



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCELIA ALVES DOS SANTOS

**INTEGRAÇÃO DE UM SISTEMA DE RECOMPOSIÇÃO AUTOMÁTICO VIA OPC
PARA AUTOMAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA
TENSÃO DO CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**

FORTALEZA

2015

LUCELIA ALVES DOS SANTOS

**INTEGRAÇÃO DE UM SISTEMA DE RECOMPOSIÇÃO AUTOMÁTICO VIA OPC
PARA AUTOMAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA
TENSÃO DO CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia elétrica. Área de concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso

Coorientadora: Prof.^a Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão

FORTALEZA

2015

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

-
- S236i Santos, Lucélia Alves dos.
Integração de um sistema de recomposição automático via OPC para automação da rede elétrica de distribuição em média tensão do campus do Pici da Universidade Federal do Ceará / Lucélia Alves dos Santos. – 2015.
105 f. : il. color., enc. ; 30 cm.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2015.
Área de Concentração: Sistema de Energia Elétrica.
Orientação: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.
Coorientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

1. Engenharia elétrica. 2. Automação elétrica. 3. Redes elétricas inteligentes. I. Título.

CDD 621.3

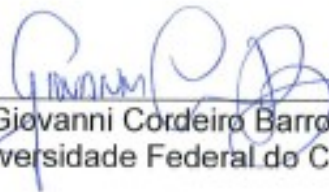
LUCÉLIA ALVES DOS SANTOS

INTEGRAÇÃO DE UM SISTEMA DE RECOMPOSIÇÃO AUTOMÁTICO VIA
OPC PARA AUTOMAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DO CAMPUS DO PICI DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

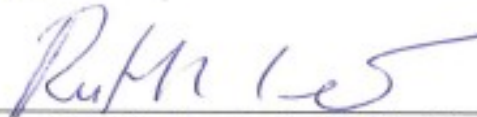
Dissertação apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Ceará, como requisito à
obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica. Área de
Concentração: Sistema de Energia
Elétrica.

Aprovada em: 29/09/2015

BANCA EXAMINADORA



Prof. Giovanni Cordeiro Barroso, Dr. (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)



Prof. Ruth Pastôra Saraiva Leão, Ph.D. (Coorientadora)
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)



Prof. José Renato de Brito Sousa, Dr.
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)



Prof. Antônio Themoteo Varela, Dr.
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

A Deus.

Aos meus pais, Chaga e Sebastião (in memoriam).

Aos meus irmãos, em especial à minha irmã

Joelina (in memoriam).

Aos meus sobrinhos e familiares.

Ao Aleandro e aos nossos filhos Lina e Lian.

Aos amigos que tanto prezo.

AGRADECIMENTO

A Deus pela vida e por todo amor, aprendizado e sorte, pois sem ele nada tem sentindo e só ele sabe os tormentos que nos afligem e é capaz de afastá-los para nos proteger.

À minha família por todo amor e apoio.

Ao meu pai (*in memoriam*) pelo exemplo de vida, amor, serenidade e fraternidade.

A minha mãe pela força e exemplo de mulher batalhadora.

Aos meus irmãos e em especial à minha irmã Joelina (*in memoriam*), que trouxe nossa família do interior do Cedro para Fortaleza nos proporcionando melhores condições de vida e maiores oportunidades, agradeço ainda pelo exemplo de vida e solidariedade e principalmente pelo incentivo nos estudos e ensinamentos de um bom viver. A você toda minha gratidão, admiração, respeito e saudade.

Ao meu cunhado e também engenheiro eletricitista Antônio Edy que, juntamente com minha irmã, incentivou meus estudos e me acolheu em sua casa por muitos anos.

Ao Aleandro, pela força, incentivo, amor e paciência.

Aos meus filhos amados e sapecas Lina (3) e Lian (1).

As pessoas que cuidaram dos meus pequenos com todo amor e carinho para que a mamãe pudesse finalmente concluir o mestrado (Vovó Marlucia, tia TT, tia-vó Emília, tia Karina, tia Laryssa, Andréia e tias Damdam, Jó e Josy).

À minha sogra Marlucia pelo apoio e amor dedicados aos meus filhos todos os dias e nos momento de ausência para conclusão desse trabalho.

As minhas queridas amigas Paula, Lucia, Késia, Joyce (*in memoriam*) e Tereza que acompanharam de perto essa longa caminhada.

Aos meus amados sobrinhos, em especial ao Mateus e ao Elton que pude ver crescer de perto.

A minha amiga Joyce (*in memoriam*) pelo incentivo e por dividir comigo o tempo do seu então amado marido.

A minha amiga Lu (*in memoriam*) pelo incentivo e exemplo de uma mulher-mãe-psicóloga paciente, amorosa e maravilhosa.

Aos meus amigos por todo carinho, companheirismo e apoio, principalmente aos que estiveram mais próximos durante o desenvolvimento desse trabalho.

Aos amigos de graduação e vida Sio, Renano e Nelblito, pelo companheirismo de todos esses anos.

Aos meus orientadores, Prof. Giovanni, Profa. Ruth e Prof. Raimundo pela orientação, incentivo e ensinamentos, o meu muito obrigada.

A profa. Ruth por toda atenção, carinho e incentivo desde a graduação.

Aos professores do DEE/UFC, pelos ensinamentos ao longo do curso, em especial às representantes femininas desse grupo professoras Ruth e Laurinda.

Ao professor Dr. Ailson Pereira de Moura pelos ensinamentos pessoais e profissionais ao longo da graduação e pós-graduação.

Aos servidores do DEE/UFC em especial a secretária da pós Hannah e ao Mário por toda atenção e apoio.

Aos professores Renato e Raimundo pelas valiosas contribuições e disponibilidade para compor a banca da pré-defesa.

Aos amigos e companheiros de Laboratório do Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI-DEE-UFC): Roberto, Sidney, Caio, Dimas, Neto, Bira, Aluísio, Lucas, Fabrício e Fernando.

Em especial ao meu amigo Bira pelas inúmeras contribuições na realização desse trabalho.

Aos colegas do laboratório GPEC-DEE-UFC (Grupo de Processamento de Energia e Controle) no qual implantamos uma ilha do GREI de automação/Proteção, agradeço a acolhida e parabênizos professores e alunos pela estrutura e organização do laboratório.

Aos amigos da Coordenadoria de Obras e Projetos (COP) em especial à Venilma, Ronne, Ubirajara e Fabrício que ficaram sobrecarregados na minha ausência para dedicação a elaboração desse trabalho.

Ao Bira e a Bruna pelo incentivo e companheirismo do pique-final. Deus já uniu!

Esse foi um trabalho de equipe e agradeço a todos que me ajudaram e torceram por mim dedicando seu tempo a essa conquista.

“Nada é impossível ao que crê”. Lucas 1:37

RESUMO

SANTOS, L. A. dos “Integração de um Sistema de Recomposição Automático no Sistema de Automação da Rede de Distribuição de Média Tensão do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará”. Universidade Federal do Ceará UFC, 2015, 80p.

Durante muito tempo a manutenção do sistema de distribuição do campus do Pici da Universidade Federal do Ceará - UFC foi de responsabilidade da Companhia Energética do Ceará – Coelce, pela parceria entre os governos federal e estadual. No entanto, com a privatização da Coelce no ano de 1998, a UFC assumiu essa demanda e por muitos anos, por falta de recursos e planejamento, fez-se apenas intervenções corretivas emergenciais na infraestrutura existente, resultando em vários problemas na continuidade de suprimento. Felizmente, os últimos gestores atentaram para o problema e muitos investimentos na rede de distribuição em média tensão estão sendo realizados, visando à modernização e melhoria da segurança, disponibilidade e continuidade do suprimento de energia elétrica do campus do Pici. Estas ações têm embasamento técnico nos estudos realizados pelo Departamento de Engenharia Elétrica em parceria com o setor de engenharia da UFC (UFC-Infra). Nesse contexto, foi idealizada e está em fase de implantação uma subestação de 69-13,8 kV, composta de dois transformadores de 5/6,25 MVA, sendo um de reserva, três saídas de alimentadores e nove religadores distribuídos ao longo da rede de média tensão em 13,8 kV do campus. Este sistema será operado, supervisionado e controlado por um sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), desenvolvido na plataforma comercial Elipse Power, utilizando o banco de dados Microsoft® SQL Server 2012 – versão Express. No âmbito da automação, foi desenvolvida e integrada ao SCADA, via comunicação OPC (*Open Platform Communications*), uma função avançada denominada, Sistema de Recomposição Automática (SRA-PICI). O SRA-PICI foi desenvolvido em linguagem C#, utilizando o programa Microsoft Visual Studio 2010, modelado em Redes de Petri Coloridas, e testado usando a ferramenta de análise CPN Tools. Para integração dos aplicativos SCADA e SRA foi utilizado o protocolo aberto OPC que especifica a comunicação de dados em tempo real entre um elemento fonte e um elemento receptor de diferentes fabricantes. Testes de validação do SRA e da comunicação entre os aplicativos foram realizados em laboratório, que atestam o sucesso da implementação e abrem perspectivas importantes para avançar na direção de uma rede elétrica inteligente para o campus do Pici.

Palavras-chave: Automação de Sistemas Elétricos, Sistema SCADA, Redes Elétricas Inteligentes, Sistema de Recomposição Automática.

ABSTRACT

For a long time the maintenance of the power distribution system of the Pici Campus of the Federal University of Ceará - UFC was the responsibility of the Energy Company of Ceará - Coelce, by the partnership between the federal and state governments. However, with the privatization of Coelce in 1998, the UFC assumed that demand and for many years, due to lack of resources and planning, only the emergency and corrective interventions have taken place, thereby have emerged several problems in continuous supply. Fortunately, the last managers have paid attention to the problem and many investments in the medium voltage distribution network are being carried out, aimed at modernizing and improving security, availability and continuity of energy supply of Pici campus. These actions were based on technical studies conducted by the Department of Electrical Engineering in partnership with the engineering sector of the UFC (UFC-Infra). In this context, was designed and is being implemented a power substation of 69 to 13.8 kV, with two transformers of 5 / 6.25 MVA, , three outputs feeders and nine reclosers distributed throughout the medium voltage distribution network of the campus. This system will be operated, supervised and controlled by a SCADA system (Supervisory Control and Data Acquisition), developed in the commercial platform Elipse Power using the Microsoft® SQL Server 2012 database - Express version. In the field of automation, it was developed and integrated into the SCADA via OPC (Open Communications Platform), an advanced function called Automatic Restoration System (ARS-PICI). The ARS-PICI was developed in C # using Microsoft Visual Studio 2010 program, modelled on Colored Petri Nets, and tested using the CPN Tools analysis program. For integration of the SCADA and the ARS application software was used the OPC open protocol that specifies the real time data communication between a source element and a receiving element from different manufacturers. Validation tests of the ARS and communication between the software SCADA-ARS were performed in the laboratory, attesting to the successful implementation and opening important perspectives to advance toward a smart grid to the campus of the Pici.

Keywords: Automation of Electric Power Systems, SCADA system, Smart Grids, Automatic Restoration System.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Estrutura da automação de sistemas Elétricos (pirâmide mostrando quatro níveis).....	25
Figura 2.2 IED SEL-751 utilizado para o controle dos religadores da rede elétrica de distribuição em MT.....	28
Figura 2.3 - Modelo de referência OSI e exemplos de protocolos por camada.	30
Figura 2.4 - Modelo de camadas TCP/IP e alguns protocolos por camada.....	30
Figura 2.5 - Estrutura de um objeto IEC 61850.	33
Figura 2.6 - Modelo de referência de uma informação no padrão IEC 61850.....	33
Figura 2.7 - Nós lógicos do IED SEL_751 – Tags comunicação SCADA PICI.....	35
Figura 2.8 – Comparativo entre ferramentas de interoperabilidade.....	36
Figura 2.9 – OPC e COM.....	37
Figura 2.10 – Comunicação padronizada OPC	38
Figura 2.11 – (a) Rede - Topologia e (b) Diagrama unifilar - Campus do Pici.....	41
Figura 2.12 – Arquitetura do sistema de comunicação da REDE_Pici.....	43
Figura 2.13 – chave seccionadora monopolar – classe 15kV.....	44
Figura 2.14 – Religador Tavrida	45
Figura 2.15 - Unidade de controle do religador Tavrida: (a) painel frontal e (b) parte interna.....	45
Figura 2.16 - Religador da rede de distribuição em MT do Pici.....	46
Figura 2.17 - Tela do Software acSELeRator Quickset – SEL-5030	47
Figura 2.18 – Tela do Software acSELeRator Architect®–SEL-5032.....	48
Figura 3.1 - Fluxograma de ações do SRA	54
Figura 3.2 - RPC de Seleção do trecho a recompor e Recomposição	55
Figura 4.1 - Curva de demanda ativa mensal referente ao mês de abril de 2015.....	57
Figura 4.2 – Tela inicial – Arquitetura do sistema de comunicação.	59
Figura 4.3 – Tela Rede PICI.....	60
Figura 4.4 – Tela Alimentadores.....	60
Figura 4.5 – Gráficos – SCADA.	61
Figura 4.6 – Comunicação via driver iec61850 com simulador IEC61850 INFO TECH.....	62
Figura 4.7 – Simulador IEC61850 – SCADA-PICI.....	62
Figura 4.8 - Configuração do driver IEC61850 – comunicação com IEDs.	63
Figura 4.9 – Estrutura IEC61850 dos IEDs – Seleção de tags de comunicação.	63
Figura 4.10 - Configuração da Proteção – Modo Studio.....	64
Figura 4.11 – Operação da Proteção.	64
Figura 4.12 – Verificação da atuação da Proteção.	65
Figura 4.13 – SQL server 2012 - Servidor de Banco de Dados.....	65

Figura 4.14 – Conexão com o Banco de Dados SQL server.....	66
Figura 4.15 - Tela de inicialização do SRA – PICI.....	67
Figura 4.16 – Tela inicial SRA – PICI	68
Figura 4.17 - SRA – PICI – simulador de faltas.	69
Figura 4.18 – SRA – PICI – Falta em T1.....	70
Figura 4.19 – SRA – PICI – Falta em T4.....	70
Figura 4.20 – SRA – PICI – Falta em T6.....	71
Figura 4.21 – SRA – PICI – Falta em T7.....	71
Figura 4.22 - Integração SCADA-SRA-IED’s.....	72
Figura 4.23 - SRA - PICI e SCADA PICI - Comunicação OPC.....	73
Figura 4.24 – SRA – PICI e SCADA PICI– Comunicação OPC – Falta em T7	74
Figura 4.25 – SRA – PICI e SCADA PICI– Comunicação OPC.....	74
Figura B. 1 Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição de Energia Elétrica do Campus do Pici - UFC	84
Figura B. 2 Representação dos lugares RELIGADORES e TRECHOS.....	85
Figura B. 3 Subrede Identifica Religador Montante a Falta.....	87
Figura B. 4 Parte 1 da Subrede Identifica Religador Montante a Falta.....	88
Figura B. 5 Parte 2 da Subrede Identifica Religador Montante a Falta.....	88
Figura B. 6- Parte 3 da Subrede Identifica Religador Montante a Falta.	89
Figura B. 7 - Subrede Localização de Falta (antes do disparo de “LOCALIZAR FALTA”).	90
Figura B. 8 Subrede Localização de Falta (após o disparo de “LOCALIZAR FALTA”).	91
Figura B. 9 - Subrede Isolamento de Falta (antes do disparo de “ISOLAR TRECHOS DEFEITUOSOS”).	91
Figura B. 10 - Subrede Isolamento de Falta (após o disparo de “ISOLAR TRECHOS DEFEITUOSOS”).	92
Figura B. 11 - Subrede Analisa Vivacidade (antes do disparo de “INICIA”).....	93
Figura B. 12 - Subrede Analisa Vivacidade.....	93
Figura B. 13 - Subrede Analisa Vivacidade (após disparo de E2).	94
Figura B. 14 -Subrede isolamento trechos mortos (antes do disparo de “ISOLAR TRECHO MORTO”).....	95
Figura B. 15 - Subrede isolamento trechos mortos (após o disparo de “ISOLAR TRECHO MORTO”).	95
Figura B. 16 - Subrede Seleção do Trecho a Recompôr (antes do disparo de “SELECIONA TRECHO”).....	96
Figura B. 17 - Subrede Seleção do Trecho a Recompôr (antes do disparo de “SELECIONA TRECHO)	97

Figura B. 18 - Subrede Recomposição.....	98
Figura B. 19 - Parte 1 da Subrede Analisa Fontes.....	99
Figura B. 20 Parte 2 da Subrede Analisa Fontes (antes do disparo de “TRECHOS LIGADOS”).	100
Figura B. 21Parte 2 da Subrede Analisa Fontes (após o disparo de “TRECHOS LIGADOS”).	101
Figura B. 22 Parte 1 da Subrede Capacidade e Carregamentos.	102
Figura B. 23 Parte 2 da Subrede Capacidade e Carregamentos	102
Figura B. 24 Subrede Analisa Trechos.....	103
Figura B. 25 Parte 1 da Subrede Analisa Trechos.....	104
Figura B. 26 Parte 2 da Subrede Analisa Trechos.....	104
Figura B. 27 Parte 3 da Subrede Analisa Trechos.....	105
Figura B. 28 Resultado Final da Recomposição.	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Exemplo de descrição de componente na IEC 61850.....	33
Tabela 2.2 - Descrição de dispositivos lógicos na IEC 61850	34
Tabela 2.3 - Estrutura da norma IEC 61850.....	34
Tabela 2.4 - Designador de Grupo IEC 61850.....	34
Tabela 4.1 – Dados de carga dos trechos da rede Pici	56
Tabela 4.2 – Unidades acadêmicas do campus do Pici da UFC.....	57
Tabela 4.3 – Carregamento dos trechos – 30%.....	58
Tabela A. 1 - Subestações do Alimentador 01L1.....	81
Tabela A. 2 - Subestações do Alimentador 01L12.....	82
Tabela A. 3 - Subestações do Alimentador 01L3.....	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CID	<i>Configured IED Description</i>
CLP	Controladores Lógico Programáveis
COS	Centro de Operação do Sistema
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COM	<i>Component Object Model</i>
DCOM	<i>Distributed Component Object Model</i>
DCS	<i>Distributed Control Systems</i>
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GREI	Grupo de Redes Elétricas Inteligentes
ICD	<i>IED Capability Description</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
IHM	Interface Homem Máquina
LD	<i>Logical Device</i>
LN	<i>Logical Node</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
OPC	<i>Open Platform Communications</i>
OPC-DA	<i>Open Platform Communications – Data Access</i>
OPC- A&E	<i>Open Platform Communications –Alarms & Events</i>
OPC-HA	<i>Open Platform Communications – Historical Data Access</i>
OPC-UA	<i>Open Platform Communications – Unified Architecture</i>
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
REI	Redes Elétricas Inteligentes

