscilografia, supervisão do circuito de trip, tempo de operação das diversas proteções.

Também acompanha um avançado software de configuração e parametrização, o STF2841 (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) que instalado no PC permite acesso a todas as funções do relé.

O STF2841 é um avançado software que permite ao usuário uma melhor interface com o Sepam S42, permite o acompanhamento de toda a oscilografia das proteções ativas, diagnósticos de falhas, entre outras funções, mais informações no próprio manual do relé Sepam S42.

3.4 PROTEÇÕES NECESSÁRIAS AO SISTEMA DE PARALELISMO MOMENTÂNEO EM RAMPA

➤ Subtensão (ANSI - 27)

Esta função é trifásica e funciona segundo a tensão de fase–neutro (V_s) ou fase-fase (U_s), será ativada quando alguma das tensões permanecerem abaixo de um valor ajustado, durante uma temporização (T) pré-definida.

Suas principais características (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) são:

- A temporização T é realizada com tempo definido, ou seja, para qualquer valor de tensão acima do valor U_s o relé atua para um único valor de tempo;
- O ajuste de tensão varia entre $5\% U_{np} \leq U_s \leq 100\% U_{np}$, sendo U_s o valor da tensão de sensibilização do relé e U_{np} a tensão nominal primária da instalação.

A Figura 8 mostra o diagrama de blocos do funcionamento da proteção de Subtensão.

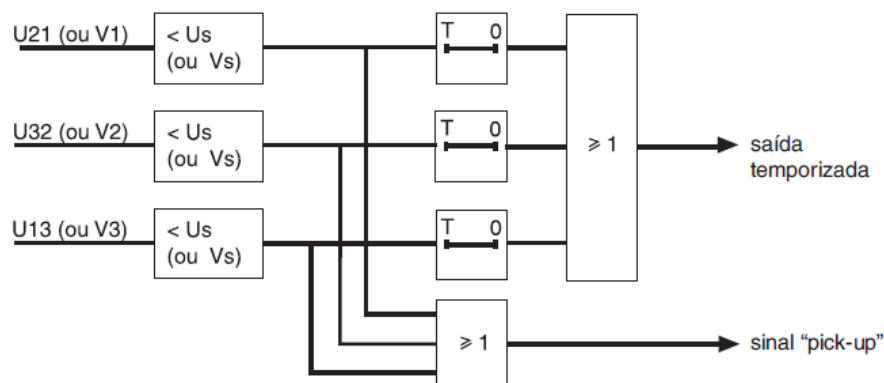


Figura 8 – Diagrama de bloco da proteção de subtensão (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

➤ Sobretensão Fase-Fase (Código ANSI - 59)

Esta proteção é trifásica e opera em tensão fase–neutro (V_s) ou fase-fase (U_s), será ativada se uma das tensões relativas for superior ao ajuste de tensão U_s durante um tempo pré-definido.

Suas principais características (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) são:

- A temporização T é realizada com tempo definido;
- O ajuste de tensão varia entre $100\% U_{np} \leq U_s \leq 150\% U_{np}$.

A Figura 9 mostra o diagrama de blocos do funcionamento da proteção de Sobretensão.

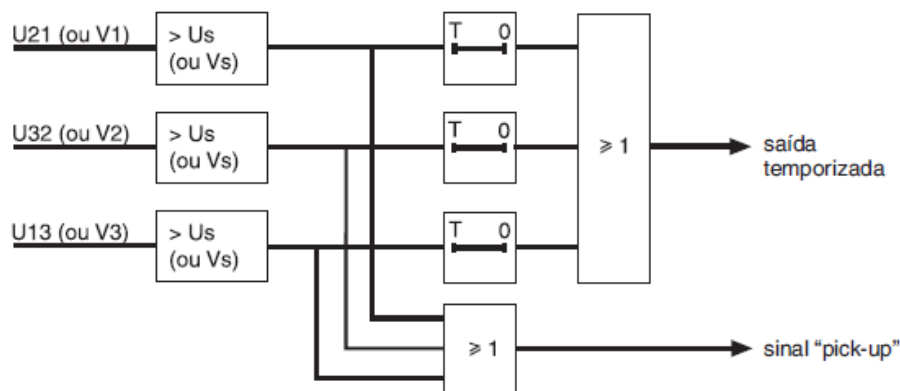


Figura 9 – Diagrama de bloco da proteção de sobretensão (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

➤ Sobretensão Fase-Neutro (Código ANSI – 59N)

Esta proteção é ativada se a tensão residual (V_0) for superior ao ajuste de tensão residual (V_{s0}), sendo V_0 o resultado da soma entre as tensões de fase, $V_0 = V_1 + V_2 + V_3$.

Suas principais características (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) são:

- A temporização T é realizada com tempo definido;
- O ajuste de tensão varia $2\% U_{np} \leq V_{s0} \leq 80\% U_{np}$.
- A tensão residual é calculada pelas três tensões de fase ou medida por TP externo.

A Figura 10 mostra o diagrama de blocos do funcionamento da proteção de Sobretensão Fase-Neutro.

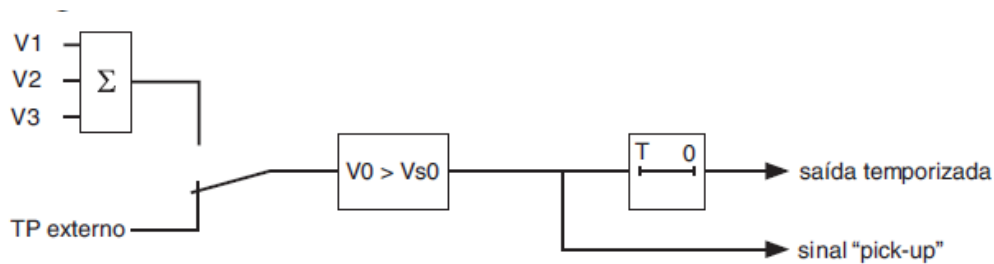


Figura 10 – Diagrama de bloco da proteção de sobretensão Fase-Neutro (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

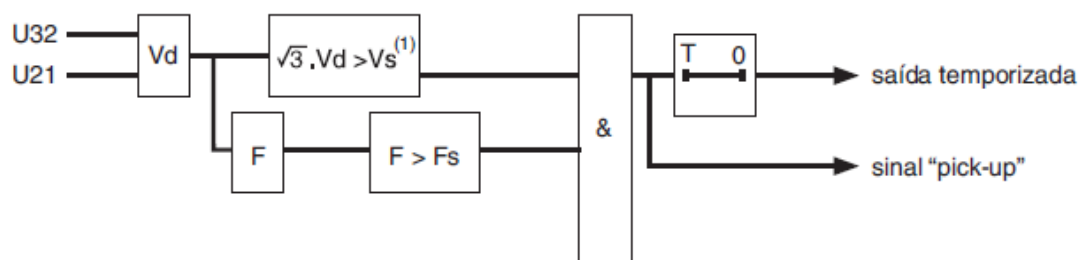
➤ Sobrefrequência (Código ANSI – 81H)

Esta função de proteção é ativada quando a frequência da tensão de seqüência positiva for superior ao nível de ajuste e se a tensão de seqüência positiva for superior ao ajuste V_S . Caso um único Transformador de Potencial (TP) esteja conectado medindo apenas uma tensão de linha, por exemplo, a tensão U_{21} , a função será ativada quando a frequência for superior ao ajuste de frequência (F_S) e se a tensão U_{21} for superior ao ajuste de tensão V_S .

Suas principais características (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) são:

- A temporização T é realizada com tempo definido;
- O ajuste de frequência varia entre $60\text{Hz} \leq F_S \leq 65\text{Hz}$;
- O ajuste de tensão varia entre $20\% U_{np} \leq V_S \leq 50\% U_{np}$.

