

**ESQUEMAS DE CONTROLE DE SEGURANÇA APLICADOS À OPERAÇÃO DO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Priscilla de Castro Guarini

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovado por:

Prof. Sebastião E. M. Oliveira, D. Sc.
(Orientador)

Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.

Prof. Guilherme Cardoso Junior, M. Sc.
(Co-orientador)

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
DEZEMBRO DE 2007

Dedicatória

Dedico este projeto à minha família: minha mãe, Rosemary, minha amiga e conselheira, que sempre esteve por perto em todos os momentos de minha vida e um exemplo de mulher e mãe que eu pretendo seguir, meu irmão, Marcelo, sempre disposto a ajudar e que sempre zela por mim, e ao meu pai, Antônio, meu grande ídolo e herói, um homem de caráter, humilde, que conseguiu vencer na vida por seus próprios méritos e a quem me espelho todos os dias.

Gostaria de dedicar, também, ao meu grande amigo, Vitor Kelm, que durante toda a faculdade entendeu minhas horas de estudo e minha dedicação, e mais que tudo, me apoiou e sempre esteve por perto quando precisei.

Dedico também às minhas grandes amigas, que são fundamentais na minha vida e que torcem sempre por mim: Renata Ribeiro, Lívia Fintelman, Nathália Santana, Jeane Lucena e Aline Ferrão. Não posso esquecer dos grandes amigos que conheci na faculdade, que me ajudaram a superar todos os obstáculos, que riram e choraram, e mais que tudo, “cresceram” comigo ao longo destes cinco anos: André Vitorino, Sérgio Gomes, Pedro Loques, Paulo Vinícius Ferreira, Aretha Campos e Eduardo Jubini.

Sem essas pessoas em minha vida não teria conseguido realizar todos os meus planos, e mesmo que tivesse conseguido, não teria sido por completo, porque eles fazem parte de mim. Sem eles, perco o chão, e com eles, sou invencível.

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, ao meu irmão e ao meu pai, que me ajudaram muito ao longo deste trabalho, tornando-o realidade, quando eu acreditava que não ia conseguir. Agradeço ao meu professor e orientador, Sebastião Oliveira, por ter me influenciado na escolha deste tema com suas aulas maravilhosas. Aos demais professores que fizeram parte de minha vida acadêmica e que me incentivaram e ensinaram muito mais do que imaginei aprender, agradeço, não só por me tornarem um profissional mais qualificado, mas também uma pessoa melhor.

Agradeço aos engenheiros Guilherme Cardoso e Roberto Perret por terem disponibilizado o tema do projeto para eu realizá-lo, me ensinarem mais sobre proteção e, de uma grande forma, contribuirem para a realização deste projeto.

Agradeço aos meus colegas de trabalho, Samir Pereira, Dinemayer Silva e Fabrício Calvelli, por não tornarem o ambiente meramente profissional, por terem paciência e me fazerem acreditar que existem pessoas que estão sempre dispostas a ajudar.

Agradeço, também, aos meus amigos, presentes em todos os momentos, e que durante todo este tempo entenderem o quanto importante era este projeto para mim, me incentivando e me fazendo acreditar. Em especial: Renata Ribeiro, Lívia Fintelman, Jeane Lucena, Nathália Santana, Aline Ferrão, Jamila Garavito, Jeanine Fernandes, Pedro Loques e Vitor Kelm.

Finalmente, agradeço a Deus que permitiu que tudo isto acontecesse.

Muito obrigada!

Resumo

Face ao blecaute do dia 11 de março de 1999, às 22h16min, que teve início na subestação (SE) Bauru 440kV, o Ministério de Minas e Energia orientou que fossem tomadas medidas de curto e médio prazo para minimizar os riscos de “desligamentos em cascata” no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Dentre as medidas, criou-se uma Comissão Mista, ELETROBRÁS/CEPEL/ONS e Agentes, com o intuito de reavaliar, com total urgência e prioridade, os esquemas para controle de perturbações de modo a dotar o sistema elétrico brasileiro de meios para evitar colapso no suprimento de energia e, consequentemente, melhorar a segurança operativa do SIN.

No âmbito dos trabalhos da Comissão Mista para melhorar a segurança do SIN, encontravam-se as seguintes tarefas:

- A análise do desempenho dos Esquemas de Controle de Emergência (ECE) existentes, frente a desligamentos múltiplos no sistema, no sentido de identificar sua adequacidade, e;
- O dimensionamento de Esquemas de Controle de Segurança (ECS), quando os ECE não se mostrarem suficientes para minimizar o risco de impactos de grandes proporções.

Este trabalho tem por objetivo apresentar a evolução do ECS da Zona de Segurança 1, que compreende a geração nas bacias dos Rios Paraná e Paranapanema, e a exportação através do tronco de 440 kV para o mercado distribuidor de São Paulo, ECS de Assis, em função da entrada em operação de melhorias na área que compreende esta Zona de Segurança, tanto do ponto de melhorias nas SE existentes quanto da entrada em operação de novos circuitos e transformações, de modo a aumentar a segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os conceitos e fundamentos básicos, metodologias, critérios e premissas utilizados no estudo também fazem parte deste trabalho. Nesse estudo é testada a efetividade das três lógicas do ECS de Assis atualmente implantadas, sendo indicadas necessidades de adequações nas lógicas existentes, mais precisamente, são propostas alterações nestas lógicas, de modo a reduzir o corte de geração nas usinas hidrelétricas (UHE) de Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu quando de contingências na região Sul e Sudeste tanto para a configuração de rede completa como para condições de rede alterada, sempre com o objetivo de se maximizar os intercâmbios entre os subsistemas e garantir a segurança da operação.

ÍNDICE

1 – INTRODUÇÃO	01
1.1 - Objetivo	08
2 – METODOLOGIA E CRITÉRIOS DE ESTUDOS	09
2.1 - Critérios de Planejamento dos Sistemas Elétricos no Brasil	10
2.2 - Critérios Adotados para os Estudos de Transitórios Eletromecânicos	12
3 – CONCEITOS BÁSICOS E FUNDAMENTOS TEÓRICOS	13
3.1 - Sistemas de Proteção	13
3.2 - Transformadores de Corrente	14
3.3 - Transformadores de Potencial	15
3.4 - Relés de Sobrecorrente	15
3.4.1 - Curvas Características	15
3.4.2 - Unidades Instantânea e Temporizada	17
3.4.2.1 - Esquema Básico de Ligação	18
3.4.3 - Seletividade Relé X Relé	19
3.4.4 - Seletividade Relé X Elo-fusível	19
3.5 - Relés Direcionais	19
3.5.1 - Polarização do Relé Direcional	20
3.6 - Relés de Distância	22
3.6.1 - Plano R-X	23
3.6.2 - Relé de Distância Tipo Impedância	23
3.6.3 - Relé de Distância Tipo Admitância ou Mho	24
3.6.4 - Relé de Distância Tipo Reatância	25
4 – SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO	27
4.1 - Principais Aplicações dos Sistemas Especiais de Proteção	28
4.2 - Requisitos Básicos para Implantação de Sistemas Especiais de Proteção	29
4.2.1 - Lógica dos Controladores Lógicos Programáveis	30
4.2.2 - Funcionamento dos Controladores Lógicos Programáveis	32
4.3 - Funções dos Controladores Lógicos Programáveis	36
4.3.1 - Aquisição de Dados	36
4.3.2 - Comandos de Atuação	37
5 – A EVOLUÇÃO DO ECS DA ZONA DE SEGURANÇA 1	39
5.1 - Esquema de Controle de Segurança da SE Bauru	39
5.2 - Sistemas Especiais de Proteção Existentes na Região de Assis	44
5.2.1 - Esquema de Controle de Emergência de Alívio de Carregamento do Transformador 440/230 kV – 336 MVA, TR-1, da SE Assis	46
5.2.2 - Esquema de Controle de Segurança da SE Assis (ECS de Assis)	47
5.2.3 - Esquema para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis	53

6 – ESTUDOS PARA ATUALIZAÇÃO DAS LÓGICAS DO ESQUEMA DE CONTROLE DE SEGURANÇA DE ASSIS	55
6.1 - Premissas do Estudo	55
6.2 - Atualização do Esquema de Controle de Segurança de Assis	57
6.3 - Rede Completa – Com Dois Transformadores de 440/230 kV na SE Assis	62
6.3.1 - Perda de Barra de 230 kV na SE Assis	63
6.3.1.1 - Perda da Barra 5 da SE Assis 230 kV	64
6.3.1.2 - Perda da Barra 6 da SE Assis 230 kV	65
6.3.1.3. Constatações das Simulações para Perda de Barra de 230 kV na SE Assis	66
6.4 - Rede Alterada – Indisponibilidade de um dos Transformadores de 440/230 kV na SE Assis	67
6.4.1 - Eventos com Origem na Região Sudeste	69
6.4.1.2 - Constatações das Simulações dos Eventos com Origem na Região Sudeste	70
6.4.2. Eventos com Origem na Região Sul	70
6.4.2.1 - Constatações das Simulações dos Eventos com Origem na Região Sul	73
6.5 - Rede Alterada – Indisponibilidade de um dos Transformadores de 440/230 kV e com Manutenção de um dos Disjuntores no Barramento de 230 kV da SE Assis	73
6.5.1 - Perda Simultânea dos Dois ATR 525/230 kV da SE Londrina	74
6.5.2 - Perda do ATR 525/440 kV da SE Assis	75
6.5.3 - Perda da LT 525 kV Assis – Londrina	76
6.5.4 - Rede Alterada para Outras Indisponibilidades	77
6.5.5 - Constatações das Simulações Realizadas para as Indisponibilidades Estudadas	79
6.6 - Lógica para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis	79
6.5.1 - Constatações das simulações realizadas para o Esquema de Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis	80
7 – ESQUEMA DE CONTROLE DE SEGURANÇA DE ASSIS	81
7.1 - Lógicas Implementadas no CLP da SE Assis	82
7.2 - SE Londrina	85
7.3 - CLP da UHE de Capivara	86
7.4 - CLP da SE de Porto Primavera	87
7.5 - CLP da SE de Taquaruçu	88
7.6 - CLP Master	89
8 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	91
8.1 - Lógicas para Sobrecarga na Transformação 440/230 kV da SE Assis	91
8.2 - Lógica para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis	92
8.3 - Constatações Finais	93

Capítulo 1: INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica tem as seguintes atividades clássicas: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

À medida que aumenta a demanda de energia, novas fontes necessitam ser exploradas e novas redes de transmissão necessitam ser construídas para conectar novas estações geradoras aos novos pontos de consumo e também às estações já existentes, surgindo assim a interligação de sistemas. Se por um lado essas interligações implicam numa maior complexidade de operação do sistema como um todo, por outro são economicamente vantajosas, além de aumentarem a confiabilidade do suprimento às cargas. Se um centro consumidor é alimentado radialmente, falhas na transmissão ou na geração podem prejudicar ou mesmo comprometer totalmente a sua alimentação, ao passo que se tal centro consumidor fizer parte de um sistema interligado, existirão “caminhos” alternativos para o seu suprimento.

As interligações de sistemas elétricos também podem propiciar um melhor aproveitamento das disponibilidades energéticas de regiões com características distintas. Um exemplo é a interligação dos sistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul do Brasil: são sistemas caracterizados por sensíveis diferenças de hidráulicidade de seus rios, isto é, os períodos chuvosos não são coincidentes nas diversas bacias hidrográficas. Dessa forma, através da interligação pode-se fazer uma adequada troca de energia, sendo o superávit de uma área exportado para a outra e vice-versa.

Relativamente aos sistemas isolados, uma outra vantagem dos sistemas interligados é a necessidade de um número menor de unidades geradoras de reserva para o atendimento da carga.

Porém, este sistema interligado também está sujeito a perturbações que alteram seu estado normal de operação, levando a violações de grandezas que interferem diretamente em sua estabilidade. É preciso, desta forma, tomar providências preventivas e/ou corretivas com o objetivo de eliminar ou restringir as consequências destas perturbações.

Assim, para que haja um funcionamento adequado e eficiente de todo o sistema, são necessários estudos e análises posteriores das suas características, para que desta forma seja desenvolvida uma filosofia de proteção capaz de minimizar as perturbações em seu estado normal de operação e de propiciar segurança aos operadores do sistema e aos equipamentos envolvidos.

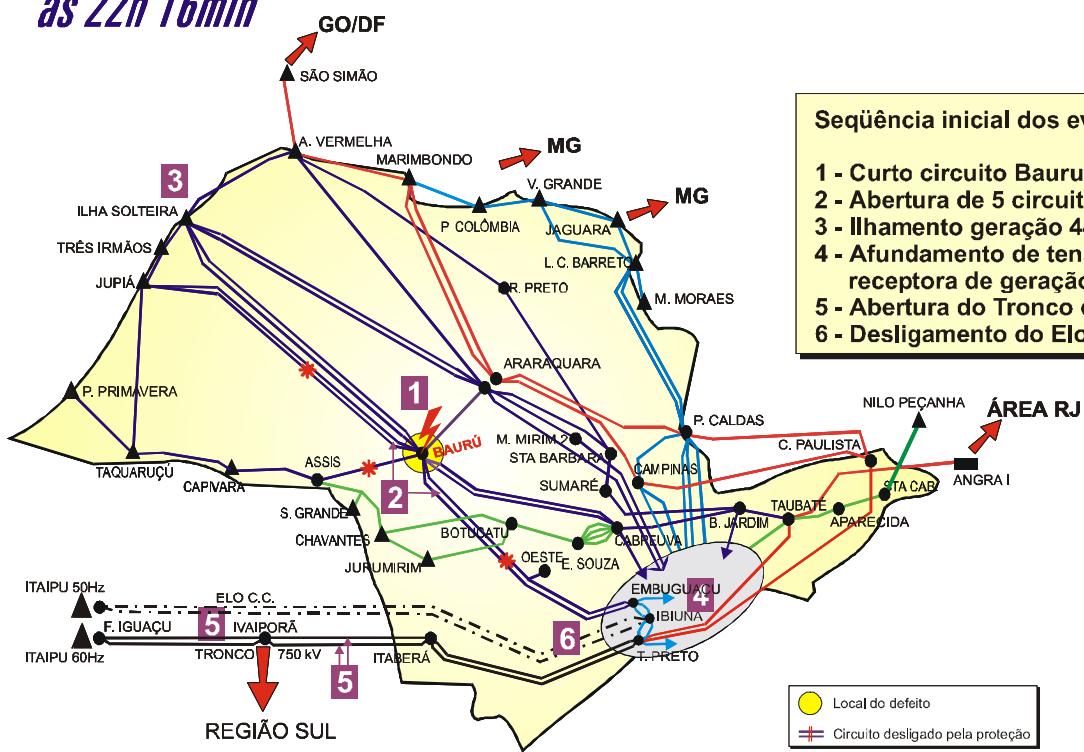
O blecaute do dia 11 de março de 1999, às 22h16min, que teve início na SE Bauru 440 kV, foi um dos motivos que levaram à necessidade de estudos considerando contingências múltiplas no Sistema Interligado Nacional. Nesta subestação, ocorreu um curto-círcuito monofásico no barramento de 440 kV, na seção do barramento de saída para Assis. Em virtude do tipo de arranjo de barra da SE Bauru, o curto-círcuito foi eliminado por atuações de proteções remotas de linhas de transmissão e abertura do disjuntor de interligação de barras de Bauru, levando a abertura de 5 (cinco) linhas de 440 kV, ou seja, LT 440 kV Assis - Bauru, LT 440 kV Jupiá – Bauru, Circuitos 1 e 2 (C1 e C2) e LT 440 kV Bauru – Embu-Guaçu, Circuitos 1 e 2 (C1 e C2) e do transformador 440/138 kV que saem desta SE, conforme pode ser constatado nas Figuras 1.1 e 1.2.

Com o desligamento destes elementos, iniciou-se um processo de oscilação das usinas de Três Irmãos, Jupiá, Porto Primavera, Taquaruçu e Capivara contra o restante do sistema interligado e uma redução do perfil de tensão no centro de carga da área São Paulo.

O processo oscilatório foi intensificado pela abertura da LT 440 kV Três Irmãos - Ilha Solteira, separando o sistema de 440 kV em dois subsistemas, isolando as usinas Ilha Solteira e Água Vermelha das demais usinas conectadas ao tronco de 440 kV, Três Irmãos, Jupiá, Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu ficando estas últimas com 2300 MW conectadas aos sistemas de 230 e 138 kV, através de transformações com capacidade de 1236 MVA, conduzindo a seu desligamento e a consequente rejeição dessa geração. O isolamento das usinas de Água Vermelha e Ilha Solteira afetou todo o tronco de 440 kV da CTEEP, iniciando-se assim um processo oscilatório que culminou com os desligamentos em cascata de diversos elementos tendo como consequência a abertura dos sistemas de 765 kV e do Elo de Corrente Contínua de Itaipu. Com isto, o sistema interligado das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste entrou em colapso, o que levou a um blecaute total destas regiões, ficando as áreas mais problemáticas sujeitas a uma recomposição de quatro horas e vinte e três minutos.

Perturbação do dia 11/03/99

às 22h 16min



ONS - 1999 - 0036

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

Figura 1.1 – Perturbação do Dia 11/03/1999 às 22h16min

Face a este blecaute, o Ministério de Minas e Energia orientou para que fossem tomadas medidas de curto e médio prazo para minimizar os riscos de “desligamentos em cascata” no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Dentre as medidas de curto prazo, foi criada uma Comissão Mista ELETROBRÁS / CEPEL / GCOI / ONS e Agentes, sob a coordenação da ELETROBRÁS, para reavaliar, com total urgência e prioridade, os esquemas para controlar perturbações de forma a dotar o sistema elétrico do país de meios para evitar colapsos de suprimento e, consequentemente, melhorar a segurança operativa do SIN.

Os esquemas para controle das perturbações podem ser divididos em dois níveis:

- Proteção Intrínseca, que é a proteção de equipamentos associados aos diversos tipos de arranjos de barramentos de cada subestação do sistema interligado. A função do sistema de proteção (ou dos relés de proteção) é ordenar a imediata remoção de qualquer elemento de um sistema de potência quando ele sofrer um curto circuito, ou quando ele começar a operar em uma condição anormal qualquer que possa causar prejuízo ou de alguma forma interferir com a operação efetiva do resto do sistema

elétrico. Os relés de proteção enviam ordem para comando dos disjuntores, desconectando os elementos faltosos do sistema. Esta proteção tem tempo de atuação da ordem de milisegundos.

- Existem ainda os Sistemas Especiais de Proteção (SEP), que corresponde ao outro nível de controle de perturbações e englobam:

- ✓ Esquemas de Controle de Emergências (ECE) que são, normalmente, os esquemas de corte de carga e/ou de corte de geração atualmente existentes para fazer face a "emergências simples/duplas". Dentre estes, inclui-se o ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga). Estes esquemas são, em geral, implementados utilizando hardware tradicional – relés.
- ✓ Esquemas de Controle de Segurança (ECS) que são os esquemas de maior porte e instalados em um conjunto de subestações que apresentam algum risco de segurança operativa para o sistema interligado, frente a contingências múltiplas.

Os ECS diferenciam-se basicamente dos ECE no tocante ao elemento motivador para a sua atuação. Enquanto os ECE detectam os efeitos resultantes de algum distúrbio, tomando as medidas necessárias para evitar sua propagação, os ECS demandam as medidas corretivas baseados na causa ou seja, no distúrbio propriamente dito. Notadamente, os ECE possuem um caráter mais geral, pois a perturbação em si não é o foco, e sim, as suas consequências. Por outro lado, os ECS têm suas ações projetadas para condições específicas pelas quais o sistema pode passar. Tais condições são combinações topológicas decorrentes de desligamentos múltiplos.

Além destes aspectos, pode-se também mencionar que os ECS são realizados utilizando-se Controladores Lógicos Programáveis (CLP) e têm tempo de atuação da ordem de centenas de milisegundos, e em função da possibilidade de perda da estabilidade do sistema, providenciando um corte emergencial de carga e/ou geração. Os ECE podem também ser implementados utilizando-se CLP, porém seu tempo de atuação, em função de sua própria filosofia, é da ordem de segundos, visto serem mais aplicados para evitar violação dos limites de suportabilidade dos equipamentos.

A Figura 1.2 apresenta a hierarquia de atuação destes esquemas de proteção que podem ser encontrados nos sistemas elétricos de potência.

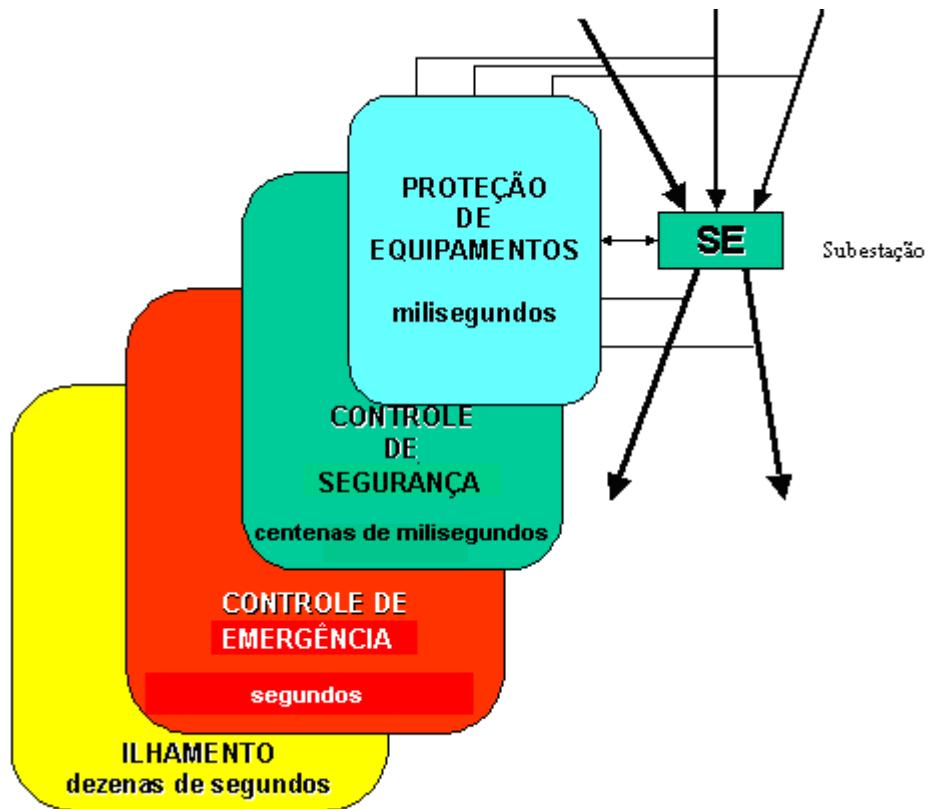


Figura 1.2 – Níveis Hierárquicos de Atuação da Proteção

No âmbito dos trabalhos da Comissão Mista para a avaliação das condições de segurança operativa do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, encontravam-se entre as tarefas a serem executadas:

- A análise do desempenho dos ECE existentes, frente a desligamentos simples/duplos no sistema, no sentido de identificar sua adequacidade, e;
- O dimensionamento de ECS, quando os ECE não se mostrarem suficientes para minimizar o risco de impactos de grandes proporções, quando da ocorrência de desligamentos múltiplos. Neste caso deveria ser estudada a viabilidade e definidas as características básicas para a implantação de ECS, no sentido de minimizar as consequências decorrentes destes desligamentos múltiplos. Deste estudo resultaria a proposta para implantação de lógicas de ECS no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Esta Comissão Mista então decidiu, dentre outras deliberações pela implantação de SEP, mais precisamente dos ECS, utilizando Controladores Lógicos Programáveis (CLP), com altíssimo grau de disponibilidade, com o objetivo de maximizar a segurança do sistema.

Os estudos realizados pela Comissão Mista enfocaram desligamentos múltiplos, a priori considerados com maior probabilidade de ocorrência, quando gerados nas principais subestações do sistema. Os critérios para o estabelecimento destes desligamentos foram aprovados no âmbito da Comissão Mista e estão consolidados no documento Plano de Ação do ONS em atendimento à Resolução Autorizativa da ANEEL, Nº 170/2005, para a Definição das Lógicas Básicas de Atuação dos Esquemas de Controle de Segurança.

A Lógica Básica é definida como o algoritmo a ser seguido pelo ECS e descreve a seqüência de procedimentos operativos (corte de geração e/ou de carga e/ou abertura/fechamento de circuitos) necessários frente a um desligamento múltiplo previamente estudado, no sentido de minimizar os efeitos provenientes deste, como por exemplo, desligamentos em cascata de outros equipamentos por sobrecarga ou resultantes de colapso generalizado.

Outra definição importante é o Conceito de Zonas de Segurança (ZSi) que são as zonas elétricas onde são instalados os Esquemas de Controle de Segurança (ECS). De acordo com a decisão da Comissão Mista foram criadas, para análise de viabilidade, 5 (cinco) Zonas de Segurança para implantação de lógicas de ECS no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, como mostra a Figura 1.3, ou seja:

- ZS 1 – Paraná / Paranapanema e Tronco 440 kV. A característica básica desta zona é a disponibilidade de um grande montante de geração nas bacias dos Rios Paraná e Paranapanema e a exportação através do tronco de 440 kV para o mercado distribuidor de São Paulo. Os esquemas implantados nesta zona atuarão sempre no sentido de promover corte de geração nas usinas do Paraná e Paranapanema ou abertura de circuitos 230 kV, em função do sentido do fluxo Sul – Sudeste.
- ZS 2 – Anel de 345 kV São Paulo e Sistema de Transmissão Receptor de Itaipu. Esta zona incorpora, na prática, grande parte da carga de São Paulo. A energia de Itaipu entra diretamente nesta área através das subestações de Ibiúna (Elo de Corrente Contínua) e Tijuco Preto (Tronco de 765 kV).
- ZS 3 – Áreas Rio de Janeiro / Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Brasília e Geração dos Rios Grande e Paranaíba. Esta zona engloba centros de carga importantes dos sistemas Sudeste e Centro-Oeste e duas áreas de geração das bacias dos Rios Paranaíba e Grande.
- ZS 4 – Sistema de Transmissão de 525 kV da região Sul. Esta zona tem como características principais um balanço carga/geração satisfatório e uma área que na

época ainda apresentava problemas para minimizar os riscos locais de confiabilidade (área Rio Grande do Sul).

- ZS 5 – Tronco de Transmissão de escoamento da energia de Itaipu. A função desta zona é monitorar o principal sistema de transmissão do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, que está associado à usina de Itaipu (Elo de Corrente Contínua e tronco de 765 kV).

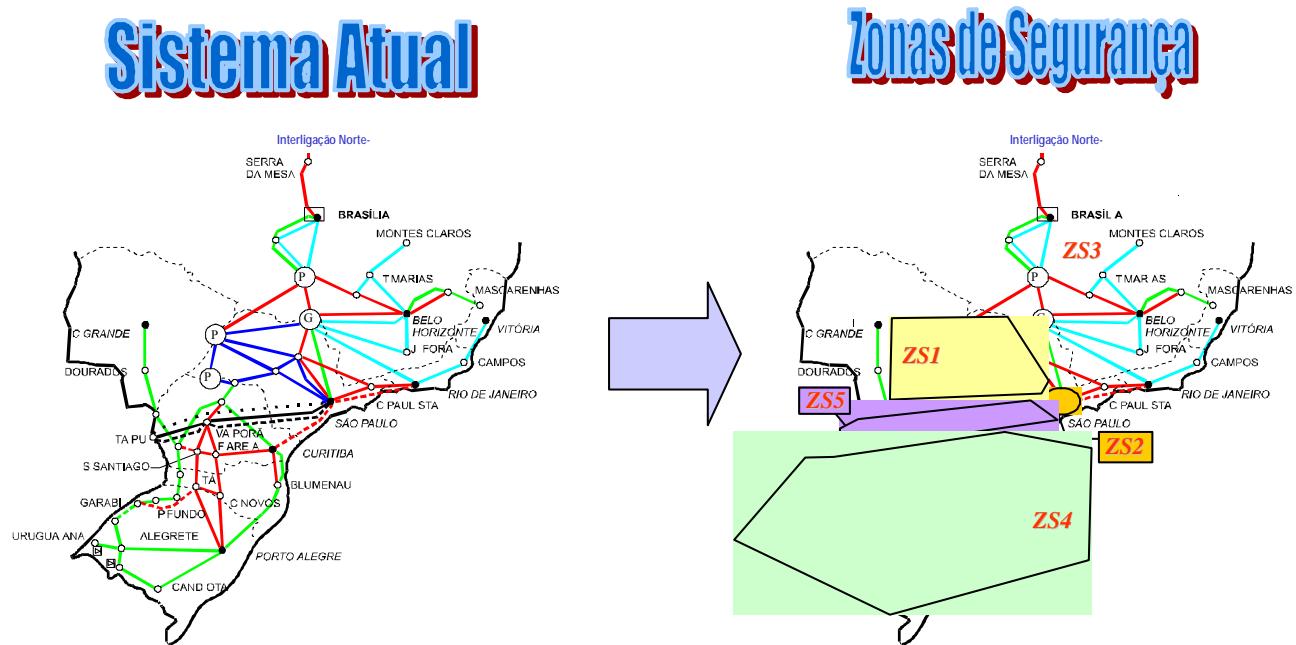


Figura 1.3 – Zonas de Segurança do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Este trabalho está restrito à descrição e análise das Lógicas Básicas Iniciais dos Esquemas de Controle de Segurança associados à Zona de Segurança 1, apresentada na Figura 1.4.

Na sua fase inicial de concepção foram previstos 17 CLP, sendo 13 a serem instalados nas SE mostradas na Figura 1.4 e mais 4 CLP reservas.

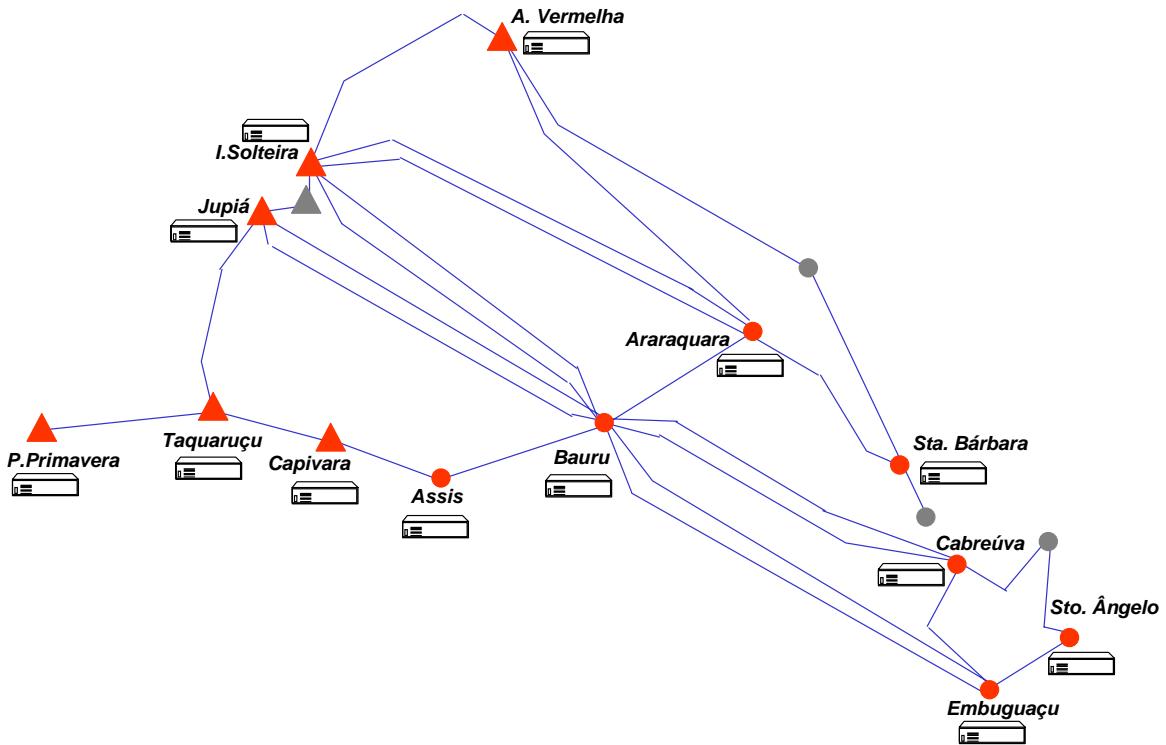


Figura 1.4 – Zona de Segurança 1 do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste

1.1. Objetivo

Este trabalho tem por objetivo apresentar a evolução do ECS da Zona de Segurança 1 em função da entrada em operação de melhorias na área que compreende esta Zona de Segurança, tanto do ponto de vista de melhorias implantadas nas SE existentes quanto da entrada em operação de novos circuitos e transformações, que foram definidas no Plano de Melhorias do SIN e de Ampliações e Reforços do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de modo a aumentar a segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os resultados desta análise estão apresentados ao longo do trabalho, assim como as conclusões e recomendações relacionadas às alterações e/ou manutenção das lógicas ou criação de novas lógicas para o ECS da Zona de Segurança 1.

As metodologias, os critérios e premissas utilizados no estudo, os conceitos e fundamentos básicos, a evolução deste ECS e os resultados do mesmo estão apresentados nos capítulos seguintes, ao longo do trabalho.