RP	Redes de Petri
RPC	Redes de Petri Coloridas
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SED	Subestação Elétrica de Distribuição
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SV	<i>Sampled Values</i>
TC	Transformador de Corrente
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TP	Transformador de Potencial
UCA	<i>Utility Communication Architecture</i>
UCS	Unidade de Controle da Subestação
UCD	Unidade de Controle do sistema de Distribuição
UFC	Universidade Federal do Ceará
UTR	Unidade Terminal Remota

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	19
1.1 - Justificativa.....	21
1.2 - Objetivos	22
1.3 - Metodologia.....	23
1.4 - Estrutura do trabalho	23
2 AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO	25
2.1 Introdução.....	25
2.2 Hierarquia do sistema de automação.....	25
2.3 Automação de subestações de distribuição	26
2.4 Automação de redes elétricas de distribuição	27
2.4.1 Dispositivo Eletrônico Inteligente	27
2.5 Sistema SCADA	28
2.6 Sistemas de comunicação	29
2.6.1 Protocolos de comunicação.....	30
2.6.2 Norma IEC 61850.....	31
2.6.3 Padrão de comunicação OPC	35
2.7 Sistema integrado de proteção automação e controle do Campus do Pici.....	40
2.7.1 Rede elétrica de distribuição de MT do Campus do Pici	40
2.7.2 Estrutura hierárquica e topológica do sistema de automação do Campus do Pici.....	42
2.7.3 Equipamentos primários do nível de processo.....	43
2.7.4 Equipamentos Secundários do Nível Bay	46
2.7.5 Equipamentos e Sistemas do Nível Estação.....	48
3 FUNÇÃO AVANÇADA DE AUTOMAÇÃO APLICADA A REDE ELÉTRICA INTELIGENTE DO CAMPUS DO PICI.....	51
3.1 Introdução.....	51
3.2 Recomposição em sistemas elétricos de distribuição.....	51
3.3 Sistema de recomposição automática.....	51
3.3.1 Modelo RPC	53
4 INTEGRAÇÃO DO SCADA - PICI COM SRA – PICI E OS IED	56
4.1 Introdução.....	56
4.2 Integração entre sistemas e níveis hierárquicos	58
4.3 Telas do SCADA-PICI	59
4.3.1 Uso do SQL Server – Versão Express no SCADA- PICI	65
4.4 SRA-PICI.....	66
4.5 Integração SRA-PICI E SCADA PICI via OPC	72
5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	75
5.1 Trabalhos futuros	76
REFERÊNCIAS.....	77
ANEXO A	81
ANEXO B	84

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica tornou o setor elétrico ainda mais estratégico e a sociedade mais intolerante às falhas no sistema de abastecimento de energia elétrica, tamanha sua importância nos diversos campos da sociedade. As universidades são o berço do desenvolvimento intelectual de uma nação e a energia elétrica é fundamental para todos os campos de pesquisa e desenvolvimento. A Universidade Federal do Ceará (UFC), com recursos do governo Federal, vem investindo na expansão da universidade, ampliando suas instalações com a construção de novos blocos de salas de aula e laboratórios nos campi de Fortaleza e instalando novos campi no interior do estado. No entanto, é necessária a manutenção e ampliação da infraestrutura elétrica existente para atender esta nova demanda. Nessa perspectiva, neste trabalho são propostas soluções para melhorias do sistema de distribuição de energia elétrica em média tensão do Campus do Pici, situado na Av. Humberto Monte, 2977 em Fortaleza – CE.

Nos últimos anos, a rede elétrica de distribuição em Média Tensão (MT) do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará vem apresentando vários problemas na continuidade de suprimento, em decorrência do aumento da demanda de energia, fruto da grande expansão da infraestrutura física e modernização das instalações do campus. O crescimento da carga não foi acompanhado pela rede elétrica de distribuição em MT do campus, tornando-se uma rede obsoleta e ineficiente do ponto de vista da qualidade do serviço. O campus universitário é atualmente suprido por um único alimentador em 13,8 kV, com carga instalada de 16,5 MVA, embora presente, já há certo tempo, o perfil para suprimento em 69 kV com demanda na ordem de 4,5 MW. Visando melhorar a confiabilidade e a segurança da rede elétrica de distribuição em MT do campus, o Departamento de Engenharia Elétrica e o setor de engenharia da UFC-Infra iniciaram estudos que culminaram em uma proposta de modernização e expansão da rede elétrica, usando o conceito de redes elétricas inteligentes. A nova topologia abrange a implantação de uma subestação 69-13,8 kV com dois transformadores de 5/6,25 MVA em paralelo (sendo um de reserva), três alimentadores de saída, nove religadores distribuídos em pontos estratégicos da rede elétrica em MT, dentre os quais dois operam como Normalmente Aberto (NA) para permitir transferência de carga entre alimentadores, em condições de emergência, como faltas elétrica ou manutenção programada, visando a implantação de um sistema de recomposição

automática (SRA) para automação da rede elétrica de distribuição em MT (Moura, 2010, Lopes, 2011).

Baseado nos resultados dos estudos técnicos desenvolvidos pelo Grupo de Redes Elétricas Inteligentes do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC (GREI-DEE-UFC), o setor de infraestrutura da UFC (UFC-Infra) e o próprio GREI conduziram diversos projetos de investimentos e executaram várias ações para implantação da subestação, do sistema de automação, do SRA e do Laboratório de Proteção e Automação de Sistemas Elétricos. Na topologia proposta, a rede elétrica de distribuição em MT foi subdividida em oito grandes áreas, pela alocação de nove religadores, os quais permitirão o reestabelecimento de energia frente a uma falta temporária, ou o isolamento do trecho com defeito em caso de falta permanente. De acordo com as recomendações dos estudos elétricos, considerando os vários cenários de recomposição automática, foram realizados recondutoramento de trechos da rede de distribuição (condutores com seção de 25 mm² foram substituídos por condutores com seção de 35mm²), a instalação da infraestrutura de comunicação para o sistema de automação e a compra dos religadores para a rede elétrica de distribuição em MT. Além disso, foram executadas as obras civis e de malha de terra da subestação, compra e locação dos transformadores da subestação e a infraestrutura do laboratório de proteção e automação. O projeto de proteção da subestação está em fase de aprovação junto à concessionária local.

A infraestrutura de automação proposta para modernização da rede elétrica de distribuição em MT do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará compreende uma estação de estudo, ensino e pesquisa instalada no laboratório do curso de engenharia elétrica e uma estação instalada no centro de operação do sistema, localizado no setor de engenharia da UFC-Infra. A estrutura hierárquica do sistema de automação contempla:

- No nível 2, uma unidade de controle da subestação e da rede elétrica de distribuição em MT (UCS/UCD), uma Supervisão Controle e Aquisição de Dados (SCADA), um Banco de Dados (BD), uma função avançada de automação, denominada Sistema de Recomposição Automática (SRA) para automação da rede de distribuição de média tensão, IHM (Interface Homem Máquina), um GPS e uma rede de comunicação com switch gerenciável padrão IEC 61.850;
- No nível 1, IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) associados aos equipamentos de campo (nível 0), integrados ao nível 2 via padrão de comunicação IEC 61.850;
- No nível 0, os vãos das subestações e alimentadores de distribuição com seus respectivos equipamentos primários da subestação.

1.1 - Justificativa

O trabalho apresentado nesta dissertação vem dar sequência a uma série de trabalhos acadêmicos desenvolvidos pelo Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará para modernização e melhoria da confiabilidade do sistema de suprimento de energia elétrica do Campus do Pici. Vários trabalhos desenvolvidos pelo GREI, citados a seguir, serviram de premissa a este trabalho e deram suporte ao setor de engenharia da UFC-Infra e aos professores coordenadores do GREI no desenvolvimento de projetos estruturantes para implantação de laboratório bem como reforma e expansão da rede elétrica de distribuição em MT do Campus do Pici.

Moura (2010), Barros (2010) e Vale (2011) justificaram a necessidade da evolução e modernização da rede elétrica de distribuição em MT do Campus do Pici. Lopes (2011) propôs a construção de uma subestação 69-13,8 kV e de uma rede elétrica de distribuição em MT com três alimentadores e nove religadores. Em Giroux (2012), é proposta a implantação de um sistema SCADA local na subestação, com interfaces gráficas, automatismos e integração dos sistemas de proteção e controle via sistema digital baseado na IEC 61850. O SCADA-PICI proposto foi desenvolvido na plataforma Eclipse Power e conectado a um banco de dados implementado no Microsoft® SQL Server 2012 – versão Express, conforme apresentado em (LIBERATO, 2014).

Em Sampaio et al (2012) e Oliveira et al (2013), o GREI apresentou a metodologia para modelagem e desenvolvimento de um Sistema de Recomposição Automática (SRA). O SRA foi modelado em Redes de Petri Coloridas (RPC), usando a ferramenta de análise CPN Tools para teste e validação do modelo e foi desenvolvido em #C. Este trabalho consiste no desenvolvimento de um Piloto de Redes Elétricas Inteligentes (REI), desenvolvido em parceria com a Coelce, em projeto P&D, para implantação na rede elétrica de distribuição em MT de Aquiraz. Utilizando o conceito de reusabilidade, o modelo do SRA em RPC, proposto em Oliveira et al (2013), foi concebido para aplicação em qualquer rede elétrica de distribuição em MT com topologia radial com recurso.

O presente trabalho consiste no desenvolvimento e implantação de um SRA para rede elétrica de distribuição em MT do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará,

baseado na metodologia proposta em Sampaio et al (2012) e no modelo proposto em Oliveira et al (2013).

1.2 - Objetivos

Neste trabalho o objetivo geral é integrar um sistema de recomposição automática (SRA) ao sistema SCADA da rede elétrica de MT do campus do Pici da Universidade Federal do Ceará.

Os objetivos específicos da dissertação são:

- Validar o modelo do SRA, desenvolvido em Redes de Petri Coloridas, para a rede Pici usando o software CPN Tools.
- Desenvolver em C# o sistema de recomposição automática para a rede elétrica de distribuição em MT do campus do Pici.
- Representar a rede elétrica de média tensão do campus do Pici em simulador computacional.
- Testar a ferramenta SRA para situações de faltas na rede elétrica de distribuição em MT do Pici.
- Desenvolver a integração via protocolo OPC-DA (*Open Platform Communication Data Access*) entre os softwares SRA e o software SCADA Elipse Power.
- Desenvolver bancada experimental para teste e validação da comunicação entre SRA e SCADA,

O OPC-DA consiste em uma especificação padronizada pela Fundação OPC que define como os dados são transferidos em tempo real entre uma fonte e um sistema receptor de dados de forma independente dos protocolos nativos nestas aplicações. Neste trabalho, a fonte corresponde ao sistema SCADA e o receptor é representado pelo SRA. Para teste e validação do SRA foi realizado, também, a integração do SCADA-Pici com os IEDs de proteção existente no laboratório de Proteção e Automação existente no Departamento de Engenharia Elétrica.

1.3 - Metodologia

A metodologia usada no desenvolvimento deste trabalho compreendeu as seguintes etapas:

- i. Levantamento de dados para atualização do projeto da rede elétrica de distribuição em MT do Campus do Pici;
- ii. Estudo da modelagem do sistema de distribuição de energia em Redes de Petri Coloridas (RPC) do SRA desenvolvido para rede Aquiraz da Coelce no projeto P&D com o GREI e a implementação das adequações do modelo SRA-Aquiraz, por meio do software CPN Tools, para aplicação no SRA do Campus do Pici;
- iii. Desenvolvimento do SRA-PICI em C#, utilizando o programa Microsoft Visual Studio 2010 para aplicação do SRA-Aquiraz na topologia do sistema de distribuição do Campus;
- iv. Acompanhamento da implementação do projeto de automação da subestação e da rede elétrica de distribuição em MT do Campus do Pici no sistema SCADA Elipse Power e sua integração com o banco de dados SQL-SERVER (LIBERATO, 2014);
- v. Integração do SCADA-PICI com o simulador de IEC 61850 modelo Demo da Info Tech e dos IEDs de proteção existentes no laboratório de Proteção e Automação do Departamento de Engenharia Elétrica, via protocolo MMS padrão de comunicação IEC 61850;
- vi. Implementação da integração do SRA – Pici ao SCADA – Pici, utilizando o padrão de comunicação OPC-DA;
- vii. Testes e validação do SRA utilizando a infraestrutura de proteção e automação existente laboratório do Departamento de Engenharia Elétrica.

1.4 - Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. O Capítulo 1 é introdutório que descreve o panorama atual e futuro do sistema do Campus do Pici, apresenta os objetivos e metodologia do trabalho e descreve a estrutura da dissertação.

O Capítulo 2 é de embasamento teórico e conceitual. São apresentados os conceitos de automação de sistemas elétricos de distribuição, englobando o sistema SCADA e

os sistemas de comunicação utilizados na automação de subestações e sistemas de distribuição.

No Capítulo 3 são apresentados os conceitos de Redes Elétricas Inteligentes (REI), do inglês *Smart Grids*, com ênfase na recomposição automática.

O Capítulo 4 apresenta o desenvolvimento e implantação do projeto de automação da rede elétrica de distribuição em MT do Campus do Pici, abrangendo a construção de telas para a IHM do SCADA-PICI, elaborado na plataforma Elipse Power, o SRA-PICI, desenvolvido em C# e a integração via OPC entre eles. Apresenta também a integração entre o SCADA com os IEDs via IEC61850 e os testes e validação feitos no laboratório de proteção do DEE.

No Capítulo 5 são explanadas as conclusões e indicações para trabalhos futuros.

2 AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

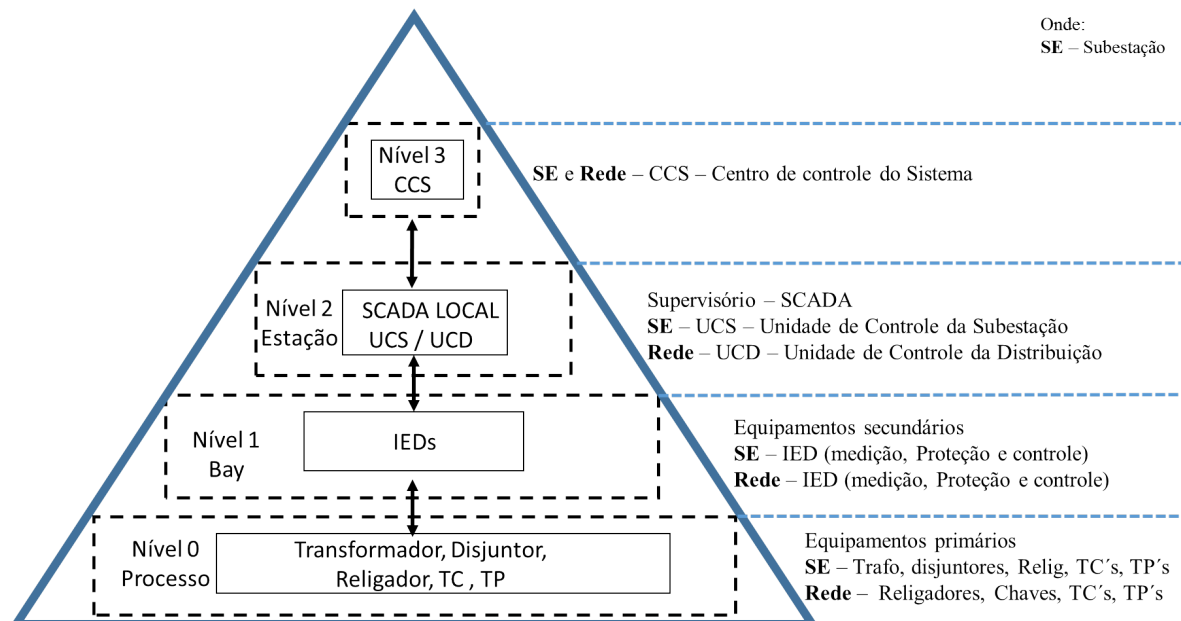
2.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados aspectos conceituais relacionados à automação de sistemas de distribuição, abrangendo automação das subestações e das redes elétricas de distribuição em MT, sistema SCADA, bem como sistemas e protocolos de comunicação usados nos sistemas elétricos para viabilizar a automação desses sistemas, tal como protocolos da norma IEC 61850 e funcionalidades do protocolo de estrutura aberta OPC.

2.2 Hierarquia do sistema de automação

Tradicionalmente a estrutura da automação do sistema elétrico é representada por uma pirâmide dividida em 4 níveis hierárquicos como ilustrado na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Estrutura da automação de sistemas Elétricos (pirâmide mostrando quatro níveis)



Fonte: Adaptada de (SAMPAIO, 2002)

Em Giroux (2012) são listadas as principais funções de um sistema de automação, a saber:

- Comando remoto: Maior segurança e rapidez;
- Monitoramento: Informações de todo o sistema em tempo real;
- Alarmes: Alerta de anormalidades/eventualidades;
- Registro Sequencial de Eventos: Informações detalhadas de distúrbios do sistema;
- Armazenamento de Dados Históricos: Análise posterior (medidas, alarmes, etc.);
- Intertravamento: Bloqueio/liberação de operação com segurança;
- Controle de Tensão e Reativos: Lógicas para manter nível de tensão e fluxo de reativos;
- Recomposição: Reestabelecimento de energia ao maior número de usuários;
- Religamento Automático: Algoritmo de controle com técnicas de inteligência artificial;

2.3 Automação de subestações de distribuição

As subestações distribuidoras de energia (SED) são responsáveis pelo suprimento dos sistemas de distribuição da energia elétrica em média e baixa tensão. Uma SED é uma instalação elétrica que recebe e distribui circuitos elétricos e concentra um conjunto de equipamentos de manobra, proteção, medição, transformação e automação.