A Figura 11 mostra o diagrama de blocos do funcionamento da proteção de Sobrefrequência.



(1) Ou $U_{21} > V_S$ se um único TP.

Figura 11 – Diagrama de bloco da proteção de sobrefrequência (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

➤ Subfrequência (Código ANSI – 81L)

Esta função de proteção é ativada quando a frequência da tensão de seqüência positiva for inferior ao F_S e se a tensão de seqüência positiva for superior ao ajuste V_S .

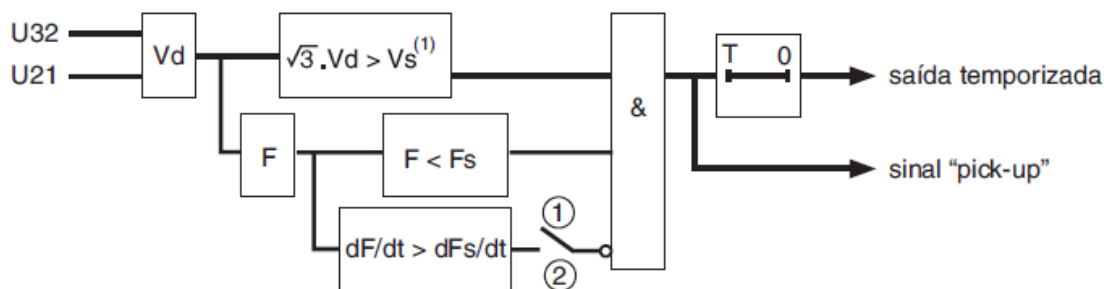
Caso um único TP esteja conectado medindo apenas a tensão U_{21} , a função será ativada quando a frequência for inferior ao F_S e se a tensão U_{21} for superior ao ajuste de tensão V_S .

Suas principais características (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) são:

- A temporização T é realizada com tempo definido;
- O ajuste de frequência varia entre $50\text{Hz} \leq F_S \leq 60\text{Hz}$;
- O ajuste de tensão varia entre $20\% U_{np} \leq V_S \leq 50\% U_{np}$.

Essa proteção inclui uma restrição que pode ser configurada segundo a inversão de frequência, que inibe a proteção no evento de um decréscimo contínuo da frequência superior ao ajuste de inibição. Este ajuste permite evitar o trip de todas as cargas na realimentação do barramento pela tensão remanente dos motores, seguida da perda da entrada.

A Figura 12 mostra o diagrama de blocos do funcionamento da proteção de Subfrequência.



Ajuste: ① sem restrição

② com restrição

(1) Ou $U_{21} > V_S$ se um único TP.

Figura 12 – Diagrama de bloco da proteção de subfrequência (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

➤ Sobretensão de Sequência Negativa (Código ANSI – 47)

Esta proteção será ativada se a tensão de sequência negativa (\vec{V}_l) for superior ao ajuste de sobretensão (V_{Si}), quando permanecer por um tempo pré-definido. A tensão de sequência negativa é determinada pelas tensões das três fases, funcionando com a conexão $V_1 V_2 V_3$, $U_{21}/U_{32} + V_0$ e U_{21}/U_{32} , a tensão de sequência negativa é dada por:

$$\vec{V}_i = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a^2\vec{V}_2 + a\vec{V}_3) \quad \text{ou} \quad \vec{V}_i = \frac{1}{3}(\vec{U}_{21} - a\vec{U}_{32})$$

$$\text{Com } a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

Suas principais características (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) são:

- O ajuste de tensão varia entre $1\% U_{np} \leq V_{si} \leq 50\% U_{np}$;
- A temporização T é feita com tempo definido.

A Figura 13 mostra o diagrama de blocos do funcionamento da proteção de Sobre tensão de Sequência Negativa.



Figura 13–Diagrama de bloco da proteção sobre tensão de sequência negativa (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

➤ Direcional de Sobrepotência Ativa (Código ANSI – 32)

Esta função (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) pode ser utilizada de duas formas:

- Proteção de sobrepotência ativa para a administração de energia;
- Proteção de potência ativa reversa para a proteção de motores que passam a trabalhar como geradores e vice-versa.

É ativada se a potência ativa que transita em uma ou outra direção (fornecida ou absorvida) for superior ao ajuste de potência (P_S), após permanecer com esse valor durante um tempo pré-definido. Baseia-se no método dos dois wattímetros, e a função somente é operante se a seguinte condição entre a potência ativa (P) e a potência reativa (Q) for respeitada:

$$P \geq 3,1\% Q$$

Com essa condição é permitido obter uma grande sensibilidade e uma grande estabilidade em caso de curto-circuito.

A Figura 14 mostra o diagrama de blocos do funcionamento da proteção de Sobrepotência Ativa.

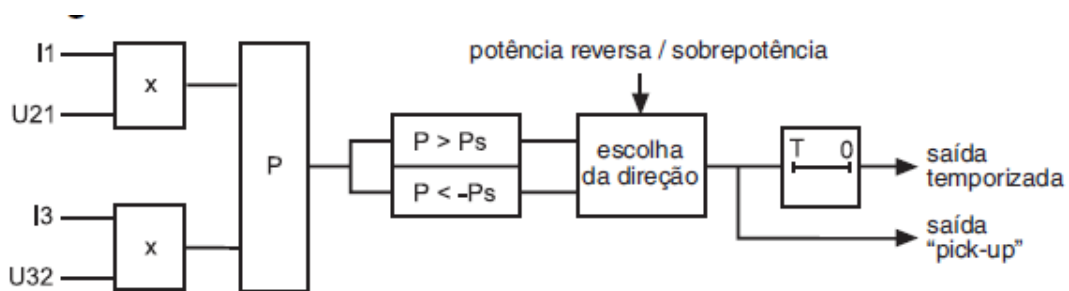


Figura 14 – Diagrama de bloco da proteção sobrepotência ativa (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

Suas principais características (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) são:

- O ajuste de P_S varia com a potência aparente (S_n) e a tensão U_{np} de acordo com a condição de $1\% S_n \leq P_S \leq 120\% U_{np}$;
- A temporização T é feita com tempo definido.

➤ Direcional de Sobrecorrente de Fase (Código ANSI – 67)

Esta proteção inclui uma função de proteção de sobrecorrente de fase associada a uma detecção de direção. É ativada se a função sobrecorrente de fase na direção escolhida (linha ou barra) estiver ativada para no mínimo uma das três fases (ou duas fases em três, segundo a configuração escolhida), podendo ser temporizada com tempo definido ou tempo inverso. A direção da corrente é determinada pela medição de sua fase em relação a uma grandeza de polarização e, é qualificada como direção da barra ou direção da linha segundo a Figura 15.