Capítulo 2: METODOLOGIA E CRITÉRIOS DE ESTUDOS

Para a análise presente e definição das lógicas dos Esquemas de Controle de Segurança (ECS), as simulações do estudo utilizaram configurações no horizonte do Plano de Ampliações e Reforços (PAR), como por exemplo, casos de referência do PAR- 2007 a 2009, disponibilizado no site do ONS. Os casos base escolhidos contemplam a configuração do sistema interligado brasileiro para condições de carga pesada, média e leve. Normalmente estes casos base são modificados afim de atender às necessidades do estudo, ou seja, são consideradas as condições mais desfavoráveis de operação para a região e ainda levadas em conta todas as melhorias que irão acontecer ao longo do triênio, em análise.

A razão para que estes estudos sejam feitos utilizando um ano horizonte três anos a frente está associada às seguintes demandas:

- Os estudos consomem de três a seis meses, dependo da abrangência do ECS;
- De seis meses a um ano são necessários para preparação das lógicas e das SE envolvidas e fabricação / instalação dos CLP;
- Três meses são utilizados para operação assistida para então ser iniciada a operação comercial do ECS, e;
- Um período mínimo de um ano, após a entrada em operação comercial, sem que as lógicas definidas necessitem de alteração.

As modificações a serem feitas no caso base são realizadas no programa computacional ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica [1] [2].

O Programa de Análise de Redes - ANAREDE é um conjunto de aplicações computacionais desenvolvidas no sentido de tornar disponível novas técnicas, algoritmos e métodos eficientes, adequados à realização de estudos nas áreas de operação e de planejamento de sistemas elétricos de potência.

Este conjunto de aplicações integradas é composto dos seguintes programas:

- Programa de Fluxo de Potência
- Programa de Equivalente de Redes
- Programa de Análise de Contingências
- Programa de Análise de Sensibilidade de Tensão

Já as simulações do estudo para a definição das lógicas dos Esquemas de Controle de Segurança (ECS) são normalmente feitas no programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM [3] [4], também desenvolvido pelo CEPEL.

O programa ANATEM é uma aplicação computacional para a realização de estudos de estabilidade à freqüência fundamental orientado tanto para a operação como para o planejamento de sistemas elétricos de potência.

Este programa foi concebido considerando fatores importantes como eficiência, métodos numéricos, precisão, técnicas de programação e modularidade que foram devidamente explorados e conjugados com as particularidades do sistema brasileiro.

O programa ANATEM faz a simulação de estabilidade eletromecânica de sistemas multimáquinas de grande porte, usando o esquema de solução alternado implícito com método trapezoidal e permite a modelagem detalhada dos diversos equipamentos de um sistema de potência, incluindo seus respectivos controladores. Além de possuir vários modelos pré-definidos, o programa permite a utilização de controladores definidos pelo usuário, o que aumenta a sua flexibilidade.

O programa ANATEM, nos estudos para definição das lógicas de um ECS, é utilizado para simular diferentes contingências que poderiam interferir nas lógicas deste ECS dando subsídios, dessa forma, para a análise da resposta de regime transitório do sistema frente a perturbações.

As contingências simuladas são basicamente curtos-circuitos em barras e eliminação de determinados circuitos que afetam a configuração da área de interesse e que podem trazer problemas de sobrecargas em transformadores ou em linhas de transmissão na Zona de Segurança deste ECS.

2.1. Critérios de Planejamento dos Sistemas Elétricos no Brasil

Os critérios para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão estão sempre sendo rediscutidos e atualizados no Brasil.

Até cerca de 15 anos atrás, os métodos e critérios de planejamento no Brasil, tanto para geração quanto para transmissão, baseavam-se na filosofia determinística que se poderia traduzir como “dimensionamento do sistema para ocorrência da pior contingência simples”. Resumidamente, a principal diretriz que norteava o estabelecimento do elenco de Critérios de

Planejamento, no que se refere à expansão dos sistemas de transmissão, era apresentada da seguinte forma:

- Planejamento dos Sistemas de Transmissão: Critério “N-1”, que se traduz em dimensionamento da rede elétrica de tal forma que a ocorrência da saída de serviço de qualquer componente do sistema possa ser suportada sem necessidade de ajustes no ponto operativo característico das condições normais de operação, ou seja, sem necessidade de redespacho de geração, reconfiguração da rede, mudança de tapes de transformadores, exceto aqueles dotados de LTC, e, principalmente, sem necessidade de cortes de carga. Na aplicação desse critério, o sistema deve ser testado para as condições de carga/geração mais severas que possam ocorrer durante seu ciclo operativo, aferindo-se pelo menos a situação de ponta de carga anual para cada configuração em análise no horizonte da expansão.

Ainda hoje, o planejamento da rede de transmissão se baseia, em essência, no critério “N-1” determinístico. Porém, já se está introduzindo, paulatinamente, a análise de confiabilidade entre as verificações do processo de dimensionamento da rede elétrica, bem como a aceitação de algumas ações de controle automático, como, por exemplo, o corte de geração.

A análise dos principais blecautes ocorridos no sistema brasileiro nos últimos 20 anos permitiu constatar que, na grande maioria destes blecautes, eles foram causados por contingências múltiplas, não previstas na fase de planejamento. A Comissão Mista ELETROBRAS / CEPEL / ONS e Agentes, criada após o grande blecaute de 11 de março de 1999, estabeleceu metodologias para se determinar as instalações consideradas críticas, a partir da análise de contingências múltiplas envolvendo todas as subestações da rede básica, assim como da análise dos arranjos de barramento e dos sistemas de proteção. Nesta comissão também foram desenvolvidas uma série de ações visando mitigar os reflexos decorrentes da perda total ou parcial destas subestações críticas.

Atualmente, o ONS introduziu nos seus Procedimentos de Rede, segundo a referência [5], os seguintes conceitos de “Instalações Críticas”:

- ✓ Usinas e Subestações Críticas: são instalações nas quais a ocorrência de uma única falta pode provocar contingências múltiplas que resultem em perturbações de grande porte, ocasionando um comportamento instável do sistema.

- ✓ Linhas de Transmissão Críticas: são as linhas de transmissão cujo desligamento intempestivo provoca perturbação sistêmica, ocasionando um comportamento instável do sistema.

2.2. Critérios Adotados para os Estudos de Transitórios Eletromecânicos

O objetivo principal da Comissão Mista foi analisar os eventos múltiplos que pudessem levar o Sistema Interligado Nacional (SIN) à condição subsequente de desligamentos em cascata ou culminar em colapso. Os critérios para a definição dos desligamentos múltiplos analisados por subestação foram estabelecidos no Plano de Ação para a Definição das Lógicas de Atuação dos Esquemas de Controle de Segurança.

Estes critérios procuraram retratar os desligamentos múltiplos com maior índice de probabilidade de ocorrência no âmbito das subestações, não só do ponto de vista da atuação correta da proteção, mas também se considerando a falha de alguns de seus componentes. Assim sendo, foram estabelecidas as seguintes perturbações que serviram como critério de referência para as análises a serem estudadas:

- ✓ falta na barra com atuação correta da proteção;
- ✓ falta na barra com falha de disjuntor;
- ✓ falta em linha de transmissão de circuito duplo (na mesma torre ou na mesma faixa de passagem) seguida de abertura de ambos os circuitos;
- ✓ falta simples em circuitos (duplos ou não) com falha de disjuntor, e
- ✓ análise da possibilidade de perda de todas as seções de barra de um mesmo nível de tensão.

Estes critérios hoje fazem parte dos Procedimentos de Rede do ONS [6].

Capítulo 3: CONCEITOS BÁSICOS E FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Visando à perfeita compreensão dos termos aqui utilizados e para dirimir as eventuais ambigüidades são apresentados, a seguir, alguns conceitos de maior relevância e a terminologia usada nesta dissertação.

3.1. Sistemas de Proteção

São conjuntos de relés e dispositivos de proteção, outros dispositivos afins, equipamentos de teleproteção, circuitos de controle em corrente alternada e corrente contínua, circuitos de comando e sinalização, disjuntores, etc que, associados, tem por finalidade proteger componentes (linhas de transmissão, barramentos e equipamentos) ou partes do sistema elétrico de potência quando de condições anormais, indesejáveis ou intoleráveis.

O sistema de proteção também tem por função monitorar e salvaguardar um sistema elétrico de potência dos efeitos danosos de uma falta sustentada. Logo, a proteção deve remover o elemento defeituoso o mais rápido possível do resto do sistema, isolando deste, a menor seção possível.

Com isto, o sistema de proteção deve apresentar a capacidade de responder às anormalidades, nas condições de operação e aos curtos-circuitos para os quais fora projetado. Além disto, deve reconhecer e selecionar entre as condições de operação instantânea e temporizada, apresentando confiabilidade e rapidez de ação na ocorrência de uma situação de falta.

O crescente aumento em complexidade dos Sistemas Elétricos de Potência devido ao aumento constante da demanda de energia e a interligação dos sistemas existentes, tem exigido uma considerável melhora dos equipamentos de controle, proteção e localização de faltas, a fim de possibilitar a redução do período de interrupção do fornecimento de energia, em caso de falhas, e garantir a operação confiável e econômica do sistema de potência, seja em condições normais de operação ou em contingência.

A proteção dos Sistemas Elétricos de Potência é feita por esquemas de proteção que, por sua vez, são basicamente comandados por relés. A função primordial desses relés é identificar os defeitos, localizá-los da maneira mais exata possível e alertar a quem opera o sistema, promovendo o disparo de alarmes, sinalizações e também, dependendo do caso, promovendo a abertura de disjuntores de modo a tentar isolar o defeito, mantendo o restante do sistema em operação normal, sem que os efeitos desse defeito prejudiquem sua normalidade.

Portanto, são os relés os elementos mais importantes do sistema de proteção. Eles são sensores que vigiam constantemente as condições de operação do Sistema Elétrico. Havendo alguma anomalia, por exemplo um curto-círcuito, a corrente de curto-círcuito sensibiliza o relé, este opera enviando um sinal para a abertura do disjuntor. Com a abertura, o trecho defeituoso é desconectado do sistema. Neste caso o sistema continua a operar com a mesma configuração anterior, apenas desfalcado do trecho defeituoso.

O princípio de funcionamento dos relés evolui com os avanços tecnológicos, mas a filosofia de proteção é sempre a mesma, ou seja, o objetivo do relé é proteger com garantia de: sensibilidade, seletividade, rapidez, confiabilidade, robustez, estabilidade, operacionalidade, funcionalidade, entre outros.

O modo geral de atuação de um relé pode ser sintetizado em quatro etapas:

- O relé encontra-se permanentemente recebendo informações da situação elétrica do sistema protegido sob a forma de corrente e tensão, provenientes dos transformadores de corrente (TC) e de tensão (TP). Através da combinação dessas grandezas, são obtidas informações de potência, impedância, ângulo de fase, freqüência, etc;
- Se, em um dado momento, surgirem condições anormais de funcionamento do sistema protegido tais que venham a sensibilizar o relé, este deverá atuar de acordo com a maneira que lhe for própria.
- A atuação do relé é caracterizada pelo envio de um sinal que resultará em uma ação de sinalização (alarme), bloqueio ou abertura de um disjuntor (ou as três ao mesmo tempo).
- A abertura ou disparo do disjuntor, comandada pelo relé, irá isolar a parte defeituosa do sistema.

Neste capítulo será apresentada uma breve noção da operação dos transformadores de corrente e de potencial, assim como informações sobre os relés de sobrecorrente, direcionais e de distância.

3.2. Transformadores de Corrente

Um transformador de corrente, ou simplesmente TC, é um dispositivo que reproduz no seu circuito secundário, a corrente que circula em um enrolamento primário com sua posição vetorial substancialmente mantida, em uma proporção definida, conhecida e adequada. Os transformadores de corrente, utilizados em aplicações de alta tensão, fornecem correntes

suficientemente reduzidas e isoladas do circuito primário de forma a possibilitar o seu uso por equipamentos de medição, controle e proteção.

Os transformadores de corrente são classificados em dois tipos:

- Transformadores de Corrente para serviços de medição

Utilizados para medição de correntes em alta tensão, possuem características de boa precisão (exemplo: 0,3 a 0,6% de erro de medição) e baixa corrente de saturação (4 vezes a corrente nominal).

- Transformadores de Corrente para serviços de proteção

Utilizados para proteção de circuitos de alta tensão, são caracterizados por precisão mais baixa (exemplo: 2,5 a 10% de erro de medição) e elevada corrente de saturação (da ordem de 20 vezes a corrente nominal).

3.3. Transformadores de Potencial

Um transformador de potencial, também conhecido como TP, é um transformador destinado apenas a transmitir o sinal de tensão a instrumentos de medição, controle e proteção. O TP deve reproduzir no seu secundário uma tensão com o menor erro possível e esta tensão deverá ser uma réplica da tensão na linha do sistema elétrico.

Os transformadores de potencial são unidades monofásicas e seus agrupamentos podem produzir as mais diversas configurações. A alta tensão (AT) será a tensão nominal do barramento da linha de transmissão ou outro alimentador no qual o TP está conectado. Já a rede trifásica, formada pelas saídas secundárias do TP, são geralmente normalizadas na tensão de 115 Volts.

3.4. Relés de Sobrecorrente

Conforme o próprio nome sugere, têm como grandeza de atuação a corrente elétrica do sistema. Isto ocorrerá quando esta atingir um valor igual ou superior ao ajuste previamente estabelecido (corrente mínima de atuação).

No caso de serem usados para proteção de circuitos primários, são ligados de forma indireta através de transformadores de corrente.

3.4.1. Curvas Características

Quanto ao tempo de atuação, possuem curvas características de dois tipos: de tempo definido e de tempo inverso.

a) Tempo Definido

Uma vez ajustados o tempo de atuação (T_a) e a corrente mínima de atuação (I_{min}), o relé irá atuar após este intervalo de tempo para qualquer valor de corrente igual ou maior do que o mínimo ajustado (Figura 3.1).

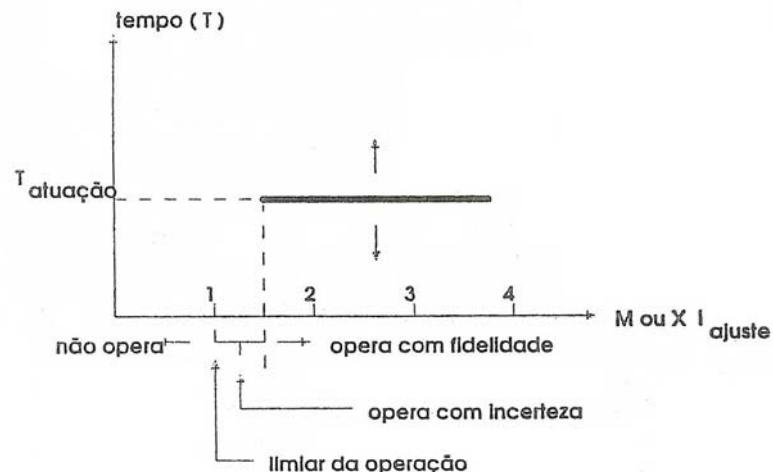


Figura 3.1 – Curva Característica de Tempo Definido

b) Tempo Inverso

O tempo de atuação do relé é inversamente proporcional ao valor da corrente. Isto é, o relé irá atuar após intervalos de tempo decrescentes com os valores de corrente iguais ou maiores que a corrente mínima de atuação (corrente de partida ou “starting current”) (Figura 3.2).

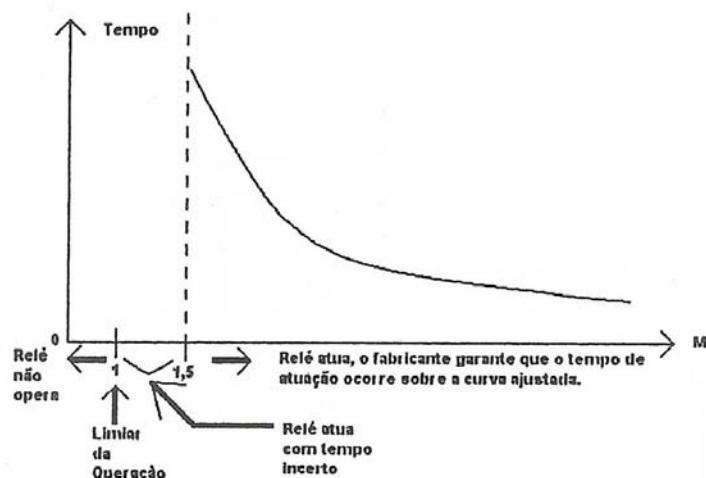


Figura 3.2 – Curva Característica de Tempo Dependente

As curvas de tempo inverso são classificadas em três grupos, conforme mostra a Figura 3.3:

- Normalmente Inversa (NI);

- Muito Inversa (MI);
- Extremamente Inversa (EI).

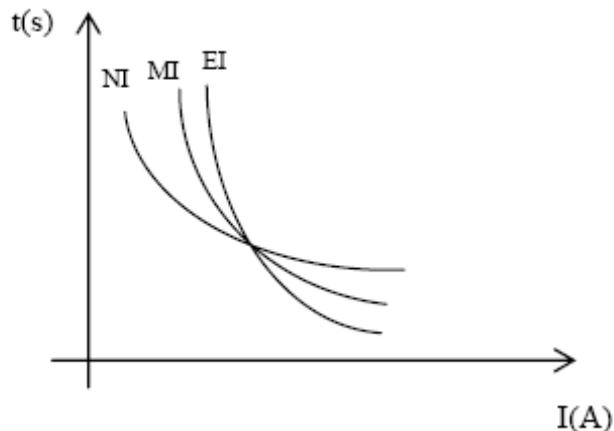


Figura 3.3 – Curvas Características de Tempo Dependente

Por norma, essas curvas são traçadas para valores do múltiplo (m) variando, geralmente, de 1,5 a 20, em um sistema de eixos ortogonais com escala log x log.

3.4.2. Unidades Instantânea e Temporizada

Geralmente os relés de sobrecorrente são compostos por duas unidades: instantânea e temporizada. Nos esquemas elétricos que representam equipamentos de proteção, estas recebem os números, pela norma ANSI, 50 e 51, respectivamente (Figura 3.4). Se o relé está ligado para proteção de fase, as suas unidades são conhecidas como 50 e 51 de fases. No caso de estar realizando a proteção de neutro ou terra, suas unidades são conhecidas como 50 e 51 de neutro, terra ou residual.

A unidade 50 atua instantaneamente, após ultrapassada a corrente de ajuste, e pode ter, associado à sua saída, um tempo previamente definido. Já a unidade 51 atua com curvas de tempo inverso ou de tempo definido.

As unidades temporizadas permitem dois tipos de ajustes: corrente mínima de atuação e curva de atuação.

As unidades instantâneas trabalham com dois ajustes: corrente mínima de atuação e tempo de atuação (tempo previamente definido).

3.4.2.1. Esquema Básico de Ligação

O esquema básico tradicional de proteção de um alimentador radial, trifásico e aterrado, na saída de subestação, utiliza três relés de fase e um de neutro, terra ou residual, ligados através de três transformadores de corrente, comandando um disjuntor (52), conforme está mostrado na Figura 3.4.

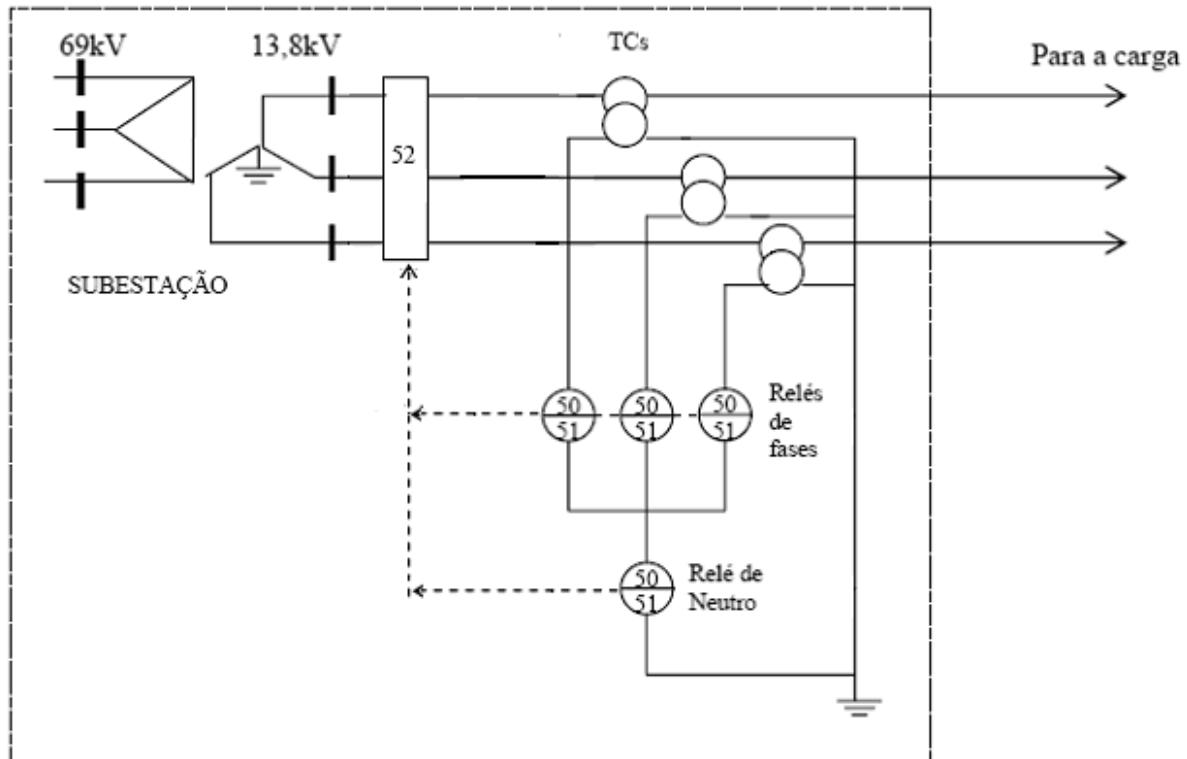


Figura 3.4 – Esquema Básico da Proteção de Sobrecorrente da Saída de um Alimentador Primário Radial

Os relés de fase irão proporcionar proteção ao alimentador contra os curtos-circuitos que envolvam mais de uma fase (trifásico, bifásico e bifásico-terra). O relé de neutro ou terra dará proteção contra os curtos para a terra (fase-terra).

A vantagem desse esquema é que, para qualquer tipo de curto-círcuito de fase, haverá, no mínimo, dois relés sendo percorrido pela corrente de curto.

Atualmente, com o emprego de relés digitais, os quatro relés do esquema da Figura 3.4 são substituídos por um único que realiza as funções 50 e 51 de fase e terra. Além disso, desempenham outras funções tais como: medição de corrente, registros de dados, de perturbações, etc. São conhecidos como relés multifunção.

Geralmente os esquemas de proteção são apresentados em um diagrama unifilar, onde os equipamentos envolvidos recebem uma numeração, de acordo com a norma ANSI, padronizada. Na Figura 3.5, está mostrado o diagrama unifilar do esquema de proteção da Figura 3.4.

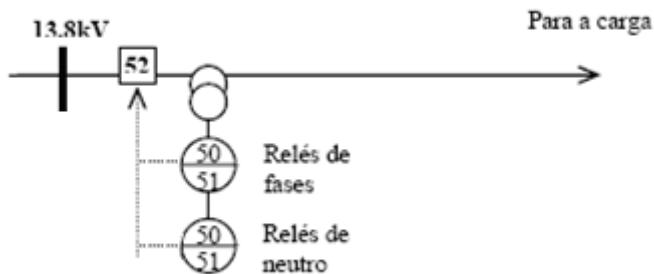


Figura 3.5 – Diagrama Unifilar do Esquema de Proteção da Saída de um Alimentador Radial

3.4.3. Seletividade Relé x Relé

Geralmente esta situação ocorre em subestações, onde um conjunto de relés funciona como proteção principal e outro como proteção de retaguarda.

Para se obter seletividade entre esses dois conjuntos de relés, as curvas de tempo dos relés principais (fase e neutro) deverão estar abaixo das curvas dos relés de retaguarda (fase e neutro), respectivamente, no mínimo 0,3 s, no ponto mais crítico, em todo o trecho protegido pelos relés principais, para as correntes de curtos-circuitos de fase e terra.

3.4.4. Seletividade Relé x Elo-fusível

A seletividade estará garantida, para o todo o trecho protegido pelo elo-fusível, quando as curvas de tempo dos relés de fase e neutro estiverem, no ponto mais crítico, no mínimo 0,2s, acima da curva de tempo total de interrupção do elo, para as correntes de curtos-circuitos de fase e terra.

3.5. Relés Direcionais

Os relés de sobrecorrente são usados na proteção de sistemas de energia radial. Num sistema em anel a proteção com estes relés é impraticável, devido à dificuldade de coordenação. No entanto, a proteção do sistema em anel é possível se o relé de sobrecorrente receber ajuda do relé direcional.

Como o nome indica, o relé direcional tem sensibilidade direcional em relação ao sentido do fluxo de energia que trafega pelo sistema. O relé direcional que monitora o relé de

sobrecorrente, confere característica radial ao sistema em anel. Ou seja, o sistema em anel se comporta como dois sistemas radiais em sentidos opostos.

Dessa forma, o relé direcional (67) é um dispositivo que atua quando a corrente tem um sentido pré-estabelecido de acordo com sua referência de polarização. Este relé precisa de duas grandezas de atuação, sendo estas:

- uma grandeza de polarização que pode ser de tensão ou corrente. A tensão geralmente é mais usada.
- uma grandeza de operação, sendo esta caracterizada geralmente pela corrente.

A direcionalidade é dada pela comparação fasorial das posições relativas da corrente de operação e tensão de polarização. Esta defasagem é que produz o sentido da direção do fluxo de energia da corrente de operação ou do curto-círcuito.

O diagrama fasorial das grandezas envolvidas no relé direcional está apresentando na Figura 3.6.

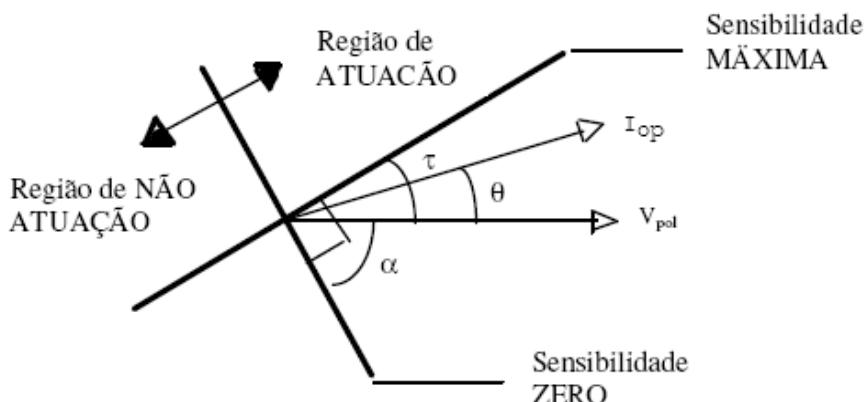


Figura 3.6 – Diagrama Fasorial Funcional de um Relé Tensão-Corrente

3.5.1. Polarização do Relé Direcional

As polaridades dos circuitos de corrente e potencial, através dos correspondentes TC e TP determinam as condições de operação dos relés direcionais. Por exemplo, os relés direcionais tensão-corrente podem ser conectados a um sistema elétrico trifásico de diversas maneiras. Isto é, o ângulo entre a tensão e a corrente no relé define o tipo de ligação do mesmo.

O tipo de conexão ou ligação é determinado pelo ângulo entre a tensão aplicada ao circuito de potencial e a corrente ao circuito de corrente, considerando o sistema com fator de potência unitário e seqüência direta (positiva).

As conexões mais usuais são: 90° , 60° , 30° e 0° , e estão mostradas nas Figuras 3.7 a 3.10, dadas a seguir.

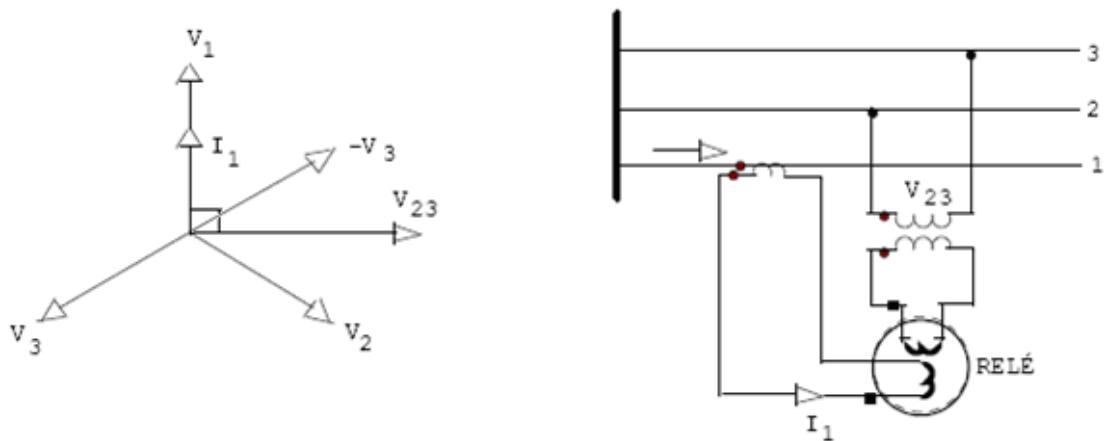


Figura 3.7 – Conexão 90°

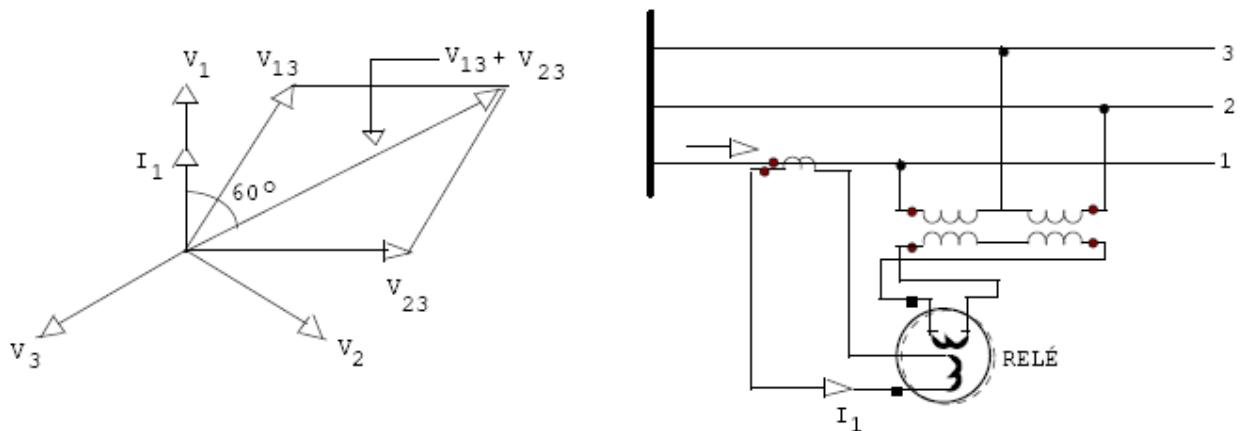


Figura 3.8 – Conexão 60°

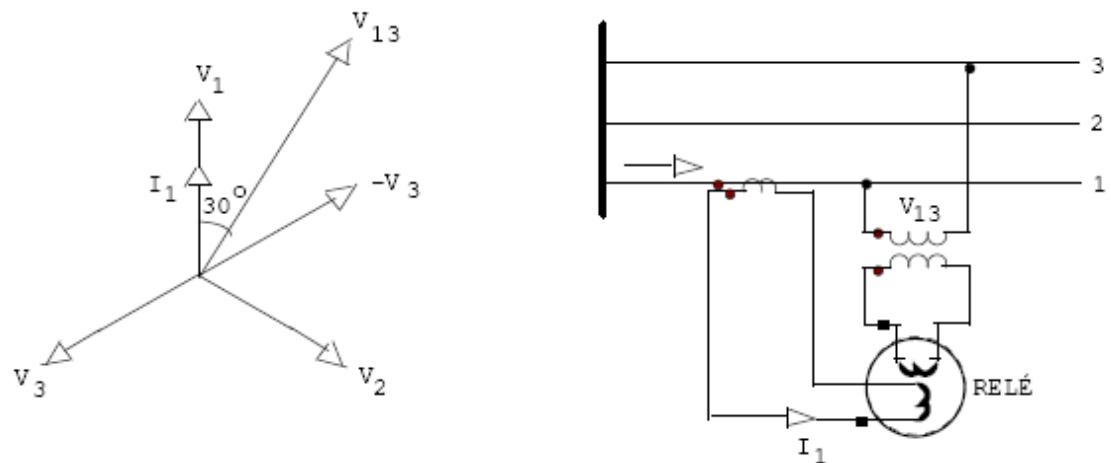


Figura 3.9 – Conexão 30°

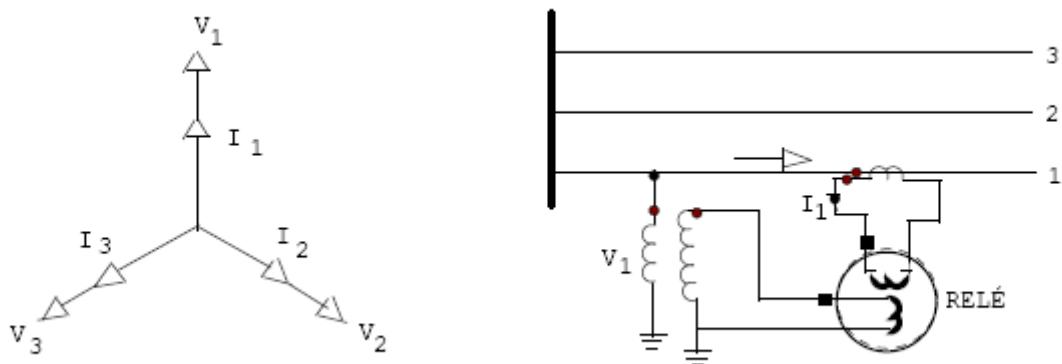


Figura 3.10 – Conexão 0°

Os relés de sobrecorrente direcionais (67), têm ângulos de sensibilidade máxima ou ângulo de máximo torque (AMT) que podem ser ajustados numa faixa que varia geralmente entre 20° e 80°, entretanto, as faixas de atuação vão de aproximadamente -120° a +120°, em relação à reta de máxima sensibilidade. Procura-se ajustar este ângulo em conjunto com o ângulo de ligação do mesmo, a fim de que se possa obter o melhor desempenho possível na operação do relé.