Entre os dispositivos e sistemas que caracterizam a automação das subestações estão:

- Processo ou nível 0: transformadores, disjuntores, religadores, seccionadoras, transformadores de corrente (TC) e de potencial (TPs), etc.
- Nível *Bay* ou Nível 1: estão localizados os equipamentos secundários, representados pelos dispositivos de proteção e controle.
- Nível 2 ou Nível Estação: estão instalados a Unidade de Controle da Subestação (UCS), GPS para sincronização de tempo dos IED, dispositivos e acessórios de comunicação para integração com o Nível 1 e com o Nível 3. Em sistemas antigos, a UCS é composta apenas de uma UTR sem IHM/SCADA integrada aos dispositivos no nível de *bay* via transdutores e condutores elétricos. Nos sistemas mais modernos a UCS possui sistema SCADA/IHM integrados aos dispositivos do Nível 1 via rede local.

Na Figura 2.1 é apresentada a estrutura hierárquica de um sistema de automação aplicado à subestação moderna. Os dados da UCS são disponibilizados para os operadores no nível 3 localizado no Centro de Operação do Sistema – COS.

2.4 Automação de redes elétricas de distribuição

A automação das redes elétricas de distribuição em MT compreende os seguintes níveis, sistemas, equipamentos e acessórios:

- Processo ou nível 0: religadores, seccionalizadores, chaves automáticas, reguladores de tensão, sensores de tensão (TP), sensores de corrente (TC), etc., os quais estão distribuídos ao longo dos alimentadores.
- Nível *bay* ou nível 1: estão localizados os equipamentos secundários como os dispositivos de controle, proteção e monitoramento associados aos equipamentos primários;
- Nível 2 ou nível Estação: normalmente contempla uma Unidade Central de Controle da Rede de Distribuição (UCD) representado por uma Unidade Terminal Remota. Normalmente, em função das distâncias, a comunicação entre o nível 2 com o nível 1 e com o nível 3 é realizado via celular (GPRS) ou rádio.

Na Figura 2.1 é apresentada a estrutura hierárquica que também se aplica a um sistema de automação de uma rede de distribuição em MT. Os dados da UCD são disponibilizados para os operadores, no nível 3, localizado no Centro de Operação da Distribuição – COS.

A implantação da automação nas subestações e redes de distribuição possibilita a supervisão e comando à distância em tempo real, viabilizando a identificação, isolamento do trecho em falta, bem como a recomposição da rede elétrica de distribuição em MT. Como retorno para a empresa, a automação proporciona redução dos custos com deslocamento de equipes de manutenção.

2.4.1 Dispositivo Eletrônico Inteligente

A evolução dos dispositivos de controle e proteção foi a principal responsável pela evolução da automação das subestações e das redes de distribuição. Os relés digitais modernos se tornaram tão complexos que hoje são verdadeiros computadores, com alto poder de processamento de dados, com isso houve mudança até no nome para descaracterizar um equipamento que era exclusivo da proteção, foram então denominados de IEDs (Dispositivo Eletrônico Inteligente). Os IEDs, além da função de proteção, contemplam a medição, monitoração, registro de faltas e eventos, comunicação por protocolos normatizados em redes

locais ou internet, multiplexação, armazenamento de dados, cálculos computacionais sofisticados, lógicas para controle de processos, oscilografia, entre outras (QUEIROZ, 2010).

Através do acesso remoto aos IEDs, algumas tarefas como mudança de curvas de ajuste de relés de proteção, instalação de softwares, coleta de dados de oscilografias, entre outras ações, podem ser executadas remotamente. A Figura 2.2 mostra um exemplo de IED utilizado no controle dos religadores instalados na rede elétrica de distribuição em MT do Campus do Pici.

Figura 2.2 IED SEL-751 utilizado para o controle dos religadores da rede elétrica de distribuição em MT



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories (2015).

2.5 Sistema SCADA

Supervisory Control And Data Acquisition – SCADA refere-se a sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados compostos por um ou mais computadores e softwares de aplicação monitorando e controlando um determinado processo, tendo como principal função disponibilizar informações em tempo real ao operador através de uma interface de alto nível (LEÃO, 2010).

O sistema SCADA recebe informações do sistema elétrico supervisionado relacionadas com as mudanças de estado ou falhas dos equipamentos de disjunção, atuações dos dispositivos de proteção e as disponibiliza aos operadores possibilitando conhecimento das ocorrências no sistema (LEÃO, 2010).

Todas as grandezas elétricas devem ser monitoradas para o controle de um sistema elétrico trifásico: tensões (volts), correntes (ampères), potência ativa (watts), potência reativa (volt-ampere reativos), frequência (hertz), bem como as posições abertas ou fechadas

de seccionadoras, disjuntores e chaves em geral existentes na subestação. Com a incorporação de tecnologias como a de microprocessadores e TI, que agregam conceitos de conectividade e mobilidade, as subestações se tornaram automatizadas. Todos os componentes da subestação, desde os relés de proteção, as UTRs, medidores de faturamento, localizadores de falta, registradores de perturbação, anunciadores de alarme, monitoração por vídeo-câmeras, etc., tornaram-se dispositivos microprocessados com recursos de comunicação (O SETOR ELÉTRICO, 2010).

O sistema supervisório concentra e trata todas as informações coletadas do sistema elétrico, recebe em tempo real as medições de grandezas elétricas (V, I, P, etc.) estados de equipamentos de manobra (disjuntores, chaves, religadores, etc.) e disponibiliza essas informações ao operador do sistema na tela do computador onde está instalado ou de forma remota de acordo com a configuração do sistema.

O principal objetivo dos sistemas SCADA é propiciar uma interface de alto nível entre o operador e o processo, sistema elétrico, informando-o "em tempo real" todos os eventos ocorridos na planta.

Os códigos operacionais, nomenclatura mais usual na representação dos equipamentos monitorados no diagrama unifilar de um sistema elétrico pelo SCADA, é constituída de quatro dígitos XYZW em que cada letra possui um significado específico: X especifica o tipo de equipamento, Y o nível de tensão, e ZW a posição dentro da subestação (LEÃO, 2010).

2.6 Sistemas de comunicação

Para viabilizar a automação do sistema de distribuição, possibilitando o transporte de dados entre os IEDs e entre estes e o SCADA é indispensável à implantação de um sistema de comunicação composto por infraestrutura (rádio, fibra óptica, cabo lógico, etc.) e protocolos de comunicação.

Algumas organizações mundiais são responsáveis por criar modelos e padrões que são reconhecidos e seguidos pelos fabricantes de hardwares e softwares. Uma dessas organizações é a *International Standards Organization* (ISO). Esta organização criou o modelo OSI (*Open Systems Interconnect*) para orientar o desenvolvimento de protocolos de comunicação entre os mais diversos sistemas seguindo um modelo teórico de uma arquitetura em sete camadas, conforme ilustra a Figura 2.3: 1 – Física, 2 – Enlace, 3 – Rede, 4 –

Transporte, 5 – Sessão, 6 – Apresentação e 7 – Aplicação. Cada camada OSI é responsável por uma função dentro do sistema de comunicação.

Figura 2.3 - Modelo de referência OSI e exemplos de protocolos por camada.



Fonte: (MACHADO,2011)

Outro modelo de camadas bastante difundido e utilizado é o padrão aberto técnico e histórico da Internet TCP/IP – *Transmission Control Protocol/Internet Protocol*. O modelo de referência TCP/IP e a pilha de protocolos TCP/IP tornam possível a comunicação de dados entre dois computadores quaisquer, em qualquer parte do mundo. O TCP/IP é estruturado em quatro camadas, conforme Figura 2.4. Sendo: 1 – Rede, 2 – Internet, 3 – Transporte e 4 – Aplicação.

Figura 2.4- Modelo de camadas TCP/IP e alguns protocolos por camada.



Fonte: (MACHADO,2011)

2.6.1 Protocolos de comunicação

Protocolo de comunicação é um conjunto de regras que as mensagens devem seguir para que haja comunicação efetiva entre os dispositivos conectados. No setor elétrico,

os protocolos mais utilizados são: IEC60870-101, IEC60870-104, IEC60870-103, DNP3, Modbus e IEC61850 (TCP/IP, MMS, GOOSE).

Os protocolos do setor elétrico são utilizados para monitoração dos valores de medições realizadas (tensão, corrente, potência, fator de potência), para informação sobre o estado dos disjuntores, religadores e chaves seccionadoras, para atuação da proteção com manobra de dispositivos para proteger os dispositivos na ocasião de anomalias do sistema, bem como para envio e recebimento de comandos de manobras de equipamentos a critério do operador e ainda para alarme com notificação do operador de ocorrência e alteração da configuração da rede elétrica ou irregularidade funcional de algum equipamento (FUJII, 2009).

Uma das características de um protocolo de comunicação é a estrutura da mensagem, composta pelos endereços (destino/origem), controles Cyclical Redundance Check (CRCs) e corpo da mensagem (dados propriamente ditos). Outra é o overhead ou payload que mede a “eficiência” do protocolo e é normalmente representado por um valor percentual entre o tamanho total e o corpo da mensagem. Protocolos como IEC 60870-101, DNP3 e MODBUS foram especificados para o mínimo overhead, já o IEC 61850 não se preocupa com este requisito (O SETOR ELÉTRICO, 2010).

Outra característica importante é o modelo de rede, podendo ser mestre/escravo – protocolos IEC 60780-101, DNP3 e Modbus ou cliente/servidor, publicador/assinante – IEC 61850.

2.6.2 Norma IEC 61850

O Objetivo deste tópico é dar uma noção geral sobre a norma e IEC 61850. Esta norma define três mecanismos para a elaboração da automação de um sistema elétrico: Modelos de dados orientado a objeto, Serviços de comunicação e Linguagem SCL (Substation Configuration Descriptiom Language) (FUJII, 2009).

Embora o escopo inicial da norma tenha sido limitado para sistemas de automação de subestações, sua evolução aponta para seu uso também na automação de redes de distribuição em MT.

Ainda não é comum a utilização dos protocolos da norma IEC 61850 para automação dos sistemas de distribuição, sobretudo pelos requisitos mínimos de velocidade de

comunicação exigidos pela norma, mas num patamar de redes elétricas inteligentes e para aplicação em redes de médio porte ou em ambiente controlados como no caso de refinarias de petróleo, a norma IEC 61850 vem sendo utilizada (MOHAGHEGHI et al., 2009).

A norma IEC 61850 possui os protocolos GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) usado na comunicação horizontal entre IEDs e MMS (*Manufacturing Message Specification*) para comunicação vertical entre os IEDs e o SCADA.

A comunicação no Elipse Power pode ser feita via driver de comunicação ou via OPC; para comunicação via IEC 61850 a Elipse desenvolveu o driver *IEC 61850.dll*.

A utilização do driver IEC 61850 possibilita a comunicação com relés de proteção usando o protocolo IEC 61850. Este driver permite (Elipse software):

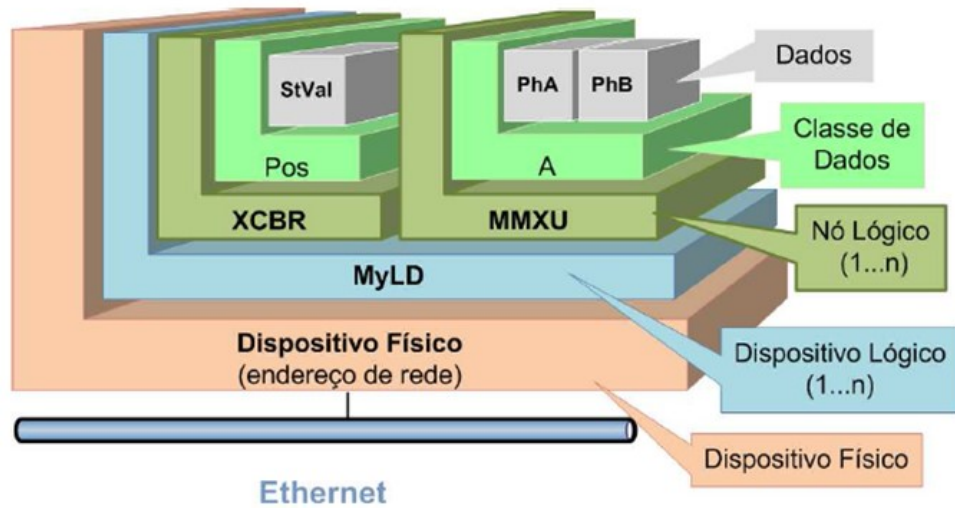
- Comunicação com diversos equipamentos no mesmo driver;
- Importação de *Tags* dos equipamentos ou através de arquivos de configuração SCL;
- Suporte a mensagens sem confirmação de *Reports* (Buffered ou Unbuffered);
- *Polling* de variáveis que não pertencerem a *Reports*;
- Suporte à informação de qualidade e *time stamp* (com precisão de 1ms).

O Protocolo IEC 61850 foi desenvolvido primariamente para a comunicação com relés de proteção digitais. Cada relé/equipamento possui internamente a seguinte estrutura:

- *Logical Devices* (LD): São os dispositivos lógicos que correspondem à um dispositivo real (ex: um *Bay*) que está mapeado dentro do relé. Um *Logical Device* está sempre mapeado em um único IED (Intelligent Electronic Device) – *Logical Devices* não estão distribuídos.
- *Logical Nodes* (LN): São as funções do dispositivo real que estão mapeados em um *Logical Device*. Por exemplo, a representação virtual de uma chave (*Circuit Breaker*) em um *Bay* é um *Logical Node*, que possui o nome de classe padrão definido como XCBR. Geralmente um *Logical Device* é formado por vários *Logical Nodes*.

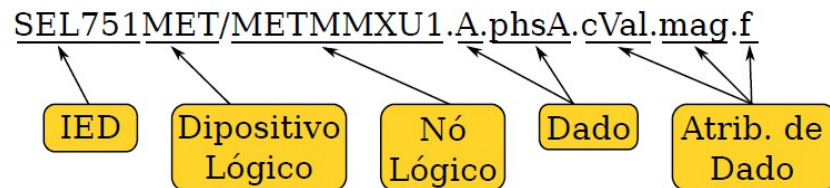
As Figuras 2.5 e 2.6 ilustram a estrutura de dados de acordo com a padronização da norma IEC 61850.

Figura 2.5 - Estrutura de um objeto IEC 61850



Fonte: (LOPES et al., 2012).

Figura 2.6 - Modelo de referência de uma informação no padrão IEC 61850



Fonte: (MELO, 2015)

A Tabela 2.1, retirada do anexo F do manual do IED SEL 751, lista um exemplo de descrição de componente na IEC 61850.

Tabela 2.1- Exemplo de descrição de componente na IEC 61850

Components		Description
MMXU	Logical Node	Polyphase measurement unit
A Data	Object	Phase-to-ground amperes
PhsA	Sub-Data	Object Phase A
cVal	Data Attribute	Complex value

A Tabela 2.2, também obtida do manual do IED SEL 751, descreve os dispositivos lógicos definidos pela norma.

Tabela 2. 2 - Descrição de dispositivos lógicos na IEC 61850

*Logical Device Description**ANN Annunciator elements —alarms, status values**CFG Configuration elements — datasets and report control blocks**CON Control elements — Remote bits**MET Metering or Measurement elements — currents, voltages, power, etc.**PRO Protection elements — protection functions and breaker control*

Na Tabela 2.3 é apresentada a estrutura da norma IEC 61850.

Tabela 2.3 - Estrutura da norma IEC 61850

IEC 61850-1	Introdução e Visão Geral
IEC 61850-2	Glossário
IEC 61850-3	Requisitos Gerais
IEC 61850-4	Gerenciamento de Sistema e Projetos
IEC 61850-5	Requisitos de Comunicação para Funções e Modelos de Dispositivos
IEC 61850-6	Linguagem de Configuração para IEDs (SCL)
IEC 61850-7	Estrutura de Comunicação Básica para Equipamentos de Subestações e Alimentadores
IEC 61850-7-1	Princípios e Modelos
IEC 61850-7-2	Serviços de Comunicação Abstratos (ACSI)
IEC 61850-7-3	Classes de Dados Comuns
IEC 61850-7-4	Classes de Nós Lógicos e de Dados Compatíveis
IEC 61850-8	Specific communication service mapping (SCSM)
IEC 61850-8-1	Mapeamento para MMS (ISO/IEC 9506 Part 1 and Part 2)
IEC 61850-9	Specific communication service mapping (SCSM)
IEC 61850-9-1	Valores Amostrais sobre Enlace Serial Unidirecional Multidrop Ponto-a-Ponto
IEC 61850-9-2	Valores Amostrais sobre ISO/IEC 8802-3
IEC 61850-10	Testes de Conformidade

Fonte: (IEC/TR 61850-1, 2003).

Na Tabela 2.4 são listados os grupos de nós lógicos padronizados pela norma IEC 61850.

Tabela 2.4 - Designador de Grupo IEC 61850

Grupos de nós Lógicos	Group Designator	Number
Sistema de nós Lógicos	L	2
Funções de Proteção	P	27
Funções relacionadas à proteção	R	10
Controle	C	4
Genérico	G	3
Interface e Arquivamento	I	4
Controle Automático	A	4
Medição	M	7

Manobra	X	2
Transformadores de instrumentos	T	2
Transformadores de Potência	Y	4
Equipamento de potência adicional	Z	14
Sensor e Monitoramento	S	3
		86

Alguns nós lógicos são obrigatórios em cada dispositivo físico, como o LLN0 (LN principal), que possui funções de gerenciamento comum a todos LNs.