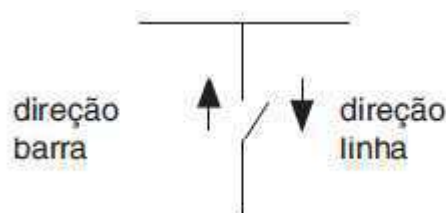
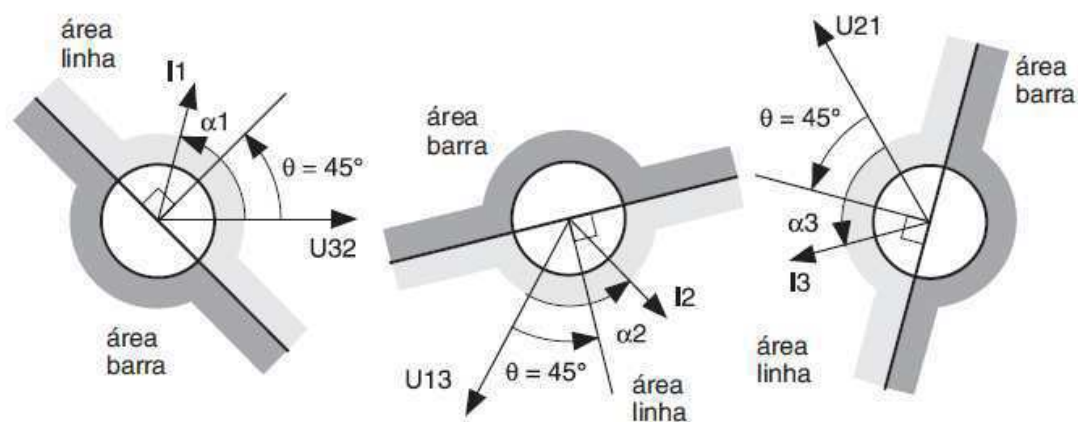


Figura 15 - Direção linha ou barra (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

A grandeza de polarização é a tensão fase-fase em quadratura com a corrente para $\cos \varnothing = 1$ (ângulo de conexão em 90°), ou seja, para o caso de alguma falta fase-terra na linha 1, a tensão de referência de polarização usada para a sensibilização do relé estará na linha 2-3 fazendo com a mesma não seja modificada e a proteção não fique sem nenhuma referência. O plano dos vetores da corrente de uma fase é dividido em dois semiplanos correspondentes à área da linha e à área de barra. O ângulo característico \varnothing é o ângulo perpendicular à reta entre estas duas áreas e a grandeza de polarização. O exemplo do trip para uma linha com $\theta=45^\circ$ pode ser visto na Figura 15.



Trip por falha na área da linha com $\theta = 45^\circ$.

Figura 16– Trip por falha na área da linha com $\theta=45^\circ$ (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

➤ Proteção de Sobrecorrente de Fase (Código ANSI – 50/51)

A proteção sobrecorrente de fase é trifásica. É ativada se uma, duas ou três das correntes de fase atingirem o nível da corrente de ajuste (I_s). Sua temporização T pode ser realizada de duas formas: com um tempo definido ou com tempo inverso segundo as curvas da Figura 16.

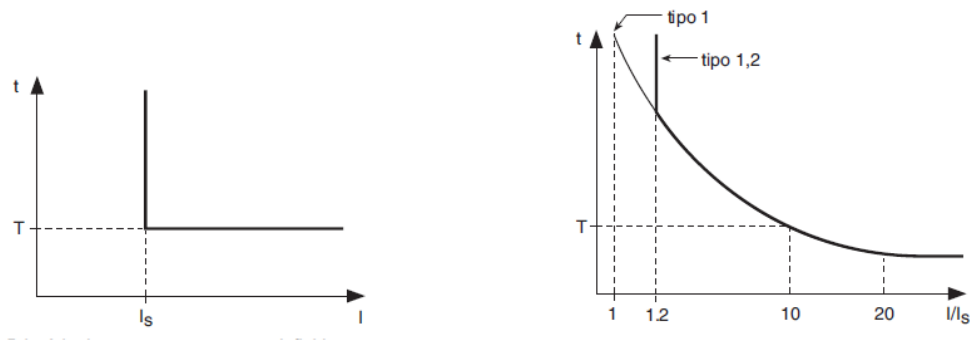


Figura 17 – Proteção de sobrecorrente para tempo definido e tempo inverso (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

Para a característica de tempo definido (Figura 16), o ajuste I_s corresponde ao limiar inferior de corrente para a sensibilização do relé, ou seja, para qualquer valor de corrente (I) o relé atuará para uma mesma temporização T .

Já para a característica de tempo inverso (Figura 16), o ajuste I_s corresponde à assíntota vertical da curva especificando a corrente de partida do relé e a temporização T corresponde ao retardo de funcionamento para o valor de $10I_s$. A função leva em consideração as variações da corrente durante a temporização, dessa forma, para cada valor de I tem-se um valor distinto de T . Para as correntes de amplitude elevada, a proteção possui uma característica com tempo definido:

- Se $I > 20 I_s$, o tempo de trip será o tempo correspondente a $20 I_s$;
- Se $I > 40 I_n$, o tempo de trip será o tempo correspondente a $40 I_n$, com I_n a corrente nominal com os transformadores em plena carga.

A Figura 17 mostra o diagrama de blocos do funcionamento da proteção de Sobrecorrente de Fase.

Diagrama de bloco

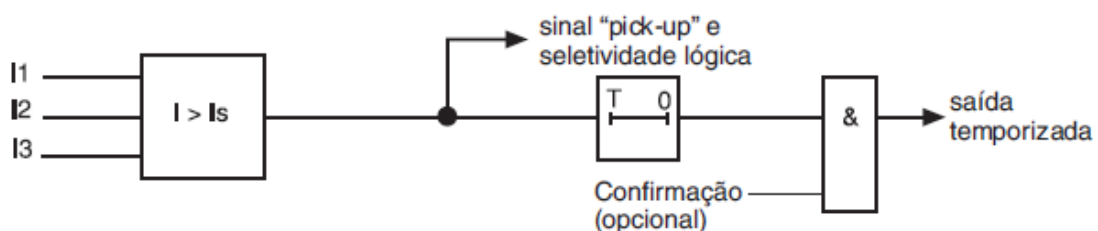


Figura 18– Diagrama de bloco para proteção de sobrecorrente de fase (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

➤ Proteção de Sobrecorrente de Neutro (Código ANSI – 50/51N)

A Proteção de Fuga à Terra ou Sobrecorrente de Neutro é ativada se a corrente de fuga à terra (I_0), ultrapassar o nível da corrente de ajuste (I_{s0}). Sua temporização pode ser com tempo definido ou com tempo inverso segundo as curvas da Figura 18.

A proteção inclui uma restrição à 2ª harmônica que permite uma maior estabilidade na energização dos transformadores (correntes de inrush). Esta restrição bloqueia o trip qualquer que seja a corrente fundamental, mas pode ser inibida por configuração.

Equivalente a proteção 50/51, a 50/51N possui uma característica com tempo definido para as correntes de amplitude elevada:

Se $I_0 > 20 I_{s0}$, o tempo de trip será o tempo correspondente a $20 I_s$.

A Figura 18 mostra o diagrama de blocos do funcionamento da proteção de Sobrecorrente de Neutro.

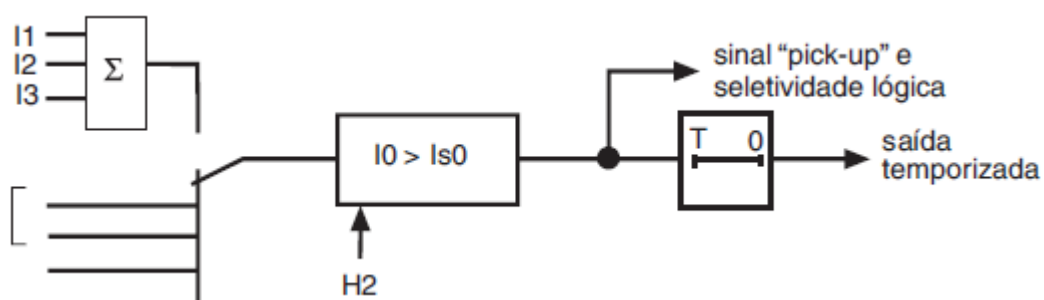


Figura 19 – Diagrama de bloco para proteção de sobrecorrente de neutro (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

4. PARAMETRIZAÇÃO, COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Com a realização dos ajustes das proteções do Sistema de Paralelismo Momentâneo em Rampa, o mesmo estará apto para entrar em operação sem causar qualquer dano às instalações locais bem como aos demais consumidores também beneficiados pelo alimentador COSERN. Nesse capítulo serão detalhadas todas as proteções realizadas, assim como suas necessidades para o Sistema de Transferência em Rampa da ASPERBRAS NI.