3.6. Relés de Distância

O ajuste da calibração dos relés de sobrecorrente que atuam na proteção e coordenação de um sistema elétrico, modifica, se houver mudança na configuração da rede. Isto implica num grande problema em relação à operação do sistema que está sempre fazendo manobras necessárias ao bom desempenho para garantir a continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica.

O relé de distância supre a deficiência dos relés anteriores e produz uma proteção fácil de ajustar e coordenar. O relé de distância opera medindo o parâmetro de linha de transmissão até o ponto do curto-circuito ou da carga.

O relé de distância recebeu este nome devido à sua filosofia de funcionamento se basear na impedância, admitância ou reatância vista pelo relé. Como esses parâmetros são proporcionais à distância, daí a origem do nome do relé. Na verdade, o relé vê o parâmetro da linha ou sistema e não a distância propriamente dita.

Relés de distância (21) representam uma classe de relés que são conhecidos por:

- Relés de impedância

- Relés de admitância ou mho
- Relés de reatância

3.6.1. Plano R-X

As características de atuação dos relés de distância são representadas no plano R-X (plano de impedâncias). Isto é importante tendo em vista que medem uma impedância, facilitando, portanto, na hora em que se está ajustando os alcances (zonas de atuação) dos mesmos.

Os ângulos das impedâncias medidas por esses relés dependem dos sentidos (sinais) dos fluxos de potências ativas e reativas nas linhas protegidas. Assim, as impedâncias medidas se apresentarão em um dos quadrantes do plano R-X (Figura 3.11).

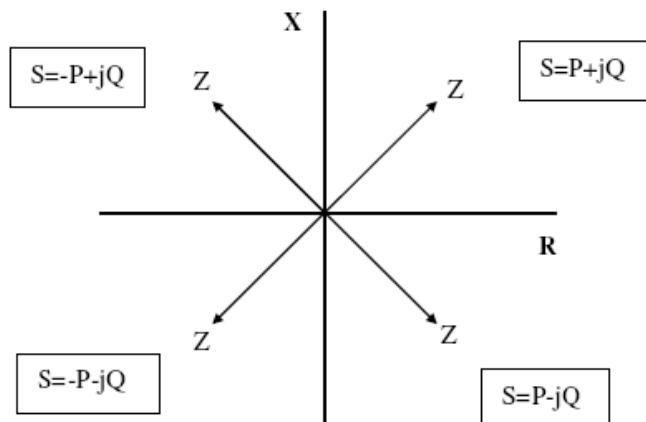


Figura 3.11 – Localização de Z no Plano R-X de acordo com o Fluxo de Potência

3.6.2. Relé de Distância Tipo Impedância

No plano R-X, a sua característica é representada por uma circunferência cuja origem coincide com o centro do sistema de eixos (Figura 3.12.a).

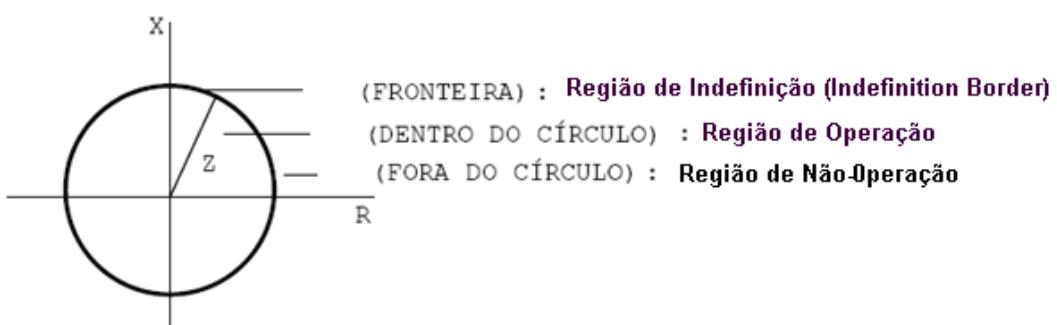


Figura 3.12.a – Característica do Relé de Impedância

Geralmente os relés de distância possuem três zonas de atuação: 1^a, 2^a e 3^a zonas , conforme se pode observar na Figura 3.12.b .

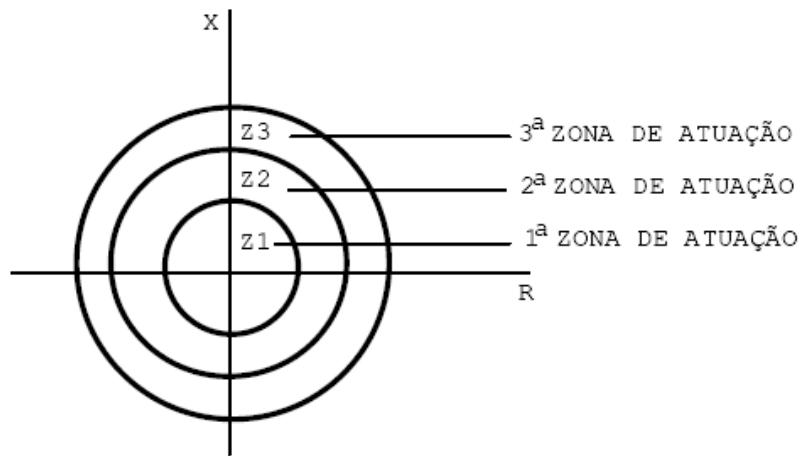


Figura 3.12.b – Características das 3 Zonas de Atuação do Relé de Impedância

De acordo com a Figura 3.12, pode-se observar que o relé é não-direcional, pois poderá “ver” falta em qualquer direção (impedância situada em qualquer quadrante do plano R-X).

Para a operação seletiva, os relés de distância necessitam do acoplamento de uma unidade direcional (Figura 3.13).

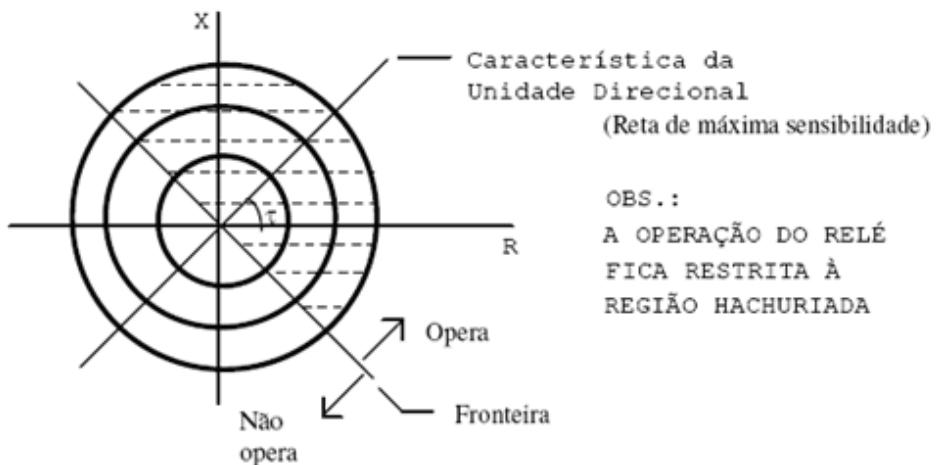


Figura 3.13 – Características do Relé de Impedância Acoplado com uma Unidade Direcional

3.6.3. Relé de Distância Tipo Admitância ou Mho

A representação da característica de atuação deste relé no plano R-X , é uma circunferência que tangencia a origem do sistema de eixos (Figura 3.14) e devido à sua característica não necessita de uma unidade direcional, uma vez que a direcionalidade já está incorporada em sua concepção.

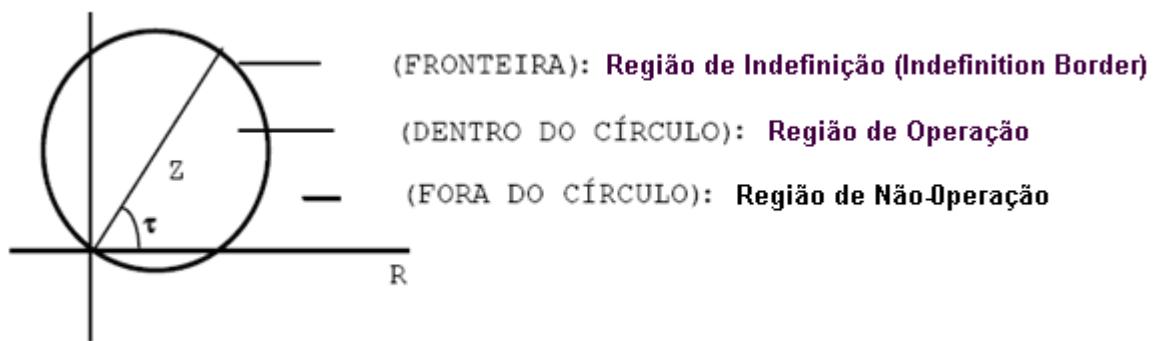


Figura 3.14 – Característica do Relé de Admitância

De maneira semelhante ao relé de impedância, possui três zonas de atuação (Z_1 , Z_2 e Z_3) com os respectivos tempos de atuação e alcances.

Na Figura 3.15 , estão representadas as características de atuação das três zonas do relé. Observar que a sensibilidade será máxima quando o ângulo de impedância de linha coincidir com o ângulo de máxima sensibilidade do relé. Nesta situação, o módulo da impedância de linha é representado sobre a reta de máxima sensibilidade.

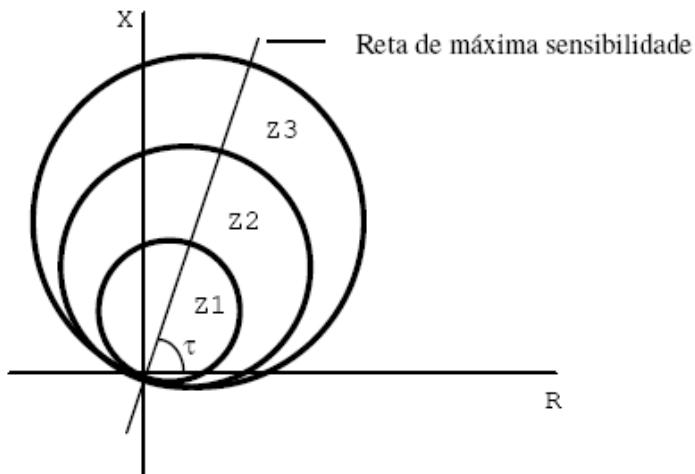


Figura 3.15 – Características das 3 Zonas de Atuação do Relé de Admitância

3.6.4. Relé de Distância Tipo Reatância

No plano R-X , a sua característica é representada por uma reta paralela ao eixo das resistências (Figura 3.16).

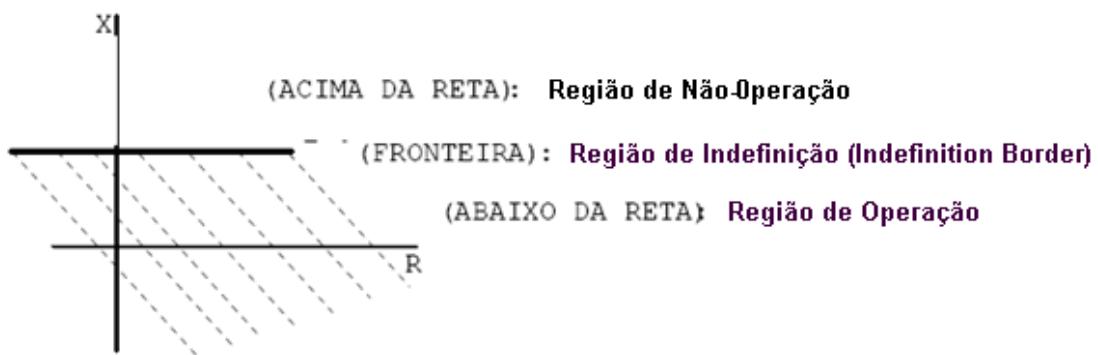


Figura 3.16 – Característica do Relé de Reatância

Este relé é não-inerentemente direcional, portanto necessita de uma unidade direcional. Na prática, é comum a utilização de uma unidade mho para proporcionar direcionalidade ao relé (Figura 3.17). Neste caso, a unidade mho é conhecida como unidade de partida.

Os alcances e temporizações das zonas são semelhantes aos valores típicos dados para o relé de impedância .

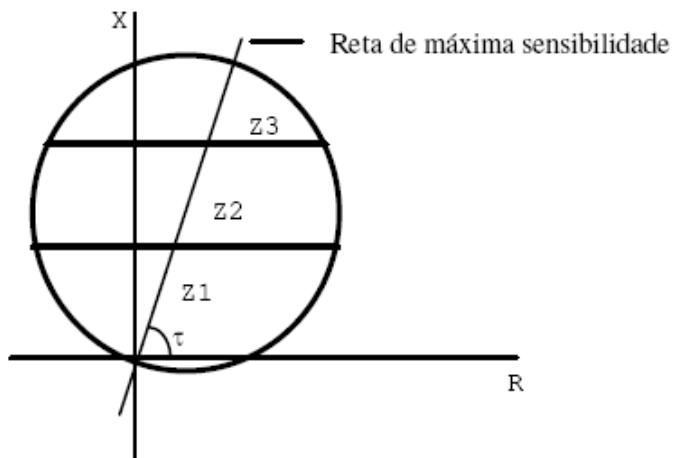


Figura 3.17 – Características das 2 Zonas de Atuação do Relé de Reatância e da Unidade de Partida Mho

Capítulo 4: SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO

São sistemas projetados para detectar condições anormais no sistema e tomar ações corretivas automáticas com o objetivo de manter a integridade, garantindo o suprimento de energia de forma aceitável a maior parte possível do sistema. Estas ações ocorrem, em geral, em complementação às ações da proteção dos componentes do sistema, podendo considerá-las atuando com sucesso ou não.

Os Sistemas Especiais de Proteção (SEP), que englobam os Esquemas de Controle de Emergências (ECE) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECS) são sistemas automáticos de controle implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica com o objetivo de:

- permitir maior utilização dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
- aumentar a confiabilidade da operação do sistema interligado;
- prover proteção adicional a componentes do sistema elétrico, e
- melhorar a segurança do sistema, evitando tanto a propagação de desligamentos em cascata quanto de distúrbios de grande porte.

Os SEP recebem informações de grandezas elétricas de transformadores para instrumentos (TP e TC), de topologia da rede elétrica e de posições de disjuntores, seccionadoras, chaves seletoras e outros dispositivos e atuam comandando:

- abertura/fechamento de linhas de transmissão, geradores, transformadores e outros;
- redução/elevação de potência de geradores;
- alívio/restauração de cargas;
- outras ações.

Os SEP, após concebidos e implantados, têm a tendência de se tornarem permanentes, podendo ser desligados temporária ou permanentemente, dependendo das condições operativas e da expansão da rede. Apresenta um elevado grau de confiabilidade, porém existe uma grande complexidade na sua instalação e administração, e na coordenação de sua atuação entre áreas e centros de controle. Sua necessidade é mais sentida exatamente em função da desregulamentação e da operação dos sistemas elétricos próximos aos limites de suportabilidade, com estreitas margens de operação.

4.1. Principais Aplicações dos Sistemas Especiais de Proteção

A tarefa do projetista de sistemas de potência é achar uma solução de compromisso técnico-econômica que considere os investimentos, os custos operacionais e a qualidade de atendimento na busca desta solução e, portanto, podem ser usados principalmente para:

- Melhorar a operação dos sistemas de potência

Condições operacionais que implicam em elevadas transferências de energia entre áreas ou regiões em razão do despacho coordenado, otimizando as disponibilidades energéticas, elevam o risco de exposição do sistema a faltas múltiplas muito mais do que o sistema foi planejado originalmente. Além disso, situações operacionais especiais como, por exemplo, com a rede incompleta em razão de indisponibilidades por diferentes razões, impõem maiores riscos ao sistema de transmissão em extra alta tensão, particularmente no caso de sistemas com geração hidroelétrica longe dos centros de carga. Em todos esses casos é freqüente o uso de SEP para mitigar os riscos.

- Operar os sistemas próximos aos limites, mas com segurança

Em muitos sistemas de potência, as margens de segurança operativas diminuem muito depressa em consequência da não ampliação de sua rede de transmissão causada por problemas ambientais ou como consequência de dificuldades financeiras para atender ao programa de obras. O uso de SEP permite que o sistema opere mais próximo aos seus limites, possibilitando a operação econômica global.

- Aumentar o limite de transferência de potência e, ao mesmo tempo, manter o mesmo nível de segurança

Os SEP podem ser usados para adiar projetos de expansão da transmissão e para otimizar os escassos recursos financeiros (custo evitado) enquanto mantém o mesmo nível de segurança do sistema.

- Como solução temporária para compensar atrasos no programa de execução de obras (operação fora dos limites de transferência) ou mesmo em situações de desligamentos para manutenção

Um bom exemplo de solução temporária é a implementação de um SEP para evitar instabilidade de tensão até que uma nova linha de transmissão seja construída.

- Aumentar a segurança do sistema, particularmente para fazer frente a contingências extremas ou múltiplas que conduzem o sistema ao colapso.

O uso de SEP para aumentar a segurança do sistema é uma prática mundialmente aceita para controlar contingências extremas quando a experiência prova que estes eventos acontecem com muita freqüência e/ou causam severo impacto ao sistema resultando em elevada perda de carga ou em colapso.

4.2. Requisitos Básicos para Implantação de Sistemas Especiais de Proteção

Este item estabelece os requisitos básicos necessários para a implantação dos Sistemas Especiais de Proteção (SEP) usando a tecnologia baseada em microprocessadores, fornecendo inclusive informações sobre outros equipamentos ou sistemas não incluídos no escopo deste trabalho, servindo para dar maior compreensão do contexto.

Os SEP são um tipo de proteção que se tornou fundamental na operação de sistemas elétricos nas ultimas décadas, uma vez que estão associados ao conceito de segurança global do sistema e cuja preocupação maior é com a integridade operativa da rede. Nestes SEP estão incluídos os tradicionais Esquemas de Controle de Emergência (ECE) que utilizam tecnologia baseada em relés. Os relés podem ser eletromecânicos, estáticos ou microprocessados, operando isoladamente (“stand alone”). A filosofia normalmente usada para a ativação dos ECE é baseada no efeito ocasionado por uma contingência.

Um outro tipo de SEP é o Esquema de Controle de Segurança (ECS), introduzido mais recentemente e que emprega a tecnologia baseada em microprocessadores. Este tipo de esquema utiliza equipamentos digitais com capacidade de execução de lógicas de controle, as Unidades de Aquisição de Controle (UAC), tais como Controladores Lógicos Programáveis (CLP), Unidades Terminais Remotas (UTR), “Intelligent Electronic Devices” (IED), etc, podendo operar de forma isolada ou em rede através de sistemas de comunicação cobrindo e protegendo grandes áreas do sistema. Desse modo, o termo CLP é aqui usado de maneira genérica, podendo se referir a um Controlador Lógico Programável, assim como a qualquer outro hardware que atenda às características técnico-funcionais aqui descritas.

Com essa tecnologia baseada em CLP é possível, também, aplicar a filosofia de ativação baseada na causa, isto é, no fato causador do fenômeno que se quer controlar. Com isso, os SEP podem identificar uma grande perturbação e executar, de forma imediata, ou até antecipar, as ações automáticas de controle necessárias para manter a estabilidade do sistema elétrico. Para que isto seja possível, porém, há necessidade do monitoramento contínuo de um

conjunto de subestações e usinas, estrategicamente selecionadas, de modo a permitir que os SEP atuem, quando necessário, em seqüência à proteção convencional, providenciando, por exemplo, um corte emergencial de carga e/ou de geração ou, quando for o caso, promovendo uma mudança na topologia da rede.

4.2.1. Lógica dos Controladores Lógicos Programáveis

Um Controlador Lógico Programável, ou Controlador Programável conhecido também por sua sigla CLP, é um computador especializado, baseado num microprocessador que desempenha funções de controle de diversos tipos e níveis de complexidade. Geralmente as famílias de Controladores Lógicos Programáveis são definidas pela capacidade de processamento de um determinado número de pontos de Entradas e/ou Saídas (E/S).

Controlador Lógico Programável segundo a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), é um equipamento eletrônico digital com hardware e software compatíveis com aplicações industriais. Segundo a NEMA (National Electrical Manufacturers Association), é um aparelho eletrônico digital que utiliza uma memória programável para armazenar internamente instruções e para implementar funções específicas, tais como lógica, seqüenciamento, temporização, contagem e aritmética, controlando, por meio de módulos de entradas e saídas, vários tipos de máquinas ou processos.

Um CLP é o controlador indicado para lidar com sistemas caracterizados por eventos discretos (SED), ou seja, com processos em que as variáveis assumem valores zero ou um (ou variáveis ditas digitais, ou seja, que só assumem valores dentro de um conjunto finito). Podem ainda lidar com variáveis analógicas definidas por intervalos de valores de corrente ou tensão elétrica. As entradas e/ou saídas digitais são os elementos discretos, as entradas e/ou saídas analógicas são os elementos variáveis entre valores conhecidos de tensão ou corrente.

Os CLP têm capacidade de comunicação de dados via canais seriais. Com isto podem ser supervisionados por computadores formando sistemas de controle integrados. Softwares de supervisão controlam redes de Controladores Lógicos Programáveis.

As facilidades de comunicação existentes nos CLP permitem conectar à interface de operação (IHM), computadores, outros CLP e até mesmo com unidades de entradas e saídas remotas. Cada fabricante estabelece um protocolo para fazer com que seus equipamentos troquem informações entre si.

Uma outra facilidade que pode ser proporcionada por uma rede de CLP é permitir a criação de grandes Áreas de Observabilidade e Controlabilidade (AOC), também chamadas Zonas de

Segurança, conforme mostrado na Figura 4.1. Cada AOC será formada por um conjunto de CLP distribuídos em subestações e “usinas-chaves” de cada área e mais um CLP Master que centralizará toda a informação sobre a AOC.

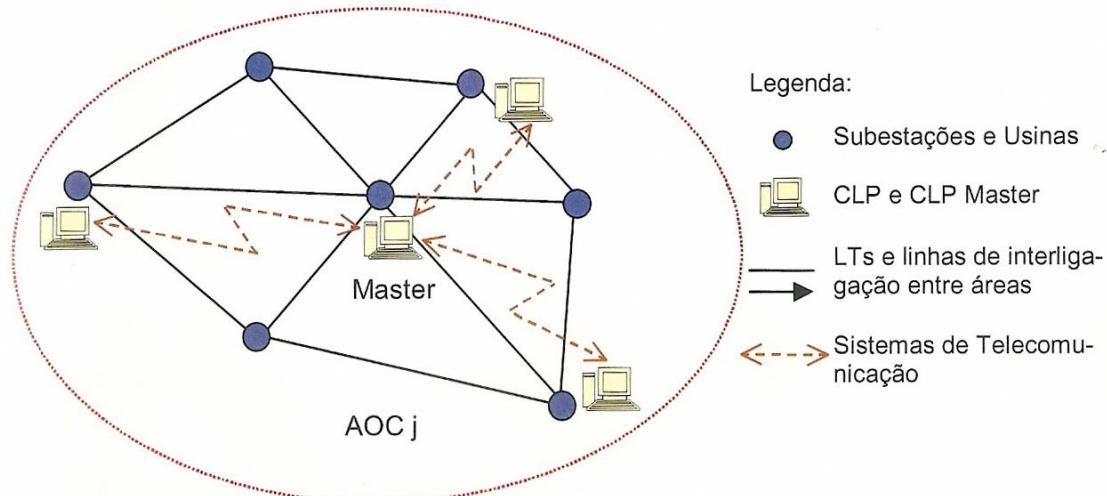


Figura 4.1 – Rede de CLP – Área de Observabilidade e Controlabilidade

A integração e a coordenação das operações dos SEP de todo o SIN poderá ser efetuada por um sistema em que cada Estação CLP Master de cada AOC, além de se comunicar com todos os CLP pertencentes a sua AOC, também se comunicará com os outros Masters das demais AOC.

As informações necessárias serão adquiridas pelos CLP periodicamente, pré-tratadas e transmitidas, por exceção ou sob pedido, para as Masters. Após o processamento das informações recebidas as Masters deverão identificar as alterações na configuração do sistema elétrico e executar as ações necessárias, enviando comandos para que a integridade do SIN seja mantida de acordo com a lógica de programação.

Os CLP poderão também executar ações que só dependam das informações locais sem interferência da Master de sua AOC. Quando isto ocorrer, a Master deverá ser notificada das ações que foram tomadas. Cada Estação Master e os CLP localizados em usinas deverão ter um mecanismo que permita a impressão de relatórios de estado, quando solicitado ou automaticamente, no caso de atuação do SEP ou de defeitos em qualquer componente.

Um exemplo de fluxo de informações entre CLP e a Master é o seguinte: no local são feitas aquisições de medidas digitais de estado de equipamentos e analógicas de potência ativa e de informações de sobrecarga em equipamentos através de multimedidores ou relés, as quais

alimentam as lógicas a serem implantadas. São analisadas também as informações de comando de abertura de disjuntores para eliminação das sobrecargas identificadas.

Multimedidores são equipamentos eletrônicos capazes de realizar diversas medições em um circuito elétrico. Um multimedidor possui a função de medições instantâneas (função de voltímetro, amperímetro, wattímetro, frequencímetro, etc...) e acumulativas (demanda, energia elétrica, etc...).

Normalmente multimedidores operam em sistemas CA (corrente alternada) e necessitam medir a tensão elétrica e a corrente elétrica do circuito a ser analisado. Estas informações são obtidas indiretamente, por meio de transformadores de potencial (para medição de tensão) e transformadores de corrente (para medição de corrente).

Quando não são equipados com display e destinam-se exclusivamente a monitoração remota, os multimedidores também são conhecidos como transdutores.

Multimedidores se baseiam em circuitos eletrônicos compostos de A/D's (conversores analógico/digital) que convertem os sinais de tensão e corrente em sinais digitais e microprocessadores (ou microcontroladores) que realizam os cálculos matemáticos para medição de cada grandeza elétrica.

Dependendo da tecnologia empregada na medição e no processamento dos sinais um multimedidor pode ter maior ou menor precisão.

Quase todos os multimedidores possuem um display para indicar as informações medidas. Este display normalmente é do tipo LCD (Liquid Cristal Display) ou LED (Light Emitting Diode).

Alguns multimedidores possuem saídas de comunicação para monitoração de grandezas elétricas remotamente. Nestas saídas normalmente é utilizado os padrões RS-232, RS-485 ou Ethernet.

4.2.2. Funcionamento dos Controladores Lógicos Programáveis

O funcionamento de um CLP corresponde a três etapas distintas, as quais são: entradas, processamento e saídas. Essas etapas são ilustradas na Figura 4.2. Com essa finalidade, o CLP possui uma arquitetura bastante conhecida baseada em microcontroladores e microprocessadores.



Figura 4.2 – Estrutura Básica de Funcionamento de um CLP

O hardware de um CLP é formado por 3 unidades distintas, as quais são: fonte de alimentação, CPU (Unidade Central de Processamento), e interfaces de entrada e saídas ou I/O, e interfaces de I/O. Cada unidade que compõe um CLP é responsável pelo seu funcionamento.

- **Fonte de Alimentação:** A alimentação de energia do CLP utiliza uma fonte chaveada e uma única tensão de saída própria para alimentação das unidades. Esse valor é utilizado com a finalidade de alimentar os módulos de entrada e saída de dados e a CPU ao mesmo tempo.
- **CPU:** É responsável pela execução do programa do usuário, atualização da memória de dados e memória-imagem das entradas e saídas. Inicialmente, com a 2^a geração de CLP (barramento de dados, endereço e controle), a CPU era constituída por um microcontrolador. A opção por microcontroladores baseava-se pelo custo-benefício, facilidade de manuseio, e também pela baixa complexidade dos softwares. Com exceção dos CLP de pequeno porte, geralmente, os CLP apresentam um microprocessador na forma de um CI (Circuito Integrado) dedicado [7].
- **Interfaces de I/O:** As entradas e saídas de um CLP podem ser divididas em duas categorias: as analógicas e digitais.

Operacionalmente, a CPU lê os dados de entradas dos dispositivos de campo através dos módulos de entrada, e então executa, ou realiza os controles de programa que tinham sido armazenados na memória. Os programas normalmente são escritos na linguagem LADDER, a qual se assemelha muito a um esquema elétrico baseado em relés, utilizado nos CLP do ECE do tronco de 765 kV associado à UHE de Itaipu. Nos fornecimentos TELVENT para diversos SEP, inclusive no ECS de Assis, as lógicas são desenvolvidas utilizando os Diagramas de Bloco de Função (DBF). Os programas são colocados na memória da CPU em forma de

operações lógicas, aritméticas, etc. Baseado nesses programas o CLP escreve ou atualiza o estado das saídas atuando nos dispositivos de campo (cargas). Este processo, conhecido como ciclo de operação, continua na mesma seqüência sem interrupções. A Figura 4.3 ilustra o ciclo de operação de um CLP.



Figura 4.3 – Ciclo de Processamento de um CLP

A lógica binária possui apenas dois valores: “0” e “1”. Com a utilização destes dois símbolos constrói-se a base numérica binária. Assim, foram criadas as portas lógicas, que são circuitos utilizados para combinar níveis lógicos digitais de formas específicas. A Figura 4.4 ilustra a relação entre as portas lógicas básicas e a linguagem LADDER.

Portas Lógicas	Símbolo	Expressão	Ladder
NOT		$S = \bar{A}$	
AND		$S = A \cdot B$	
OR		$S = A + B$	

Figura 4.4 – Representação das Funções Lógicas Básicas

Como foi visto, o CLP é formado por uma fonte de alimentação, uma CPU, e interfaces de I/O, porém pode-se considerá-lo como uma pequena caixa contendo centenas ou milhares de relés separados, tais como contadores, temporizadores e locais de armazenamento de dados,

como pode ser visto na Figura 4.5. Na verdade, o que ocorre é que o CLP simula essas funcionalidades, utilizando os registradores internos da CPU.

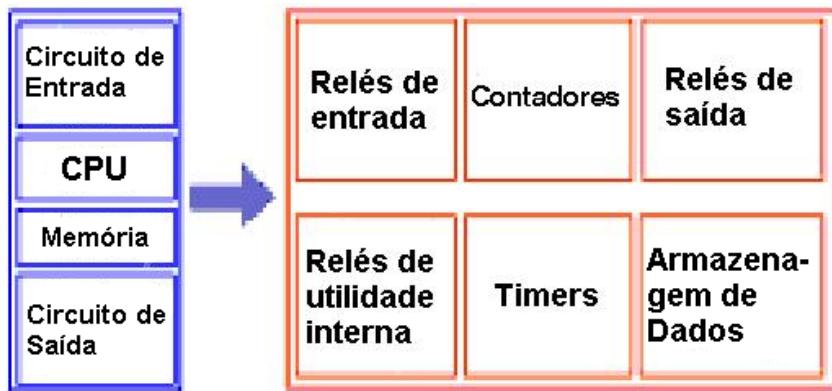


Figura 4.5 – Funcionalidades de um CLP

Onde:

Relés de entrada (contatos): Conectados com o mundo externo. Existem fisicamente e recebem sinais de interruptores, sensores, etc. Normalmente não são relés e sim transistores munidos de isolamento óptico.

Relés de utilidade interna: Não recebem sinais do mundo externo e não existem fisicamente. São relés simulados que permitem eliminar relés de entrada externos (físicos). Também há alguns relés especiais que servem para executar só uma tarefa, como relés de pulso, temporizadores, etc. Outros são acionados somente uma vez durante o tempo no qual o CLP permanece ligado e tipicamente são usados para inicializar dados que foram armazenados

Contadores: Estes não existem fisicamente. São contadores simulados e podem ser programados para contar pulsos. Normalmente, estes contadores podem contar para cima (incrementar), ou para baixo (decrementar), ou ambos. Considerando que são simulados, os contadores estão limitados na velocidade de contagem. Alguns fabricantes também incluem contadores de alta velocidade baseados em Hardware, podendo ser considerados como fisicamente existentes.

Temporizadores (Timers): Estes também não existem fisicamente. O mais comum é o tipo com “Retardo no Ligamento” (Retardo no pick-up). Outros incluem “Retardo no desligamento” (Retardo no drop-out) e tipos retentivos e não-retentivos. Os incrementos variam de um mili-segundo até um segundo.