Para a leitura de valores utilizando o driver IEC61850, não é indicada a leitura por *polling* dos dados. Em vez disso, deve-se preferencialmente utilizar *reports*, para aumentar a eficiência e permitir o tratamento de Sequências de Eventos (SOE). (ELIPSE)

O protocolo IEC61850 prevê a utilização de objetos report, que têm como objetivo notificar as aplicações cliente acerca de modificações nos dados. Os dados a serem reportados são definidos pelo usuário em um *dataset*. Cada *report* pode ter associado apenas um *dataset*, mas um equipamento pode possuir vários *reports* e *datasets*. (ELIPSE).

A Figura 2.7 ilustra a disposição dos nós lógicos no dispositivo montados em estrutura de árvore após a importação das tags de comunicação no Elipse Power.

Figura 2.7- Nós lógicos do IED SEL_751 – Tags comunicação SCADA PIC1

Nome	Dispositivo
21L3	
21L3	
SEL_751_21L3MET	21L3:SEL_751_21L3MET
SEL_751_21L3PRO	21L3:SEL_751_21L3PRO
SEL_751_21L3ANN	21L3:SEL_751_21L3ANN
SEL_751_21L3CON	21L3:SEL_751_21L3CON
SEL_751_21L3CFG	21L3:SEL_751_21L3CFG

Fonte: Própria - Tela Elipse Power- driver comunicação

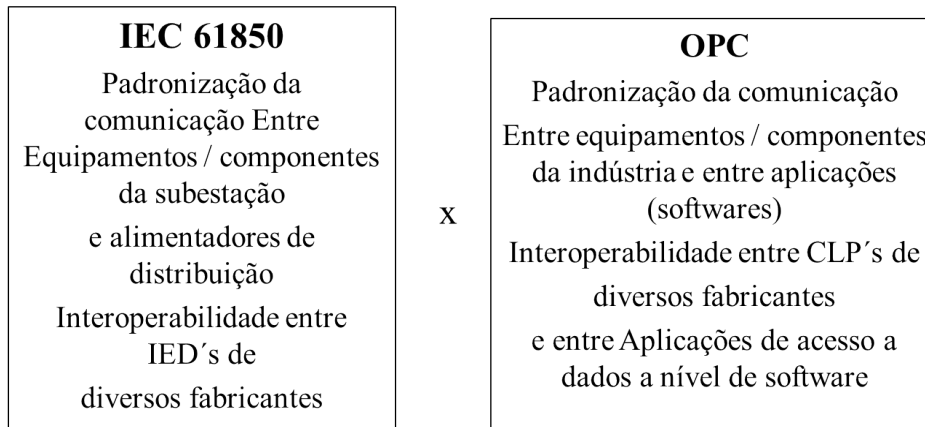
2.6.3 Padrão de comunicação OPC

Nos últimos anos vem sendo almejada a padronização de softwares de automação e um grande passo nesse sentido foi a padronização de acesso aos dados em equipamentos onde diversos sistemas, protocolos, e interfaces são usados (GONÇALVES, 2012).

O que a norma IEC 61850 fez para as subestações, em termos de padronização para interoperabilidade entre produtos de diferentes fabricantes, o padrão OPC fez para processos industriais e plataformas de softwares, como ilustra a Figura 2.8 que faz um

comparativo entre essas duas ferramentas de interoperabilidade do setor elétrico. A tecnologia OPC possibilita interconectividade entre plataformas que se comunicam usando diferentes protocolos.

Figura 2.8 – Comparativo entre ferramentas de interoperabilidade



Fonte: própria do autor

Muitas soluções que surgiram para atender uma demanda na indústria acabaram se consolidando em outros segmentos do sistema elétrico, como é o caso do padrão OPC.

OPC, do inglês *Open Platform Communications*, é um padrão de comunicação aberto que surgiu no ambiente industrial para resolver problemas de falta de interoperabilidade entre os equipamentos de automação de chão de fábrica e falta de integração entre os sistemas de setores corporativos de uma mesma organização (Produção e administração) (Fundação OPC).

O padrão OPC é uma série de especificações padronizadas e abertas que definem a interface entre cliente-servidor, bem como entre servidor-servidor, incluindo acesso a dados em tempo real, monitoramento de eventos e alarmes, acesso a dados históricos dentre outras aplicações (Fundação OPC).

A Fundação OPC é uma organização sem fins lucrativos que tem como objetivo manter e desenvolver o padrão OPC de modo a definir padrões para a tecnologia OPC, definindo as funções básicas para acesso a dados proporcionando interoperabilidade entre os sistemas. Ela foi fundada em 1996 por um grupo de empresas de automação industrial e de outros campos que tinham como objetivo definir uma série de especificações, visando promover maior interoperabilidade entre aplicações de automação e controle, sistemas e dispositivos de campo e aplicações comerciais no processo de controle industrial (Fundação OPC).

O objetivo do padrão OPC é fornecer um meio comum às aplicações de acesso aos dados de qualquer fonte, provenientes de equipamento de campo ou de outras aplicações. Implementa dois grandes módulos: *OPC server* e *OPC client*, onde o *OPC server* especifica interfaces padrão de acesso direto aos equipamentos ou aplicações, o *OPC client* especifica a interface padrão para as aplicações terem acesso aos dados coletados.

O OPC vem sendo aceito como uma interface padrão entre clientes e servidores, para diferentes campos de aplicação, se tornando o padrão mais popular entre usuários e desenvolvedores. A maioria dos fabricantes de IHMs (Interface Homem Máquina), SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), DCS (*Distributed Control System*) e de serviços de controle, MES (*Manufacturing Execution Systems*) e ERP (*Enterprise Resource Planning*) oferecem interfaces OPC Cliente e/ou Servidor (MAHNKE; LEITNER; DAMM, 2009).

No padrão OPC a troca de informações é baseada na arquitetura cliente-servidor, em que um Servidor OPC encapsula as informações e as disponibiliza em sua interface. Um OPC Cliente conecta-se ao Servidor OPC e acessa os dados oferecidos (GONÇALVES, 2012).

Três principais especificações OPC foram desenvolvidas inicialmente com base na tecnologia de comunicação entre processos COM/DCOM da Microsoft sobre plataforma Windows e ficaram conhecidas como OPC Clássico: Data Access (DA), Alarm & Events (AE) e Historical Data Access (HDA) (Fundação OPC).

A Figura 2.9 ilustra o OPC DA onde temos as aplicações cliente e servidor instalados no mesmo computador trocando utilizando a tecnologia COM para a troca de informações.

Partindo do OPC clássico foi idealizada uma nova versão do Padrão OPC, o OPC UA (*Unified Architecture*), desvinculada de tecnologias proprietárias e desenvolvida em JAVA, .NET e C com base na Arquitetura Orientada a Serviço (SOA) e incorporando tecnologias como XML (*Extensible Mark Up Language*) (Fundação OPC).

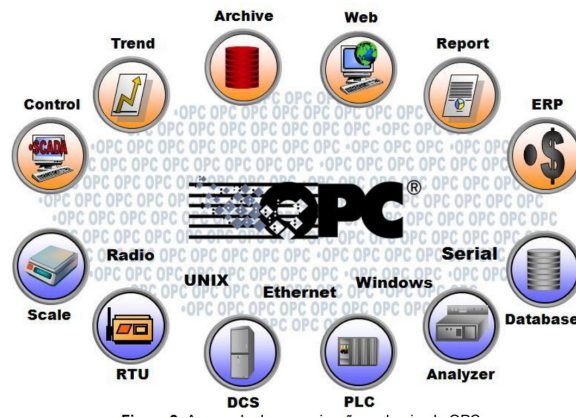
Figura 2.9 – OPC e COM



Fonte: (PUDA,2008)

A Figura 2.10 apresenta a camada de comunicação do padrão OPC que padroniza e integra os diversos sistemas.

Figura 2.10 – Comunicação padronizada OPC



Fonte: (PUDA,2008)

A grande maioria dos produtos utiliza o OPC Clássico, no entanto eles podem migrar para o OPC UA, por meio do desenvolvimento de Wrappers (Acesso Servidor COM de um Cliente UA) e Proxies (Acesso Servidor UA de um Cliente COM) (GONÇALVES, 2012).

Uma das vantagens no uso da comunicação OPC é a facilidade na configuração do driver. A base de *Tags* é criada no servidor e exportada para o driver OPC Cliente (*tags* com a mesma estrutura definida no servidor OPC). Uma outra vantagem é que trata-se de um protocolo aberto, sendo conhecido e suportado por diversos fabricantes (ELIPSE).

O Elipse Power atende às seguintes especificações do padrão OPC:

- E3 Cliente OPC: DA 1.0, DA 2.0 e UA 1.02
- E3 Servidor OPC: DA 2.0
- Elipse SCADA Cliente OPC: DA 1.0 (parcial) e DA 2.0
- Elipse SCADA Servidor OPC: DA 2.0
- Elipse Drivers OPC: DA 2.0

Para integração entre o SRA-PICI e o sistema SCADA-PICI foi utilizado o OPC DA 2.0, que será detalhado abaixo. Para implementar a comunicação OPC foi utilizada a biblioteca *OPCdotNETLib.dll* disponível no site da Fundação OPC.

A interface do OPC Data Access permite leitura, escrita e monitoramento das variáveis do processo. O seu principal uso é mover em tempo real dados de equipamentos de controle para IHMs e outros supervisórios (OPC DATA ACCESS CUSTOM INTERFACE STANDARD, 2002).

O OPC DA é a mais importante interface OPC, implantada em 99% dos produtos que utilizam a tecnologia OPC atualmente (MAHNKE; LEITNER; DAMM, 2009).

O Cliente OPC DA seleciona as variáveis (OPC Itens) que deseja ler, escrever ou monitorar no Servidor. O Cliente OPC estabelece a comunicação com o Servidor pela criação do objeto *OPCServer*. O Objeto *OPCServer* fornece métodos para navegar através de espaços de endereço e encontrar itens e suas propriedades, como: tipo de dados e direitos de acesso. Para acessar os dados, os *OPC Itens* possuem a mesma configuração, inclusive tempo de atualização no objeto *OPC Group* (GONÇALVES, 2012).

Quando adicionados a um grupo, os itens podem ser lidos ou escritos pelo cliente. O caminho preferido para a leitura cíclica de dados pelo cliente é monitorando as mudanças de estado no servidor. O cliente define uma taxa de atualização do grupo, contendo os itens de interesse. A taxa de atualização é usada no servidor para o *check* cíclico de mudança de valores/estado. Depois de cada ciclo, o servidor apenas atualiza os valores do cliente (GONÇALVES, 2012).

O *timestamp* representa a qualidade na entrega dos dados que são fornecidos pelo OPC Clássico. A qualidade na entrega avalia se o dado é preciso, se não está disponível (mal) ou não conhecido (Incerto) (OPC DATA ACCESS CUSTOM INTERFACE STANDARD, 2002).

2.7 Sistema integrado de proteção automação e controle do Campus do Pici

Nesta seção serão descritos a estrutura hierárquica e os principais equipamentos presentes nos vários níveis do sistema de automação do Campus do Pici.

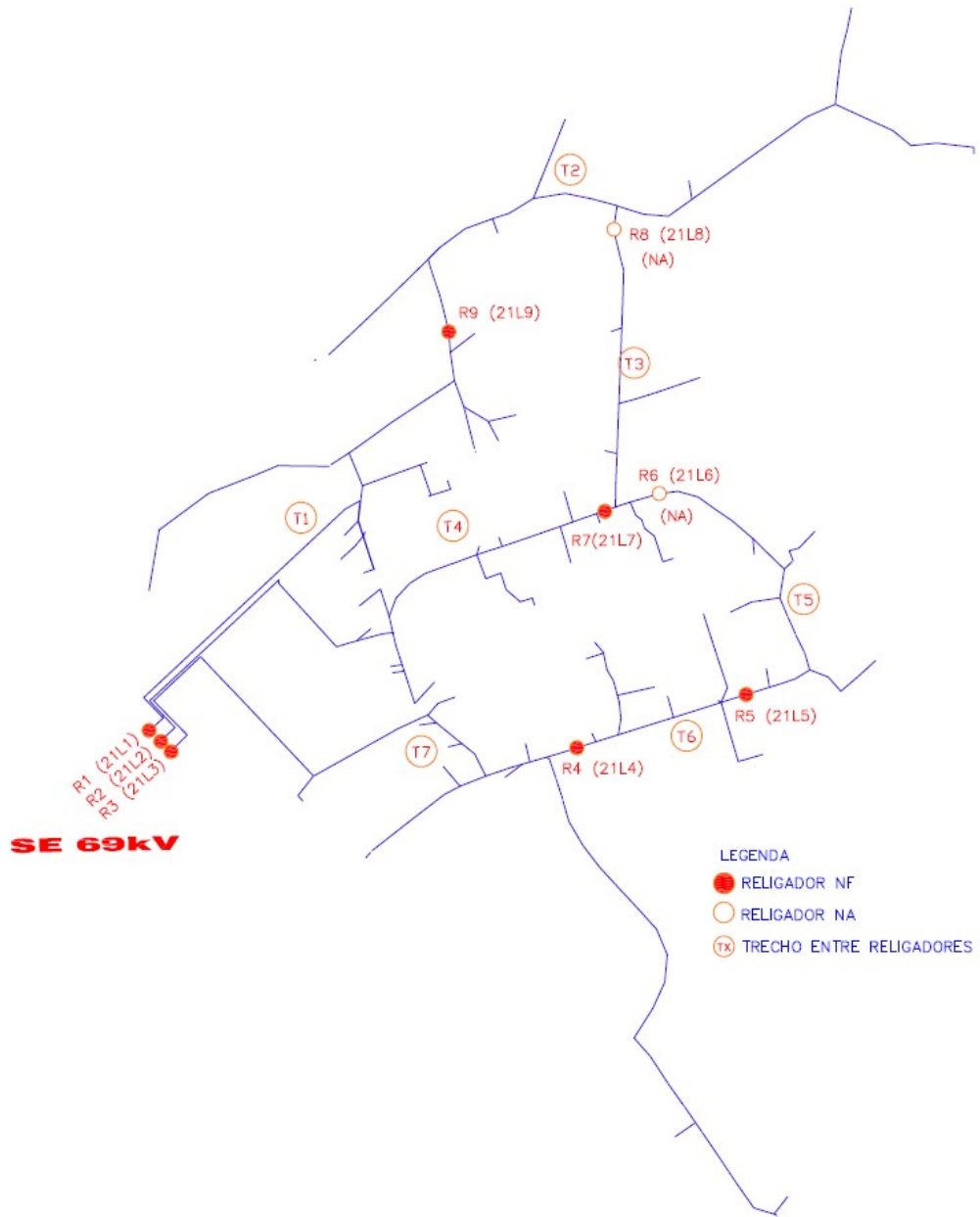
2.7.1 Rede elétrica de distribuição de MT do Campus do Pici

A rede elétrica de distribuição de MT do campus do Pici é aérea, radial e tem extensão aproximada de nove quilômetros, com potência instalada em torno de 16,5 MVA, demanda no patamar de 4,5 MW e atende o maior campus dentre os três da UFC situados em Fortaleza. A Figura 2.11 ilustra a topologia e o diagrama unifilar do sistema de distribuição do campus do Pici, com a disposição física dos nove religadores, dois dos quais são de encontro de alimentadores, operando no modo normalmente aberto.

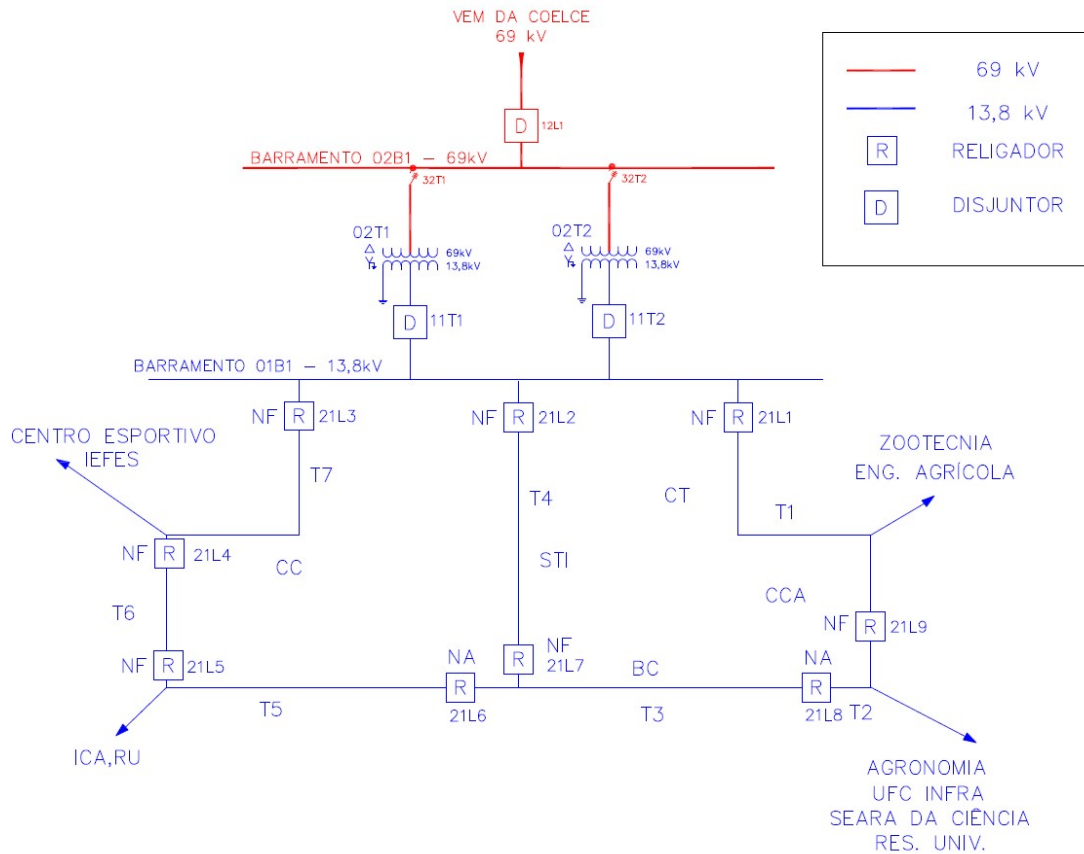
A subestação abaixadora com capacidade nominal de 10/12,5 MVA em 69 kV do Campus do Pici da UFC será constituída de dois transformadores de potência, com capacidade nominal unitária de 5/6,25 MVA, sendo que um dos transformadores será utilizado, inicialmente, como reserva. A operação e manutenção do sistema de distribuição de energia elétrica do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará são de inteira responsabilidade da universidade, sendo a UFC um cliente da concessionária local, COELCE.