4.1 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

Para um melhor entendimento, a Figura 19 ilustra todos os equipamentos presentes, nas novas instalações da ASPERBRAS NI. O fornecimento de energia elétrica é feita por um alimentador COSERN, o final do alimentador é considerado como o ponto de entrega às instalações do cliente, na qual é especificado pela Barra #1, desse ponto em diante toda a instalação é de inteira responsabilidade do cliente. Em seguida há um conjunto de TP's e TC's e, um relé de proteção que é conectado diretamente às bobinas de abertura e fechamento do Disjuntor de Média Tensão representado pelo Código ANSI 52. Esses equipamentos são responsáveis por toda a proteção das instalações do cliente.

Após o Disjuntor de Média Tensão são utilizados dois sistemas de transferência, ambos feitos por um transformador de 500 kVA e um gerador de 405 kVA. O primeiro sistema de transferência está energizando as cargas representadas pela Barras #2, enquanto o outro sistema de transferência energiza a Barra #3.

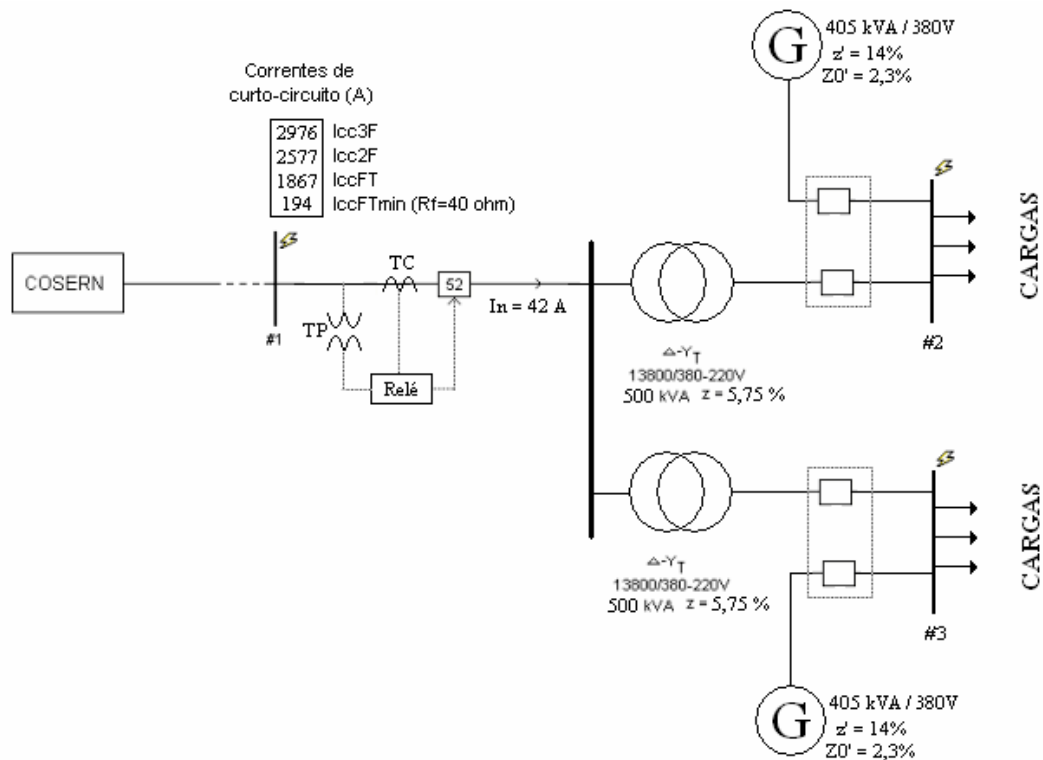


Figura 20 – Configuração das instalações da ASPERBRÁS NI

4.1.1 DADOS FORNECIDOS PELA COSERN

O Alimentador 01P6-PNA no ponto de entrega bto. 207034-7 (PG P01862) é responsável pelo fornecimento de energia da ASPERBRÁS NI. Com os dados do alimentador e do sistema de proteção, basicamente composto por um religador, é possível realizar a completa coordenação e seletividade entre o sistema elétrico do cliente e da concessionária.

➤ Dados do alimentador

- Curtocircuitos:
 - Trifásico: 2976 A;
 - Bifásico: 2577 A;
 - Fase-terra franco: 1867 A;
 - Fase-terra com resistência de aterramento $R_f = 40$ ohms: 194 A.
- Impedância Equivalente Thevenin no ponto de entrega para os valores de tensão de base $V_{BASE} = 13.8$ kV e potência aparente de base $S_{BASE} = 100$ MVA:

- $Z1 = 0.3227 + j 1.3683$ pu;
- $Z0 = 0.5799 + j 3.8746$ pu;

➤ Dados do Sistema de Proteção da COSERN

- Religador com proteção realizada pelo relé 7IRD-A;
- Relação de Transformação dos TC's (RTC) de alimentação do relé

$$RTC = \frac{600}{5} = 120$$

- Proteção de Sobrecorrente de Fase:
 - Unidade de tempo inverso (ANSI 51): Tape do relé 3.8 A, curva de atuação com temporização Muito Inversa e dial de tempo $dt = 0.12$ s;
 - Unidade Instantânea (ANSI 50): Tape 16 A com tempo de atuação instantâneo $t = 0.06$ s.
- Proteção de Sobrecorrente de Neutro:
 - Unidade de tempo inverso (ANSI 51N): Tape 0.25 A, curva de atuação com temporização Muito Inversa e dial de tempo $dt = 0.4$ s;
 - Unidade Instantânea (ANSI 50N): Tape 2 A, com tempo de atuação instantâneo $t = 0.06$ s.
 - Neutro Sensível (ANSI 51Ns): Tape 0.10 A, com tempo de atuação instantâneo $t = 5$ s.

Com a atuação das funções de Neutro Sensível ou Fase Aberta o religamento automático será bloqueado, não haverá religamento enquanto o problema não for diagnosticado.

- Religamentos automáticos:
 - 2 religamentos;
 - Tempos dos dois primeiros religamentos $t_1 = 1.5$ e $t_2 = 15$ s;
 - Sequência de operações: (50/51/50N/51N) / (51/51N) / (51/51N);
 - Tempo de Reset: 60 s

4.1.2 DADOS DOS GERADORES

Para os Valores de base $V_{BASE} = 480 \text{ V}$ e $S_{BASE} = 405 \text{ kVA}$, são especificados os valores das impedâncias dos Geradores:

- Impedância subtransitória de eixo direto: 0.14 pu;
- Transitória de eixo direto: 0.19 pu;
- Síncrona de eixo direto: 2.78 pu;
- Seqüência negativa de eixo em quadratura: 0.137 pu;
- Impedância de seqüência zero: 0.0231 pu.

4.1.3 DADOS DOS TRANSFORMADORES

- Conexão de operação: delta/estrela (aterrado);
- Tensão: 13800 / 380-220 V;
- Potencia Aparente, 500 kVA;
- Impedância, 5,75 %.

4.1.4 DADOS DOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

- Tensão primaria nominal: 13800 V;
- Tensão secundaria nominal: 115 V;
- Relação Nominal (RTP): 120.
- Tensão aplicada ao dielétrico: 36 kV;
- Nível básico de impulso (NBI): 95 kV;
- Potencia Térmica: 1000 VA;
- Exatidão: 0.3P75.