Relés de saída: Estes possuem conexão com o mundo externo e existem fisicamente. Enviam sinais de ON/OFF a solenóides, luzes, etc., podem ser transistores, Relés ou Triacs, dependendo do modelo de CLP.

Armazenamento de dados: Normalmente há registros designados simplesmente para armazenar dados. Eles são usados como armazenamento temporário para manipulação matemática ou de dados.

4.3. Funções dos Controladores Lógicos Programáveis

As funções de controle e supervisão dependem dos recursos provados pelos CLP. Portanto, deve-se entender que a complexidade destes equipamentos, assim como dos sistemas associados, estará diretamente relacionada com as funções indicadas nesta seção.

4.3.1. Aquisição de Dados

No processo de aquisição de dados, deve-se considerar, entre outras, as seguintes características:

- Condicionamento dos sinais de entrada
- Faixa de excursão
- Transdução
- Precisão e exatidão
- Capacidade de canais analógicos e digitais
- Tempo de varredura
- Transmissão de dados

Os dados aquisitados se distinguem pela natureza dos valores medidos em: sinais analógicos e sinais digitais e, também, pelo tratamento recebido pelos mesmos: grandeza primária (sem tratamento algum) ou grandeza secundária (tratada):

- Entradas Analógicos:
 - Primários:
 - ✓ Tensão
 - ✓ Corrente
 - ✓ Posição de tape de transformador
 - Secundários:

- ✓ Módulo de tensão
- ✓ Módulo de corrente
- ✓ Potência trifásica ativa
- ✓ Potência trifásica reativa
- ✓ Potência trifásica aparente
- ✓ Corrente máxima
- ✓ Freqüência
- ✓ Qualquer outro valor resultante de transdutores analógicos, externos ao CLP
- Entradas Digitais:
 - Primários:
 - ✓ Estado de chaves e disjuntores (digital simples ou digital duplo)
 - ✓ Estado operacional e alarmes de equipamentos diversos
 - ✓ Saída de comando (trip) dos disjuntores com dois contatos
 - Secundários:
 - ✓ Leituras de medidores
 - ✓ Seqüência de eventos
 - ✓ Variações de estado

Em alguns casos, as grandezas analógicas secundárias são calculadas por transdutores/medidores externos aos CLP, porém deve haver a possibilidade de calculá-las internamente. Deve-se permitir o tratamento de atributos de qualidade dos dados, ou seja, de acordo com sua natureza, anexar aos mesmos um conjunto pré-definido de indicadores/qualificadores, que podem ser identificados como:

- Dado não liberado para a operação
- Dado fora da varredura
- Dado inválido
- Dado sob entrada manual

A estes atributos de qualidade deverão ser acrescentados outros atributos pertinentes à aquisição e ao tratamento de cada ponto de entrada (telemedida, digital, contagem, etc).

4.3.2. Comandos de Atuação

Para cada tipo de ocorrência de “emergências múltiplas”, há necessidade de ações corretivas diferentes.

- Abertura/fechamento de linhas de transmissão e de transformadores;
- Cortes de cargas;
- Cortes de unidades geradoras;
- Inserção/retirada automática de elementos (capacitores ou reatores, por exemplo);
- Ilhamentos, e;
- Combinação destas ações.

A figura 4.6 apresenta as funções de um CLP, dados aquisitados e comandos de atuação.

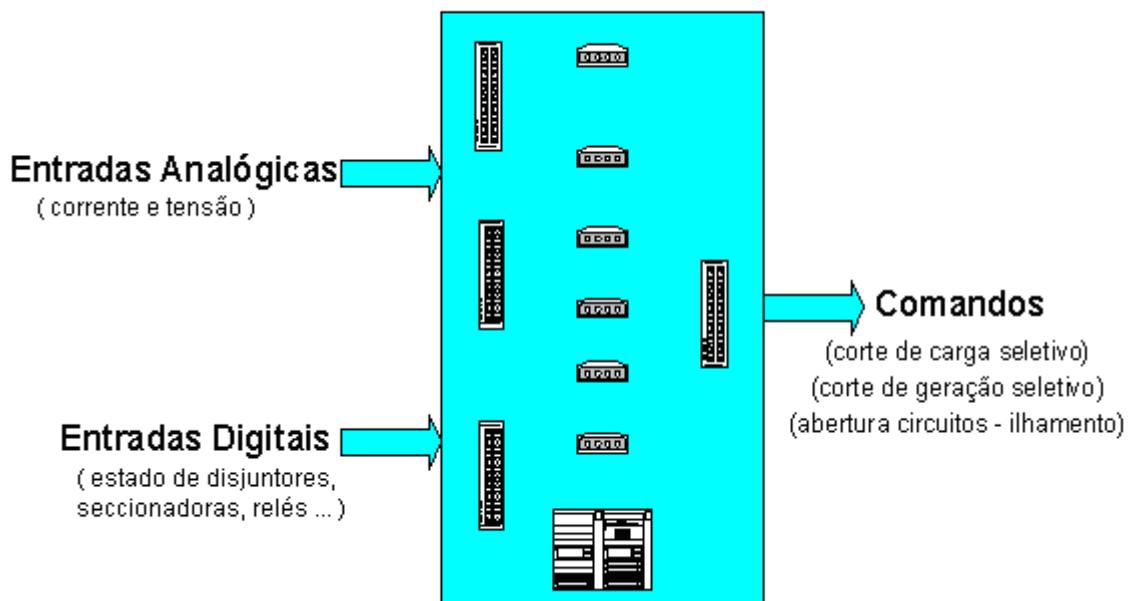


Figura 4.6 – Funções dos Controladores Lógicos Programáveis

Capítulo 5: A EVOLUÇÃO DO ECS DA ZONA DE SEGURANÇA 1

A avaliação do desempenho dinâmico do Sistema Interligado, a partir de um conjunto de contingências envolvendo diretamente a subestação de Bauru, revelou a necessidade de atualização do sistema de proteção e a conveniência da incorporação de um Esquema de Controle de Segurança (ECS).

A concepção do ECS da Zona de Segurança 1 foi inicialmente elaborada a partir de um conjunto de simulações. Foram analisadas 46 contingências pré-selecionadas envolvendo o barramento de 440 kV, os transformadores e as linhas de transmissão conectadas a SE Bauru.

Das análises efetuadas, constatou-se a inexistência de problemas de instabilidade eletromecânica no Sistema Interligado, quando da ocorrência de contingências na SE Bauru. Exceção feita para o caso extremo de perda completa dos barramentos de 440 kV desta SE, para o qual não foi projetada lógica no ECS, em função da entrada futura da proteção diferencial de barra e de falha de disjuntor, que tornaram este evento de baixíssima probabilidade.

Uma lógica que contemplasse este evento exigiria ações corretivas em vários pontos do Sistema Interligado, com extrema rapidez, sendo a opção pelo sistema de proteção convencional mais robusta e confiável.

O principal problema encontrado nas simulações efetuadas baseou-se em sobrecargas em equipamentos, notadamente no transformador 440/230 kV – 336 MVA de Assis. Um subconjunto com 19 contingências críticas acarretavam violações severas no carregamento deste transformador que poderia resultar no desligamento do referido transformador e, em consequência, dependendo das condições de carga e geração do sistema, poderia acarretar desligamentos em cascata de outros equipamentos.

Para contornar estes problemas de sobrecarga, propôs-se um ECS associado a desligamentos múltiplos na SE Bauru, objetivando o corte de geração seletivo e coordenado nas usinas de Capivara, Taquaruçu e Porto Primavera, que foi definido como ECS da SE Bauru.

5.1. Esquema de Controle de Segurança da SE Bauru

A Figura 5.1 apresenta a localização dos CLP associados ao ECS da SE Bauru.

Para compor o ECS da SE Bauru foram desenvolvidas 15 lógicas para a identificação das diferentes situações de emergência e adoção automática de medidas preventivas à propagação das perturbações associadas às emergências.

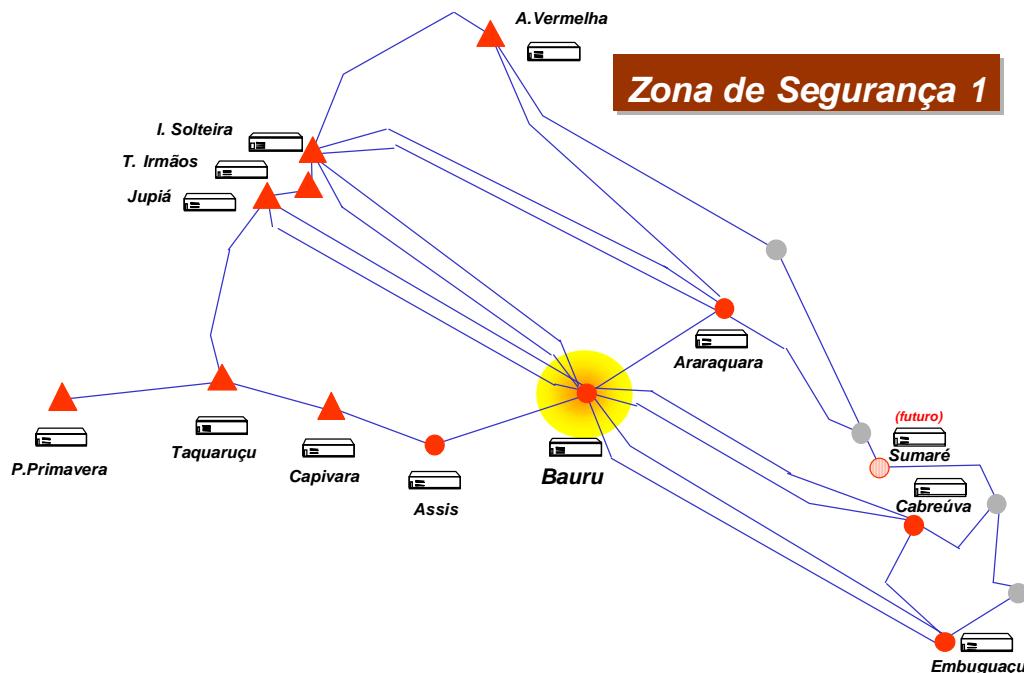


Figura 5.1 – Localização dos CLP Associados ao ECS da SE Bauru

Considerando a SE Bauru com sua configuração de operação normal (sem manutenções), conforme mostrado na Figura 5.2, foram desenvolvidas 15 lógicas que são listadas a seguir.

- **L1** - Falta na Barra 2 com atuação correta da proteção;

Falta no circuito 1 da LT Ilha Solteira - Bauru 440 kV, com falha do disjuntor desse circuito;

Falta no circuito 1 da LT Bauru - Cabreúva 440 kV, com falha do disjuntor desse circuito;

Falta na LT Assis - Bauru 440 kV, com falha do disjuntor desta LT, e

Falta no TR-2 440/138 kV - 150 MVA da SE Bauru, com falha do disjuntor de alta.

- **L2** - Falta na Barra 1 ou 2 com falha do disjuntor 24-1.
- **L3** - Falta na Barra 2 ou 4 com falha do disjuntor 24-5.
- **L4** - Falta nos circuitos 1 e 2 da LT Bauru - Cabreúva 440 kV, com atuação correta, porém, não coordenada da proteção.
- **L5** - Falta nos circuitos 1 e 2 da LT Ilha Solteira - Bauru 440 kV, com falha do disjuntor do circuito 1.

- **L6** - Falta nos circuitos 1 e 2 da LT Bauru - Cabreúva 440 kV, com falha do disjuntor do circuito 1.
- **L7** - Falta nos circuitos 1 e 2 da LT Bauru - Cabreúva 440 kV, com falha do disjuntor do circuito 2.
- **L8** - Falta no circuito 1 da LT Bauru - Cabreúva 440 kV, com atuação correta, porém, não coordenada da proteção.
- **L9** - Falta na LT Assis - Bauru 440 kV.
- **L10** - Falta na Barra 1 ou 3 com falha do disjuntor 24-6.
- **L11** - Falta na Barra 3 ou 4 com falha do disjuntor 24-3.
- **L12** - Falta nos circuitos 1 e 2 da LT Jupiá - Bauru 440 kV, com atuação correta, porém, não coordenada da proteção.
- **L13** - Falta nos circuitos 1 e 2 da LT Bauru - Embu Guaçu 440 kV, com atuação correta, porém, não coordenada da proteção.
- **L14** - Falta nos circuitos 1 e 2 da LT Jupiá - Bauru 440 kV, com falha do disjuntor do circuito 1.
- **L15** - Falta nos circuitos 1 e 2 da LT Bauru - Embu Guaçu 440 kV, com falha do disjuntor do circuito 1.

Alem destas lógicas, visando atender às condições operativas envolvendo manutenção em circuitos conectados a SE Bauru 440 kV, foram desenvolvidas 12 lógicas adicionais, totalizando, portanto, 27 lógicas.

Enquanto a proteção diferencial de barra para a SE Bauru não estava disponibilizada, verificou-se que a elevação da temporização dos relés associados aos disjuntores de barra, para 250 ms, reduziu a possibilidade de falha na coordenação entre as proteções de linha e barra, durante faltas em circuitos, próximas a SE Bauru. Esta coordenação melhorou o desempenho do sistema, podendo eliminar, opcionalmente, algumas lógicas associadas a este evento, no ECS proposto.

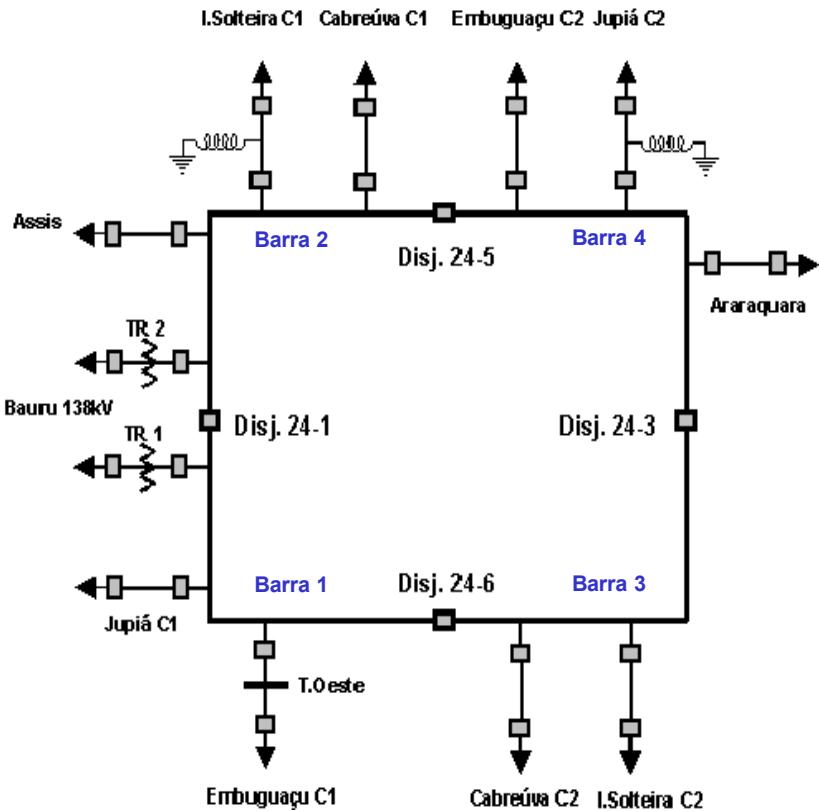


Figura 5.2 – Diagrama Simplificado da SE Bauru Configuração em Operação Normal

De modo a reduzir o impacto de curtos-circuitos na SE Bauru realizaram-se melhorias no arranjo (barramento em “anel”), transposição de circuitos e introdução de esquemas de separação de barras e de falha de disjuntor na SE Bauru 440 kV.

A entrada em operação da segunda unidade de autotransformador 525/440 kV da SE Água Vermelha, da LT 440 kV Taquaruçu – Assis – Sumaré, da proteção diferencial de barra da SE Bauru, de novas unidades na UHE Porto Primavera, a partir da 12^a unidade, do disjuntor de separação de barras de 230 kV da SE de Assis demandaram sucessivas revisões dos estudos.

Simulações considerando em operação as LT 440 kV Taquaruçu – Assis - Sumaré não acusaram, para nenhuma das 46 contingências, sobrecarga superior a 50% no TR-1 – 440/230kV de Assis. Assim sendo, as lógicas desenvolvidas para a rede completa não tinham necessidade de serem ativadas.

Não foram efetuadas simulações considerando manutenções em equipamentos associados a SE Bauru 440 kV.

As lógicas do ECS, concebidas, cobriam plenamente a situação de manutenção das LT de 440kV Taquaruçu - Assis e Assis - Sumaré. Simulações complementares deveriam ter sido realizadas no âmbito da Comissão Mista.

Simulações considerando separadas as barras de 230 kV de Assis indicaram sensível redução nos carregamentos do transformador 440/230 kV em qualquer uma das 46 simulações de emergências simuladas. Isto mostrou que a separação destes barramentos trouxe redução no número de lógicas ativadas do ECS, que passou de 27 para 12 lógicas. O corte de máquinas efetuado nas 12 lógicas remanescentes tinha como objetivo atenuar as oscilações verificadas.

Mesmo assim deveria ter sido verificado se uma otimização dos controladores das usinas envolvidas não era suficiente para amortecer as oscilações, tendo em vista que todos estes controladores estavam com ajustes típicos propostos pelos fabricantes.

A instalação da proteção diferencial de barra da SE Bauru eliminou a necessidade das lógicas L4, L8, L12 e L13 e modificou os ajustes das demais lógicas, eventualmente eliminando a necessidade de algumas delas, dependendo das condições de geração.

A existência do ECE instalado na SE Assis, cuja finalidade era monitorar o carregamento do TR1, com ação de corte de máquinas em Taquaruçu e Capivara, poderia ser revisado em função da entrada em operação do disjuntor interligador de barras de 230 kV da SE Assis, com ação também na UHE Porto Primavera. O ECE modificado apresenta o aspecto de não ser tão seletivo quando comparado com o ECS em questão, porém apresenta a mesma eficácia na redução do carregamento do TR-1 de Assis.

Os estudos referentes às subestações de Bauru 440 kV, Assis 440 kV, Ivaiporã 525 kV e Londrina 525 kV resultaram na proposta de implantação de um novo esquema com o objetivo de controlar o carregamento no transformador 440/230 kV – 336 MVA, TR-1, da SE Assis. Este esquema seria denominado de ECS da SE Assis e utilizaria em sua concepção Controladores Lógicos Programáveis (CLP).

Vale ressaltar que um dos fatores preponderantes para o desenvolvimento do ECS de Assis, refere-se ao fato de que o ECE atualmente implantado na SE Assis, passaria a não ser efetivo a partir da entrada em operação de novas unidades geradoras na UHE Porto Primavera. Isso ocorreria porque o corte de geração implementado nas UHE Taquaruçu e Capivara não seriam suficientes para reduzir a sobrecarga no TR-1 da SE Assis a valores admissíveis, quando de eventos na malha de transmissão de 440 kV. Para eventos originados na SE Ivaiporã 525 kV ou na SE Londrina 525 kV, a ação corretiva deste ECE não se mostrava adequada, com

conseqüente corte de geração desnecessário. Nesta situação deveriam ser adotadas outras medidas, de forma a reduzir o carregamento do TR-1 da SE Assis a valores admissíveis.

Outro ponto que merece destaque está relacionado à implantação do ECS da SE Bauru que, devido a alterações na malha de transmissão de 440 kV (entrada em operação da LT 440 kV Taquaruçu – Assis – Sumaré), deveria ser reavaliado, sendo postergada a sua instalação. Em função disso, passou-se também a considerar a instalação do ECS da SE Assis como sendo a implementação de uma etapa inicial do ECS da SE Bauru, visto que seria implantada uma rede de CLP que poderia evoluir no futuro e abranger toda a malha de transmissão de 440 kV.

Neste contexto, foi verificado que a implantação do ECS da SE Assis seria sensivelmente abreviada utilizando-se os recursos disponíveis atualmente nas SE Assis (CTEEP), Londrina e Ivaiporã (ELETROSUL), associados à instalação de quatro CLP em subestações e usinas conectadas à malha de transmissão de 440 kV e um CLP Master na SE Cabreúva (CTEEP).

5.2. Sistemas Especiais de Proteção Existentes na Região de Assis

Os Sistemas Especiais de Proteção existentes na SE Assis, ECE e ECS da SE Assis, tiveram como base a configuração apresentada na Figura 5.3. Destaca-se que esta figura não contempla o circuito 2 da LT 525 kV Ivaiporã – Londrina, em operação desde julho de 2006.

Com base nas perdas simples e duplas possíveis de ocorrerem na SE Assis foram definidos os esquemas de controle de emergência (ECE) e de segurança (ECS), tanto para eventos na malha de transmissão da região Sudeste quanto na malha de transmissão da região Sul, em função da sobrecarga no TR-1 de 440/230 kV – 336 MVA da SE Assis.

As seguintes contingências foram avaliadas para definição das lógicas de sobrecarga na transformação de Assis, com apenas o transformador TR-1:

- Eventos na malha de transmissão da região Sudeste:
 - ✓ Perda do ATR 525/440 kV da SE Assis
 - ✓ Perda da LT 525 kV Assis – Londrina
 - ✓ Perda da LT 440 kV Assis – Sumaré e Assis – Taquaruçu
 - ✓ Perda da LT 440 kV Assis – Bauru e Assis – Capivara
 - ✓ Perda da Barra 1 da SE Bauru com falha de disjuntor levando a Barra 2
 - ✓ Perda da LT 230 kV Assis – Bauru estando a LT 440 kV Taquaruçu – Assis em manutenção programada.

- Eventos na malha de transmissão da região Sul:

- ✓ Perda dos 2 ATR 525/230 kV da SE Londrina
- ✓ Perda da LT 525 kV Londrina – Ivaiporã

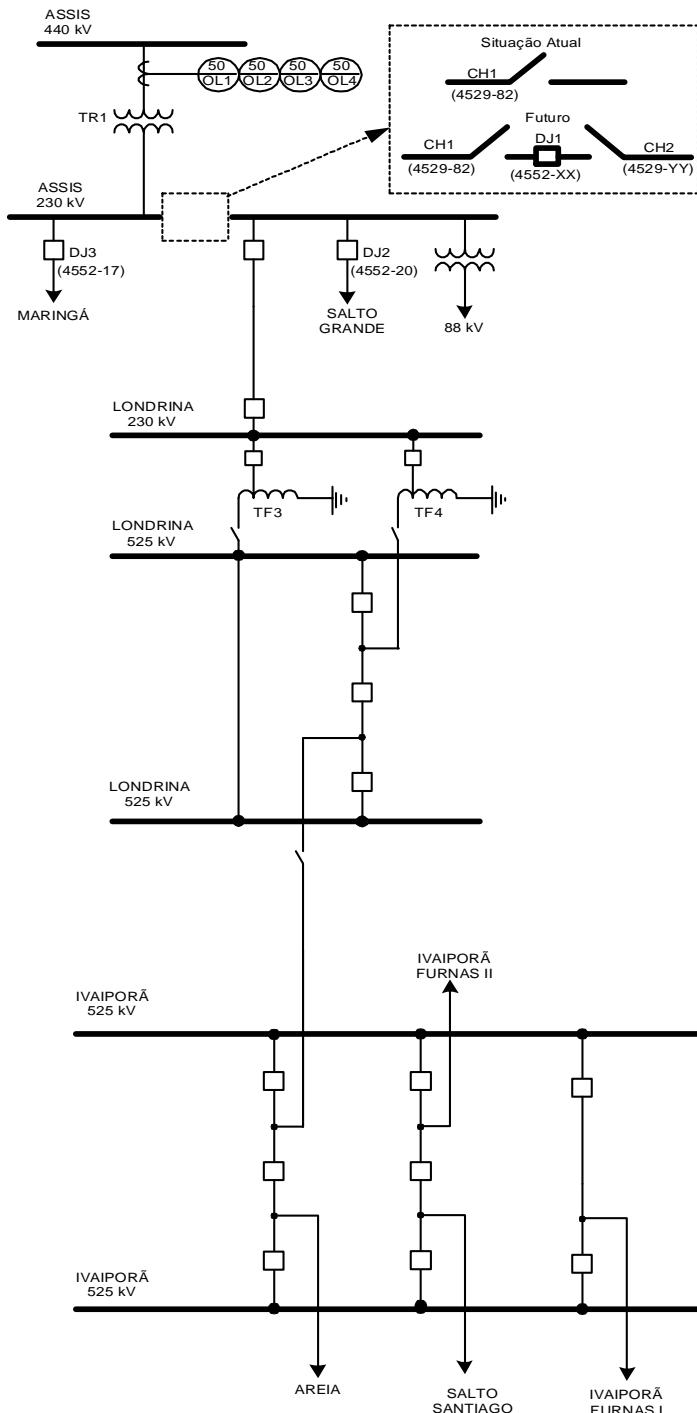


Figura 5.3 – Diagrama Simplificado do Trecho Assis – Londrina - Ivaiporã

5.2.1. Esquema de Controle de Emergência de Alívio de Carregamento do Transformador 440/230 kV – 336 MVA, TR-1, da SE Assis

A lógica do esquema de alívio do carregamento do TR-1 de Assis atualmente implantada, está apresentada na Figura 5.4. Resumidamente, esse esquema funciona com sensores de sobrecorrente de tempo definido instalada no lado de alta tensão do TR-1 da SE Assis. Esses sensores estão ajustados para atuar em caso de sobrecargas igual ou superior a 40% nesta transformação, após um tempo pré-determinado de permanência da sobrecarga. Uma vez detectada esta condição de carregamento elevado, haverá atuação do esquema, que dependendo da origem da perturbação (Sul ou Sudeste), tomará medidas diferentes para a redução ou eliminação desta sobrecarga para valores inferiores a 30%.

A diferenciação da origem da perturbação (Sul ou Sudeste) é identificada através da recepção do sinal (SLL) de abertura da LT 525 kV Londrina – Ivaiporã ou dos dois transformadores 525/230 kV – 672 MVA instalados na SE Londrina. O sinal de saída do esquema da SE Londrina é enviado para SE Assis através de um conjunto transmissor / receptor nas SE Londrina (ELETROSUL) e Assis (CTEEP), respectivamente, para ser utilizado na lógica deste ECE da SE Assis.

❖ Contingências no Sudeste

Com a atuação do sensor de 40% de sobrecarga do TR-1 da SE Assis, o ECE é inicializado, comandando disparo para a UHE Capivara, para corte de máquinas. Na SE Capivara, em função do número de unidades geradoras presentes, será emitido ordem para corte destas, com exceção de uma.

Para evitar desligamentos espúrios, causados por ruído, de máquinas em Capivara, foi previsto um temporizador intencional de 0,1 s na recepção dos enlaces de comunicação.

Caso a sobrecarga do TR-1 da SE Assis permaneça acima de 30%, mesmo após o desligamento das UG de Capivara, após uma temporização adicional de mais 3 segundos haverá o desligamento do disjuntor de interligação de barras do tronco de 230 kV da SE Assis.

❖ Contingências no Sul (com a recepção do sinal SLL)

Com a atuação do sensor de 40% de sobrecarga do TR-1 da SE Assis e com o recebimento do sinal da SE Londrina, o esquema comanda 2 estágios: o primeiro, após 3,9 segundos, de abertura da LT 230 kV Assis / Salto Grande, e o segundo, se ainda

assim permanecer a sobrecarga acima dos 30%, em 7,0 segundos após o início do evento, que comanda a abertura da LT 230 kV Assis / Londrina. Ressalta-se que uma vez identificada a contingência no Sudeste, a lógica correspondente a eventos no Sul é bloqueada e vice-versa.

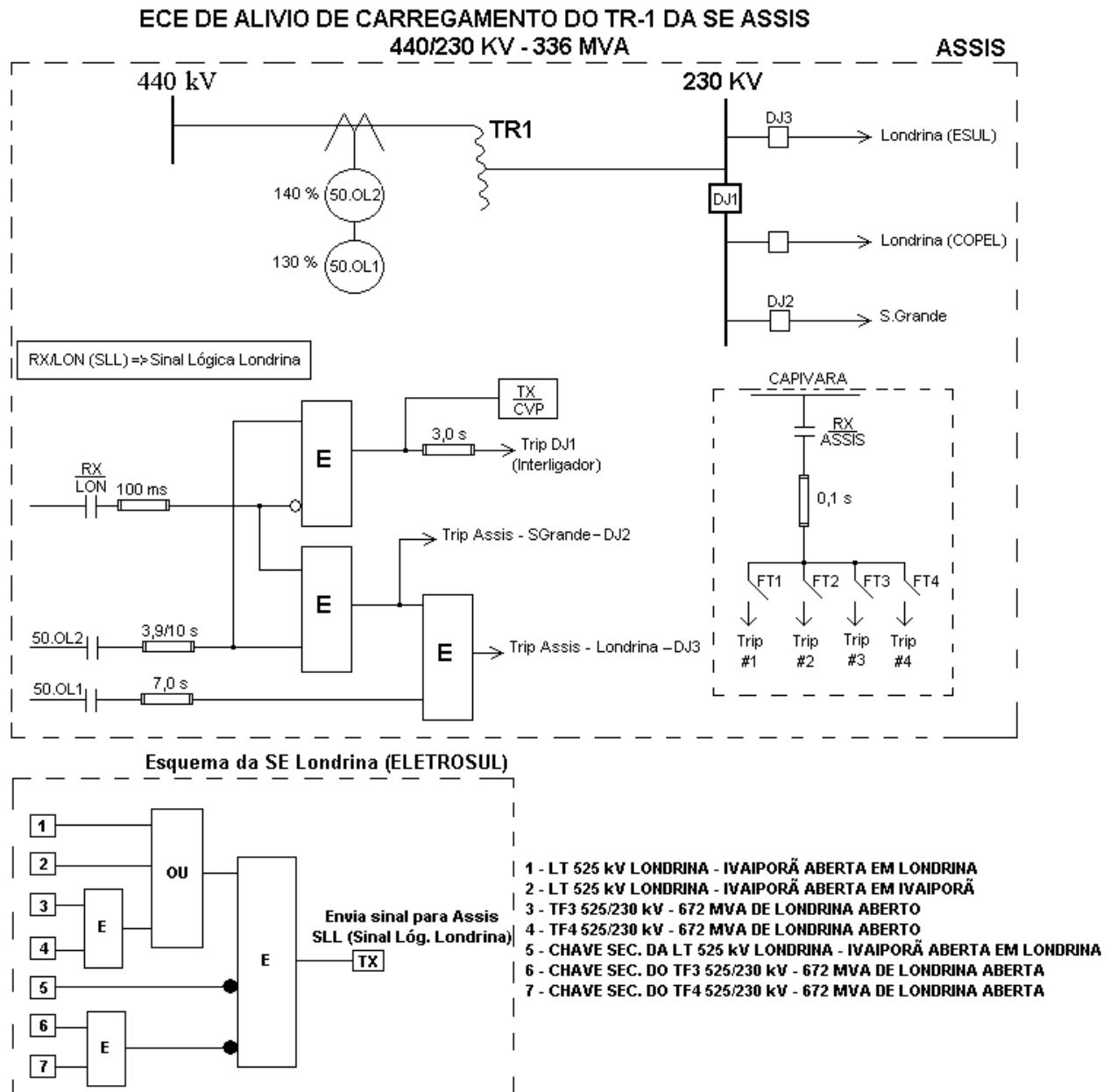


Figura 5.4 – ECE de Alívio de Carregamento do TR-1 da SE Assis 440 / 230 kV – 336 MVA

5.2.2. Esquema de Controle de Segurança da SE Assis (ECS de Assis)

O Esquema de Controle de Segurança da SE Assis tem por objetivo controlar o carregamento no TR-1 440/230 kV – 336 MVA dessa subestação, executando ações corretivas que visam a

reduzir, ou mesmo a eliminar, possíveis sobrecargas superiores a 40% ocasionadas por contingências na malha de transmissão do SIN.

A Figura 5.5 apresenta a localização dos CLP associados ao ECS da SE Assis.

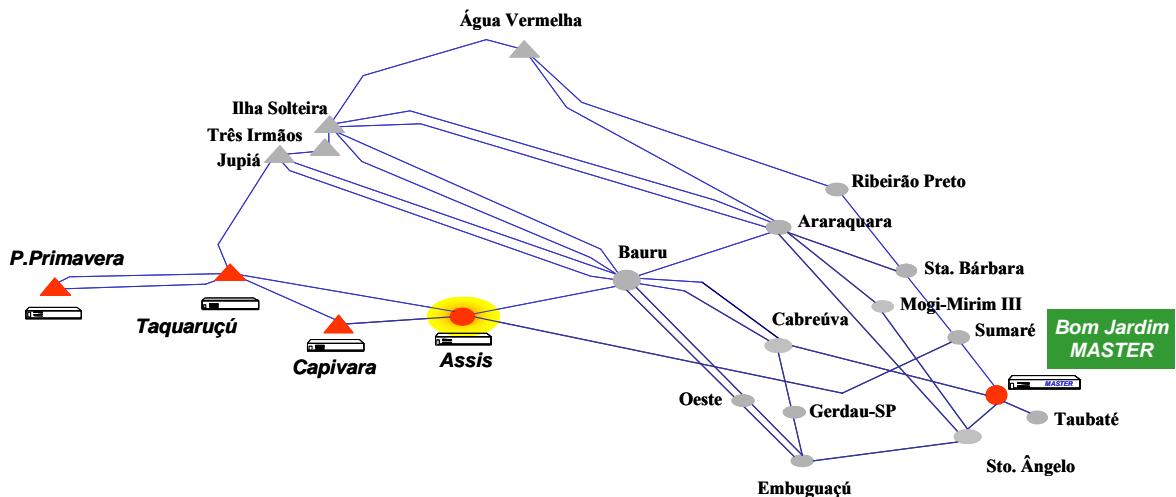


Figura 5.5 – Localização dos CLP Associados ao ECS de Assis

As ações corretivas mais adequadas e eficazes para redução da sobrecarga no referido transformador dependem de qual contingência ocorreu. Portanto, é importante verificar se a sobrecarga foi ocasionada por eventos na malha de transmissão da região Sul ou da região Sudeste.