Figura 2.11 – (a) Rede – Topologia; (b) Diagrama unifilar - Campus do Pici.

(a)



(b)



Fonte: Adaptada de (LOPES, 2011)

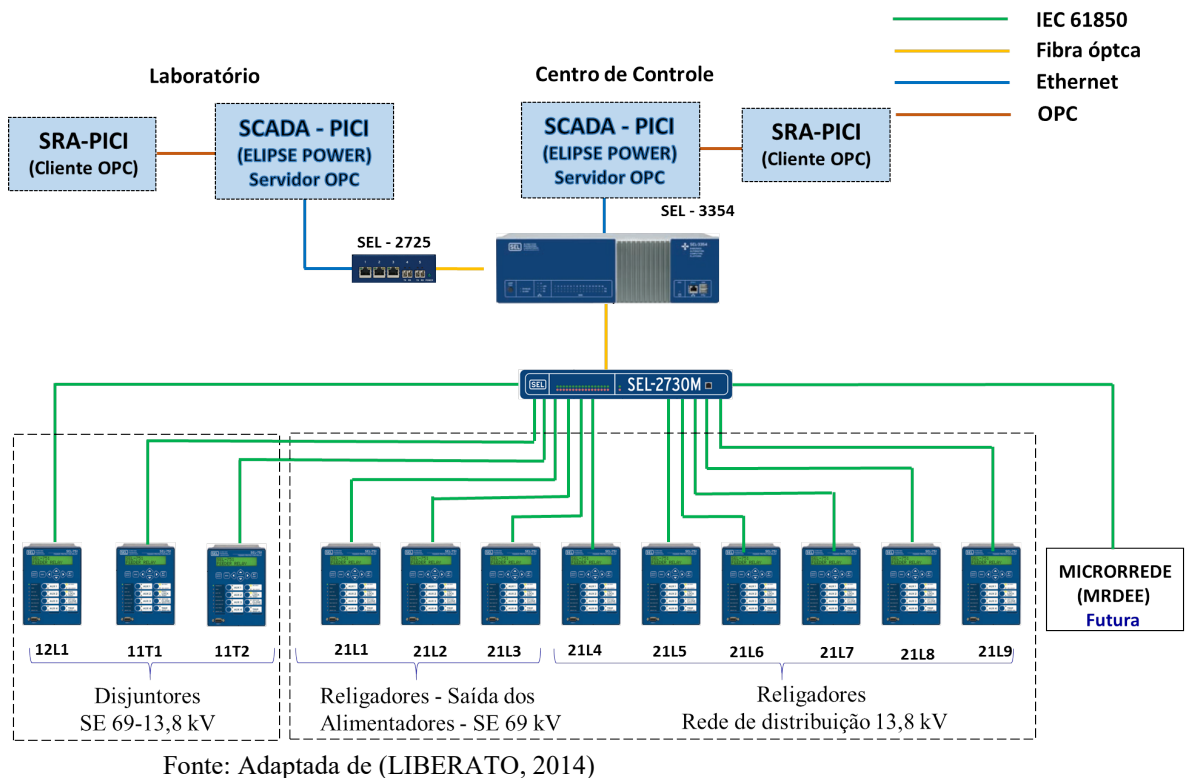
2.7.2 Estrutura hierárquica e topológica do sistema de automação do Campus do Pici

Conforme ilustrado na Figura 2.11, a rede elétrica de distribuição em MT do Campus do Pici, abrangendo a subestação e a rede de distribuição, é um sistema de pequeno porte com poucos equipamentos primários a serem integrados ao sistema SCADA, no nível 2 do sistema de automação. Por esta razão, no nível estação concentram-se a UCS e UCD em um mesmo computador industrial. Conforme mostrado na Figura 2.1, a estrutura hierárquica do sistema de automação do campus do Pici vai até o nível dois.

A topologia geral do sistema de comunicação com os equipamentos que ficarão localizados na rede elétrica de distribuição em MT do campus e na subestação é apresentada na Figura 2.12 (LIBERATO, 2014).

Na Figura 2.12 tem-se a conexão de uma microrrede que está sendo montada no laboratório de engenharia elétrica e será em breve agregada ao sistema, sendo portanto de instalação futura, tendo um SCADA dedicado que será futuramente integrado ao SCADA-PICI, conforme detalhado em (OLIVEIRA, 2014)

Figura 2.12 – Arquitetura do sistema de comunicação da REDE_Pici



2.7.3 Equipamentos primários do nível de processo

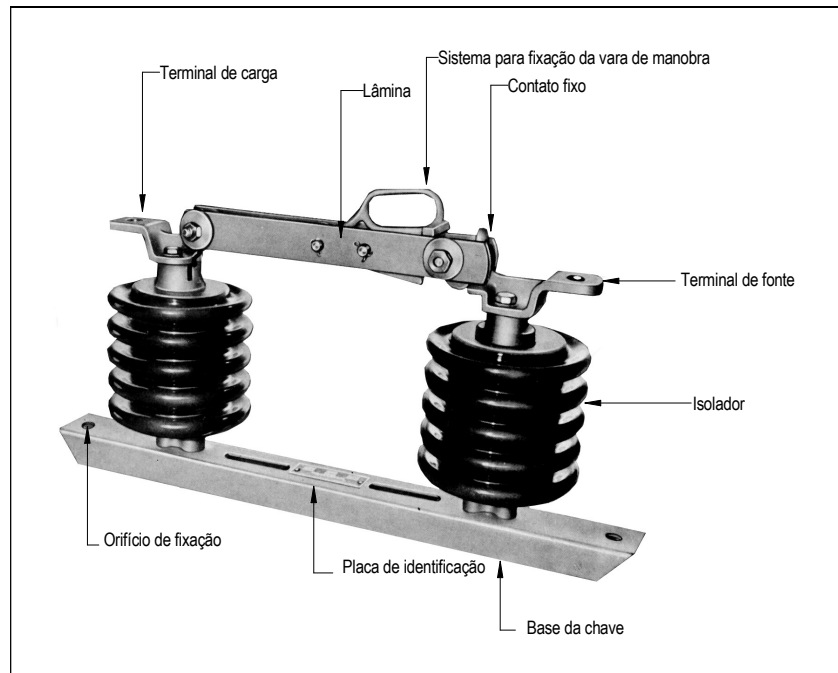
O nível 0 ou processo do sistema de automação do campus do Pici é composto dos equipamentos primários descritos a seguir.

2.7.3.1 Chaves seccionadoras

São dispositivos de comando utilizados para isolar trechos do sistema ou como *by pass* de equipamentos como disjuntores ou religadores de modo a manter a continuidade de serviço no momento do isolamento deste equipamento para manutenção. (GIROUX, 2012)

No sistema do campus são utilizadas para isolar sub-trechos entre dois religadores. A Figura 2.13 ilustra chaves instaladas pela rede do campus.

Figura 2.13 – Chave seccionadora monopolar – classe 15kV



Fonte: (MAMEDE, 2005).

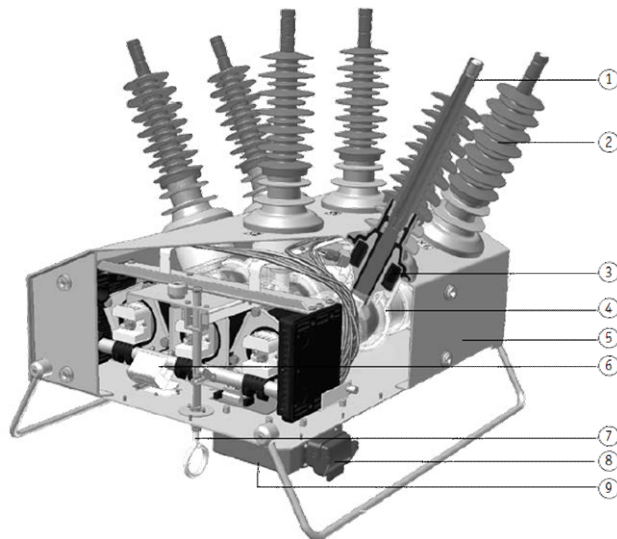
2.7.3.2 Religadores

São equipamentos de proteção e manobra projetados para abrir e fechar circuitos em sobrecarga ou em curto-circuito. Com capacidade de religamento automático, ou seja, após a interrupção do circuito devido a uma condição de falta, o dispositivo religa automaticamente com um tempo pré-determinado para verificar se a condição de falta foi extinta. Se a falta persistir após a tentativa de religamento, o equipamento realiza a operação novamente por um número pré-programado de vezes (normalmente 3 ou 4). O ciclo de religamento é conferido ao relé/controlador do equipamento.

Esses dispositivos são regidos pela norma NBR 7118/94 - Religadores de Alta Tensão - Especificação. As Figuras 2.14, 2.15 e 2.16 ilustram os religadores adquiridos.

Os religadores adquiridos para o sistema de distribuição do campus são de fabricação da Tavrida Electric modelo OSM/TEL-15.5-16/630-220 e seu sistema de controle é equipado com o IED 751 da SEL (Schweitzer Engineering Laboratories, INC).

Figura 2.14 – Religador Tavrida

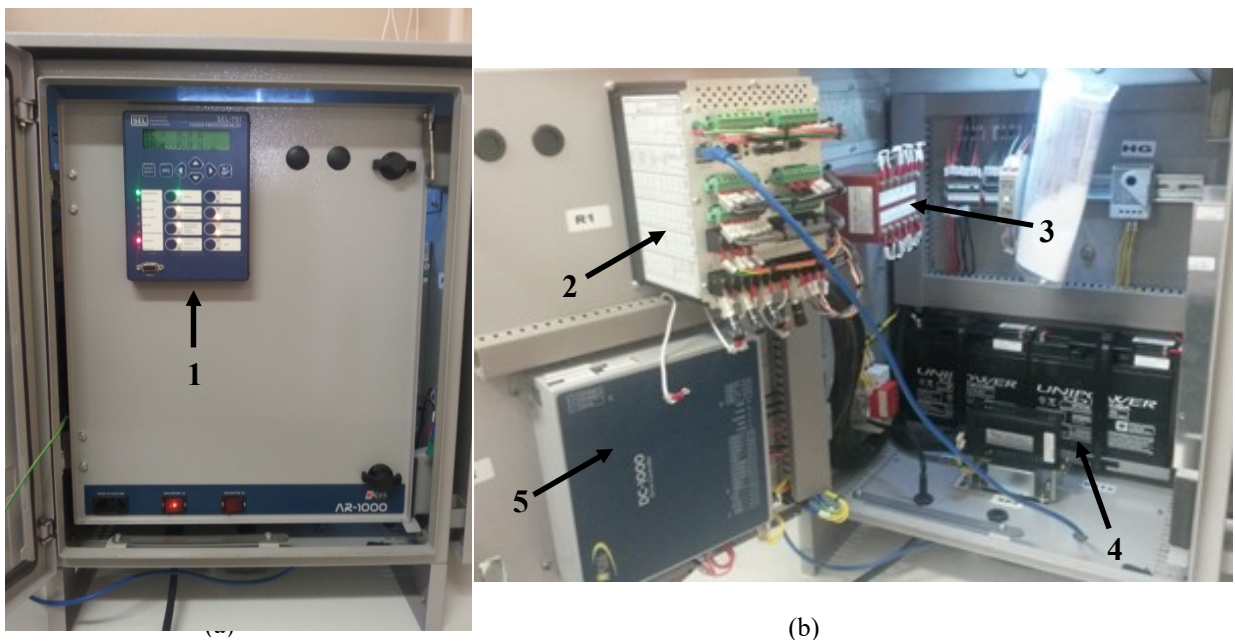


Legenda:

- 1 – Conexão principal
- 2 – Buchas em material polimérico
- 3 – TCs integrados
- 4 – Interruptor a vácuo
- 5 – Tanque em alumínio
- 6 – Indicador de posição (aberto/fechado)
- 7 – Alavanca de operação manual
- 8 – Conector *Harting*
- 9 – Contador de operações (opcional)

Fonte: Tavrida (2009).

Figura 2.15 - Unidade de controle do religador Tavrida: (a) painel frontal e (b) parte interna



Legenda: 1- Painel frontal do relé SEL-751; 2 - Painel traseiro do relé SEL-751; 3 – TC auxiliar com RTC igual a 1:3; 4 – Banco de baterias seladas de chumbo-ácido; e 5 – Módulo de acionamento com *trip* capacitivo.

Fonte: (OLIVEIRA NETO, 2015).

Figura 2.16 - Religador da rede de distribuição em MT do Pici



Legenda:

- 1 – Para-raio lado carga
- 2 – Para-raio lado fonte
- 3 – Chave seccionadora *by-pass*
- 4 – Chave seccionadora lado fonte
- 5 – Chave seccionadora lado carga
- 6 – Religador
- 7 – Fibra ótica para comunicação
- 8 – Unidade de controle do religador

Fonte: (OLIVEIRA NETO, 2015).

2.7.4 Equipamentos Secundários do Nível Bay

O nível 1 ou *bay* (vão) do sistema de automação do campus do Pici é composto do equipamento secundário IED SEL 751.

O IED SEL 751 da Schweitzer apresenta, além das funções básicas de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase e de neutro, as funções listadas abaixo:

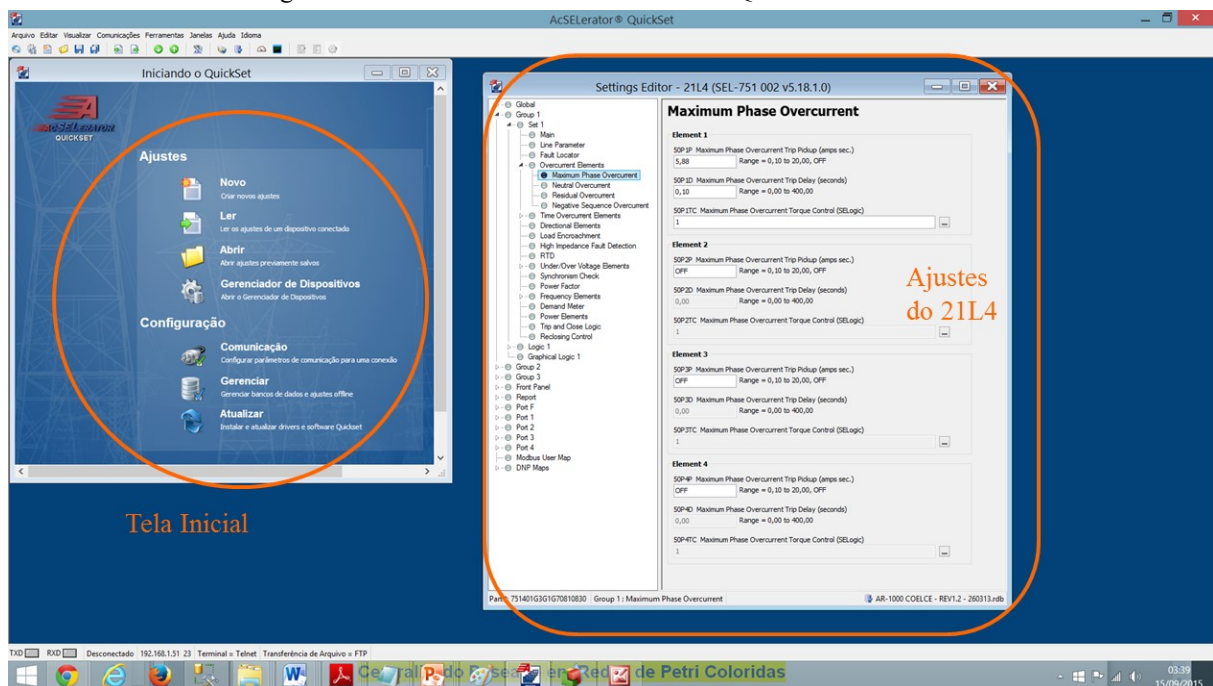
- 50/51 Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G Sobrecorrente residual instantânea e temporizada calc. ou medida;
- 50/51N (ou GS) Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro ou terra;
- 50/51Q (46) Sobrecorrente instantânea e temporizada de sequência negativa;
- 50PAF Sobrecorrente de fase inst. de alta velocidade para detecção de arco elétrico;
- 49 Elemento térmico (opcional), com a utilização de RTDs;
- 67 Direcional de corrente;
- 81 Sub / Sobrefrequência e taxa de variação de frequência;
- 27/59 Subtensão e sobretensão fase-neutro ou entre fases;
- 55 Fator de potência;
- 60 Perda de potencial;
- 59Q (47) Sobretensão de sequência negativa (fase reversa);

- 59N Sobretensão de sequência zero;
- 86 Bloqueio;
- 50/62BF Falha de disjuntor;
- 79 Religamento automático (4 tentativas);
- 32 Direcional de potência;
- 25 Check de sincronismo;
- AFD Detecção de arco elétrico.

Para parametrização do dispositivo é utilizado o software acSELerator Quickset – SEL-5030, ilustrado na Figura 2.17. Já as configurações de comunicação via IEC61850 (Goose ou MMS) são realizadas no software AcSELerator Architect®–SEL-5032, como mostra a Figura 2.18. A SEL fornece manual desses softwares e lista as seguintes funcionalidades:

- Software acSELerator Quickset – SEL-5030:
 - Criar e gerenciar ajustes do relé;
 - Desenvolver ajustes off-line;
 - Programar lógicas de controle facilmente através das equações SELogic;
 - Coletar e armazenar eventos de oscilografias;
 - Armazenar e coletar ajustes através de computadores pessoais;
 - Ler e enviar todos os ajustes ao relé;
 - Analisar eventos e oscilografias;
 - Utilizar a interface homem máquina (IHM) para visualizar medições, Relay Word Bits e controle;
 - Controle de disjuntores, através de chaves remotas.