Com os TP's ligados em (Y_t-Y_t) para atender as configurações exigidas pelo Relé Sepam S42.

4.1.5 CARACTERÍSTICAS DO RELÉ DE PROTEÇÃO SEPAM S42

- Frequência de operação $f = 60 \text{ Hz}$;
- Corrente secundária de 5A;

- 3 TC's com medições das correntes nas fases I_1, I_2 e I_3 ;
- Tensão nominal primária $U_{np} = 13,8$ kV;
- Tensão nominal secundária $U_{np} = 115$ V;
- Os 3 TP's estão conectados entre fase e neutro V_1, V_2 e V_3 .

4.2 AJUSTES E PROTEÇÕES

4.2.1 CÁLCULO DE CURTOCIRCUITOS

O ponto de partida para a realização dos ajustes da Proteção do Sistema de Paralelismo em Rampa é o cálculo dos curtos circuitos em todas as barras da instalação. Com esses valores é possível realizar o dimensionamento dos TC's e os ajustes das proteções de sobrecorrente de fase que serão detalhados nos tópicos seguintes.

Os cálculos dos curtos circuitos foram realizados manualmente, em conformidade com a teoria de sistemas elétricos (STEVENSON, W. D, 1986). Para conferir os resultados obtidos, foi usado o software elplek. O elplek é um software free para cálculo de curto circuito, o software e seu respectivo manual de operação estão disponíveis em <http://www.softpedia.com/get/others/home-education/elplek.shtml>.

Utilizando o elplek foram calculados os curtos circuitos nas barras 1,2 e 3 do sistema elétrico tratado neste trabalho, também foi calculado as contribuições dos geradores e da rede para o caso em que o curto circuito se encontra em regime subtransitário.

- Contribuições em regime subtransitário:

Para os curtos circuitos na Barra 1, podemos observar os dois geradores contribuem com a mesma parcela de corrente, visto que o curto circuito se encontra na barra de alta tensão comum aos dois transformadores. Também podemos verificar o decaimento das correntes de curto de acordo com o tipo de curto circuito: trifásico, bifásico e monofásico para a terra. A Tabela 1 traz os resultados para os curtos circuitos citados anteriormente.

Tabela 1 - Contribuições dos geradores para um curto-circuito em regime subtransitório na Barra 1

| | COSERN | GMG1 | GMG2 |
|--------------------|--------|------|------|
| $I_{cc3\phi}$ (A) | 2975 | 63 | 63 |
| $I_{cc2\phi}$ (A) | 2576 | 55 | 55 |
| $I_{cc\phi-T}$ (A) | 1846 | 26 | 26 |

Para os curto-circuitos na Barra 2, os geradores contribuem com parcelas distintas de corrente elétrica, pois a barra 2 se encontra mais próxima do gerado1. Também podemos verificar o mesmo decaimento das correntes de curto mostradas na tabela 1. Os resultados para os curto-circuitos na barra 2 estão na Tabela 2.

Tabela 2 - Contribuições dos geradores para um curto-circuito em regime subtransitório na Barra 2

| | COSERN | GMG1 | GMG2 |
|-------------------|--------|------|------|
| Icc 3 ϕ (A) | 11803 | 2755 | 245 |
| Icc 2 ϕ (A) | 10222 | 2412 | 213 |
| Icc ϕ -T (A) | 8078 | 1512 | 198 |

Para os curto-circuitos na Barra 3, são válidos os mesmos comentários do item anterior, lembrando que o gerador 2 contribuirá com a maior parcela para o curto-circuito que o gerador 1. Os resultados para os curto-circuitos na barra 2 estão na Tabela 3.

Tabela 3 - Contribuições dos geradores para um curto-circuito em regime subtransitório na Barra 3

| | COSERN | GMG1 | GMG2 |
|-------------------|--------|------|------|
| Icc 3 ϕ (A) | 11803 | 245 | 2755 |
| Icc 2 ϕ (A) | 10222 | 213 | 2412 |
| Icc ϕ -T (A) | 8078 | 198 | 1512 |

Com os resultados dos curto-circuitos nas referidas barras do sistema em questão, podemos dar continuidade ao estudo da proteção e da coordenação do sistema de transferência em rampa.

4.2.2 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

A proteção de sobrecorrente é muito importante para qual quer sistema ou instalação elétrica, pois isola a carga abastecida quando da ocorrência de qualquer curto-circuito e conseqüentemente da elevação da corrente de carga. Essa proteção pode

ser com atuação instantânea (50) ou com atuação temporizada (51), a referência para o código ANSI utilizada neste trabalho pode ser encontrada em http://www.selinc.com.br/tab_ansi.htm. As proteções de sobrecorrente de fase e de neutro serão detalhadas neste item.

- Cálculo da corrente nominal primária da instalação

O primeiro passo é o cálculo da corrente nominal do lado primário dos transformadores (I_{np}). Considerando que os transformadores trabalham em plena carga com uma potência de $S_{ni} = 500kVA$ cada, e que a tensão primária é de 13800 V, temos:

$$I_{np} = \frac{S_{n1} + S_{n2}}{\sqrt{3} \times 13.8k} = \frac{1M}{\sqrt{3} \times 13.8k} = 41.88 A$$

Com o valor de I_{np} podemos agora calcular a relação de transformação dos TC's a serem usados para a proteção do sistema em questão.

- Cálculo da corrente primária dos TC's.

A corrente primária dos TC's (I_{PTC}) é definida como o limiar inferior da relação entre a corrente de curto-circuito máxima ($I_{CC_{MAX}}$) e o fator de normalização $c=20$ (COSERN. PCI. 00.05, 2008).

$$I_{PTC} > \frac{I_{CC_{MAX}}}{c} > \frac{2975}{20} > 149A$$

Portanto podemos escolher como a corrente primária do TC o valor de 200, já que esse valor também satisfaz a corrente I_{PTC} . Dessa forma dimensionamos os TC's com uma corrente primária de 200 A e uma corrente secundária $I_{STC} = 5A$.

$$RTC = \frac{200}{5} = 40$$

- Cálculo do TAPE de Fase do Relé.

Para calcular o TAPE de fase do relé ($TAPE_F$), deve-se escolher o fator de sobrecarga (FS) que representará a sobrecarga admissível na instalação do cliente. Normalmente, escolhe-se este valor entre $1.2 \leq FS \leq 1.5$ (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008). A corrente nominal deve se multiplicada por este valor, para determinar a corrente máxima de sobrecarga entre as fases. Considerando que o relé irá enxergar a corrente que passa pelo secundário dos TC's, o valor do TAPE de Fase é dado por:

$$TAPE_F > \frac{FS \times In}{RTC} > \frac{1.3 \times 41.9}{40} > 1.36 \text{ A}$$

Daí, arredondamos o Tape de fase para $TAPE_F = 1.4 \text{ A}$.

- Cálculo do TAPE de Neutro do Relé.

Para calcular o TAPE de neutro ($TAPE_N$) do relé, deve-se escolher o fator de desequilíbrio (FDS) que representará a segurança na instalação do cliente, em relação à corrente que passa pelo condutor neutro, que num circuito equilibrado deveria ser nula. Porém, dificilmente uma instalação terá circuitos perfeitamente equilibrados. Normalmente, escolhe-se este valor entre 0,1 e 0,3. (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008). A corrente nominal do cliente deve ser multiplicada por este valor, para determinar a corrente máxima de desequilíbrio entre as fases. Considerando que o relé irá enxergar a corrente que passa pelo secundário dos TC's, o valor do TAPE de Neutro é dado por:

$$TAPE_N > \frac{FDS \times In}{RTC} > \frac{0.3 \times 41.9}{40} > 0.32 \text{ A}$$

Daí, arredondamos o TAPE de Neutro para $TAPE_N = 0.4 \text{ A}$.