Visando tornar o ECS mais seletivo, foram determinados quatro patamares de sobrecarga no TR-1 da SE Assis, que são monitorados por sensores de corrente instalados nesta SE. Estes sensores foram ajustados do seguinte modo:

1º Relé

- **50/OL1** ⇒ sensor com unidade temporizada zerada e ajustado em **130%** do carregamento nominal do TR-1 da SE Assis;
- **50/OL2** ⇒ sensor com unidade instantânea e ajustado em **140%** do carregamento nominal do TR-1;

2º Relé

- **50/OL3** ⇒ sensor com unidade temporizada zerada e ajustado em **170%** do carregamento nominal do TR-1 e;
- **50/OL4** ⇒ sensor com unidade instantânea e ajustado em **220%** do carregamento nominal do TR-1.

A Figura 5.6 apresenta um diagrama esquemático que ilustra o fluxo de informações necessárias para a atuação das lógicas do ECS da SE Assis e destaca as subestações envolvidas nesse processo, bem como a localização destes sensores de corrente no tronco de 440 kV da SE Assis.

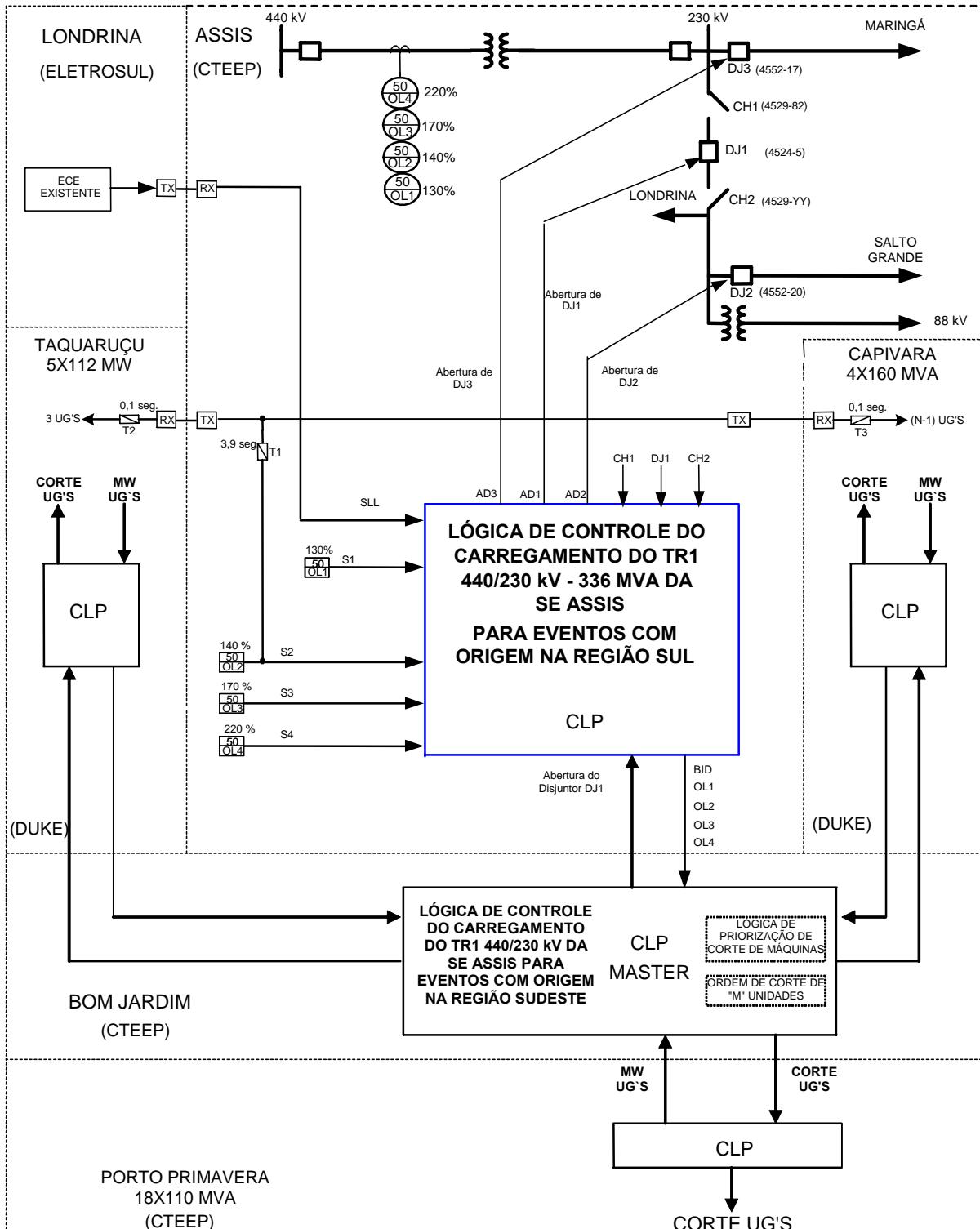


Figura 5.6 – Esquemático Representativo do Fluxo de Informações entre as SE Envolvidas com o ECS da SE Assis

As Figuras 5.7 e 5.8 apresentam os diagramas das Lógicas de Controle do Carregamento do TR-1 440/230 kV – 336 MVA da SE Assis instaladas no CLP da SE Assis e na Master da SE Bom Jardim.

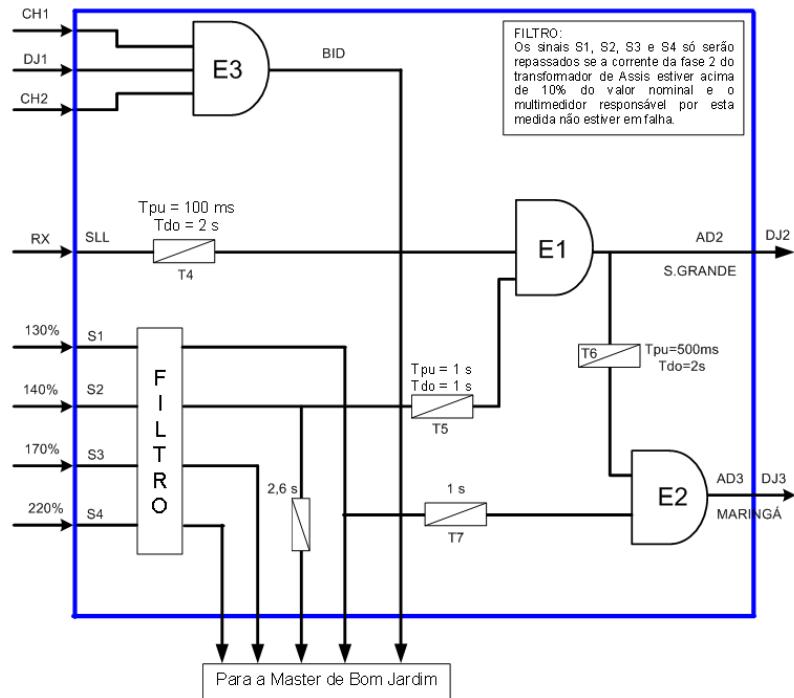


Figura 5.7 – Lógica de Controle do Carregamento do TR-1 da SE Assis (CLP da SE Assis).

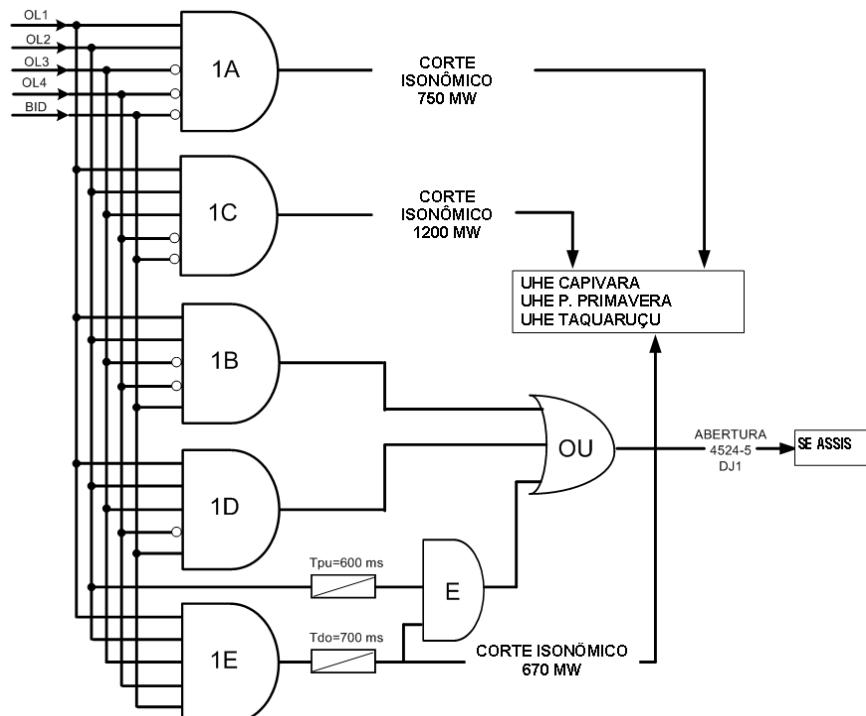


Figura 5.8 – Lógica de Controle do Carregamento do TR-1 da SE Assis (Master Bom Jardim)

A seguir são descritas as seqüências de atuação da Lógica de Controle do Carregamento do TR-1 da SE Assis, para os diversos níveis de sobrecarga que ativam o ECS. Para facilitar a compreensão, a descrição será feita conforme a região de origem dos eventos (Sudeste ou Sul).

No CLP de Assis é feito o monitoramento dos eventos com origem na região Sul, do carregamento no TR-1 e do estado do disjuntor de separação de barra (BID), enviando estes sinais para o CLP Master.

O CLP Master executa o restante das lógicas (eventos na região Sudeste) e para isso recebe os seguintes sinais:

- Sinal de atuação dos relés: 50/OL1, 50/OL2, 50/OL3 ou 50/OL4 representativo do nível de sobrecarga na transformação de Assis;
- BID \Rightarrow Sinal que indica que o disjuntor 4524-5 e as seccionadoras 4529-266 e 4529-268 estão presentes e fechados (barramento de 230 kV da SE Assis interligado);
- Potência das Unidades Geradoras (UG) \Rightarrow Indica o valor gerado por cada unidade, sendo zero nos casos onde a potência gerada seja menor que 30 MW ou uma de suas seccionadoras esteja aberta ou o disjuntor esteja aberto. Se a UG for a que não deve ser cortada para que se obedeça ao critério de que $(n-1)$ máquinas a serem cortadas no máximo, sendo n o número total de máquinas na usina, esta UG também será considerada com zero de potência.

❖ **Considerando que os eventos tiveram origem na região Sudeste**

- Quando da ocorrência de sobrecargas entre 40% e 120%

Ocorrendo sobrecarga igual ou superior a 40% e inferior a 120 % no TR-1 da SE Assis será comandado nesta SE:

- ✓ Abertura do disjuntor BID - interligador do barramento de 230 kV da SE Assis;
- ✓ A abertura desse disjuntor será suficiente para trazer a sobrecarga do TR-1 da SE Assis para valores inferiores a 30%, ou até eliminar a mesma;

Entretanto, se ocorrer falha na abertura deste disjuntor haverá uma ação do ECE cortando máquinas na UHE Capivara.

- Quando da ocorrência de sobrecargas superiores a 120%

Ocorrendo sobrecarga igual ou superior a 120% no TR-1 da SE Assis será comandado os seguintes estágios nesta SE:

- ✓ 1º Estágio: corte isonômico de 670 MW, nas UHE Taquaruçu, Capivara e Porto Primavera.
- ✓ 2º Estágio: abertura do disparo do disjuntor BID - interligador do barramento de 230 kV da SE Assis, se a sobrecarga continuar em valores superiores a 30% após 600ms do 1º estágio.
- ✓ Esses dois estágios são suficientes para trazer a sobrecarga do TR-1 da SE Assis para valores inferiores a 30%, ou até eliminar a mesma;

Entretanto, se ocorrer falha na abertura deste disjuntor haverá uma ação do ECE cortando máquinas na UHE Capivara.

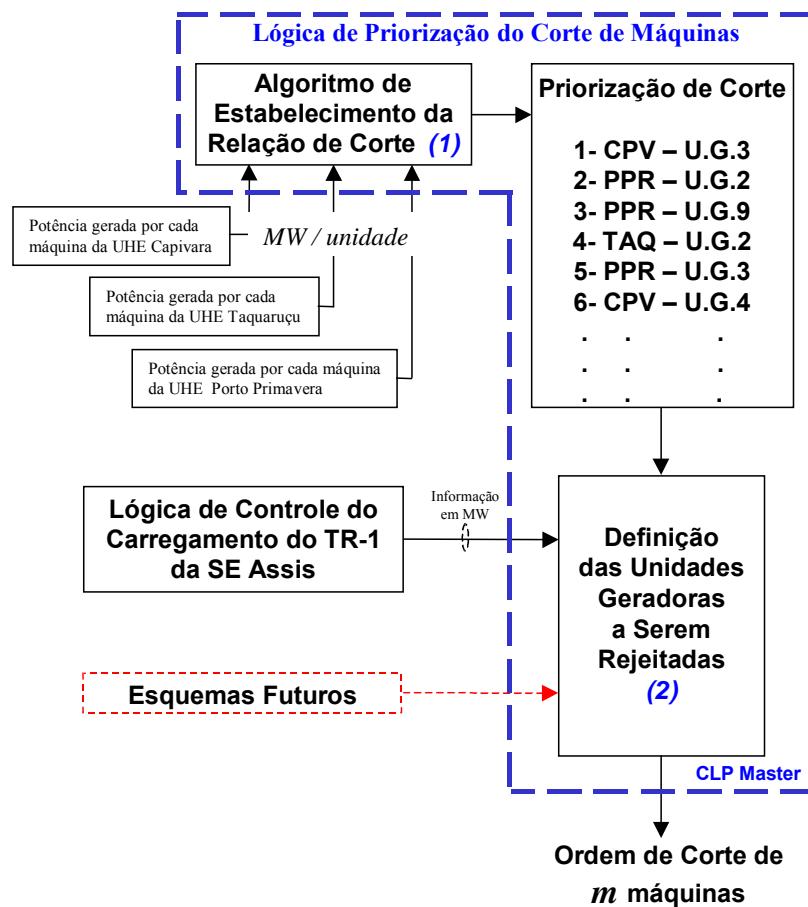


Figura 5.9 – Diagrama da Lógica de Priorização do Corte de Máquinas

❖ Considerando que os eventos tiveram origem na região Sul

O evento no Sul é identificado através de recepção de sinal de Londrina (SLL) caracterizado pelas seguintes ocorrências que podem provocar sobrecargas superiores a 40% no TR-1 da SE Assis:

- ✓ Perda da LT 525 kV Ivaiporã – Londrina ou
- ✓ Perda da Transformação de Londrina

Quando da ocorrência de qualquer um dos eventos acima descritos, o esquema da SE Londrina enviará o sinal SLL para a SE Assis, através de um sistema de telecomunicação (transmissor / receptor).

O CLP de Assis recebe o SLL, bloqueia a lógica correspondente a eventos no Sudeste e pré-habilita a lógica para eventos no Sul. Ocorrendo sobrecarga igual ou superior a 40% no TR-1 da SE Assis será comandado os seguintes estágios nesta SE:

- ✓ 1º Estágio: abertura do disjuntor da LT 230 kV Assis – Salto Grande/Chavantes. Esta ação provocará uma redução do carregamento do TR-1 da SE Assis, que não sendo suficiente levará a atuação do 2º estágio;
- ✓ 2º Estágio: Se a sobrecarga remanescente neste TR-1 permanecer superior a 30%, será comandada na SE Assis a abertura do disjuntor da LT 230 kV Assis – Londrina;
- ✓ Esses dois estágios são suficientes para trazer a sobrecarga do TR-1 da SE Assis para valores inferiores a 30%, ou até eliminar a mesma.

5.2.3. Esquema para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis

O Esquema para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis foi proposto com o objetivo de evitar a restrição prévia de geração nas usinas do Pontal do Paranapanema.

O ECE de alívio de carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis atualmente implantado pode vir a atuar quando da ocorrência da perda da LT 440 kV Taquaruçu – Assis provocando carregamento igual ou superior a 1524 MVA na LT 440 kV Capivara – Assis. Para reduzir este carregamento, o esquema atua efetuando corte de geração de (n-1) unidades geradoras na UHE Capivara, após 5 segundos, e, se necessário, corte de geração de (n-2) unidades na UHE Taquaruçú, após 10 segundos (n = número de unidades em operação nestas usinas).

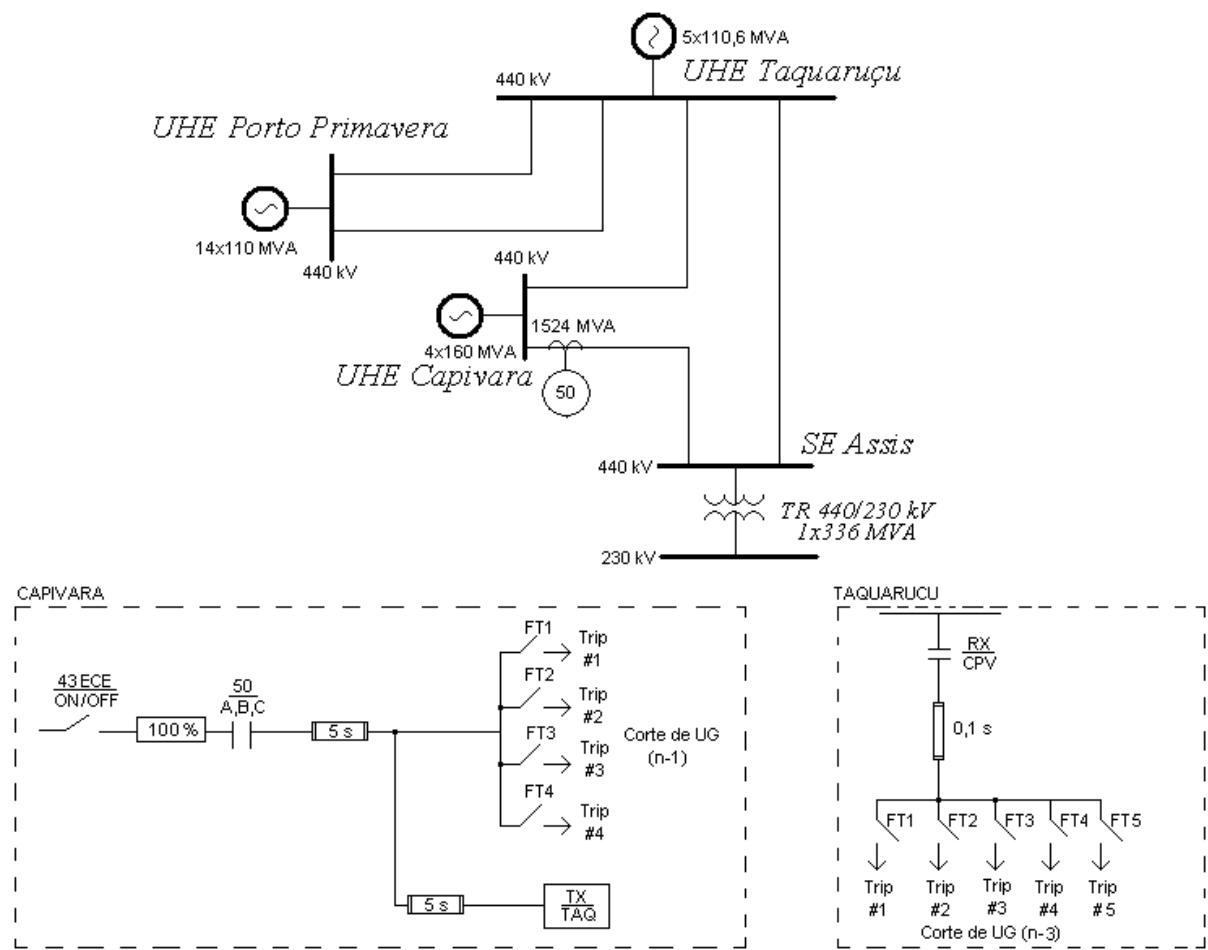


Figura 5.10 – ECE para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis

Capítulo 6: ESTUDOS PARA ATUALIZAÇÃO DAS LÓGICAS DO ESQUEMA DE CONTROLE DE SEGURANÇA DE ASSIS

6.1. Premissas do Estudo

Os estudos para atualização do Esquema de Controle de Segurança da SE Assis foram realizados com o caso de dezembro de 2008 (carga pesada). Carga pesada é a condição que ocorre no período de 19 às 23 horas, durante o verão, e de 18 às 22 horas durante o inverno.

Devido à falta de chuvas na região Sul do país, assim como ocorreu em junho – agosto de 2006, as usinas desta região praticamente ficaram sem condições de gerar potência ativa, e ficaram rodando como geradores síncronos. Diante deste fato, ou desta baixa produção de energia (baixa hidraulicidade), foi necessária uma transferência de grande quantidade de energia a partir das interligações da região Sudeste com a região Sul. Ao somatório de todos os fluxos das linhas que atendem a região Sul, a partir da região Sudeste, dá-se o nome de RSUL. Assim, para calculá-lo é preciso conhecer a interligação Sul-Sudeste.

A interligação entre as regiões Sul e Sudeste é atualmente constituída por um sistema de transmissão composto por 3 circuitos em 765 kV que, além de transmitir a potência da região Sul para a região Sudeste, escoando a energia gerada na usina de Itaipu 60 Hz. Os pontos desse sistema de 765 kV onde são efetuadas as conexões são: com a região Sul, na subestação de Ivaiporã, através da transformação 765/525 kV – 3 x 1650 MVA, localizada no Estado do Paraná e com a região Sudeste, na SE Tijuco-Preto, localizada no Estado de São Paulo, através das transformações 765/500 kV – 3 x 1650 MVA e 765/345 kV – 3 x 1500 MVA. Reforçando esta interligação, existe ainda, em 525 kV, uma linha de circuito duplo entre as SE Bateias, no Paraná e Ibiúna em São Paulo, e uma linha em circuito simples entre as SE Londrina, no Paraná e Assis em São Paulo. Além dessas, outras redes de menor capacidade conectam o sistema de transmissão do Estado do São Paulo, à área Norte do Estado do Paraná (em 230 kV, 138 kV e 88 kV) e este ao Estado do Mato Grosso do Sul (em 230 kV).

Para a determinação dos limites de intercâmbio entre as regiões e também do RSUL, verifica-se a capacidade de transmissão entre as regiões, em regime permanente, sob o ponto de vista do atendimento aos requisitos mínimos de tensão e sem violar a capacidade de carregamento dos equipamentos. Na Figura 6.1, pode ser visto quais circuitos dão origem ao RSUL e a equação a seguir representa a forma como é calculado o RSUL pelo ONS.

$$RSUL = \sum \left[\begin{array}{l} \text{fluxos(emMW)} (\text{Transformação } 765 (*) / 525 \text{ kV da SE Ivaiporã +} \\ \text{LT } 230 \text{ kV Assis (*) / Londrina (ELETROSUL), LT } 230 \text{ kV Assis (*) / Londrina (COPEL)} \\ + \text{LT } 230 \text{ kV Chavantes (*) / Figueira + LT } 230 \text{ kV Dourados (*) / Guaíra +} \\ \text{LT } 138 \text{ kV Rosana (*) / Loanda + LT } 138 \text{ kV Capivara (*) / Florestópolis +} \\ \text{LT } 88 \text{ kV Salto Grande (*) / Andirá circuitos 1 e 2 + LT } 500 \text{ kV Ibiúna (*) / Bateias circuitos 1 e 2} \\ + \text{LT } 525 \text{ kV Londrina / Assis (*)}) \end{array} \right]$$

Onde:

(*) - Ponto de medição

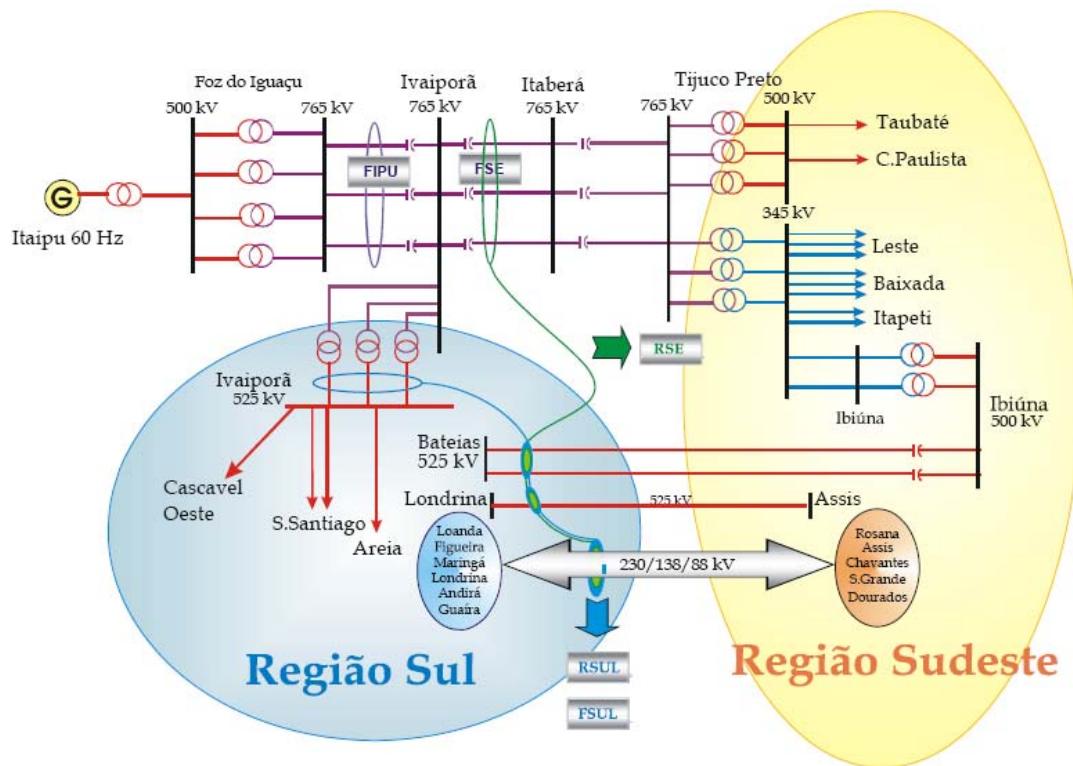


Figura 6.1 – Diagrama Simplificado das Interligações Sul-Sudeste

Procurou-se ajustar os casos com o maior RSUL possível (RSUL encontrado foi de 5118MW) de forma a obter o maior carregamento possível na transformação de 440/230 kV da SE Assis. Para isso foi considerada uma geração máxima nas principais usinas do Pontal do Paranapanema, ou seja, nas UHE Capivara, Taquaruçu e Porto Primavera.

A Tabela 6.1 apresenta os principais despachos nas usinas do Pontal do Paranapanema e o intercâmbio Sudeste → Sul Máximo (RSUL) para a configuração utilizada.

**Tabela 6.1 – Principais Despachos das Usinas do Pontal do Paranapanema para um Intercâmbio
SE → Sul Máximo**

Nº Barra	RSUL MÁXIMO	5118 MW
	UHE	PESADA
507	CAPIVARA	640
510	P. PRIMAVERA	1400
513	TAQUARUÇÚ	525
502	JUPIÁ 440 kV	1280
503	JUPIÁ 138 kV	214.2

A Tabela 6.2 apresenta os principais carregamentos em linhas / transformadores da Região de Assis para intercâmbios Sudeste → Sul Máximo (RSUL), com dois transformadores 440/230kV – 336 MVA de Assis em operação e com apenas um transformador em operação.

**Tabela 6.2 – Principais Carregamentos em Linhas / Transformadores da Região - Intercâmbio
SE → Sul Máximo**

PESADA - RSUL = 5118 MW				Carregamento [MVA]		Carregamento Normal [%]		Limite [MVA]		
DE		PARA		Circ	2 ATR Assis	1 ATR Assis	2 ATR Assis	1 ATR Assis	Nominal	Emergência
552	ASSIS----440	553	ASSIS-MAR230	1	232,2	-	67,70%	-	336	336
552	ASSIS----440	551	ASSIS-MAR230	2	222,3	313	64,80%	91,40%	336	336
1028	LondrinE-230	878	Apucaran-230	1	174,9	175,5	45,80%	46,00%	414	424
1028	LondrinE-230	878	Apucaran-230	2	131,9	132,4	43,90%	44,10%	414	424
875	Andira-B-138	876	Andira----88	1	17,8	15,6	91,00%	79,70%	20	24
875	Andira-B-138	876	Andira----88	2	18,2	15,9	93,00%	81,40%	20	24

6.2. Atualização do Esquema de Controle de Segurança de Assis

Conforme descrito no Capítulo 5, o ECS de Assis foi projetado durante o ano de 2001, entrando em operação em 2002. Em meados de 2006 foi feita uma revisão do referido ECS para incluir a lógica de alívio de carregamento da LT 440 kV Capivara – Assis e contemplar ainda a entrada em operação da LT 525 kV Londrina - Assis – Araraquara e do segundo autotransformador 525/440 kV – 1500 MVA na SE Assis.

Com a entrada em operação destas melhorias na área de Assis o carregamento na transformação de Assis 440/230 kV foi bastante atenuado. No entanto, essas obras não eliminaram a possibilidade de ocorrência de sobrecarga acima de 140% na transformação 440/230 kV – 336 MVA de Assis, quando da perda destes novos empreendimentos, ou então em situações de rede alterada.

A partir daí, o ECS de Assis passou a ter três lógicas. Duas lógicas associadas à sobrecarga na transformação 440/230 kV sendo uma relacionada a contingências na região Sul e a outra a contingências na região Sudeste.

A outra lógica implementada neste ECS corresponde a Lógica para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara - Assis quando da perda da LT 440 kV Taquaruçu – Assis.

Devido à entrada em operação de novos equipamentos na área em questão, apresentados a seguir, faz-se necessária a realização de novos estudos para atualização do ECS de Assis.

- Autotransformador 440/230 – 336 MVA, ATR-2, da SE Assis;
- LT 525 kV Ivaiporã – Londrina, circuito 2;
- LT 230 kV Nova Porto Primavera - Imbirussú;
- LT 230 kV Nova Porto Primavera – Dourados (Eletrosul).

Este trabalho tem por objetivo propor alterações nas três lógicas hoje implementadas no ECS de Assis, com o intuito principal de reduzir o corte de geração das UHE de Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu quando de contingências na região Sul e Sudeste tanto para a configuração de rede completa como para condições de rede alterada. Entende-se por rede alterada, a operação com um equipamento na área de interesse, área de Assis, fora de operação atendendo solicitação de manutenção. Como por exemplo, estando apenas um dos transformadores 440/230 kV – 336MVA em operação na SE Assis.

Nesse estudo é testada a efetividade das três lógicas do ECS de Assis atualmente implantadas, sendo indicadas necessidades de adequações nas lógicas existentes, sempre com o objetivo de se maximizar os intercâmbios entre os subsistemas e garantir a segurança da operação.

Os resultados destas simulações estão apresentados ao longo deste capítulo e as conclusões e recomendações para alterações e/ou manutenção das três lógicas para o ECS de Assis se encontram nos capítulos seguintes.

A Figura 6.2 ilustra a região estudada neste projeto, para conhecimento geral.