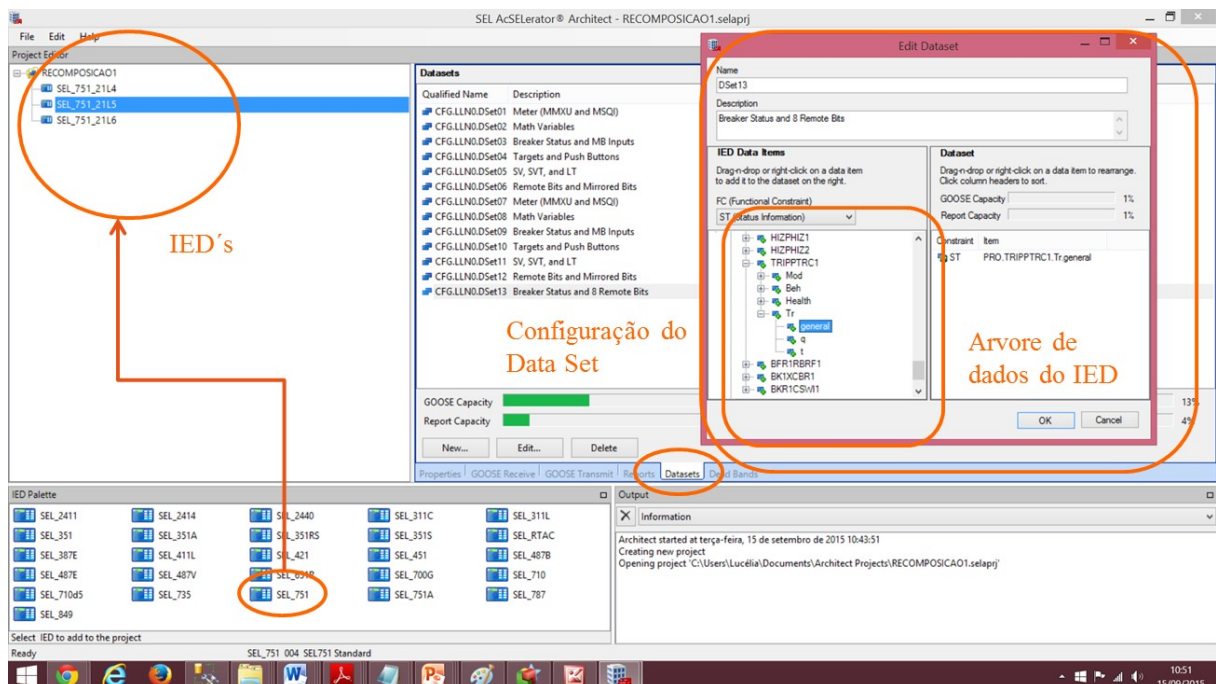
Figura 2.17 - Tela do Software acSELerator Quickset – SEL-5030



Fonte: Própria do autor (Tela do Software SEL 5030)

- Software acSElerator Architect®–SEL-5032:
 - Criação e edição de DataSets;
 - Criação de pacote para transmissão de mensagens Goose;
 - Mapeamento e links Goose entre IEDs SEL e não fabricados pela SEL;
 - Criação de arquivos CID;
 - Leitura de arquivos de configuração da subestação (SCD, ICD, CID).

Figura 2.18 – Tela do Software acSElerator Architect®–SEL-5032



Fonte: Própria do autor (Tela do Software SEL 5032)

2.7.5 Equipamentos e Sistemas do Nível Estação

Para o desenvolvimento do SCADA-PICI foi escolhida a plataforma comercial Elipse Power, esta escolha foi embasada pelas afinidades entre ferramentas utilizadas nos estudos em desenvolvimento no GREI, tal como o uso da modelagem de dados CIM (*Common Information Model*), linguagem C# e comunicação via OPC (usadas na integração do SRA-PICI), e ainda por ser um produto nacional bastante utilizado, bem sedimentado no mercado nacional e internacional, com equipe de suporte acessível.

O software Elipse Power é uma plataforma completa de criação e desenvolvimento de aplicações com funções de supervisão, controle, análise e gerenciamento de sistemas elétricos, podendo ser utilizado tanto para aplicações de pequeno porte, como

automação de uma única subestação, quanto para aplicações de grande porte como sistemas EMS (Energy Management System) ou DMS (Distribution Management System) (ELIPSE).

O Elipse Power é concebido em uma arquitetura integrada que possibilita acesso rápido e fácil aos operadores e mantenedores de concessionárias, geradoras e distribuidoras de energia. Funcionalidades como aquisição de dados em tempo real, geração de relatórios, logs de erros, alarmes e integração com sistemas corporativos possibilitam ganhos na segurança e na eficiência operativa da rede (ELIPSE).

O software permite uma completa integração entre sistemas distintos, através da correta adoção de técnicas de integração de sistemas, aplicando-se os protocolos corretos para cada peculiaridade da ferramenta (ELIPSE).

A comunicação entre Elipse Power e IED é baseada em alguns pré-requisitos, que são destacados a seguir:

- Possibilidade de elaborar aplicações de geração, transmissão e distribuição de energia em uma plataforma única;
- Arquitetura cliente-servidor;
- Utilização do padrão CIM – Common Information Mode no modelo elétrico;
- Oferece suporte nativo ao balanceamento de cargas entre servidores e a redundância;
- Possibilidade de integração a outros sistemas em tempo real;
- Completa integração com inúmeros protocolos distintos, a exemplo de IEC 61850, 103 e 104, DNP 3.0, Modbus e ainda permite desenvolvimento de novos drivers a critério do usuário.

Para acrescentar ao SCADA-PICI as funcionalidades de alarmes, histórico de eventos, emissão de relatórios, dentre outras foi desenvolvido o banco de dados SE_69kV_PICI apresentado em (LIBERATO, 2014).

Entre as vantagens no uso de banco de dados pode-se citar:

- Controle de acesso às informações
- Otimização de consultas
- Segurança de dados
- Suporte a rede
- Suporte a procedimentos
- Capacidade de armazenamento
- Suporte a transações

Os bancos de dados são fundamentais para os sistemas de automação, supervisão e controle onde se observa a geração contínua de dados a serem armazenados e consultados frequentemente (LIBERATO, 2014).

O software Elipse Power possui conexão nativa com os bancos de dados Access, SQL Server e Oracle. Com o comparativo entre eles realizado em (LIBERATO, 2014) e orientação da equipe de suporte da Elipse, optou-se por trabalhar com o Microsoft® SQL Server 2012, versão Express Edition.

O Microsoft® SQL Server 2012 dispõe de planilhas para armazenar e gerar dados históricos de alarmes, comandos de chaves e disjuntores além da geração de logs de eventos e histórico de medidas. Estes dados podem ser acessados a partir de consultas geradas na própria interface do Elipse Power com o usuário, que pode filtrá-las de acordo com o período desejado.

No capítulo 4 serão apresentadas informações adicionais sobre o supervisório SCADA-PICI e todas suas funcionalidades, bem como sobre o uso do banco de dados SE_69KV_PICI desenvolvido em SQL Server para o sistema SCADA-PICI.

3 FUNÇÃO AVANÇADA DE AUTOMAÇÃO APLICADA A REDE ELÉTRICA INTELIGENTE DO CAMPUS DO PICI

3.1 Introdução

Neste capítulo será feito uma explanação sobre a função de recomposição automática aplicada ao sistema de automação do Campus do Pici da UFC.

Hoje em dia todas as empresas públicas e privadas buscam a otimização dos seus processos e sistemas visando praticidade, economia e eficiência, nessa perspectiva surgiram as redes elétricas inteligentes (*smart grid*), que traz essa busca para o contexto dos sistemas elétricos.

O conceito de *smart grid* ainda é um pouco abstrato, pois engloba várias tendências e tecnologias na busca de uma solução completa para um sistema de energia eficiente e confiável. Nas redes inteligentes tem-se a integração dos sistemas de medição, automação, operação, comunicação e TI. Esta introdução pode ser transferida para outro ponto ou retirada.

3.2 Recomposição em sistemas elétricos de distribuição

A grande maioria dos sistemas elétricos de distribuição tem topologia radial, o resultando num maior número de clientes afetados perante uma falta permanente. A topologia radial com recurso e a função de recomposição automática, prevista nas redes elétricas inteligentes, surgem da necessidade de fazer recomposição da rede elétrica, a fim de restabelecer um segmento do alimentador não afetado pela falta de forma a diminuir os transtornos causados aos consumidores.

É crescente o uso de recursos computacionais avançados aplicados na recomposição de sistemas elétricos.

3.3 Sistema de recomposição automática

A crescente necessidade de modernização vem exigindo requisitos de integração dos esquemas de supervisão, controle e proteção, mais robustos e complexos, e

desenvolvimento de ferramentas avançadas integradas aos sistemas SCADA para auxiliar os profissionais na análise e tomadas de decisão (MEDEIROS, 2008).

Na busca de soluções para automatização de redes de distribuição de energia elétrica, um ramo de pesquisa bastante estudado é o desenvolvimento de sistemas de auto recomposição (do inglês “self-healing systems”). Também chamados sistemas de recomposição automática (SRA), têm o principal objetivo de manter o maior número possível de clientes atendidos com o suprimento regular de energia elétrica, pela identificação de trechos com defeito e isolamento seletivo destes, através de fechamento e abertura de religadores, observando a capacidade de condução dos condutores e de outros elementos da rede na nova topologia sugerida e os clientes prioritários.

Os principais benefícios na implantação de um SRA em uma rede de distribuição são (fonte):

- Maior ciência de condições anômalas da rede;
- Alterações da rede são automaticamente realizadas;
- Os operadores não necessitam realizar manobras de ligar/desligar a rede;
- Reduz o custo de deslocamento de equipes em campo;
- Reduz as situações de estresse às quais os operadores estão submetidos;
- Redução do tempo de interrupção;
- Melhora os indicadores de qualidade e satisfação do cliente.

O Sistema de Recomposição Automática (SRA) pode ser desenvolvido para operar de forma centralizada com o SRA integrado ao Sistema SCADA ou de forma distribuída como proposto em Melo (2015).

O desenvolvimento do aplicativo SRA proposto neste trabalho foi iniciado com a modelagem do mesmo em RPCs, utilizado a ferramenta computacional CPNTools na plataforma WINDOWS. O Modelo SRA foi desenvolvido para aplicação na Rede Aquiraz e com capacidade de reusabilidade que o torna aplicável em qualquer rede de distribuição radial com recurso. Após modelagem o SRA foi implementado no Microsoft Visual Studio C# (OLIVEIRA, 2013)

Para desenvolvimento do SRA-PICI foram estudados o modelo e o código do SRA-Aquiraz e realizado as devidas adequações para a rede de distribuição do Campus do Pici. Dentre as ações realizadas para implementação do SRA a topologia da Rede de distribuição do Campus do Pici, estão:

- Adaptação do modelo a topologia da rede elétrica do Campus do Pici

- Desenvolvimento da interface SRA-PICI que será apresentada no capítulo 4.

3.3.1 Modelo RPC

Redes de Petri (RP) são ferramentas gráficas e matemáticas utilizadas para modelar, analisar, controlar, validar e implementar diferentes sistemas, em especial os Sistemas a Eventos Discretos (SEDs). Um SED é um sistema dinâmico, em que:

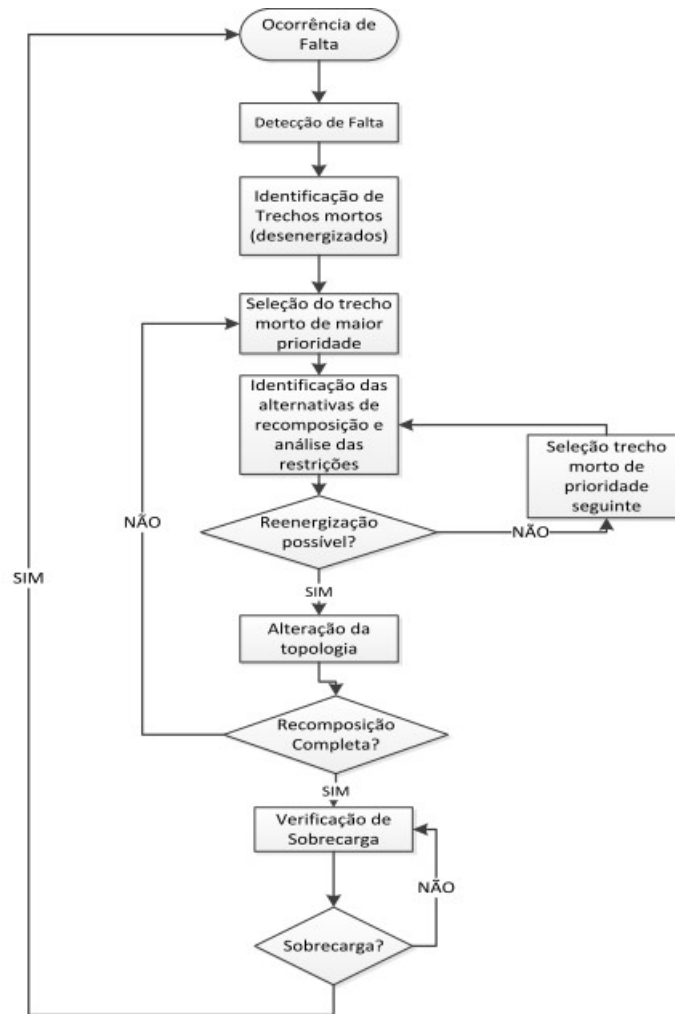
- A mudança de estados se dá em intervalos irregulares e de forma discreta pela mudança abrupta de eventos físicos;
- Os estados são bem definidos e podem variar sempre que ocorre um evento.

Redes de Petri Coloridas (RPC) são uma variação das RPs. A modelagem em RPC pode ser utilizada através do uso da ferramenta computacional CPN Tools, um programa disponibilizado gratuitamente na internet, que utiliza a linguagem gráfica CPN ML.

A Figura 3.1 ilustra o fluxograma do SRA proposto tendo como principais etapas:

- Detecção da Falta - SCADA informa abertura do religador.
- Identificação dos Trechos Mortos - detectado o trecho onde ocorreu a falta.
- Seleção do trecho morto de maior prioridade configurada.
- Identificação das alternativas de recomposição e análise das restrições - definido o trecho a recompor, detectam-se os religadores abertos para manobrar.
- Caso não, tenta o trecho de prioridade seguinte (etapa de Seleção do trecho morto de prioridade seguinte)
- Caso sim, é realizada a análise das restrições que calcula a capacidade da fonte e ampacidade dos condutores.
- A alteração da topologia indica as mudanças da configuração do sistema de distribuição.
- Estas etapas são repetidas até que não haja mais nenhum trecho cuja reenergização seja possível.
- Verificação de sobrecarga, se sim, o sistema atua como a ocorrência da mesma falta, considerando os novas cargas em cada trecho.
- Enquanto a rede não retornar a sua condição normal, a verificação das restrições é executada repetidamente.

Figura 3.1 - Fluxograma de ações do SRA



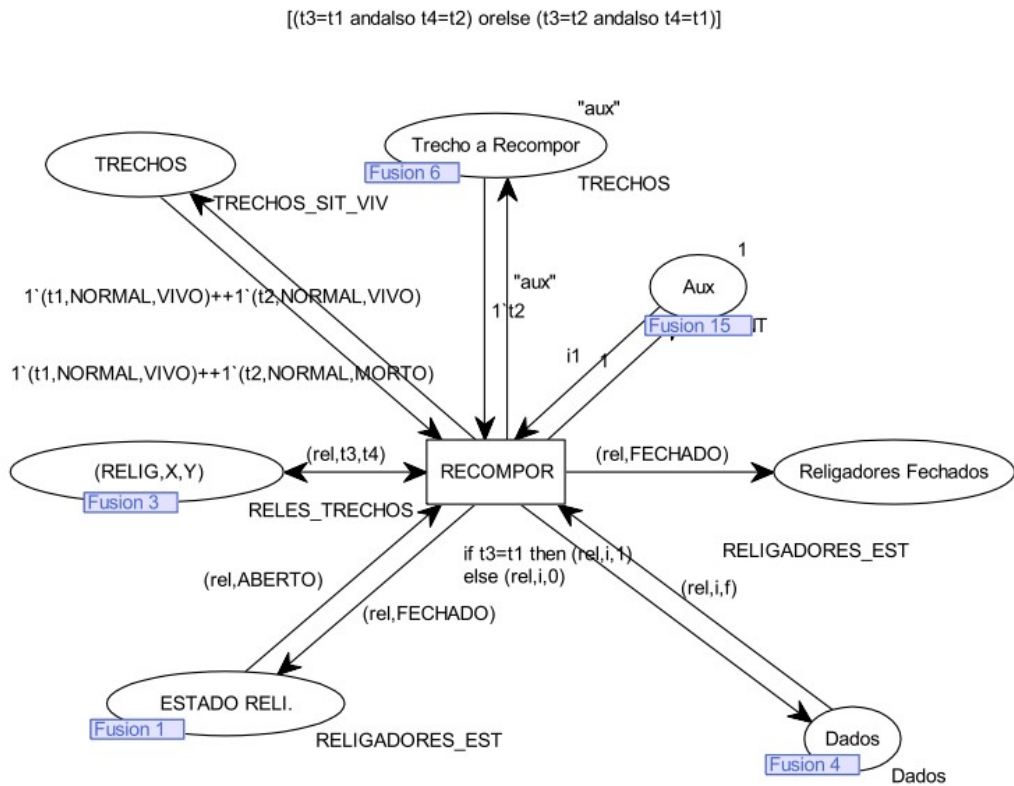
Fonte: (OLIVEIRA, 2013).

O Modelo RPC - SRA (OLIVEIRA et al, 2013) foi desenvolvido partindo do fluxograma mostrado na Figura 3.1.

- Fluxograma → Modelo RPC - Comportamento do sistema.
- Modelo RPC → Modular → Manutenção e/ou modificação do algoritmo.
- Princípio de funcionamento → Modelagem do SRA utilizando RPC no programa CPN Tools.