Com os valores já calculados dos Tapes de Fase e Neutro podemos agora calcular os valores de Múltiplos de correntes.

- Cálculo do Múltiplo de Fase do Relé.

O múltiplo de corrente de fase (M_F) do relé indica quantas vezes a corrente de defeito supera o seu TAPE, sendo expresso por:

$$M_F = \frac{I_{cc3\phi}}{RTC \times TAPE} = \frac{2975}{40 \times 0.4} = 186$$

- Cálculo do Tempo de atuação de Fase do relé.

O tempo de operação para proteção de sobrecorrente de fase do relé depende do valor do múltiplo, do dial de tempo e do tipo de temporização. A equação para o cálculo da temporização (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) pode ser vista abaixo:

$$t = \frac{k \times dt}{M_F^\alpha - 1}$$

Com,

- M_F o múltiplo de corrente de fase;
- dt o valor do múltiplo de tempo que influencia diretamente na rapidez com que o tempo varia de acordo com a variação de corrente nas curvas temporizadas;
- k e α as constantes próprias de cada tipo de curva temporizada.

Tendo o valor de M_F , escolhemos uma curva de temporização inversa que seja pertinente para a coordenação com o sistema de proteção da concessionária.

- Escolha da curva de atuação do Relé de Sobrecorrente

A Tabela 10 mostra os valores das constantes k e α para as principais curvas de tempo inverso.

Tabela 4 – Parâmetros dos Principais tipos de curvas usadas na proteção (manual do relé S42).

| Tipo de Curva | k | α |
|----------------------|------|----------|
| Inversa | 0.14 | 0.02 |
| Muito Inversa | 13.5 | 1 |
| Extremamente Inversa | 80.0 | 2 |

Escolhemos a curva MI IEC, curva Muito Inversa com padrão IEC, cujos parâmetros são $k = 13.5$ e $\alpha = 1$. A Figura 20 ilustra as curvas de tempo Muito Inverso para os diferentes valores de dial de tempo.

Também adotamos um valor para $dt = 0.12$ s, assim:

$$t = \frac{13.5 \times 0.12}{186^1 - 1} = 0.01s$$

Lembrando que os valores de k , α e dt foram escolhidos, caso não houvesse coordenação entre as curvas do cliente e da concessionária os cálculos deveriam ser retomados até que se chegasse a valores adequados.

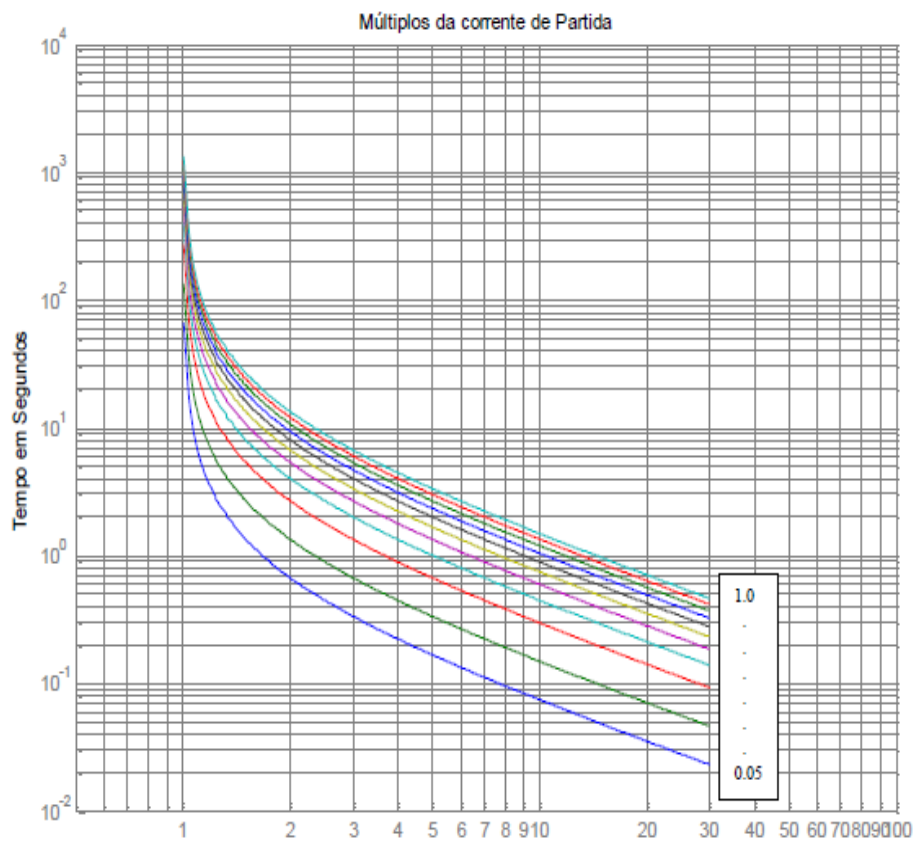


Figura 21 - Características da curva Muito Inversa (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

- Cálculo do Múltiplo de Neutro do Relé.

Os cálculos referentes aos ajustes de tempo de neutro são feitos de forma análoga aos de fase diferindo apenas do valor da corrente de curto-circuito monofásica ($I_{cc\phi-T}$) que é usada para o cálculo do Múltiplo de tensão de neutro (M_N), assim:

$$M_N = \frac{I_{cc\phi-T}}{RTC \times TAPE} = \frac{194}{40 \times 1.4} = 3.5$$

- Cálculo do Tempo de atuação de Neutro do relé.

Adotando um dial de tempo $dt = 0.067$ s e com os valores de $K=13.5$ e $\alpha=1$ para a temporização Muito Inversa, temos:

$$t = \frac{k \times dt}{M_N^\alpha - 1} = \frac{13.5 \times 0.067}{M^1 - 1} = 0.36 \text{ s}$$

- Cálculo do ajuste Instantâneo de Fase.

As unidades instantâneas recebem esse nome porque não obedecem às curvas inversas de múltiplo-tempo. Ou seja, atuam instantaneamente, a partir dos valores de suas respectivas correntes de partida. São utilizadas para interromper correntes de valores elevados como os curtos-circuitos, de forma que não provoquem danos às instalações elétricas ou ao sistema de distribuição.

Para o cálculo da corrente de ajuste da unidade instantânea de fase, são levados em conta dois valores de correntes: a corrente de magnetização (I_{MAG}) dos transformadores, visto que essa corrente circula nos enrolamentos dos transformadores durante sua energização, não sendo considerada uma sobrecarga do circuito, e a corrente de curto-circuito bifásica ($I_{cc2\emptyset}$) que está sempre um nível abaixo da corrente de curto-circuito máxima que é a trifásica.

Portanto a corrente de trip instantâneo deve ser dimensionada com um valor que esteja entre a corrente I_{MAG} e ($I_{cc2\emptyset}$), assim:

$$I_{MAG} < I_{INST-F} < I_{cc2\emptyset}$$

Para um transformador a corrente de magnetização é dada em função da corrente nominal (I_N):

$$I_{MAG} = 8 \times I_N$$

Logo,

$$I_{MAG} = 8 \times 42 = 336 \text{ A}$$

Escolhemos para a corrente de trip instantâneo um valor acima do valor da corrente de magnetização e abaixo da corrente de curto-circuito bifásico assim:

$$I_{INST-F} = 700 \text{ A.}$$

- Cálculo do ajuste Instantâneo de Neutro.