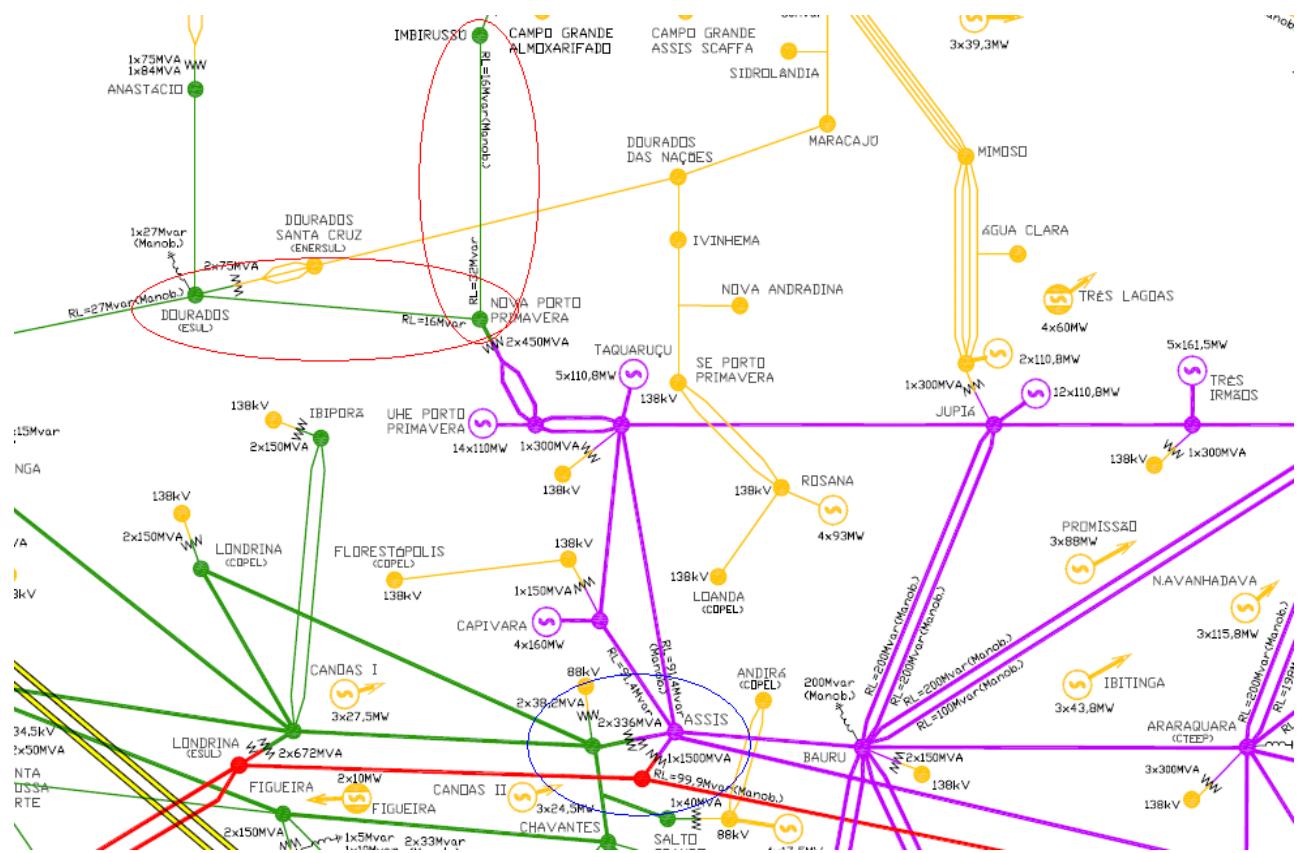


Figura 6.2 – Área estudada no projeto

Associada a entrada em operação do novo autotransformador 440/230 kV – 336 MVA (ABB), ATR-2, da SE Assis foram realizadas obras de melhorias intrínsecas na configuração do barramento de 230 kV dessa SE com a instalação de um disjuntor, duas chaves seccionadoras e ainda equipamentos associados em 440 kV para realocação do módulo de entrada de linha existente da LT 440 kV Bauru – Assis.

A Figura 6.3 apresenta o diagrama unifilar na região de Assis com a entrada em operação tanto do circuito 2 da LT 525 kV Ivaiporã – Londrina quanto do novo autotransformador 440/230 kV – 336 MVA (ABB), ATR-2, da SE Assis, e da alteração do arranjo do barramento de 230 kV.

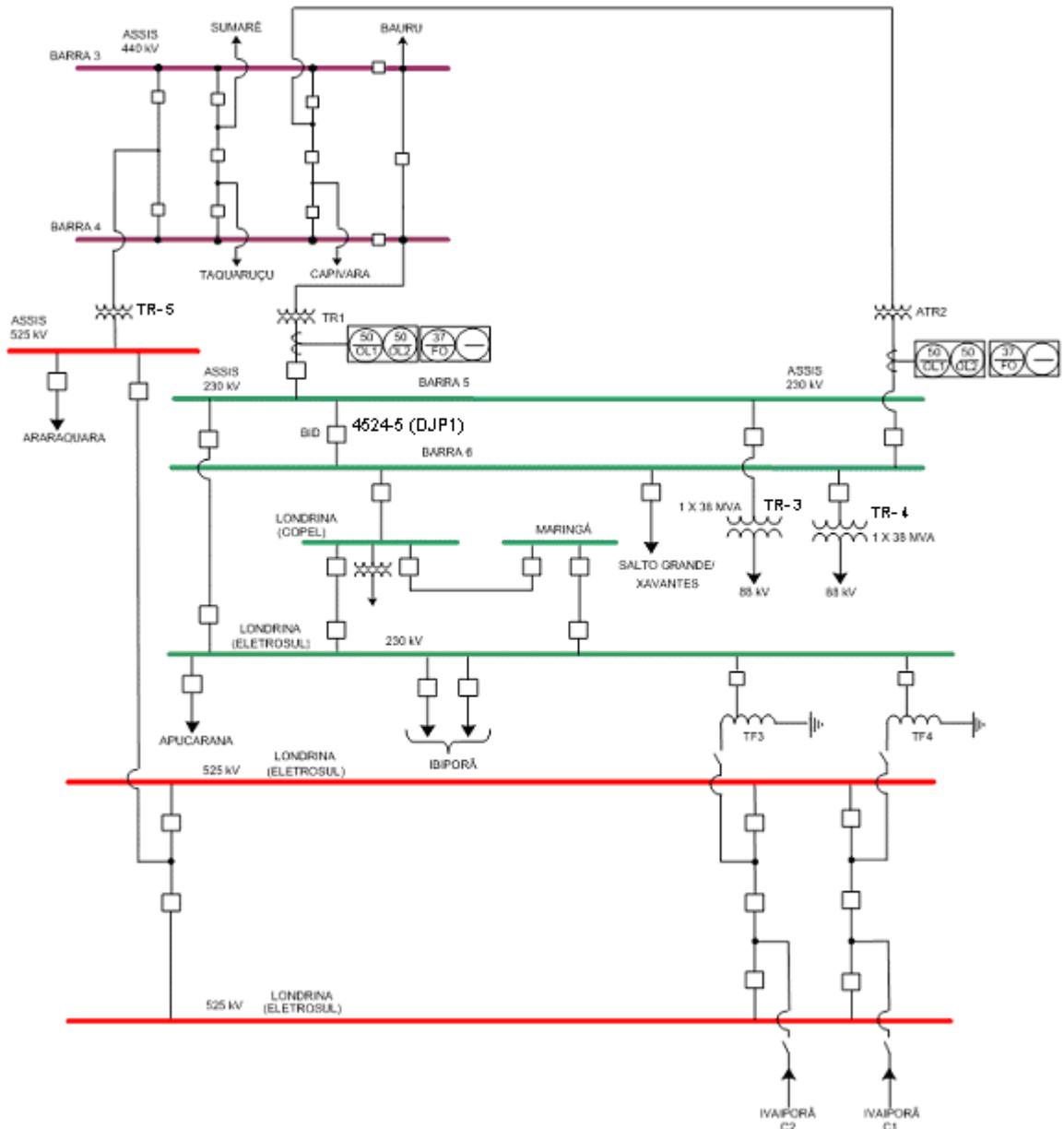


Figura 6.3 – Diagrama Unifilar da SE Assis

Com base nesta figura tem-se que:

- As Barras 3 e 4 de 440 kV operam em configuração de disjuntor e meio, com todos os disjuntores fechados interligando as duas Barras, onde estão conectadas as seguintes Linhas de Transmissão / Equipamentos: LT 440 kV Bauru / Assis; LT 440kV Capivara / Assis; LT 440 kV Taquaruçú / Assis; LT 440 kV Assis / Sumaré e os Transformadores TR-1 e ATR-2 440/230 kV de 336 MVA e TR-5 525/440 kV de 1500 VA.

- A nova configuração de barra dupla no tronco de 230 kV da SE Assis é composta das Barras 5 e 6, interligada pelo disjuntor 4524-5, Disjuntor de Paralelo (DJP1). As barras 5 e 6 devem operar da seguinte forma:
 - ✓ **Barra 5:** Conectada a seguinte Linha de Transmissão / Equipamento: Transformador 440/230 kV de 336 MVA, TR-1, LT 230 kV Assis / Londrina (ELETROSUL) e o transformador 230/88 kV de 38,3 MVA, TR-3.
 - ✓ **Barra 6:** Conectadas as seguintes Linhas de Transmissão / Equipamentos: Autotransformador 440/230 kV de 336 MVA (ABB), ATR2, LT 230 kV Assis / Salto Grande / Chavantes; LT 230 kV Assis / Londrina (COPEL) e o transformador 230/88 kV de 38,3 MVA, TR-4.
- As Barras 7 e 8 de 88 kV, em configuração de barra dupla operando separadas, à qual estão conectadas as seguintes Linhas de Transmissão / Equipamentos:
 - ✓ **Barra 7:** LT 88 kV Assis / Presidente Prudente C-2; LT 88 kV Assis / Canoas II, e o transformador TR-3 230/88 kV de 38,3 MVA.
 - ✓ **Barra 8:** LT 88 kV Assis / Presidente Prudente C-1; LT 88 kV Assis / Canoas I e o transformador = TR-4 230/88 kV de 38,3 MVA.

No caso dos transformadores TR-1 e ATR-2, os dois relés de sobrecorrente já existentes deverão ter os seus ajustes modificados para 100% (OL1) e 140% (OL2) e um terceiro (37) deverá ser usado para identificar esse transformador fora de operação através da função subcorrente. A seguir apresenta-se o resumo dos ajustes do TR-1 e do ATR-2 da SE Assis.

1º Relé – no TR-1:

- **50/OL1** ⇒ sensor com unidade temporizada zerada e ajustado em **100%** do carregamento nominal do TR-1 da SE Assis;
- **50/OL2** ⇒ sensor com unidade instantânea e ajustado em **140%** do carregamento nominal do TR-1;
- **37/TR1** ⇒ sensor de subcorrente ajustado em **10%** do carregamento nominal do TR-1 da SE Assis;

2º Relé – no ATR-2:

- **50/OL1** ⇒ sensor com unidade temporizada zerada e ajustado em **100%** do carregamento nominal do ATR-2 e;

- **50/OL2** ⇒ sensor com unidade instantânea e ajustado em **140%** do carregamento nominal do ATR-2;
- **37/ATR2** ⇒ sensor de subcorrente ajustado em **10%** do carregamento nominal do ATR-2 da SE Assis

A Figura 6.3 mostra a localização dos sensores do TR-1 e do ATR-2 da SE Assis no lado de 440 kV.

6.3. Rede Completa – Com Dois Transformadores de 440/230 kV na SE Assis

As seguintes contingências foram avaliadas para definição das lógicas de sobrecarga na transformação de Assis, em função, principalmente, da entrada em operação do 2º autotransformador 440/230 kV – 336 MVA de Assis, estando os dois transformadores em operação nesta SE.

- **Eventos na malha de transmissão da região Sudeste:**
 - ✓ Perda da Barra 5 ou da Barra 6 de 230 kV da SE Assis;
 - ✓ Perda simples da LT 440 kV Assis – Sumaré com falha do disjuntor levando a LT 440 kV Assis – Taquaruçu;
 - ✓ Perda simples do TR-1 de Assis com falha do disjuntor levando a LT 440 kV Assis – Bauru;
 - ✓ Perda simples do ATR-2 de Assis com falha do disjuntor levando a LT 440 kV Assis – Capivara;
 - ✓ Perda da Barra 1 da SE Bauru com falha de disjuntor levando a Barra 2;
- **Eventos na malha de transmissão da região Sul:**
 - ✓ Perda do ATR 525/440 kV da SE Assis;
 - ✓ Perda da LT 525 kV Assis – Londrina;
 - ✓ Perda simultânea dos dois ATR 525/230 kV da SE Londrina (TF3 e TF4);
 - ✓ Perda simultânea dos circuitos C1 e C2 da LT 525 kV Londrina – Ivaiporã;

Para a análise destas contingências utilizou-se a configuração de Dezembro de 2008, para as condições de carga média e pesada. Muito embora o estudo tenha sido realizado para estas duas condições de carga, neste trabalho serão apresentados somente os resultados para a

condição de carga pesada, pois este apresenta os piores resultados do ponto de vista de carregamento na transformação 440/230 kV de Assis.

Com base nos resultados apresentados na Tabela 6.3, o estudo mostrou que com a entrada em operação do novo autotransformador de 440/230 kV, ATR-2, da SE Assis, estando os dois transformadores da SE Assis em operação, o esquema não deverá atuar, para as contingências previamente estudadas antes dessa revisão.

Para as contingências de perda simples do TR-1 de Assis com falha do disjuntor levando a LT 440 kV Assis – Bauru ou da perda simples do ATR-2 de Assis com falha do disjuntor levando a LT 440 kV Assis – Capivara o esquema também não deverá atuar, visto que o transformador remanescente não entrará em sobrecarga, como mostra a Tabela 6.3.

Da mesma forma para os eventos na malha de transmissão da região Sul, com base nos resultados apresentados na Tabela 6.3, o esquema também não deverá atuar.

Tabela 6.3 – Simulações Realizadas para a Atualização das Lógicas do ECS para Rede Completa

Simulação (*.STB)	Posição arquivo histórico (DEZ08_PES.SAV)	Contingência	2 x ATR 440/230kV Assis	Observações
EVENTOS NO SUDESTE				
PSE53N3	Caso 10 (RSUL = 5118 MW) 2 x ATR 440/230kV Assis = 229 MVA (67,7 %)	LT 440 kV Assis - Sumaré e Assis - Taquaruçú	232 MVA (69%)	Nesta situação o esquema não deverá atuar
PSE53N4	Caso 10 (RSUL = 5118 MW) 2 x ATR 440/230kV Assis = 229 MVA (67,7 %)	LT 440 kV Assis – Bauru e TR-1 de Assis	280 MVA (83%)	Nesta situação o esquema não deverá atuar
PSE53N5	Caso 10 (RSUL = 5118 MW) 2 x ATR 440/230kV Assis = 229 MVA (67,7 %)	LT 440 kV Assis – Capivara e ATR-2 de Assis	330 MVA (98%)	Nesta situação o esquema não deverá atuar
PSE53N6	Caso 10 (RSUL = 5118 MW) 2 x ATR 440/230kV Assis = 229 MVA (67,7 %)	Barra 1 de Bauru com falha de DJ levando a barra 2	264 MVA (79%)	Nesta situação o esquema não deverá atuar
EVENTOS NO SUL (SINAL SSL)				
PSUL53N3	Caso 10 (RSUL = 5118 MW) 2 x ATR 440/230kV Assis = 229 MVA (67,7 %)	ATR 525/440 kV Assis	323 MVA (96%)	Nesta situação o esquema não deverá atuar
PSUL53N4	Caso 10 (RSUL = 5118 MW) 2 x ATR 440/230kV Assis = 229 MVA (67,7 %)	LT 525 kV Assis - Londrina	355 MVA (106%)	Nesta situação o esquema não deverá atuar
PSUL53N1	Caso 10 (RSUL = 5118 MW) 2 x ATR 440/230kV Assis = 229 MVA (67,7 %)	2 ATR 525/230 kV Londrina	250 MVA (74%)	Nesta situação o esquema não deverá atuar
PSUL53N2	Caso 10 (RSUL = 5118 MW) 2 x ATR 440/230kV Assis = 229 MVA (67,7 %)	LT 525 kV Londrina – Ivaiporã C1 e C2	212 MVA (63%)	Nesta situação o esquema não deverá atuar

6.3.1. Perda de Barra de 230 kV na SE Assis

Com a entrada em operação do 2º autotransformador 440/230 kV, ATR-2, da SE Assis, a configuração da barra de 230 kV da SE Assis passou a operar com barra dupla, conforme apresentado na Figura 6.4.

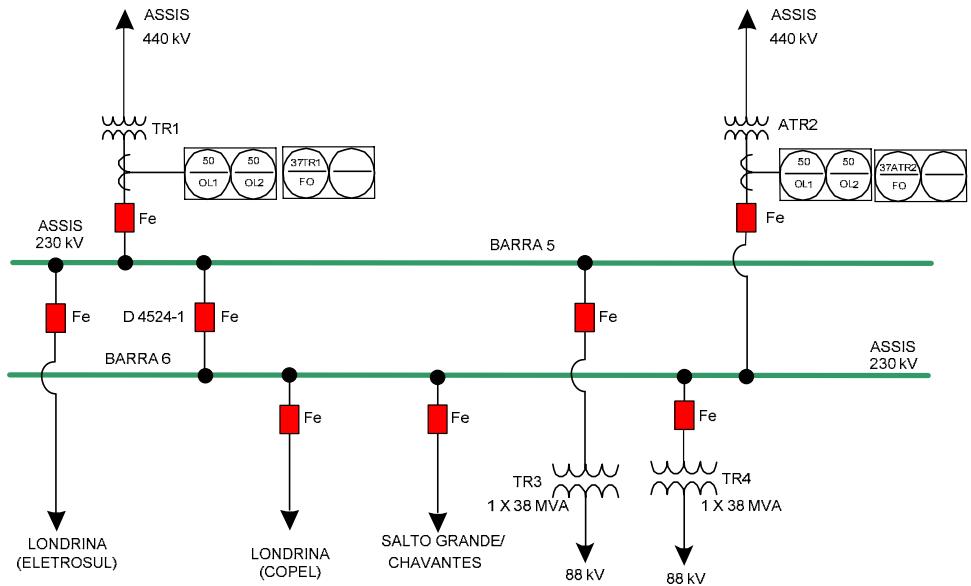


Figura 6.4 – SE Assis 230 kV: Operação com Barra Dupla

O estudo realizado com essa nova configuração considerou a possibilidade de perder a barra 5 ou a barra 6 desta SE, conforme apresentado a seguir.

6.3.1.1. Perda da Barra 5 da SE Assis 230 kV

Para esta simulação foi necessário abrir todos os disjuntores ligados a Barra 5 desta SE, conforme apresentado na Figura 6.5.

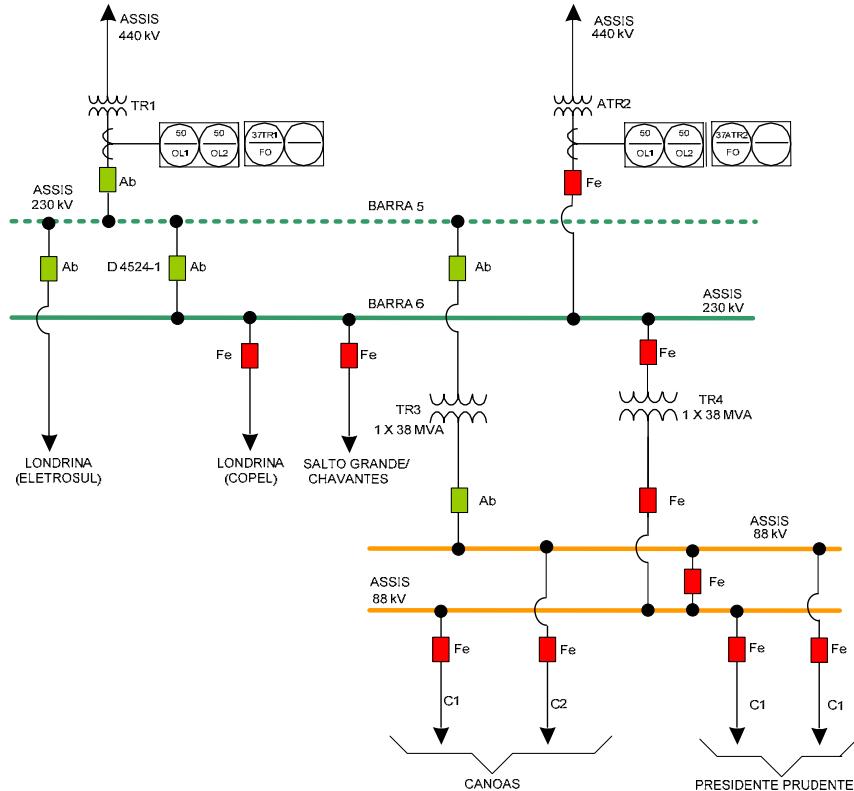


Figura 6.5 – SE Assis 230 kV: Perda da Barra 5

A Tabela 6.4 apresenta os resultados do estudo para a carga pesada. Pode-se observar que a perda da barra 5 da SE Assis não produz grandes consequências para o sistema. O carregamento na transformação de 230/88 kV de Assis passou de 30,1 MVA para 43,4 MVA, nesta condição de carga, atingindo 114 % do seu carregamento nominal de 38 MVA. Para esta contingência o perfil de tensão se manteve estável, na barra de Assis 88 kV a tensão variou de 103% para 101,8%.

Tabela 6.4 – Simulações Realizadas para a Perda da Barra 5 da SE Assis 230 kV

Equipamentos ligados a Barra 6 (simulação B5M5301.STB)	Carregamento pré-contingência	Carregamento pós-contingência	Limite Nominal	Observações
LT 230 kV Assis – Londrina	138,4 MVA	103,2 MVA	333 / 447 MVA	Não ocorreu problema de afundamento de tensão na região de 88 kV
LT 230 kV Assis – S. Grande / Chavantes	174,5 MVA	143 MVA	319 / 319 MVA	
1 x TR4 230/88 kV Assis	30,1 MVA	43,4 MVA (114%)	38 MVA	
2º ATR 440/230 kV Assis	214,8 MVA	294,4 MVA	336 MVA	

6.3.1.2. Perda da Barra 6 da SE Assis 230 kV

Para esta simulação foi necessário abrir todos os disjuntores ligados a Barra 6 desta SE, conforme apresentado na Figura 6.6.

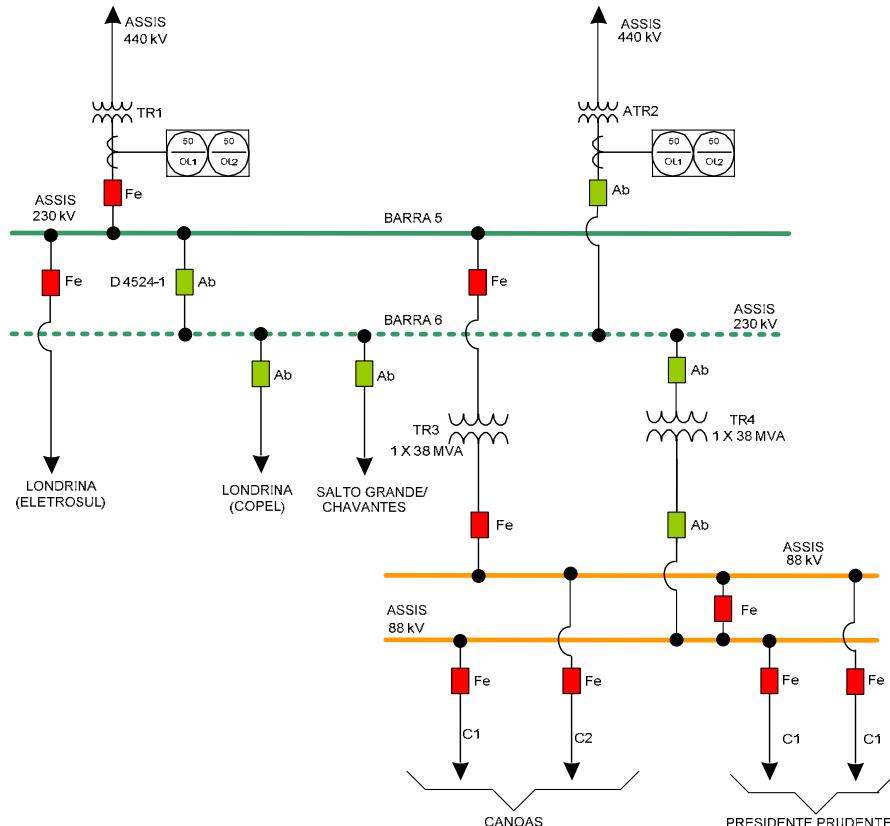


Figura 6.6 – SE Assis 230 kV: Perda da Barra 6

Como pode ser observado na Tabela 6.5, a perda da barra 6 produz um aumento no carregamento do TR 230/88 kV remanescente da SE Assis, variando de 30,6 MVA para 67 MVA (sobrecarga de 76,3% acima do limite nominal de 38 MVA), nesta condição de operação.

Com relação ao perfil de tensão da região de 88 kV também não ocorreram variações significativas, na barra de Assis 88 kV variou de 103% para 99,9%.

Tabela 6.5 – Simulações Realizadas para a Perda da Barra 6 da SE Assis 230 kV

Equipamentos ligados a Barra 5 (simulação B6M5301.STB)	Carregamento pré-contingência	Carregamento pós-contingência	Limite Nominal	Observações
LT 230 kV Assis – Londrina (Eletrosul)	67 MVA	105,7 MVA	333 / 447 MVA	
1 x TR3 230/88 kV Assis	30,6 MVA	67 MVA (176 %)	38 MVA	
1º TR 440/230 kV Assis	228,5 MVA	174,6 MVA	336 MVA	Não ocorreu problema de afundamento de tensão na região de 88kV

6.3.1.3. Constatções das Simulações para Perda de Barra de 230 kV na SE Assis

A perda da Barra 5 da SE Assis 230 kV não provocou problemas de subtensão. Com relação a sobrecargas, foi observado que a perda desta Barra levou a sobrecarga no transformador 230/88 kV remanescente da SE Assis de 14% acima do limite nominal. A eliminação desta sobrecarga deve ser resolvida através de medidas operativas, uma vez que não ultrapassam os limites de curta duração de suportabilidade dos equipamentos envolvidos, não sendo necessário a definição de uma lógica para corte de carga / abertura de circuitos no tronco de 88 kV da SE de Assis.

A perda da Barra 6 da SE Assis 230 kV também não provocou problemas de subtensão. Porém, foi observado que a perda desta barra levou a sobrecarga no transformador 230/88 kV remanescente da SE Assis de 76,3% acima do limite nominal. Isto ocorreu devido à perda da LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL), que alimentava uma parte da carga de Presidente Prudente. Dessa forma, essa região passou a ser alimentada somente pelo transformador remanescente (TR3) 230/88 kV de Assis, agravando sua sobrecarga. Soma-se a este fato a condição de operação utilizada no estudo, o máximo carregamento nos transformadores de 440/230 kv de Assis, que torna este caso mais extremo.

Assim, em função da sobrecarga elevada observada na transformação 230/88 kV de Assis, quando da perda da Barra 6 da SE Assis 230 kV, sobrecarga acima de 50% no transformador, recomenda-se à CTEEP e COPEL avaliarem a necessidade de implantar ação automática de alívio de carga na região de Presidente Prudente, de sorte que se preserve essa transformação

230/88 kV de Assis. Caso contrário, sobrecarga inferior à 50%, deve-se eliminar a sobrecarga através de medidas operativas, mesmo procedimento utilizado para a perda da Barra 5.

6.4. Rede Alterada – Indisponibilidade de um dos Transformadores de 440/230 kV na SE Assis

A atualização do ECS de Assis com a configuração de rede alterada, ou seja, apenas um dos transformadores em operação TR-1 ou ATR-2, foi estudada considerando a possibilidades de arranjo das linhas e dos transformadores que estão conectadas na barra 5 ou 6 conforme configuração apresentada nas Figuras 6.7 e 6.8, para a indisponibilidade do TR-1 e do ATR-2, respectivamente.

Conforme pode ser observado nestas figuras procurou-se sempre manter o transformador em operação, TR-1 ou ATR-2, na barra 5 em conjunto com a LT 230 kV Assis – Londrina (ELETROSUL) e na barra 6 a LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL), a LT 230 kV Assis – Salto Grande / Chavantes e os dois transformadores 230/88 kV.

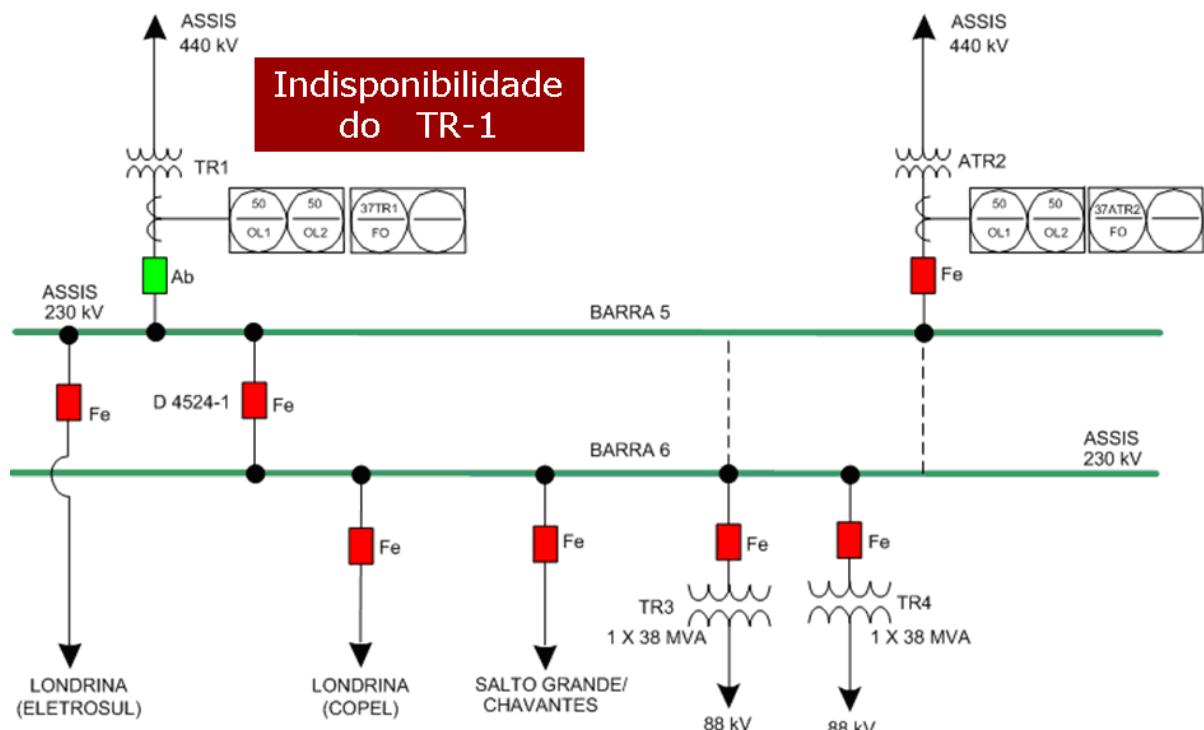


Figura 6.7 – Configuração para Operação em Barra Dupla no 230kV de Assis na Indisponibilidade do TR-1

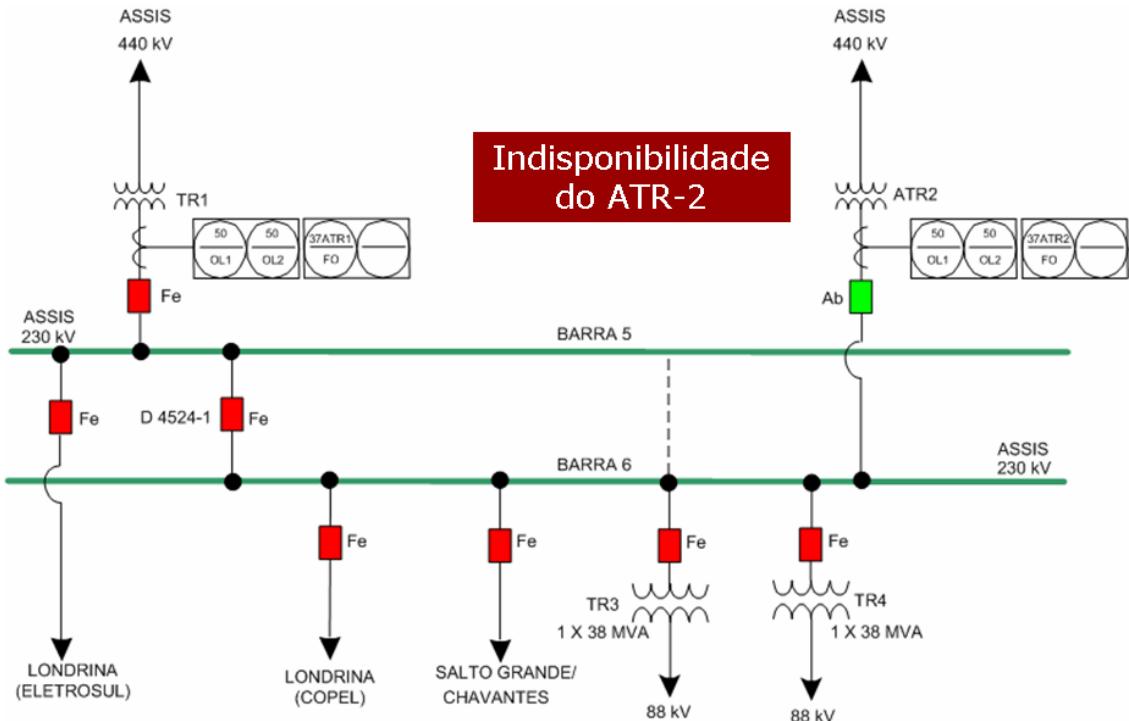


Figura 6.8 – Configuração para Operação em Barra Dupla no 230kV de Assis na Indisponibilidade do ATR-2

Considerando os arranjos de barras apresentados para a indisponibilidade de um dos dois transformadores da SE Assis, as seguintes contingências foram avaliadas para definição das lógicas de sobrecarga na transformação de Assis:

- **Eventos na malha de transmissão da região Sudeste:**

- ✓ Perda simples da LT 440 kV Assis – Sumaré com falha do disjuntor levando a LT 440 kV Assis – Taquaruçú;
- ✓ Perda da Barra 1 da SE Bauru com falha de disjuntor levando a Barra 2;
- ✓ Perda da LT 440 kV Assis – Bauru estando a LT 440 kV Taquaruçú – Assis em manutenção programada.