A Figura 3.2 ilustra parte do modelo para recomposição a ser feita após a definição dos trechos a recompor, identificando religadores abertos que estejam ligados diretamente ao trecho escolhido e a outro trecho que esteja energizado.

Figura 3.2 - RPC de Seleção do trecho a recompor e Recomposição



Fonte: (OLIVEIRA, 2013)

A partir da análise de vivacidade dos trechos, identificam-se aqueles que apresentam condições normais e que estejam desenergizados. Então é realizada a tentativa de recompor cada trecho seguindo a ordem de prioridade definida previamente.

A recomposição será feita após a definição dos trechos a recompor, identificando religadores abertos que estejam ligados diretamente ao trecho escolhido e a outro trecho que esteja energizado.

No anexo B será apresentado o modelo utilizado para desenvolvimento do SRA aplicado a rede de distribuição em MT do Campus do Pici.

4 INTEGRAÇÃO DO SCADA - PICI COM SRA – PICI E OS IED

4.1 Introdução

Neste Capítulo será apresentado o desenvolvimento do trabalho para implantação do projeto de automação da rede Pici, abrangendo a construção de telas para a IHM do SCADA-PICI, elaborado na plataforma Elipse Power, apresentação do SRA-PICI, desenvolvido em C# e a integração via OPC entre eles. Apresenta também a integração entre o SCADA com os IEDs via IEC61850 e os testes e validação feitos no laboratório de proteção do DEE.

Inicialmente para termos noção dos parâmetros elétricos do sistema em estudo são calculados nas Equações 4.1 e 4.2 as correntes nominais nas barras 02B1 (69kV) e 01B1 (13,8kV) da subestação que funcionará inicialmente com um transformador de 5/6,25MVA.

$$I_{n(69kV)} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{6.250kVA}{\sqrt{3} \cdot 69kV} = 52,3A \quad (4.1)$$

$$I_{n(13,8kV)} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{6.250kVA}{\sqrt{3} \cdot 13,8kV} = 261,5A \quad (4.2)$$

A Tabela 4.1 apresenta um resumo das cargas dos trechos definidos em função da localização dos religadores para a configuração normal com os três alimentadores radiais.

Tabela 4.1 – Dados de carga dos trechos da rede Pici

ALIMENTADOR- TRECHO	POT. INSTALADA	CORRENTE		Carga / Unidade Acadêmica	
			(A)		
ALIMENTADOR 01L1	01L1	5662,5	kVA	236,90	Total - T1 e T2
	01L1 - TRECHO T1 (21L1)	3525	kVA	147,48	CT E CCA
	01L1 - TRECHO T2 (21L9)	2137,5	kVA	89,43	CCA, UFC INFRA , RES. UNIV, SEARA
ALIMENTADOR 01L2	01L2	3862,5	kVA	161,60	Total - T3 e T4
	01L2 - TRECHO T3 (21L7)	1650	kVA	69,03	CC, BC E CCA
	01L2 - TRECHO T4	2212,5	kVA	92,56	CT, STI E CC
ALIMENTADOR 01L3	01L3	7325	kVA	306,46	Total - T4, T6 e T7
	01L3 - TRECHO T5	2712,5	kVA	113,48	RU, ICA E CC
	01L3 - T6	1575	kVA	65,89	CC E PADETEC
	01L3 - TRECHO T7	3037,5	kVA	127,08	IEFEs,CC ,CT
Total Instalada		16850,0	kVA	704,95	

A Tabela 4.2 lista as unidades acadêmicas do Campus do Pici distribuídas em centros de estudos.

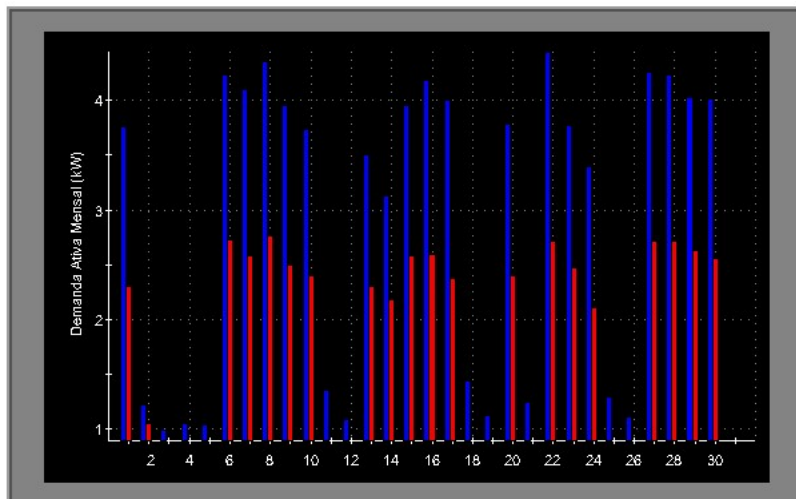
Tabela 4.2 – Unidades acadêmicas do campus do Pici da UFC

Unidades Acadêmicas	
Centro de Ciências	CC
Centro de Ciências Agrárias	CCA
Centro de Tecnologia	CT
Pró-Reitoria de Graduação	PR GRAD
Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação	PR POS-GRAD
Instituto de Cultura e Arte	ICA
Instituto de Educação Física e Esportes	IEFE
Instituto UFC Virtual	IUFCV
Biblioteca Central Universitária	BC
Secretaria de Tecnologia da Informação	STI
Núcleos e laboratórios diversos	-
Área para a prática de esportes	-
Unidade de Infraestrutura da UFC	UFC Infra
Restaurante Universitário	RU
Residência Universitária	RES. UNIV

A relação completa das subestações em 13,8kV do campus agrupadas por trecho é apresentada no Anexo A.

A potência total instalada em 13,8kV é de 16,3MVA, conforme Tabela 4.1. A demanda atual do campus está na ordem de 4,5MW, conforme Figura 4.1. Com base nesses dados adotou-se um carregamento na ordem de 30% do valor nominal na rede como mostra a Tabela 4.3.

Figura 4.1 - Curva de demanda ativa mensal referente ao mês de abril de 2015



Fonte: PROCEN (2015).

Tabela 4.3 – Carregamento dos trechos – 30%

Alimentador	Religadores	Trecho	S (kVA)	I max (A)	S (kVA) 30%	I (A) 30%
01L1	21L1	T1+T2	5662,5	236,90	1698,8	71,07
	21L9	T2	2137,5	89,43	641,3	26,83
01L2	21L2	T3+T4	3862,5	161,60	1158,8	48,48
	21L7	T4	2212,5	92,56	663,8	27,77
01L3	21L3	T7+T6+T5	7325,0	306,46	2197,5	91,94
	21L4	T6+T5	4287,5	179,38	1286,3	53,81
	21L5	T5	2712,5	113,48	813,8	34,04

4.2 Integração entre sistemas e níveis hierárquicos

O SCADA-PICI foi desenvolvido na plataforma Elipse Power, uma solução da Elipse software específica para o setor de energia elétrica. A comunicação no Elipse Power pode ser feita por driver (arquivo *.dll* desenvolvido pela Elipse associada ao fabricante do equipamento) ou via OPC (podendo o Elipse Power ser o servidor OPC ou cliente OPC).

Na concepção do sistema de automação do Campus do Pici, a comunicação entre IEDs é feita através de mensagens do protocolo GOOSE, padrão IEC 61.850, a comunicação entre os IEDs no nível *bay* e o SCADA-PICI no nível estação é feita via protocolo MMS (IEC 61850) e a comunicação entre o SCADA-PICI e a função avançada de automação SRA-PICI foi implementada utilizando a interface de comunicação OPC. No SCADA-PICI opera como servidor OPC e no SRA como cliente OPC.

Na ocorrência de uma falta permanente, o SCADA-PICI transmite todas as informações sobre o atual estado (aberto ou fechado) de cada um dos religadores ao SRA-PICI que irá analisar esses dados e promover a recomposição a partir da análise dos dados e escolha da melhor alternativa topológica para recomposição.

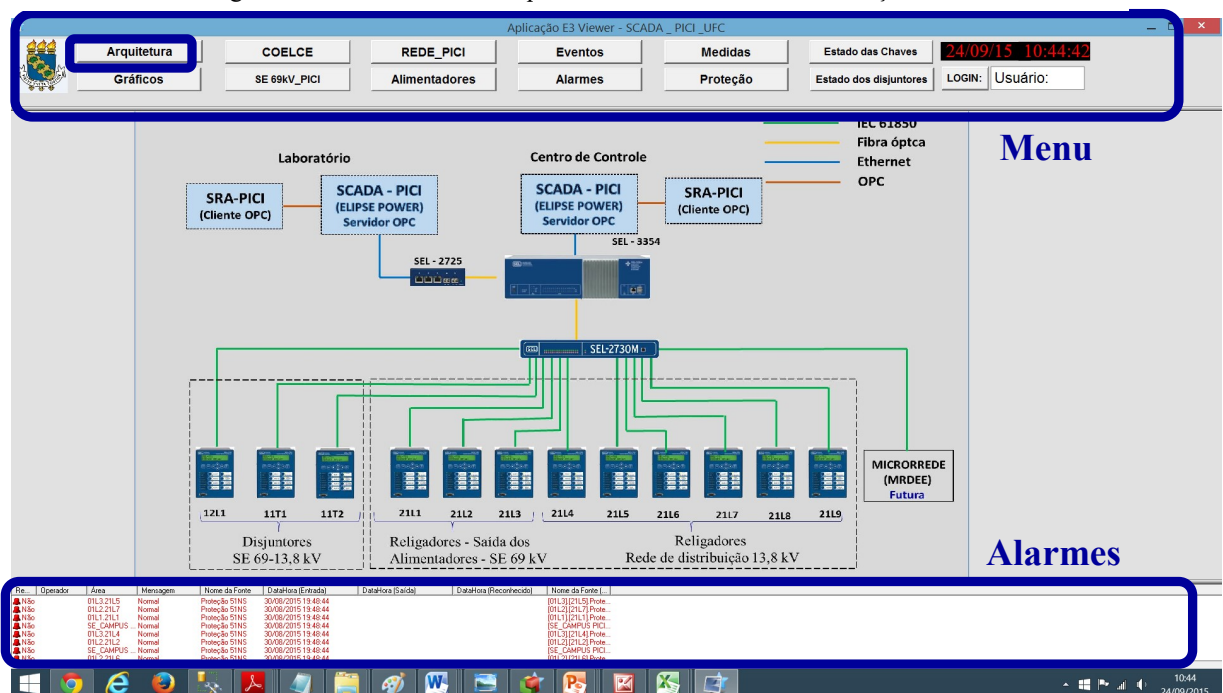
A topologia inicial do sistema integrado de proteção, controle e automação do campus será centralizada, tendo o SCADA-PICI como concentrador de dados e controlador de comandos a serem enviados aos equipamentos, com o suporte da ferramenta SRA-PICI que irá auxiliar na tomada de decisão para reconfiguração do sistema, após uma falta.

4.3 Telas do SCADA-PICI

Nesta seção serão apresentadas algumas telas desenvolvidas para o SCADA-PICI na plataforma Elipse Power com a representação do sistema de distribuição do campus do Pici da UFC, incluindo a subestação de 69/13,8kV e a rede de distribuição em 13,8 kV. Para implementação do projeto do SCADA-Pici foram levantadas as necessidades de monitoramento das variáveis elétricas ao longo de todo o sistema do campus e exibidas no SCADA através de dados numéricos ou gráficos de tendências, contemplando dados em tempo real e dados históricos armazenados.

Na Figura 4.2 é apresentada a tela inicial do sistema de automação, que mostra a arquitetura de comunicação do sistema de distribuição de média tensão do Campus do Pici. Para trafegar entre as telas utiliza-se o menu superior que lista as telas existentes. Na parte inferior da tela, é possível visualizar os últimos alarmes ativados, os quais são visíveis em todas as outras telas. Na parte central é possível observar a arquitetura do sistema de automação do Campus com os dispositivos associados ao controle dos disjuntores da subestação, dos religadores de saída dos alimentadores e da rede de 13,8 kV.

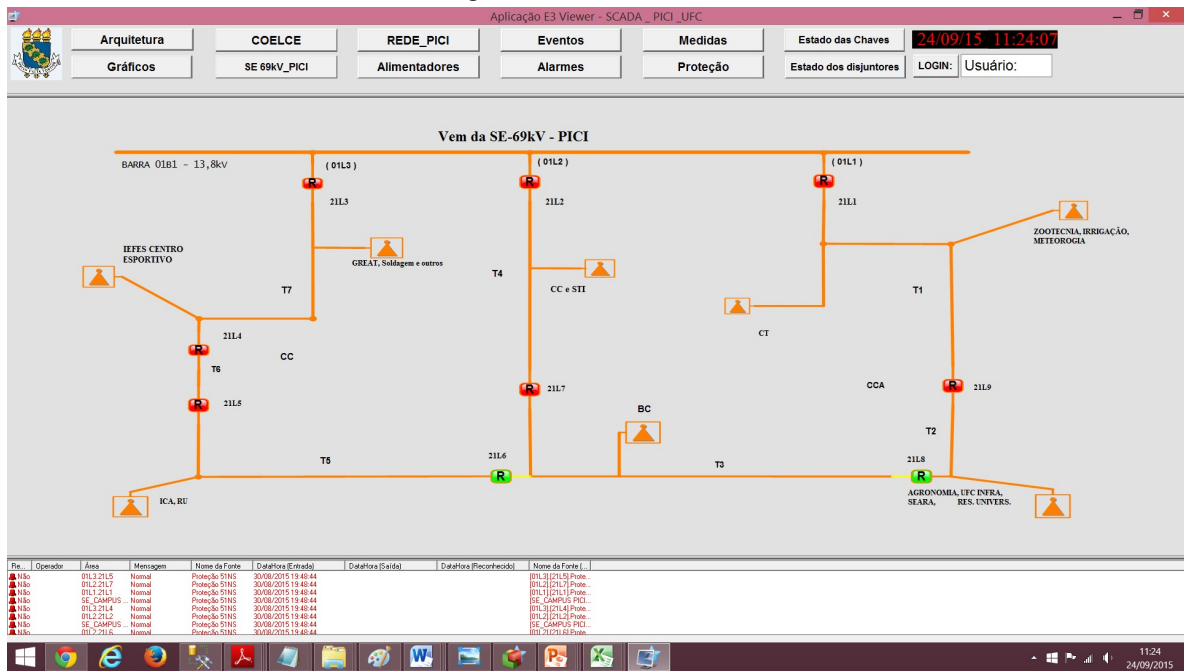
Figura 4.2 – Tela inicial – Arquitetura do sistema de comunicação



Fonte: Adaptado de (LIBERATO,2014) (Tela do software Elipse Power)

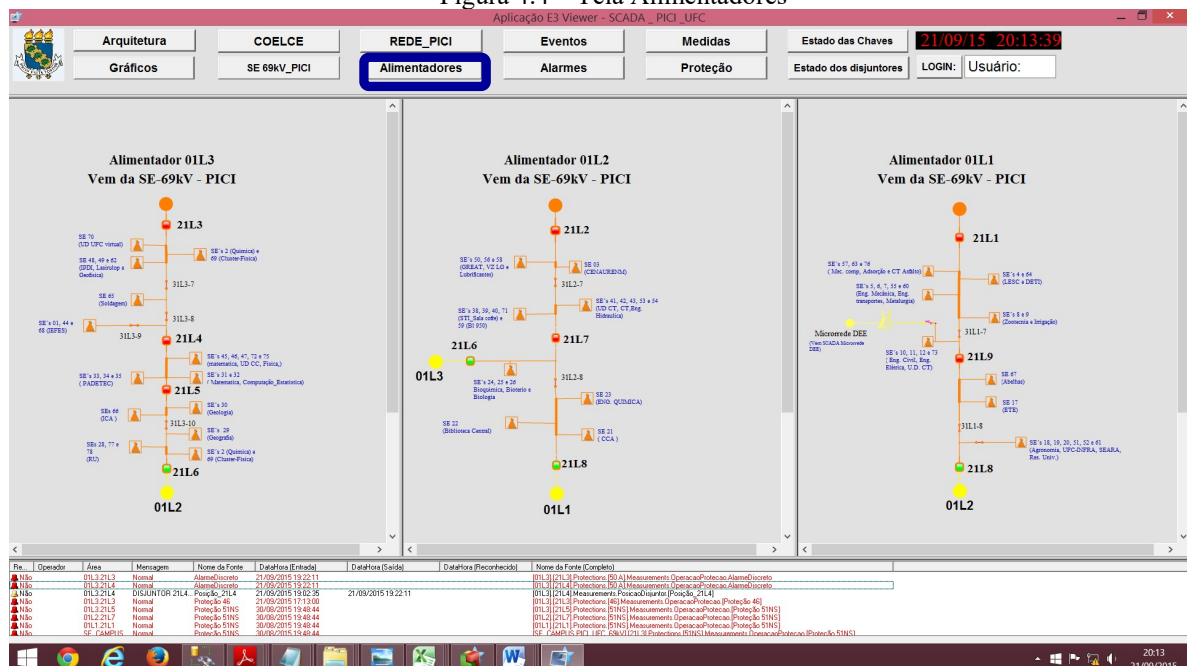
Na Figura 4.3 são mostrados os nove religadores (21L1 a 21L9) instalados em pontos estratégicos na rede de 13,8 kV de modo a desligar o mínimo de cargas em caso de falta permanente e as cargas associadas aos trechos dos alimentadores. A figura indica uma interligação em anel sendo os religadores 21L6 e 21L8 de encontro de alimentadores, na cor verde indicando que estão operando no modo normalmente aberto, portanto a operação em condições normais de suprimento é feita com os três alimentadores radiais, como mostra a tela da Figura 4.4.