Para o cálculo do valor da corrente de trip instantâneo de neutro é levado em consideração a corrente de curto-circuito monofásico mínimo, já que este é sempre menor que o valor da corrente de curto-circuito monofásico franco. Logo, se o relé atua para a corrente de curto-circuito monofásico mínimo, atuará também para o curto-circuito monofásico franco. Portanto:

$$I_{INST-N} < I_{ICC\emptyset-Rf}$$

Daí, escolhemos um valor de 40 A, visto que esse valor está abaixo da corrente $I_{ICC\emptyset-Rf}$.

$$I_{INST-N} = 40 \text{ A}$$

- Coordenação dos ajustes de sobrecorrente de fase e neutro calculados com os ajustes da proteção do alimentador 01P6-PNA COSERN.

Para verificar que os ajustes de Sobrecorrente de fase e de Neutro calculados coordenam com os ajustes do relé do religador foi usado o software elplek. As curvas de atuação de sobrecorrente de fase e neutro, tanto para o relé do cliente quanto para o relé da concessionária podem ser vistas nas Figuras 21 e 22.

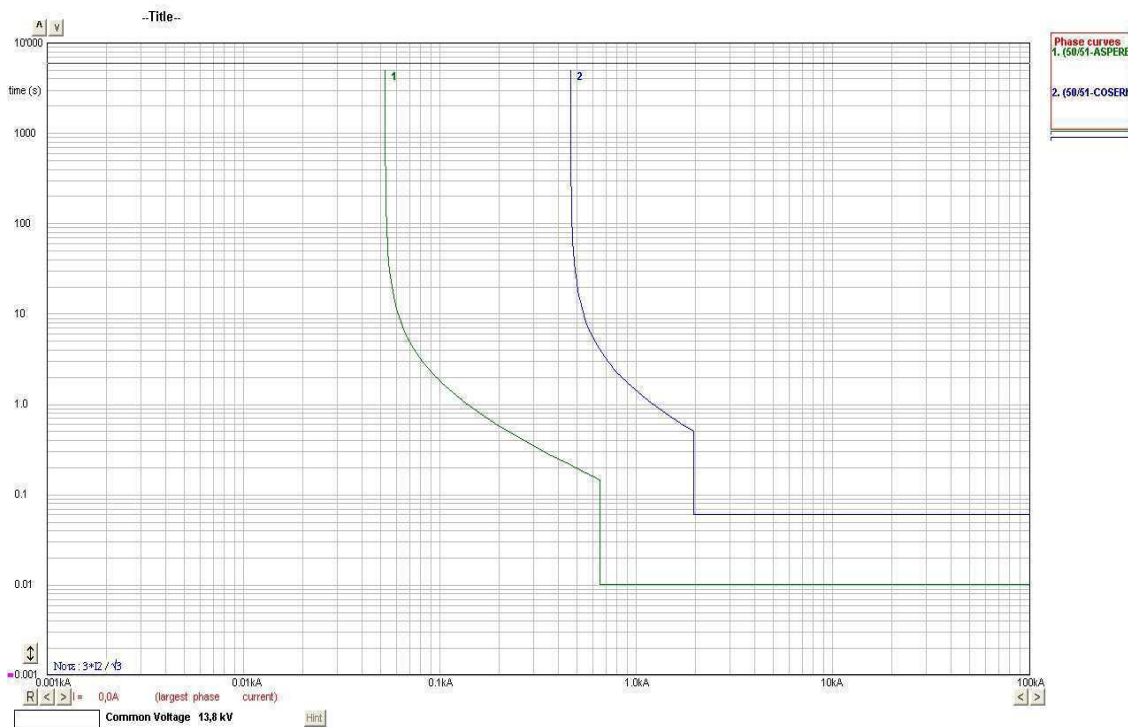


Figura 22 – Coordenação de corrente de fase COSERN-ASPERBRAS.

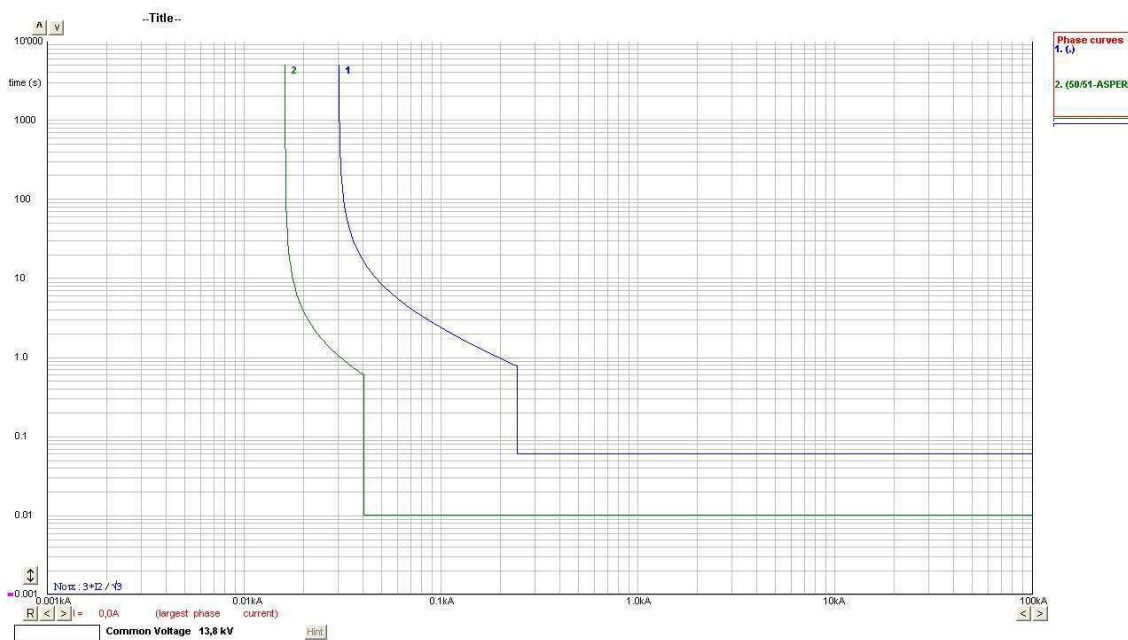


Figura 23 – Coordenação de corrente de neutro COSERN-ASPERBRAS.

Analisando os gráficos acima, pode-se constatar que a coordenação das proteções de fase e neutro está coerente, pois para qualquer valor de corrente (desde a corrente de partida até a corrente máxima de curto-circuito) o relé da ASPERBRAS atuará antes do relé da COSERN.

4.2.3 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DIRECIONAL (67)

A proteção de sobrecorrente direcional é necessária para sistemas onde se tem motores e principalmente geradores instalados, pois impede a passagem da corrente elétrica no sentido contrário durante uma falta ou problemas na própria transferência de carga entre o gerador e a rede. Esta proteção monitora o ângulo da corrente das três fases do sistema, tomando como grandeza de polarização a tensão de linha contrária a da corrente da fase monitorada. Para esta proteção escolhemos o ângulo característico $\theta=45^\circ$ com a direção tipo barra, a magnitude da corrente de fase I_{SM} foi ajustada para um valor próximo ao da corrente nominal de carga, visto que para maiores valores de corrente o relé de sobrecorrente atuará normalmente, abaixo seguem os ajustes:

- $I_{SM} = 40 \text{ A}$
- $t = 50 \text{ ms}$
- $\theta=45^\circ$
- Direção de disparo do tipo Barra

4.2.4 PROTEÇÃO DE SOBREPOTÊNCIA ATIVA (32)

Seguindo o conteúdo exposto no item 3.4 desse trabalho, a proteção de sobrepotência ativa pode ser utilizada de duas formas: como administração de potência ou como sobrepotência ativa reversa. No caso desse trabalho foi escolhida a sobrepotência reversa, visto que a carga da indústria compõe de vários motores. Caso ocorra um curto-circuito, esses motores tendem a trabalhar como geradores, contribuindo diretamente para o curto. Os ajustes da proteção de sobrepotência ativa foram realizados de tal forma que se apenas 5% da potência nominal da instalação passar a circular em sentido carga/rede, o relé 32 atuará abrindo o Disjuntor de Média Tensão. Os ajustes desta proteção seguem abaixo:

- $P_S = 5 \% S_n = 5 \% 1\text{M} = 50 \text{ kW}$
- $t = 500 \text{ ms}$

- Direção de disparo: Potencia Reversa

Dessa forma, se um fluxo reverso de potência ativa permanecer acima de 50 kW durante um tempo de 500ms o relé 32 atua.