- **Eventos na malha de transmissão da região Sul:**

- ✓ Perda do ATR 525/440 kV da SE Assis;
- ✓ Perda da LT 525 kV Assis – Londrina;
- ✓ Perda simultânea dos dois ATR 525/230 kV da SE Londrina;
- ✓ Perda simultânea dos circuitos C1 e C2 da LT 525 kV Ivaiporã – Londrina.

Para a análise destas contingências também se utilizou a configuração de Dezembro de 2008, na configuração de carga pesada, para o seguinte carregamento pré-contingência no transformador remanescente da SE Assis:

- Carga Pesada (Dezembro 2008): 312 MVA (91,4 %) \Rightarrow RSUL = 5118 MW

Destaca-se que no caso analisado procurou-se sempre manter uma geração máxima nas principais usinas do Pontal do Paranapanema, especialmente nas UHE Capivara, Taquaruçu e Porto Primavera, conforme apresentado a seguir.

- UHE Capivara = 640 MW
- UHE Taquaruçu = 525 MW
- UHE Porto Primavera = 1400 MW

6.4.1. Eventos com Origem na Região Sudeste

Os resultados das simulações realizadas para a atualização das lógicas do ECS de Assis para a indisponibilidade de um dos transformadores 440/230 kV da SE Assis, para eventos na região Sudeste, estão apresentados na Tabela 6.6.

Com base nesta tabela, nenhuma das contingências analisadas provocou sobrecarga na transformação de 440/230 kV da SE Assis, não sendo necessária a atuação de um esquema.

Tabela 6.6 – Simulações Realizadas para a Atualização das Lógicas do ECS - Indisponibilidade de um Transformador de SE Assis

Simulação (*.STB)	Posição arquivo histórico (DEZ08_PES.SAV)	Contingência	ATR 440/230kV Assis	Medidas	ATR 440/230kV Assis	Observações
EVENTOS NO SUDESTE						
PSE0410	Caso 3 (RSUL = 5118 MW) 1 ATR 440/230 kV Assis = 313MVA (93 %)	LT 440 kV Assis - Sumaré e Assis – Taquaruçú	320 MVA (95,2 %)	-	-	Nesta situação o esquema não deverá atuar
PSE0430	LT 230kV Londrina - Apucarana = 306,9 MVA	Barra 1 de Bauru com falha de DJ levando a barra 2	370 MVA (110,2 %)	Abertura do DJ de Assis 230 kV	171 MVA (50,9 %)	Nesta situação o esquema não deverá atuar
PSE0510	Caso 11 (RSUL = 5118 MW) 1 ATR 440/230 kV Assis = 306,1 MVA (90,5%) LT 230kV Londrina – Apucarana = 307,9 MVA (84%)	LT 440 kV Assis – Bauru	322 MVA (95,8%)	Abertura do DJ de Assis 230 kV	142 MVA (42,2 %)	Nesta situação o esquema não deverá atuar

6.4.1.2. Constatações das Simulações dos Eventos com Origem na Região Sudeste

Nenhum dos eventos com origem na região Sudeste levou a sobrecarga igual ou superior a 40% no transformador remanescente, TR-1 ou ATR-2, da SE Assis, não sendo necessária a definição de uma lógica para estas contingências.

6.4.2. Eventos com Origem na Região Sul

Os resultados das simulações realizadas para a atualização das lógicas do ECS de Assis para a indisponibilidade de um transformador 440/230 kV da SE Assis, para eventos na região Sul, estão apresentados na Tabela 6.7.

A perda da transformação de 525/440 kV de Assis levou a uma sobrecarga de 37 % no transformador remanescente de 440/230 kV da SE Assis, período de carga pesada. De acordo com a Tabela 6.7, para esta contingência, a ação de abertura do disjuntor de interligação de barra de 230 kV da SE Assis se mostrou bastante efetiva, reduzindo o carregamento de 137 % para 73,2 % para a perda da transformação de 525/440 kV da SE Assis.

Cabe ressaltar que para perda da transformação de 525/440 kV de Assis o esquema não atuaria, visto que o carregamento observado após a contingência não ultrapassou o valor de 140 % ajustado no relé.

A perda da LT 525 kV Assis – Londrina, com base na Tabela 6.7, levou a uma sobrecarga, um pouco maior, de 49 % no transformador remanescente de 440/230 kV da SE Assis. A ação de abertura do disjuntor de interligação de barra de 230 kV da SE Assis para esta perda reduziu o carregamento de 149 % para 82 %. Nesta situação será necessária a atuação do esquema, visto que o carregamento observado após a contingência ultrapassou o valor de 140% ajustado no relé.

A perda de 2 TR 525/230 kV na SE Londrina levou à sobrecarga de 2,4 % no transformador remanescente de 440/230 kV de Assis. A ação de abertura do disjuntor de interligação de barra de 230 kV da SE Assis também se mostrou efetiva, reduzindo o carregamento de 102,4% para 51 %. Nesta situação não será necessária a atuação do esquema, visto que o carregamento observado após a contingência não ultrapassou o valor de 140% ajustado no relé.

A perda de um ou dois circuitos da LT 525 kV Ivaiporã – Londrina não levou à sobrecarga no transformador remanescente 440/230 kV da SE Assis, o que implica na não atuação do esquema.

A lógica atualmente implantada para eventos com origem na região Sul, que comanda a abertura da LT 230 kV Assis – Salto Grande / Chavantes e, que caso permaneça o carregamento acima de 100% na transformação de 440/230 kV da SE Assis, comanda a abertura da LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL), se mostrou tão efetiva quanto à ação de abertura do disjuntor interligador de 230 kV. Os resultados desta simulação podem ser verificados na Tabela 6.7. Por esta razão, a abertura destes circuitos funciona como “back up” do disjuntor de interligação de barras de 230 kV da SE Assis.

Tabela 6.7 – Simulações Realizadas para a Atualização das Lógicas do ECS - Indisponibilidade de um Transformador de SE Assis

Simulação (*.STB)	Posição arquivo histórico	Contingência	ATR 440/230kV Assis	Medidas	ATR 440/230kV Assis	Observações
EVENTOS NO SUL						
PSUL0401	Caso 4 (RSUL = 5118 MW) 1 ATR 440/230 kV Assis = 320MVA (95 %) LT 230kV Londrina - Apucarana = 319 MVA	ATR 525/440kV Assis	461 MVA (137 %)	Abertura do DJ de Assis 230kV	246 MVA (73,2 %)	LT 230kV Londrina-Apucarana = 313MVA
PSUL0402				Abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande	400 MVA (119 %)	
PSUL0403				Abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande e Assis – Londrina (COPEL)	299 MVA (89 %)	LT 230kV Londrina-Apucarana = 315MVA
PSUL0441	Caso 4 (RSUL = 5118 MW) 1 ATR 440/230 kV Assis = 320MVA (95 %) LT 230kV Londrina - Apucarana = 319 MVA	LT 525 kV Assis - Londrina	500 MVA (149 %)	Abertura do DJ de Assis 230kV	276 MVA (82 %)	
PSUL0442				Abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande	446 MVA (124 %)	
PSUL0443				Abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande e Assis – Londrina (COPEL)	32 MVA (98,8 %)	
PSUL0410	Caso 4 (RSUL = 5118 MW) 1 ATR 440/230 kV Assis = 320MVA (95 %) TR Andirá 138/88 kV = 14,8 MVA Maringá 230 kV = 98,4% Londrina 230 kV = 104,1%	2 ATR 525/230kV Londrina	344 MVA (102,4 %)	Abertura do DJ de Assis 230kV	171 MVA (51 %)	Maringá 230kV=99,,7 % Londrina 230kV=103 % TR Andirá 138/88 kV = 29,5 MVA (147 %) Atuação SEP proposto para TR Andirá: Maringá 230 kV = 99,,3% Londrina 230 kV = 102,7% TR Andirá 138/88 kV = 14,7 MVA
PSUL0411				Abertura da LT 230 kV Assis – Salto Grande	296 MVA (88 %)	Maringá 230 kV = 99,4 % Londrina 230 kV = 102,8 % TR Andirá 138/88 kV = 31,6 MVA (158 %)
PSUL0412				Abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande e Assis – Londrina (COPEL)	220 MVA (65,5 %)	Maringá 230 kV = 99,7 % Londrina 230 kV = 103 % TR Andirá 138/88 kV = 43 MVA (215 %) Atuação SEP proposto para TR Andirá: Maringá 230 kV = 98,9 % Londrina 230 kV = 102,2 % TR Andirá 138/88 kV = 14,7 MVA
PSUL0420	Caso 4 (RSUL = 5118 MW) 1 ATR 440/230 kV Assis = 320MVA (95 %) TR Andirá 138/88 kV = 14,8 MVA	LT 525kV Londrina - Ivaiporá C1	309 MVA	-	-	-
PSUL0430		LT 525kV Londrina - Ivaiporá 1 e 2	291,5 MVA	-	-	-

6.4.2.1. Constatções das Simulações dos Eventos com Origem na Região Sul

Para eventos com origem na região Sul que levem a sobrecarga igual ou superior a 40% no transformador remanescente, TR-1 ou ATR-2, da SE Assis a lógica deverá comandar as seguintes ações nesta SE:

- Abertura do Disjuntor de Paralelo (DJP1) - disjuntor interligador do barramento de 230 kV da SE Assis. A abertura desse disjuntor será suficiente para trazer o carregamento do TR-1 ou do ATR-2 da SE Assis para valores inferiores a 100% do seu valor nominal, ou até eliminar a sobrecarga.
- Entretanto, se ocorrer falha na abertura deste disjuntor deverá haver uma ação para abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande / Chavantes e se a sobrecarga persistir acima de 100 % será comandada a abertura da LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL), em dois estágios.

Nas situações onde não se consiga trazer o carregamento para 100%, medidas operativas deverão ser adotadas de forma a trazer o carregamento da transformação de 440/230 kV da SE Assis para 100%.

6.5. Rede Alterada – Indisponibilidade de um dos Transformadores de 440/230 kV e com Manutenção de um dos Disjuntores no Barramento de 230 kV da SE Assis

Para a análise do ECS de Assis com a configuração de rede alterada, ou seja, apenas um dos transformadores em operação, TR-1 ou ATR-2, também foi estudada a possibilidade do disjuntor de paralelo (DJP1) estar sendo utilizado em substituição, por manutenção, a qualquer um dos disjuntores do 230 kV da SE Assis. Neste caso todos os outros circuitos e/ou transformadores ficariam numa mesma barra.

Muito embora não se acredite que seja liberada uma intervenção em um dos disjuntores do 230 kV da SE Assis quando da indisponibilidade de um dos transformadores, TR1 ou ATR2, os seguintes equipamentos tiveram seus disjuntores substituídos pelo disjuntor de paralelo (DJP1) para realização do estudo:

- ATR-2 440/230 kV Assis;
- TR-2 230/88 kV Assis;
- LT 230 kV Assis – Londrina (Eletrosul);
- LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL);

- LT 230 kV Assis – Salto Grande / Chavantes.

De todas as contingências possíveis de ocorrerem na região da SE Assis, foram analisadas para esta configuração de rede alterada as mais críticas:

- Perda simultânea dos dois ATR 525/230 kV da SE Londrina;
- Perda do ATR 525/440 kV da SE Assis;
- Perda da LT 525 kV Assis – Londrina.

6.5.1. Perda Simultânea dos Dois ATR 525/230 kV da SE Londrina

Os resultados para a contingência de perda simultânea dos dois ATR 525/230 kV da SE Londrina, para a configuração de rede alterada, estando indisponível um dos transformadores de 440/230 kV na SE Assis e em manutenção um dos disjuntores no barramento de 230 kV da SE Assis, estão apresentados na Tabela 6.8.

Com base nesta tabela, pode-se observar que esta contingência provoca uma sobrecarga de apenas 2,3% na transformação remanescente de 440/230 kV de Assis. Para este caso o esquema não deverá atuar.

Porém, para casos onde a perda simultânea dos dois ATR 525/230 kV da SE Londrina provoque sobrecarga acima de 40% na transformação remanescente de 440/230 kV de Assis, o esquema proposto para eliminar essa sobrecarga comanda a abertura do disjuntor de paralelo (DJP1). Como este disjuntor está substituindo um outro no barramento de 230kV, sua abertura levará ao desligamento do equipamento que está conectado a este disjuntor de paralelo.

Permanecendo a sobrecarga, o esquema proposto comandará a abertura da LT 230 kV Assis – Salto Grande / Chavantes. Se este comando não for suficiente para reduzir o carregamento a um valor abaixo de 100 % (336 MVA) o esquema comandará ainda a abertura da LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL).

Para esta contingência não foi observado problema de afundamento de tensão na região de Londrina, todas as tensões ficaram acima de 90%.

Tabela 6.8 – Simulações Realizadas para a Perda dos 2 Transformadores 525/230 kV da SE Londrina

Carregamento no ATR-2 440/230 kV Assis Remanescente					
Evento Perda dos 2 TR Londrina 525/230 kV	Equipamento Ligado ao Disjuntor de Paralelo (DJP1)				
	ATR-2 440/230 kV Assis	TR-2 230/88 kV Assis	LT 230 kV Assis – Londrina (Eletrosul)	LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL)	LT 230 kV Assis – S Grande (Chavantes)
	102,3 %	102,3 %	102,3 %	102,3 %	102,3 %
Atuação do ECS					
Abertura do Disjuntor de Paralelo	-	101,5 %	96,4 %	89,3 %	88,1 %
Tensão Mínima Observada	Maringá 230 kV 99,5 %	Londrina 138 kV 99 %	Londrina 138 kV 99 %	Londrina 138 kV 98,6 %	Londrina 138 kV 98,6 %
Abertura da LT 230 kV Assis – S. Grande (Chavantes)	-	85,7 %	75,9 %	63,3 %	-
Tensão Mínima Observada	-	Londrina 138 kV 98,6 %	Londrina 138 kV 98,7 %	Londrina 138 kV 98,3 %	-
Abertura da LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL)	-	60 % TR-1 230/88 kV Assis (129 %)	30,6 %	-	65,5 %
Tensão Mínima Observada	-	Londrina 138 kV 97,7 %	Londrina 138 kV 98 %	-	Londrina 138 kV 97,7 %

6.5.2. Perda do ATR 525/440 kV da SE Assis

Para a contingência de perda do ATR 525/440 kV da SE Assis, com a configuração de rede alterada, estando indisponível um dos transformadores de 440/230 kV na SE Assis e em manutenção um dos disjuntores no barramento de 230 kV da SE Assis, os resultados estão apresentados na Tabela 6.9.

Com base nesta tabela, pode-se observar que esta contingência provoca uma sobrecarga de 36% na transformação remanescente de 440/230 kV de Assis. Para este caso o esquema também não deverá atuar.

Porém, para casos onde a perda do ATR 525/440 kV da SE Assis provoque sobrecarga acima de 40% na transformação remanescente de 440/230 kV de Assis, o esquema proposto para eliminar essa sobrecarga comanda a abertura do disjuntor de paralelo (DJP1). Esse comando de abertura levará ao desligamento do equipamento que está conectado a este disjuntor de paralelo.

Persistindo a sobrecarga, o esquema comandará a abertura da LT 230 kV Assis – Salto Grande / Chavantes. Se este comando não for suficiente para reduzir o carregamento a um valor abaixo de 100 % (336 MVA) o esquema comandará ainda a abertura da LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL).

Para esta contingência também não foi observado problema de afundamento de tensão na região de Londrina, todas as tensões ficaram acima de 90%.

No entanto, a manutenção programada do disjuntor de um dos transformadores de 230/88 kV, TR-3 ou TR-4, da SE Assis – 38 MVA, após a atuação do esquema, provocou uma sobrecarga de 116 % acima do valor nominal no transformador de 230/88 kV remanescente da SE Assis. A eliminação/redução desta sobrecarga deverá ser feita através de medidas operativas.

Tabela 6.9 – Simulações Realizadas para a Perda do ATR 525/440 kV da SE Assis

Carregamento no ATR-2 440/230 kV Assis Remanescente					
Evento Perda do ATR 525/440 kV da SE Assis	Equipamento Ligado ao Disjuntor de Paralelo (DJP1)				
	ATR-2 440/230 kV Assis	TR-2 230/88 kV Assis	LT 230 kV Assis – Londrina (Eletrosul)	LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL)	LT 230 kV Assis – S Grande (Chavantes)
	136 %	136 %	136 %	136 %	136 %
Atuação do ECS					
Abertura do Disjuntor de Paralelo	-	134,7 %	126,8 %	118,5 %	119 %
Tensão Mínima	Sem problemas	Sem problemas	Sem problemas	Sem problemas	Sem problemas
Abertura da LT 230 kV Assis – S. Grande / Chavantes	-	115,9 % TR-1 230/88 kV Assis = 177 %	102 %	86,3 %	-
Tensão Mínima	-	Sem problemas	Sem problemas	Sem problemas	-
Abertura da LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL)	-	82,5 % TR-1 230/88 kV Assis = 216 %	37,8 %	-	89,3 %
Tensão Mínima	-	Sem problemas	-	-	Sem problemas

6.5.3. Perda da LT 525 kV Assis – Londrina

Os resultados para a contingência de perda da LT 525 kV Assis – Londrina, com a configuração de rede alterada, estando indisponível um dos transformadores de 440/230 kV na SE Assis e em manutenção um dos disjuntores no barramento de 230 kV da SE Assis, estão apresentados na Tabela 6.10.

Com base nesta tabela, pode-se observar que esta contingência apresenta resultados semelhantes ao da perda do ATR 525/440 kV da SE Assis.

Como esperado, a atuação do esquema eliminou a sobrecarga na transformação remanescente de 440/230 kV da SE Assis para todas as configurações estudadas.

Para esta contingência também não foi observado problema de afundamento de tensão na região de Londrina, todas as tensões ficaram acima de 90%.

No entanto, a manutenção programada do disjuntor de um dos transformadores de 230/88 kV, TR-3 e TR-4, da SE Assis – 38 MVA, após a atuação do esquema proposto, também provocou uma sobrecarga de 115,7 % acima do valor nominal no transformador de 230/88 kV remanescente da SE Assis. A eliminação/redução desta sobrecarga deverá ser feita através de medidas operativas.

Tabela 6.10 – Simulações Realizadas para a Perda da LT 525 kV Londrina – Assis

Carregamento no ATR-2 440/230 kV Assis Remanescente					
Evento	Equipamento Ligado ao Disjuntor de Paralelo (DJP1)				
	ATR-2 440/230 kV Assis	TR-2 230/88 kV Assis	LT 230 kV Assis – Londrina (Eletrosul)	LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL)	LT 230 kV Assis – S Grande (Chavantes)
Perda da LT 525 kV Londrina – Assis	147,7 %	147,7 %	147,7 %	147,7 %	147,7 %
Atuação do ECS					
Abertura do Disjuntor de Paralelo	-	147 %	136,8 %	127 %	132,5 %
Tensão Mínima	Sem problemas	Sem problemas	Sem problemas	Sem problemas	Sem problemas
Abertura da LT 230 kV Assis – S. Grande (Chavantes)	-	129,2 %	112,2 %	95 %	-
Tensão Mínima	-	Sem problemas	Sem problemas	Sem problemas	-
Abertura da LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL)	-	91 % TR-1 230/88 kV Assis (215,7 %)	38,7 %	-	98,4 %
Tensão Mínima	-	Sem problemas	-	-	Sem problemas

6.5.4. Rede Alterada para Outras Indisponibilidades

A Tabela 6.11 apresenta os resultados da perda da LT 440 kV Assis – Bauru e Assis – Sumaré estando em manutenção programada os seguintes equipamentos:

- Transformador de 525/440 kV da SE Assis;
- LT 525 kV Assis – Londrina;
- LT 525 kV Assis – Araraquara.

A perda da LT 440 kV Assis – Bauru e Assis – Sumaré, estando em manutenção o transformador de 525/440 kV da SE Assis, provoca uma oscilação pouco amortecida na região de Assis, variação de 1,23 % em 10 segundos de simulação (o valor aceitável para a simulação ser aprovada é menor que 2% em 10 segundos).

Uma possível solução para resolver esta oscilação, mesmo estando esta dentro dos critérios dos Procedimentos de Rede do ONS, seria o corte de uma ou duas unidades geradoras na

UHE Capivara. O corte de 160 MW e de 320 MW nesta UHE eliminou a oscilação, porém a transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 e ATR-2, ficou com um carregamento de 498,6 MVA (48,4 % de sobrecarga acima do limite nominal de 336 MVA).

Para reduzir essa sobrecarga na transformação de 440/230 kV da SE Assis a medida mais efetiva foi a abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande / Chavantes, que reduziu o carregamento para 457 MVA (136,6%) e 447 MVA (133%), para o corte de uma e duas unidades na UHE Capivara, respectivamente, e da LT 230 kV Assis – Londrina (COPEL). Após essa última ação, o carregamento reduziu para 327 MVA (97,3 %) e 318 MVA (94,6 %), para o corte de uma e duas unidades, respectivamente.

Tabela 6.11 – Simulações Realizadas para a Perda das LT 440 kV Assis – Bauru e Assis – Sumaré com a Indisponibilidade de Alguns Equipamentos

Rede Alterada		Indisponibilidade	Carregamento no TR-1 ou no ATR-2 de 440/230 kV da SE Assis		Atuação do Esquema	Carregamento após a atuação do esquema 2xTR 440/230 kV Assis
Carga	RSUL		Pré-contingência	Pós-contingência		
Perda das LT 440 kV Assis – Bauru e Assis – Sumaré						
Pesada	5118 MW	ATR 525 / 440 kV da SE Assis	96,2%	159,5%	Corte de 320 MW (UHE Capivara, 2 unidades)	148,4%
					Corte de 320 MW (UHE Capivara, 2 unidades) e abertura das LT 230 kV Assis – S Grande e Assis – Londrina (COPEL)	94,6%
					Corte de 160 MW (UHE Capivara, 1 unidade) e abertura das LT 230 kV Assis – S Grande e Assis – Londrina (COPEL)	97,3%
					Corte de 200 MW (UHE Porto Primavera, 2 unidades) e abertura das LT 230 kV Assis – S Grande e Assis – Londrina (COPEL)	95,8 %
					Abertura das LT 230 kV Assis – S Grande e Assis – Londrina (COPEL)	99,4%
Pesada	5118 MW	LT 525 kV Assis – Londrina	109,1%	142%	Abertura das LT 230 kV Assis – S Grande /Chavantes	120,8 %
					Abertura das LT 230 kV Assis – S Grande e Assis – Londrina (COPEL)	84,5%
Pesada	5118 MW	LT 525 kV Assis – Araraquara	65,9%	79,5%	-	-

Para a manutenção programada da LT 525 kV Assis – Londrina, a contingência dupla provoca sobrecarga acima de 40% na transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 e ATR-2. Para reduzir este carregamento na transformação de Assis foi necessária a abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande / Chavantes e Assis – Londrina (COPEL).

No caso da ocorrência desta perda dupla, com a manutenção da LT 525 kV Assis – Araraquara, não foi observado problemas na região.

6.5.5. Constatações das Simulações Realizadas para as Indisponibilidades Estudadas

Para eventos com origem na região Sudeste que levem a sobrecarga igual ou superior a 40% na transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 e ATR-2, estando em manutenção programada o ATR 525/440 kV da SE Assis, a lógica deverá comandar as seguintes ações:

- ✓ Corte 160 MW na UHE Capivara, o que significa cortar 1 unidade desta usina;
- ✓ Permanecendo a sobrecarga na transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 e ATR-2, deverá ser comandado, de forma temporizada, a abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande/Chavantes e Assis – Londrina (COPEL).

Apesar de a abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande/Chavantes e Assis – Londrina (COPEL) resolver o problema da sobrecarga na transformação 440/230 kV de Assis, o sistema continua oscilante, o que poderia afetar sua estabilidade. Por esta razão, se manteve o corte de uma unidade na UHE Capivara.

No entanto, para eventos com origem na região Sudeste, estando em manutenção programada a LT 525 kV Assis – Londrina, equipamento monitorado como sendo da região Sul, que levem a sobrecarga igual ou superior a 40% na transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 e ATR-2, a lógica deverá comandar, para este evento misto, as seguintes ações:

- ✓ Abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande/Chavantes e Assis – Londrina (COPEL), de forma temporizada;

É esperado que essas ações reduzam o carregamento no TR-1 e no ATR-2 da SE Assis para valores inferiores a 100% do seu valor nominal, eliminando a sobrecarga.

Para a manutenção da LT 525 kV Assis – Araraquara, a perda dupla da LT 440 kV Assis – Bauru e Assis – Sumaré não provoca problemas significativos na região.

6.6. Lógica para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis

A Tabela 6.12 apresenta os resultados da perda da LT 440 kV Taquaruçu – Assis para a configuração de Dezembro/2008, carga pesada. Para realização deste estudo foram feitas diversas combinações de corte de unidades geradoras (UG) nas UHE Capivara, Taquaruçu e Porto Primavera.

Tabela 6.12 – Simulações Realizadas para o Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis no caso da Perda da LT 440 kV Taquaruçu – Assis

Carga	RSUL	Configuração da Rede	Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis (Pós-contingência)	Atuação do Esquema	Carregamento após a atuação do esquema
Contingência: Perda da LT 440 kV Taquaruçu – Assis					
Pesada	5118 MW	TR-1 e ATR-2 440/230 kV da SE Assis em operação	106,1%	2 UG Capivara	83,5%
				3 UG P. Primavera	
				1 UG Taquaruçu	
				TOTAL = 720 MW	
		TR-1 ou ATR-2 440/230 kV da SE Assis em operação	107,5%	1 UG Capivara	94%
				2 UG P. Primavera	
				1 UG Taquaruçu	
				TOTAL = 460 MW	
Leve	3000 MW	TR-1 e ATR-2 440/230 kV da SE Assis em operação	106,1%	2 UG Capivara	96,2%
				TOTAL = 320 MW	
				1 UG Capivara	
				TOTAL = 160 MW	
		TR-1 ou ATR-2 440/230 kV da SE Assis em operação	107,5%	2 UG Capivara	78 %
				3 UG P. Primavera	
				1 UG Taquaruçu	
				TOTAL = 720 MW	
Média	3000 MW	TR-1 e ATR-2 440/230 kV da SE Assis em operação	106,1%	2 UG Capivara	95,7%
				TOTAL = 320 MW	
				1 UG Capivara	
				TOTAL = 160 MW	
		TR-1 ou ATR-2 440/230 kV da SE Assis em operação	107,5%	2 UG Capivara	101,7%
				3 UG P. Primavera	
				1 UG Taquaruçu	
				TOTAL = 720 MW	

6.6.1. Constatções das simulações realizadas para o Esquema de Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis

A perda da LT 440 kV Taquaruçu – Assis provoca sobrecarga na LT 440 kV Capivara – Assis, estando ou não os dois transformadores 440/230 kV da SE Assis em operação.

Assim, a lógica no ECS de Assis para contemplar esta contingência, deverá comandar as seguintes ações:

- ✓ Corte de geração da ordem de 320 MW na UHE Capivara, o que equivale a 2 unidades, através da Lógica de priorização para corte de máquinas nessa usina.

Capítulo 7: ATUALIZAÇÃO DAS LÓGICAS DE ASSIS

O ECS de Assis é constituído por 5 Controladores Lógicos Programáveis – CLP, instalados na SE de Assis e nas UHE de Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu e na SE Bom Jardim onde está situado o CLP Master e possui três lógicas. Duas destas lógicas estão associadas à sobrecarga na transformação 440/230 kV de Assis sendo que uma está relacionada a contingências na região Sul e a outra a contingências na região Sudeste.

Devido à entrada em operação de novos equipamentos na área em questão, apresentados a seguir, fez-se necessária a realização de novos estudos para atualização do ECS de Assis.

- Autotransformador 440/230 – 336 MVA, ATR-2, da SE Assis;
- Transformador 525/440 kV -1500 MVA na SE Assis;
- LT 525 kV Ivaiporã – Londrina, circuito 2;
- Mudança na configuração operativa dos barramentos de 230 kV na SE Assis;
- LT 525 kV Londrina – Assis – Araraquara;
- LT 230 kV Nova Porto Primavera - Imbirussú;
- LT 230 kV Nova Porto Primavera – Dourados (Eletrosul).

Após a realização destes estudos constatou-se que realmente é necessária a atualização do ECS de Assis. Dessa forma, as lógicas passam a atuar seguindo os seguintes critérios:

- ✓ As duas lógicas associadas à sobrecarga na transformação 440/230 kV, uma relacionada a contingências na região Sul e a outra a contingências na região Sudeste, são ativadas quando ocorrem carregamentos na transformação 440/230 kV da SE Assis, constituída pelos transformadores TR1 440/230 kV – 336 MVA e ATR2 440/230 kV – 336 MVA, superiores a 140% de sua corrente nominal, valor este correspondente a suportabilidade dos transformadores, conforme informação de seus proprietários - ELETROSUL.
- ✓ As ações corretivas são adotadas para trazer esse carregamento, pós-contingência, para valores inferiores a 100% do nominal. Estas ações corretivas dependem se as contingências ocorreram na malha de transmissão da região Sul ou da região Sudeste.
- ✓ Ocorrendo a contingência na região Sul, e dando sobrecarga na transformação 440/230kV da SE Assis superior a 40%, a lógica 1 é ativada tomando as seguintes ações:

- ⇒ Abertura do disjuntor interligador de barras 230 kV (BID) ou na falha desta atuação, como “back up” será tomada a seguinte ação:
 - ⇒ Abertura da LT 230 kV Assis – Salto Grande;
 - ⇒ Abertura da LT 230 kV Assis – Londrina
- ✓ Ocorrendo a contingência na região Sudeste dando sobrecarga superior a 40% na transformação, a lógica 2 é ativada tomando as seguintes ações:
- ⇒ Passará a cortar somente 160 MW de geração na UHE Capivara, e/ou;
 - ⇒ Abertura da LT 230 kV Assis – Salto Grande;
 - ⇒ Abertura da LT 230 kV Assis – Londrina.
- ✓ Na ocorrência de um evento misto, por exemplo, contingência na região Sudeste, mas com equipamento monitorado como sendo da região Sul, que leve a sobrecarga igual ou superior a 40% na transformação de 440/230 kV da SE Assis, (TR-1 e ATR-2), a lógica deverá comandar as seguintes ações:
- ⇒ Abertura da LT 230 kV Assis – Salto Grande;
 - ⇒ Abertura da LT 230 kV Assis – Londrina.
- ✓ A outra lógica do ECS de Assis corresponde a Lógica para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis quando da perda da LT 440 kV Taquaruçu – Assis, cuja ação resultou no corte de somente 320 MW, na UHE Capivara, ao invés de 620 MW cortados na lógica atual.

7.1. Lógicas Implementadas no CLP da SE Assis

Na Figura 7.1 está apresentado o fluxo de informações entre os diversos CLP e na Figura 7.2 são apresentadas as lógicas a serem implantadas no CLP da SE Assis.