4.2.5 PROTEÇÃO DE SOBRETENSÃO FASE-FASE (59)

Devido a um possível aumento excessivo da tensão nas instalações protegidas, se faz necessário a utilização da proteção de sobretensão, abordada com mais detalhes no item 3.4 desse trabalho. Foram realizados ajustes de tal forma que quando a tensão da rede ultrapassar dos 115% da tensão nominal, o relé atuará após um tempo pré-definido abrindo o Disjuntor de Média Tensão e conseqüentemente isolando as cargas da instalação. Os ajustes realizados seguem abaixo:

- $U_s \geq 115 \% U_{np}$
- $t = 1,5 \text{ s}$

4.2.6 PROTEÇÃO DE SOBRETENSÃO FASE-NEUTRO (59N)

Esta proteção é ativada se a tensão residual (V_0) for superior ao ajuste de tensão residual (V_{s0}), sendo V_0 o resultado da soma entre as tensões de fase, $V_0 = V_1 + V_2 + V_3$, ou seja, será ativada para algum desbalanço de tensão no sistema. Foi ajustado um valor pertinente para V_{s0} , visto que em condições normais a tensão $V_0 = 0$, os ajustes de tensão e temporização seguem abaixo:

- $V_{s0} \geq 9 \% \times U_{np}$
- $t = 3\text{s}$

4.2.7 PROTEÇÃO DE SOBRETENSÃO DE SEQUÊNCIA NEGATIVA (47)

Como visto no item 3.4 desse trabalho, a proteção de sobretensão de sequência negativa será ativada se a tensão de sequência negativa (\vec{V}_i) for superior ao ajuste de sobretensão (V_{Si}), também é temporizada com tempo definido. Escolhemos para o

limiar de sobretensão um valor de 10% da tensão nominal primária com um tempo de atuação bastante razoável, portanto:

- $V_{Si} = 10 \% \times U_{np}$
- $t = 2,0s$

4.2.8 PROTEÇÃO DE SUBFREQUÊNCIA (81L)

Caso a Frequência da rede permaneça com valores abaixo do valor da frequência nominal que no caso é de 60 Hz, o relé do cliente deve atuar, dessa forma não haverá maiores danos aos equipamentos que compõe a carga do cliente. De acordo com o item 3.4 desse trabalho, a frequência limiar para atuação do relé (F_S) pode ser ajustada entre 50 e 60 Hz, portanto escolhemos os valores para F_S e para o seu respectivo tempo de operação (t):

- $F_S \leq 57 \text{ Hz}$
- $t = 100 \text{ ms}$

4.2.9 PROTEÇÃO DE SOBREFREQUÊNCIA (81H)

A Proteção de Sobrefrequência é equivalente a anterior, diferindo apenas do valor escolhido de F_S que será superior a frequência nominal da concessionária, assim escolhemos os seguintes valores para F_S e t :

- $F_S \geq 63 \text{ Hz}$
- $t = 100 \text{ ms}$

4.2.10 PROTEÇÃO DE SUBTENSÃO FASE-FASE (27)

A norma PCI.00.05 de Paralelismo Momentâneo em Rampa exige que o circuito da concessionária jamais seja energizado pelas unidades geradoras do cliente durante o paralelismo ou em condições em que há falta de tensão na rede e o gerador esteja suprindo a carga do cliente. Com isso se faz necessário o uso da proteção de subtensão que é representada pelo relé 27.

Também é exigido que quando houver qualquer um dos defeitos citados acima, o circuito que energiza a bobina de fechamento do Disjuntor de Média Tensão seja bloqueado, isso é feito colocando um contato normalmente fechado em série com o circuito elétrico de controle de fechamento. Assim, cada vez que houver um trip no Disjuntor ocasionado pela proteção de subtensão, seu fechamento será inibido até que o problema seja diagnosticado pelo técnico responsável pelo seu manuseio.

Com a utilização da proteção de subtensão, é recomendado que a bobina de subtensão do disjuntor seja desativada, para que se possa obter coordenação com os ciclos de religamento do religador 1.5/15s.

Seguindo o apresentado no item 3.4, escolhemos o valor do limiar de tensão (U_s) e de seu tempo de operação (t), salientando que o Disjuntor de Média Tensão só deverá receber um trip pelo relé 27 após o primeiro ciclo de religamento do religador da concessionária:

- $U_s \leq 85\% U_{np}$
- $t = 5 \text{ s}$

5. CONCLUSÃO

O trabalho de conclusão de curso foi de grande importância para a consolidação dos conhecimentos adquiridos durante período acadêmico no curso de Engenharia Elétrica na UFCG. Este trabalho abriu caminho para uma nova maneira de fazer engenharia, o método teórico-prático, quando é realizado todo um estudo acerca de um determinado assunto e se tem a oportunidade de fazer a aplicação no meio real.

Foi realizado o estudo sobre a proteção e coordenação do sistema de transferência em rampa utilizando o relé digital Sepam S42. Foram realizados todos os ajustes necessários para a perfeita coordenação e seletividade entre o sistema de geração própria e o sistema de distribuição da concessionária. Com a ajuda de softwares pode-se verificar a perfeita coordenação das proteções do sistema de transferência, deixando o sistema totalmente apto para entrar em funcionamento sem causar quaisquer danos às partes envolvidas.

Houve algumas dificuldades visto que não se conhecia o quanto necessitava sobre as características e aplicações dos relés digitais na proteção dos sistemas elétricos. O curto espaço de tempo exigido pela Indústria contratante para realizar o trabalho também foi relevante. Por outro lado, o referente trabalho serviu de suporte para futuros projetos em proteção e automação industrial a serem realizados, visto que aplicações sobre o tema não era totalmente dominado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAMINHA, A. C. Introdução à proteção dos sistemas elétricos. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda. 8ª edição, 2000.

STEVENSON, W. D. Elementos de Análise de Sistemas de Potência, 2º Edição em português: Editora Mcgraw-Hill, São Paulo, 1986.

BLACKBURN, J.L. Protective relaying : principles and applications. New York: Editora Marcell Dekker. 2ª edition, 1998.

SCHNEIDER ELECTRIC. Manual de Instruções: “Relé Digital SEPAM S42”. Brasil, 2008.

INTELIGEN. Manual de Instruções: “Modular Gen-Set Controller”, 2009.

COSERN. PCI. 00.05: Paralelismo Momentâneo de Gerador com o Sistema de Distribuição, com Operação em Rampa. Natal RN, 2008.

COTOSCK, K.R. Proteção de Sistemas Elétricos: uma Abordagem Técnico-Pedagógica. Belo Horizonte: UFMG/CPDEE. 2007.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Tabela ANSI. Disponível em <http://www.selinc.com.br/tab_ansi.htm>. Acesso em 10 de novembro de 2010.

LEIKKONEN, I. Software eplek e manual de operação. Disponível em <<http://www.softpedia.com/get/others/home-education/eplek.shtml>>

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. California Interconnection Guidebook: A Guide to Interconnecting Customer-owned Electric Generation Equipment to the Electric Utility Distribution System Using California’s Electric: USA, 2003.