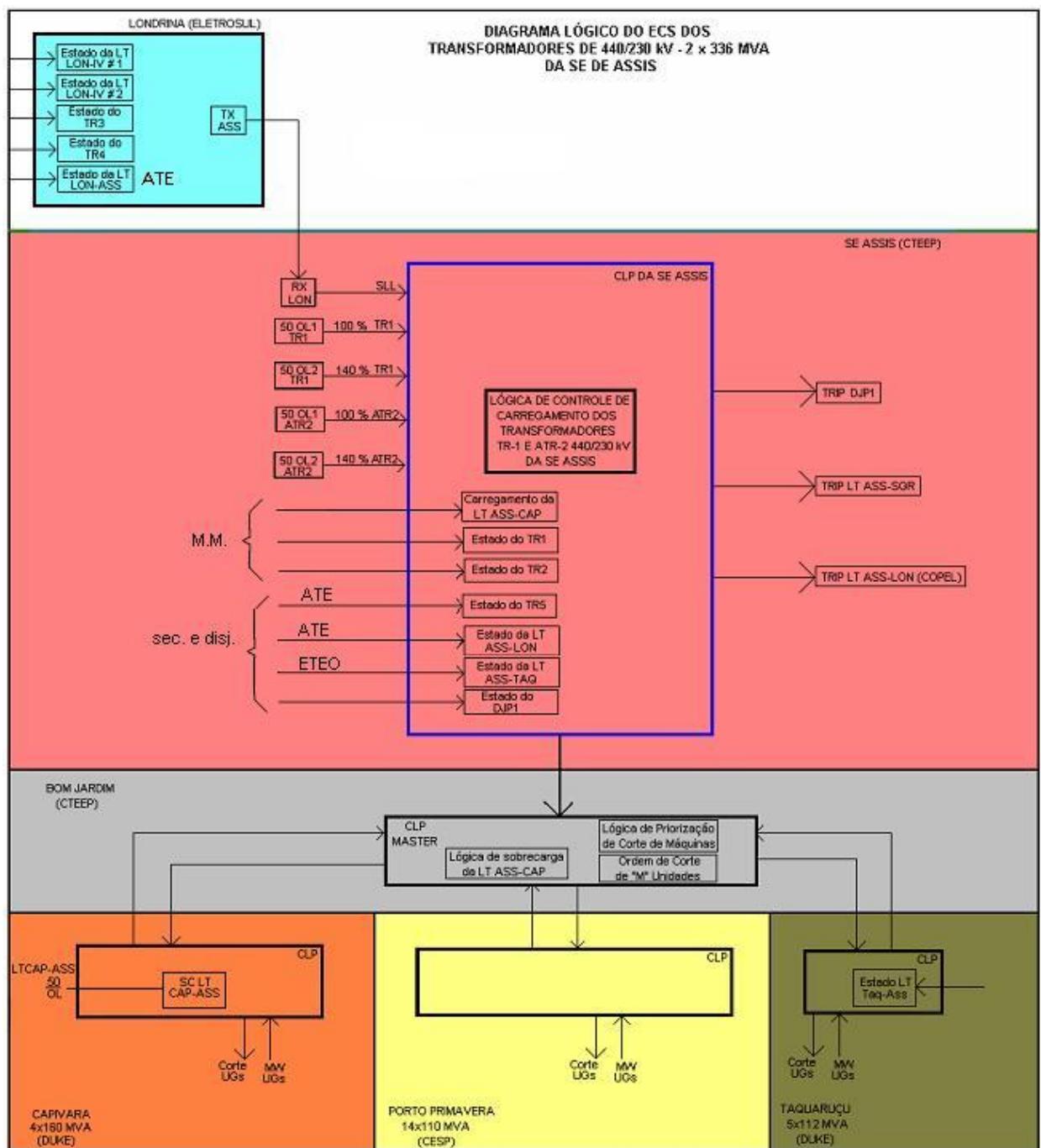


Figura 7.1 – Fluxo de Informações

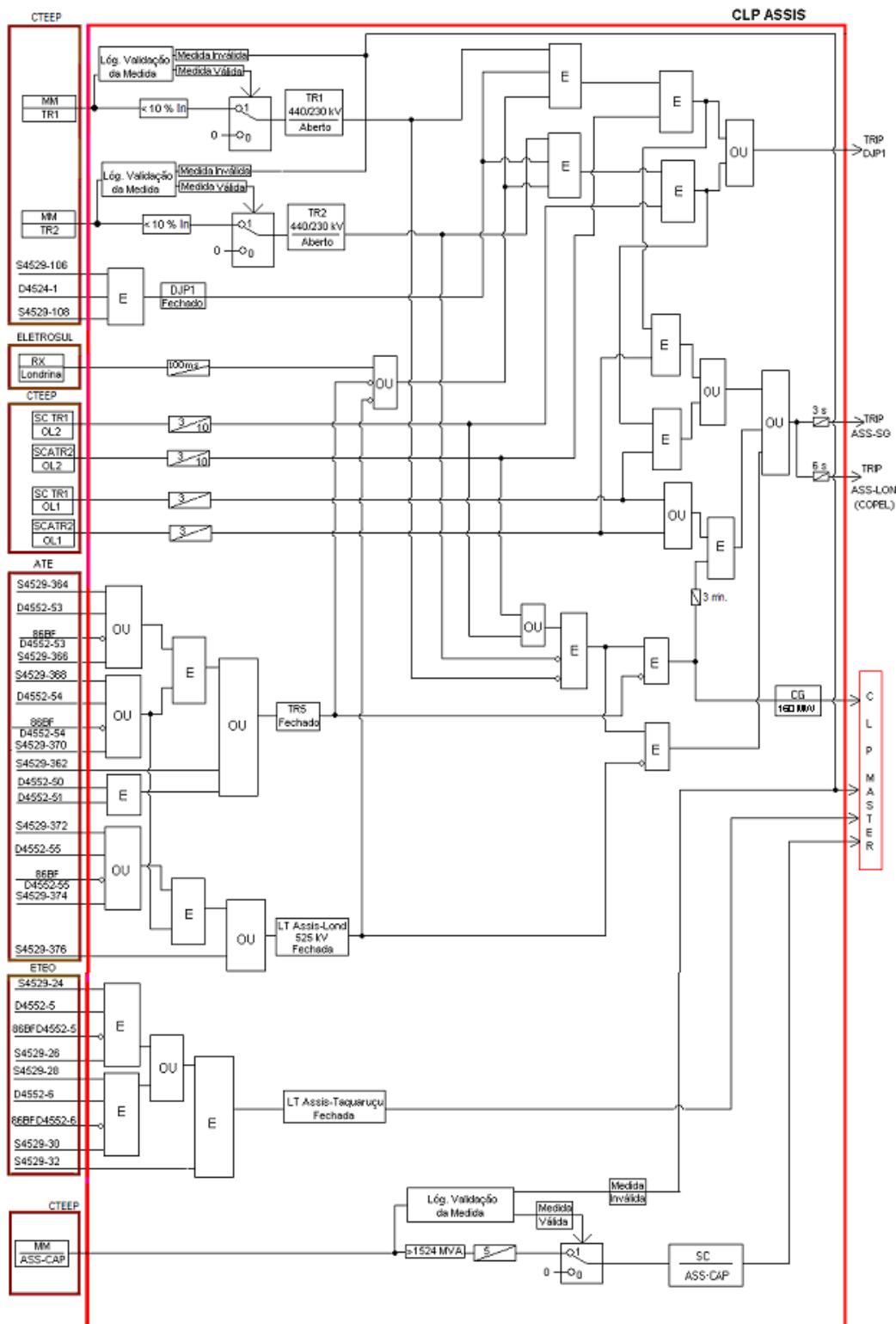


Figura 7.2 – CLP da SE Assis

7.2. SE Londrina

Na Figura 7.3 abaixo é mostrada a lógica implantada na SE Londrina, através de hardware próprio da ELETROSUL, para compor o SLL a ser enviado a Assis.

A transmissão de sinal para o CLP da SE Assis, dando origem ao sinal SLL, pode ser iniciada por uma das seguintes causas:

- Perda dupla das LT 525 kV Londrina – Ivaiporã C1 e C2;
- Perda dupla dos transformadores TF3 e TF4, 525/230 kV;
- Perda da LT 525 kV Londrina – Assis.

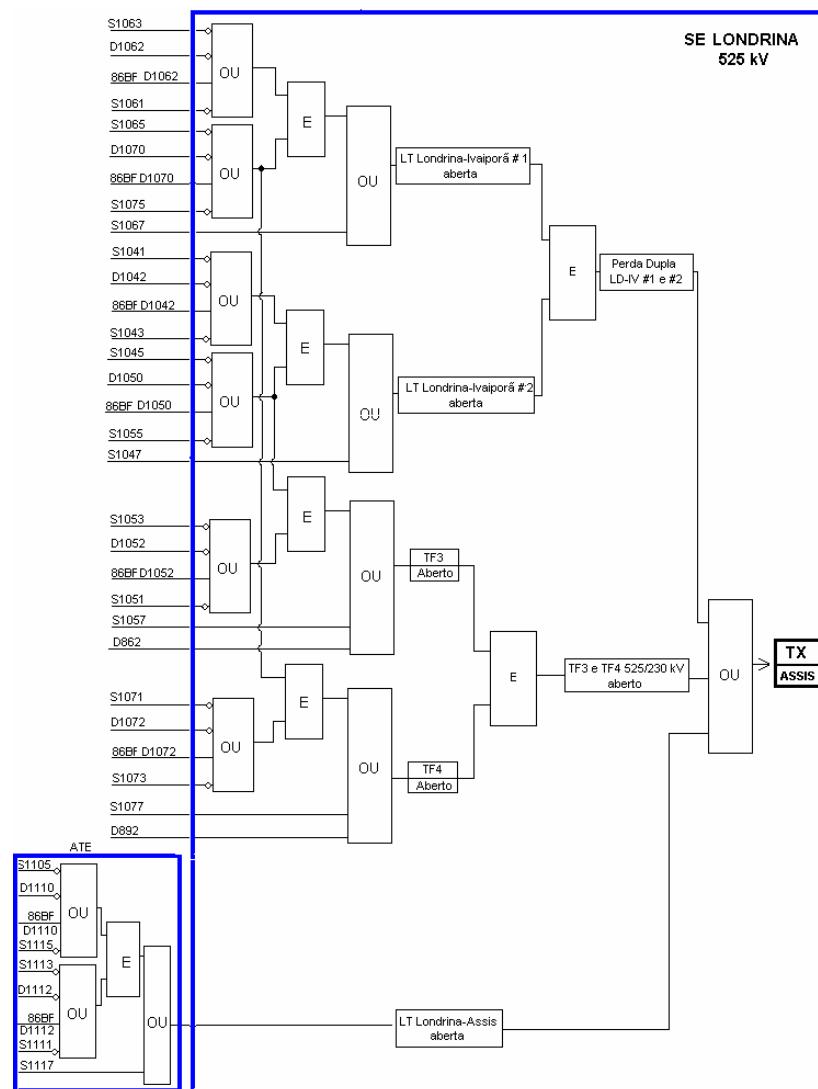
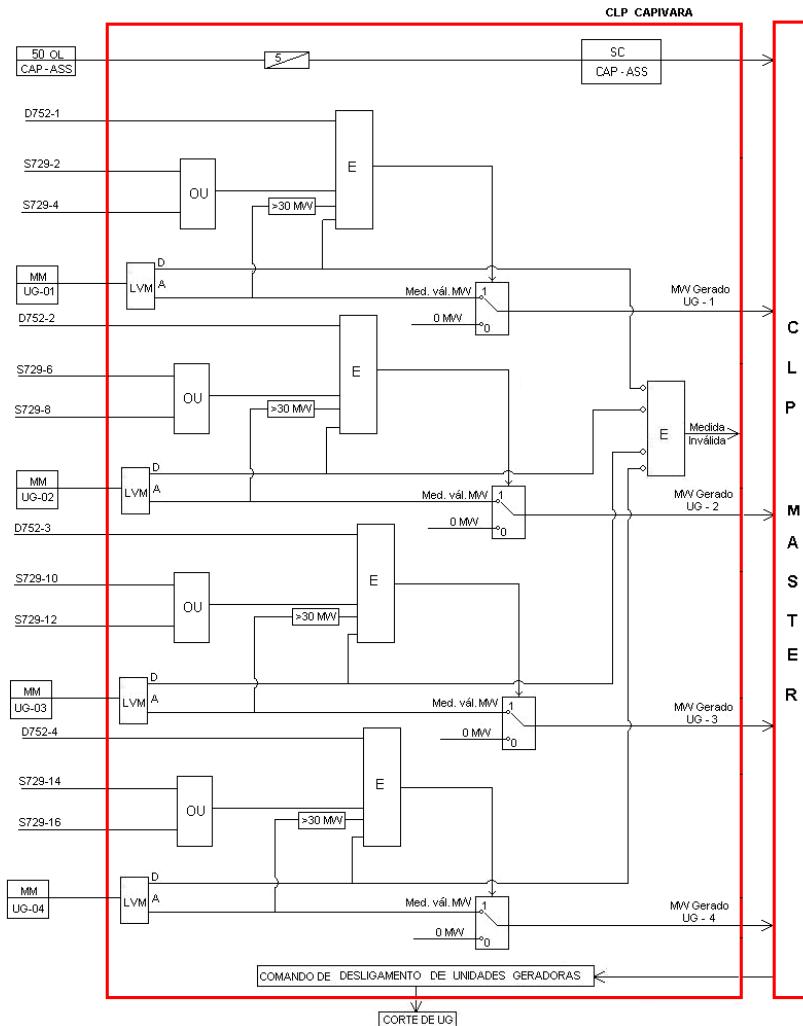


Figura 7.3 – SE Londrina

7.3. CLP da UHE de Capivara

Na Figura 7.4, a seguir, é mostrada a lógica atualizada no CLP da UHE de Capivara.



LVM – LÓGICA DE VALIDAÇÃO DE MEDIDA

Figura 7.4 – CLP da UHE Capivara

São recebidas as seguintes informações do processo:

- Condições operativas de cada uma das quatro unidades geradoras;
- Sobre carga na LT 440 kV Capivara – Assis;
- Comandos de corte de unidades geradoras do CLP Master.

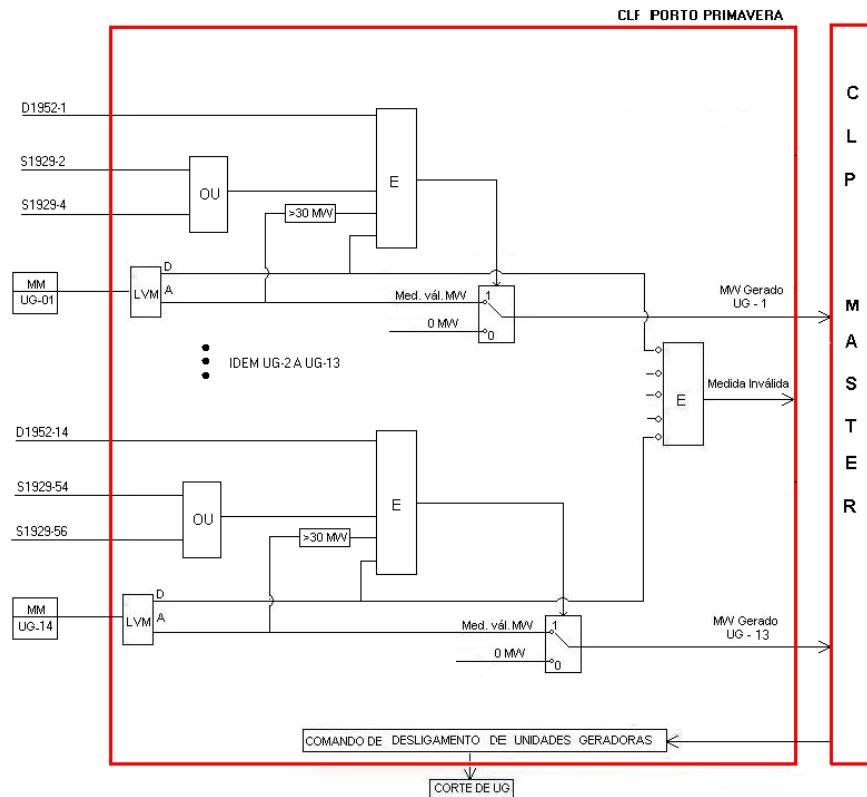
São enviadas para o CLP Master as seguintes informações:

- Existência de sobre carga na LT 440 kV Capivara – Assis, detectada através do sensor 50 OL ajustado em 2000 A e com temporização de 5 s;

- MW gerado por cada uma das unidades geradoras.

7.4. CLP da SE de Porto Primavera

Na Figura 7.5, a seguir, é mostrada a lógica atualizada no CLP da UHE de Porto Primavera.



LVM – LÓGICA DE VALIDAÇÃO DE MEDIDA

Figura 7.5 – CLP da SE Porto Primavera

São recebidas as seguintes informações do processo:

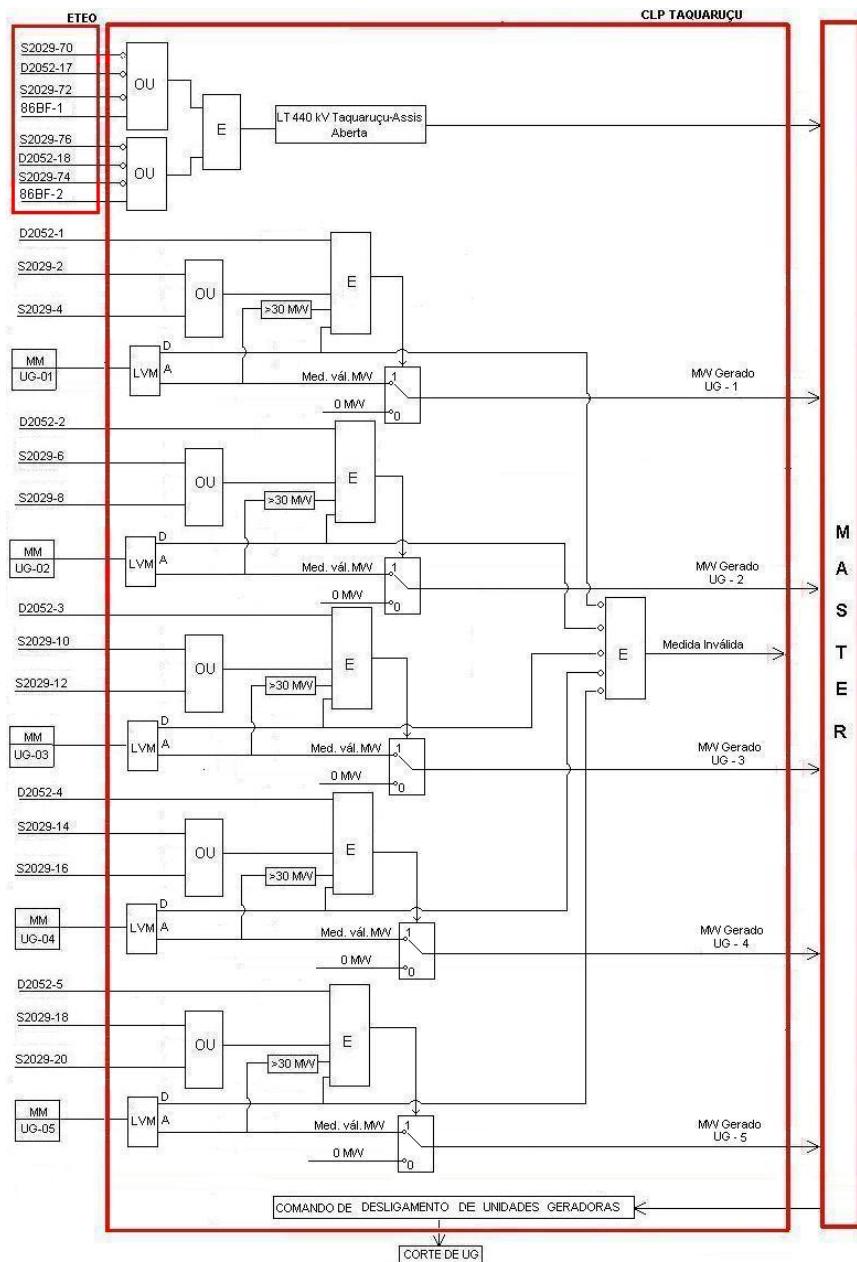
- Condições operativas de cada uma das 14 unidades geradoras;
- Comandos de corte de unidades geradoras do CLP Master

São enviadas para o CLP Master as seguintes informações:

- MW gerado por cada uma das unidades geradoras;

7.5. CLP da SE de Taquaruçu

Na Figura 7.6, a seguir, é mostrada a lógica atualizada no CLP da UHE de Taquaruçu.



LVM – LÓGICA DE VALIDAÇÃO DE MEDIDA

Figura 7.6 – CLP da SE Taquaruçu

São recebidas as seguintes informações do processo:

- Condições operativas de cada uma das cinco unidades geradoras;
- Status da LT 440 kV Taquaruçu – Assis;

- Comandos de corte de unidades geradoras do CLP Master.

São enviadas para o CLP Master as seguintes informações:

- Status da LT 440 kV Taquaruçu – Assis;
- MW gerado por cada uma das unidades geradoras.

7.6. CLP Master

A partir das informações de estado recebidas dos CLP de Taquaruçu e Assis da LT 440 kV Taquaruçu- Assis e da existência de sobrecarga na LT 440 kV Capivara – Assis, em qualquer das duas extremidades, é processada a Lógica para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis.

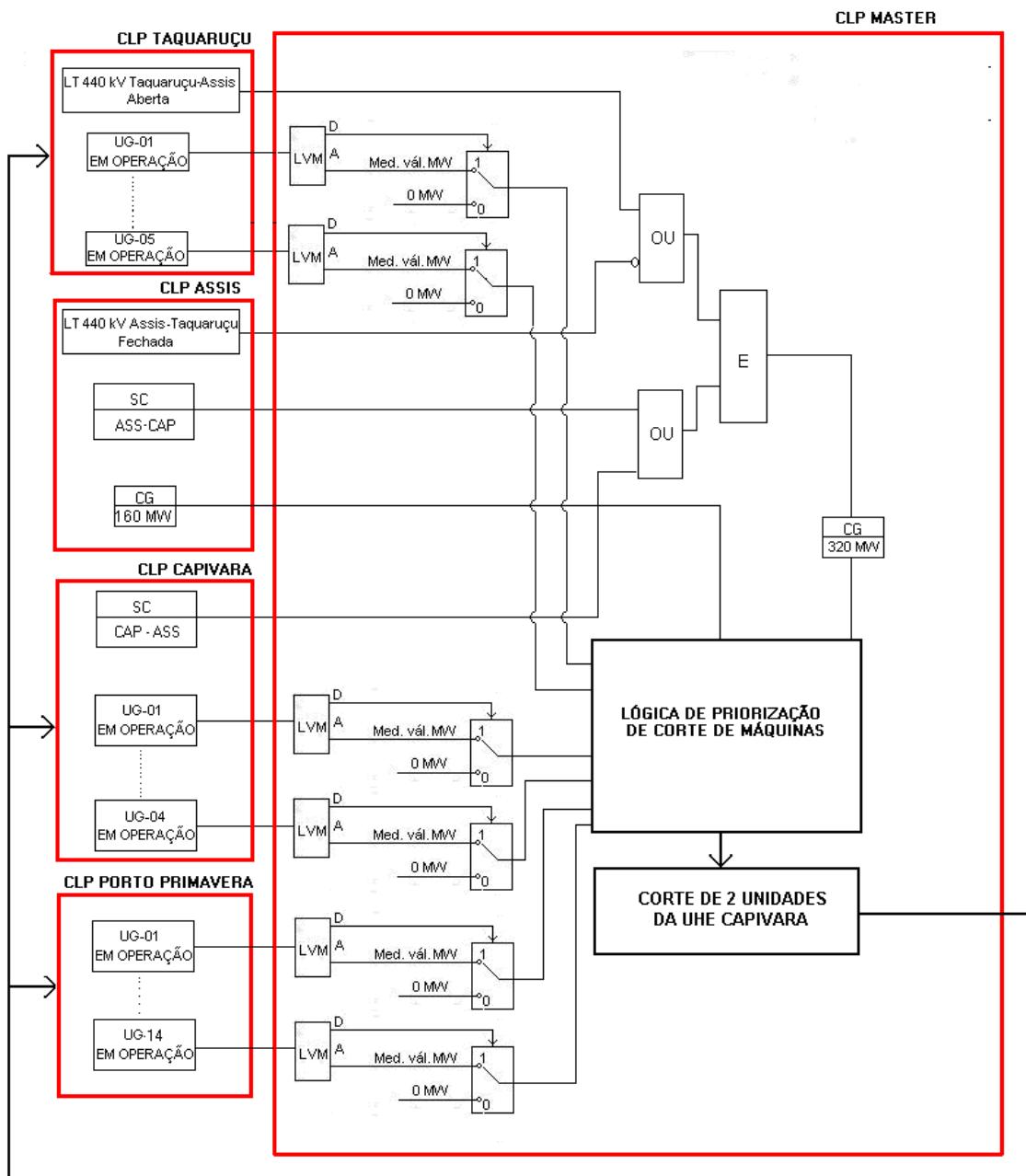
Esta lógica deverá comandar através das Lógicas de Priorização do Corte de Unidades Geradoras o desligamento de duas unidades geradoras na UHE Capivara para reduzir a geração total desta em 320 MW.

As Lógicas de Priorização do Corte de Unidades Geradoras também são ativadas quando o transformador de 525/440 kV da SE Assis – TR5 estiver em manutenção programada e ocorrer uma perda dupla na área de influência da SE Assis que leve a sobrecarga igual ou superior a 40% na transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 e ATR-2. Neste caso, o CLP Master deverá comandar o desligamento de apenas uma unidade geradora na UHE de Capivara para reduzir em 160 MW da sua geração total.

Neste caso, esta atuação serve para eliminar as oscilações pouco amortecidas na região de Assis, não aliviando o carregamento na transformação 440/230 kV da SE Assis. Este só será eliminado através de outra lógica implementada neste CLP Máster, que corresponde à abertura das seguintes linhas:

- Abertura da LT 230 kV Assis – Salto Grande;
- Abertura da LT 230 kV Assis – Londrina.

Na Figura 7.7, a seguir, é mostrada a lógica implantada no CLP Master localizado na SE Bom Jardim.



LVM – LÓGICA DE VALIDAÇÃO DE MEDIDA

Figura 7.7 – Lógica de Corte de Geração do CLP Master

Capítulo 8: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A entrada de novas melhorias na região da Zona de Segurança 1, onde está localizado o ECS de Assis, principalmente do 2º autotransformador 440/230 kV – 336 MVA da SE Assis e de novos circuitos, levou a uma alteração na configuração da SE de Assis. Dessa forma, foi necessário realizar novos estudos para a atualização do ECS desta SE, com o intuito principal de reduzir o corte de geração das UHE de Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu quando de contingências na região Sul e Sudeste tanto para a configuração de rede completa como para condições de rede alterada.

8.1. Lógicas para Sobrecarga na Transformação 2 x 336 MVA - 440/230 kV da SE Assis

O resultado dos estudos foi satisfatório, uma vez que o esquema não deverá atuar para a condição de rede completa na região da SE Assis. Assim como não será necessário a definição de uma lógica para corte de carga / abertura de circuitos no tronco de 88 kV desta SE, para a perda da barra 5 da SE Assis 230 kV, pois a eliminação desta sobrecarga deve ser resolvida através de medidas operativas, uma vez que não ultrapassam os limites de curta duração de suportabilidade dos equipamentos envolvidos.

Porém, em função da sobrecarga elevada observada na transformação 230/88 kV de Assis, quando da perda da Barra 6 da SE Assis 230 kV, sobrecarga acima de 50% no transformador, recomenda-se à CTEEP e COPEL avaliarem a necessidade de implantar ação automática de alívio de carga na região de Presidente Prudente, de sorte que se preserve essa transformação 230/88 kV de Assis. Caso contrário, sobrecarga inferior à 50%, deve-se eliminar a sobrecarga através de medidas operativas, mesmo procedimento utilizado para a perda da Barra 5.

O esquema também não atuará para contingências com a rede alterada, com indisponibilidade de um dos transformadores de 440/230 kV, TR-1 ou ATR-2, da SE Assis, caso os eventos tenham origem na região Sudeste, pois nenhum destes levou à sobrecarga igual ou superior a 40% no transformador remanescente, TR-1 ou ATR-2, da SE Assis, não sendo, assim, necessária a atualização da lógica para estas contingências.

Porém, para esta mesma configuração, mas os eventos tendo origem na região Sul, o ECS de Assis deverá ser alterado para comandar a abertura do disjuntor de interligação de barra da SE Assis 230 kV e, somente na falha da abertura deste disjuntor, deverá comandar a abertura temporizada das LT 230 kV Assis - Salto Grande/Chavantes e Assis – Londrina (COPEL).

Estando ainda com a rede alterada com indisponibilidade de um dos transformadores de 440/230 kV na SE Assis e com manutenção de um dos disjuntores no barramento de 230 kV da SE Assis, o ECS atuará comandando as seguintes ações:

- Para eventos que levem a sobrecarga igual ou superior a 40% na transformação remanescente de 440/230 kV, TR-1 ou ATR-2, da SE Assis a lógica deverá comandar a abertura temporizada do Disjuntor de Paralelo (DJP1) - disjuntor interligador do barramento de 230 kV da SE Assis, que estará substituindo o equipamento que estiver com o seu disjuntor em manutenção programada, e;
- Permanecendo a sobrecarga na transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 ou ATR-2, deverá ser comandado, de forma temporizada, a abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande/Chavantes e Assis – Londrina (COPEL).

Na ocorrência de perdas duplas, como por exemplo das LT 440 kV Assis – Bauru e Assis – Sumaré, que levem a sobrecarga igual ou superior a 40% na transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 e ATR-2, estando em manutenção programada o ATR 525/440 kV da SE Assis, a lógica deverá comandar o corte de aproximadamente 160 MW na UHE Capivara e, permanecendo a sobrecarga na transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 e ATR-2, deverá ser comandado, de forma temporizada, a abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande/Chavantes e Assis – Londrina (COPEL).

Como foi mostrado anteriormente, o corte de 160 MW de geração está sendo realizado única e exclusivamente para eliminar as oscilações que apareceram para esta perda dupla, estando o ATR 525/440 kV da SE Assis em manutenção.

Vale ressaltar que antes da entrada em operação dos circuitos de 230 kV Nova Porto Primavera – Imbirussú e Nova Porto Primavera – Dourados (Eletrosul), cortava-se isonomicamente 620 MW nas UHE Capivara, Porto Primavera e Taquaruçu.

Da mesma forma para perdas duplas com origem na região Sudeste, estando em manutenção programada a LT 525 kV Assis – Londrina, equipamento monitorado como sendo da região Sul, eventos mistos, que levem a sobrecarga igual ou superior a 40% na transformação de 440/230 kV da SE Assis, TR-1 e ATR-2, a lógica deverá comandar a abertura das LT 230 kV Assis – Salto Grande/Chavantes e Assis – Londrina (COPEL), de forma temporizada.

É esperado que essas ações reduzam o carregamento no TR-1 e no ATR-2 da SE Assis para valores inferiores a 100% do seu valor nominal, eliminando a sobrecarga.

Para a manutenção da LT 525 kV Assis – Araraquara, a perda dupla da LT 440 kV Assis – Bauru e Assis – Sumaré não provoca problemas significativos na região.

8.2. Lógica para Alívio de Carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis

A perda da LT 440 kV Taquaruçu – Assis provoca sobrecarga na LT 440 kV Capivara – Assis, estando ou não os dois transformadores 440/230 kV da SE Assis em operação.

Assim, a lógica no ECS de Assis para contemplar esta contingência, deverá comandar as seguintes ações:

- ✓ Corte de geração da ordem de 320 MW na UHE Capivara, o que equivale a 2 unidades, através da Lógica de priorização para corte de máquinas nessa usina.

8.3. Constatações Finais

O estudo apresentou resultados importantes na atualização das lógicas do ECS de Assis, uma vez que constatou que, na ocorrência de perdas duplas, reduziu a necessidade de corte de geração nas UHE do Paranapanema, de 620 MW, para apenas 160 MW na UHE Capivara.

Como “back-up”, na impossibilidade de se cortar 160 MW na UHE Capivara, estes poderão ser cortados na UHE Porto Primavera, de acordo com a lógica definida para corte de máquinas.

Para a lógica de alívio de carregamento na LT 440 kV Capivara – Assis também não será mais necessário cortar 620 MW, distribuídos isonomicamente nas unidades geradoras de Capivara, Porto Primavera e Taquaruçu, mas somente 320 MW na UHE Capivara.

Além disso, o trabalho mostrou que as alterações executadas nas subestações de Bauru, Assis, Londrina, Ivaiporã e as entradas de circuitos e transformadores em Londrina e Assis tornaram o sistema mais robusto na Zona de Segurança 1, uma vez que as contingências para rede completa deixaram de provocar sobrecargas na transformação 440/230 kV de Assis. Diante deste fato, as lógicas deste ECS foram, então, atualizadas para contemplar condições de rede alterada.

BIBLIOGRAFIA

- [1] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, *ANAREDE – Programa de Análise de Redes*, Manual do Usuário, Versão V08, Março 2005.
- [2] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, *ANAREDE – Programa de Análise de Redes*, Tutorial, Versão V08, Março 2005.
- [3] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, *ANATEM – Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos*, Manual do Usuário, Versão V09, Dezembro 2005.
- [4] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, *ANATEM – Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos*, Tutorial, Versão V09, Dezembro 2005.
- [5] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Procedimentos de Rede*, Módulo 23, *Critérios para Estudos*, Submódulo 23.6, *Critérios para identificação das instalações e componentes estratégicos do Sistema Interligado Nacional*.
- [6] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Procedimentos de Rede*, Módulo 23, *Critérios para Estudos*, Submódulo 23.3, *Diretrizes e critérios para estudos elétricos*.
- [7] MORAES, C. C.; CASTRUCCI P. L. *Engenharia de Automação Industrial*, Rio de Janeiro, RJ, LTC , 2001.
- [8] KINDELMANN, Geraldo, *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, Volume I, 1^a Edição, Florianópolis, SC, 1999.
- [9] DECOURT, Pedro C. K., *Facilidades do Programa ANAFAS para Estudos de Curto-Circuito e Proteção de Sistemas de Energia Elétrica*, Projeto Final, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 2007.

- [10] ALMEIDA, Paulo César, *Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Áreas de Sistemas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 2002.
- [11] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Relatório Técnico RE 3-178/2006, *Estudos Pré-Operacionais para a Entrada em Operação do Autotransformador de 440/230KV – 336MVA, ATR-2, (ABB) da SE Assis.*
- [12] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Relatório Técnico RE 3-142-2004, *Reavaliação do Esquema de Alívio de Carga do Transformador 440/230 KV - 336 MVA, TR-1, da SE Assis.*
- [13] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Relatório Técnico RE 3-160/2006, *Estudos Pré-Operacionais Associados à LT 525 kV Ivaiporã – Londrina C2.*
- [14] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Relatório Técnico RE 3-393/2005, *Avaliação da necessidade da implantação de novos Sistemas Especiais de Proteção na Região Sul e Mato Grosso do Sul.*
- [15] ONS/Eletrobrás/CEPEL, Relatório Comissão Mista, *Esquema de Controle de Segurança – Fase de implantação – SE Assis – Revisão 2 em 23/02/2005.*
- [16] Ata de reunião realizada nos dias 04 e 05 de julho de 2001, no escritório do ONS – NRS – Florianópolis, *ECS Bauru 1º Fase – sobrecarga no TRI 440 / 230 kV da SE Assis.*