Figura 4.3 – Tela Rede PICI



Fonte: Adaptado de (LIBERATO,2014) (Tela do software Elipse Power)

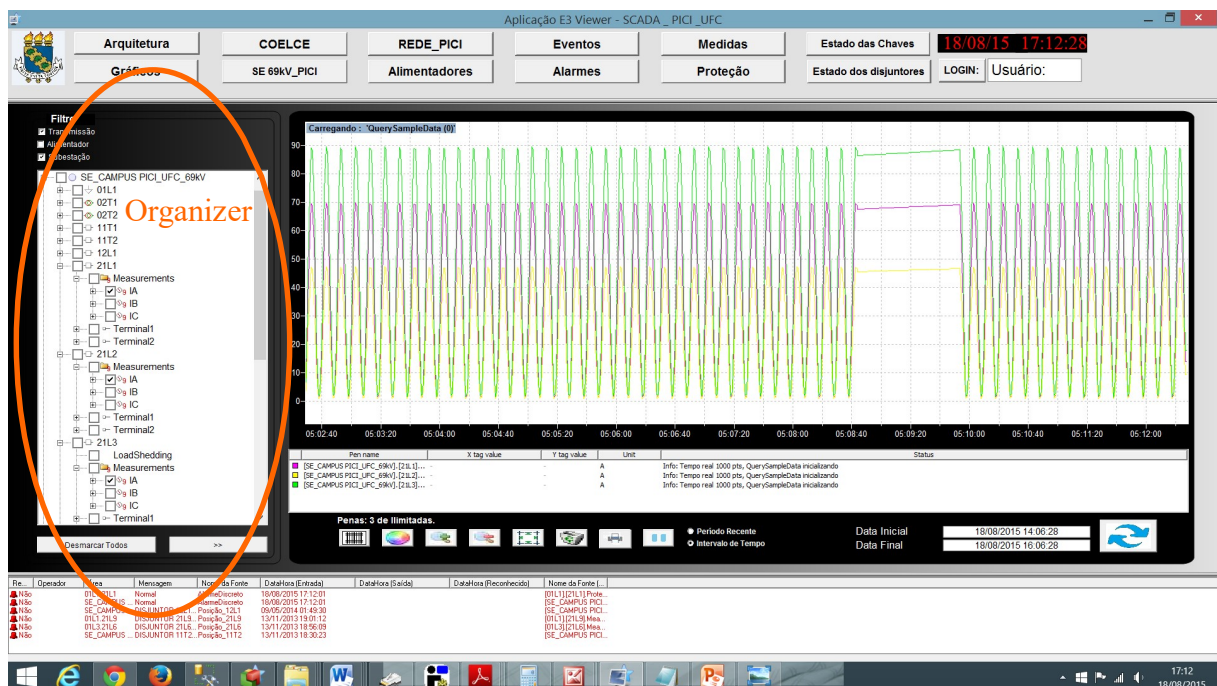
Figura 4.4 – Tela Alimentadores



Fonte: Própria do autor (Tela do software Elipse Power)

Na Figura 4.5 é possível visualizar gráficos de grandezas elétricas analógicas que possibilitam análise de variáveis em tempo real ou de dados históricos, elaborada com a utilização da biblioteca PowerChartFilter da Elipse Software. Do lado esquerdo é mostrado o organizador, ferramenta do software que permite uma visão geral da aplicação numa estrutura de árvore, onde é feita a escolha das grandezas a serem plotadas. O gráfico mostra as correntes da fase A nos religadores 21L1, 21L2 e 21L3 (saída dos alimentadores) geradas por amostragem a partir de tags demo disponíveis no software.

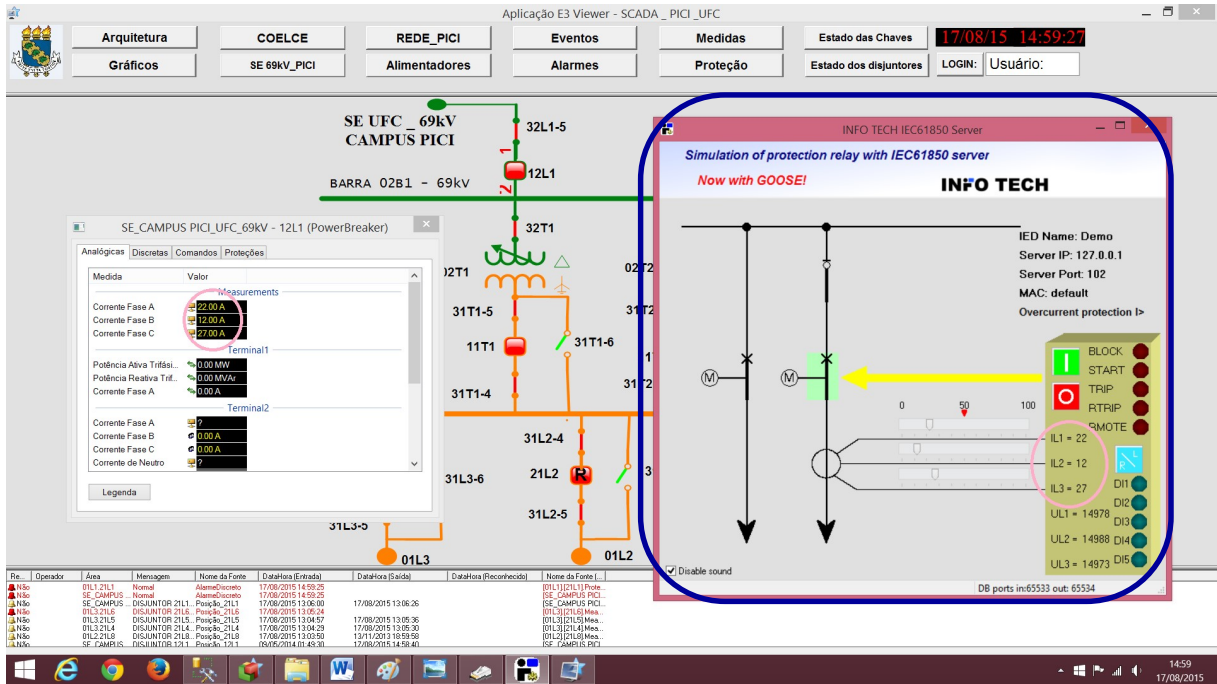
Figura 4.5 – Gráficos – SCADA



Fonte: Adaptado de (LIBERATO,2014) (Tela do software Elipse Power)

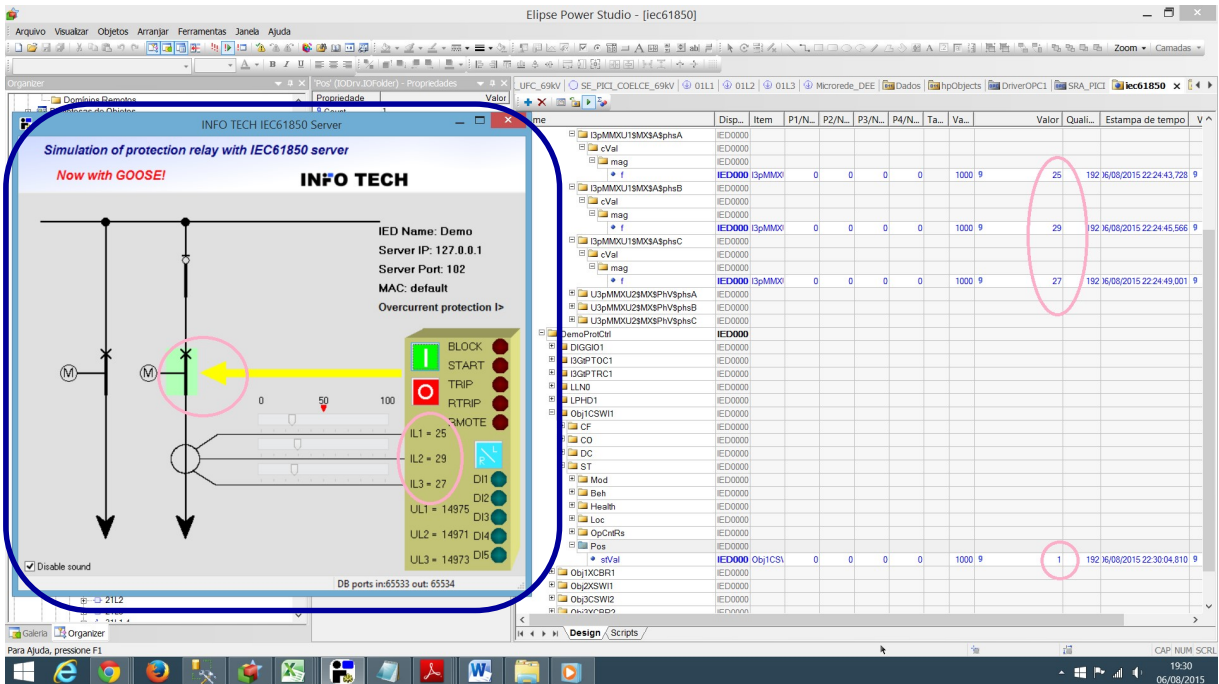
Para testar o envio de comandos, atuação de dispositivos e atualização de dados no banco de dados, foi utilizado um simulador com protocolo de comunicação IEC61850 INFO TECH, versão demo, para envio de comandos remotos. Nas telas ilustradas nas Figuras 4.6 e 4.7 são apresentadas as telas do simulador.

Figura 4.6 – Comunicação via driver IEC 61850 com simulador IEC61850 INFO TECH



Fonte: Própria do autor (Tela do software Elipse Power e do software INFO TECH)

Figura 4.7 – Simulador IEC 61850 – SCADA-PICI

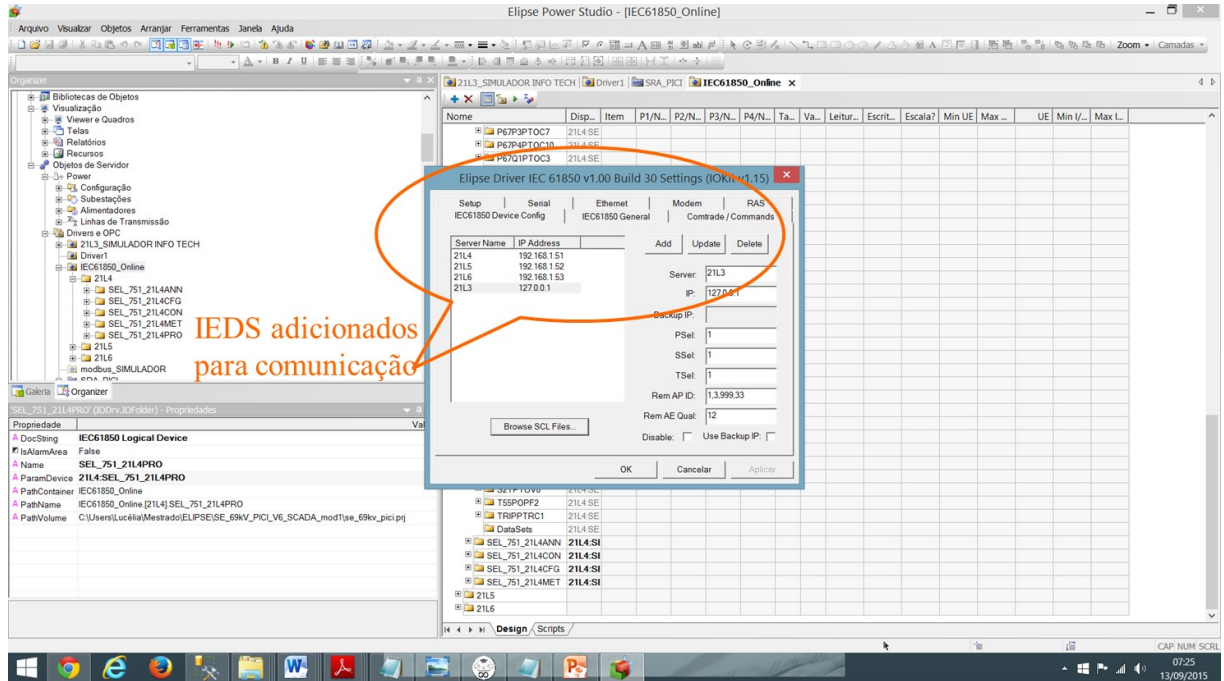


Fonte: Própria do autor (Tela do software Elipse Power e do software INFO TECH)

As Figuras 4.8 e 4.9 são de configuração do driver IEC 61850, sendo a tela da Figura 4.8 o ambiente onde são definidos os dispositivos (servers) com os quais são

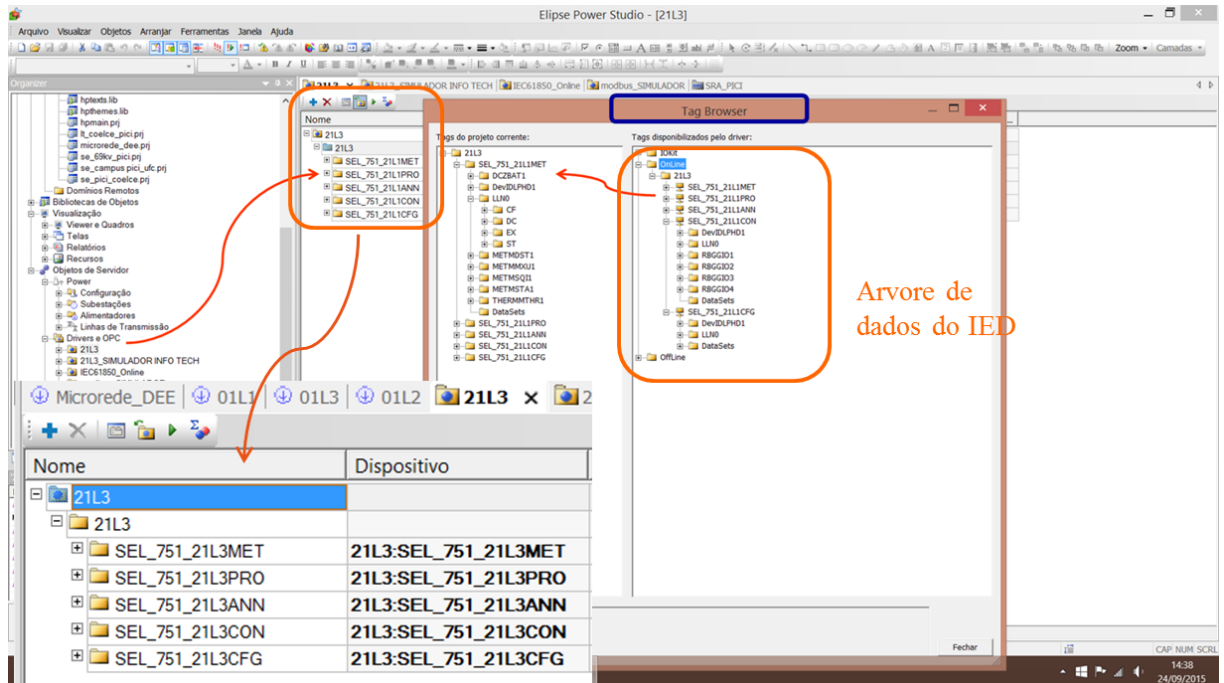
estabelecidos a comunicação. O Elipse mapeia a estrutura de árvore IEC 61850 criada no relé ou simulador, como mostra a Figura 4.9.

Figura 4.8 - Configuração do driver IEC 61850 – comunicação com IEDs



Fonte: Própria do autor (Tela do software Elipse Power)

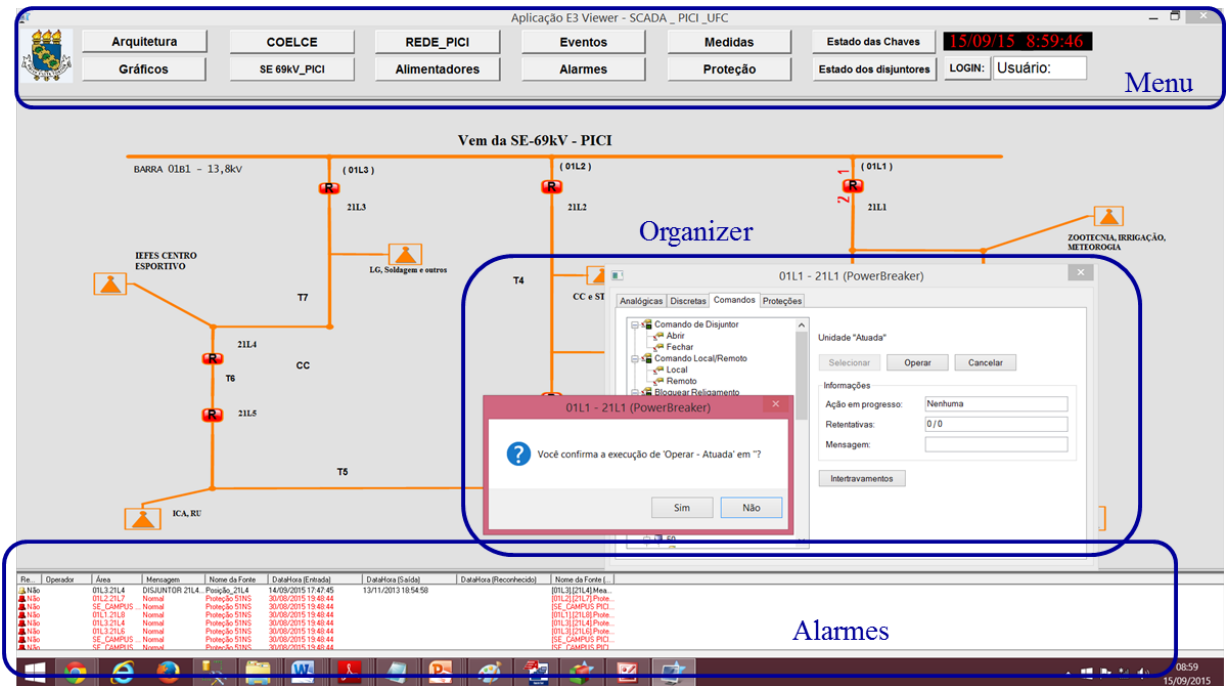
Figura 4.9 – Estrutura IEC 61850 dos IEDs – Seleção de tags de comunicação



Fonte: Própria do autor (Tela do software Elipse Power)

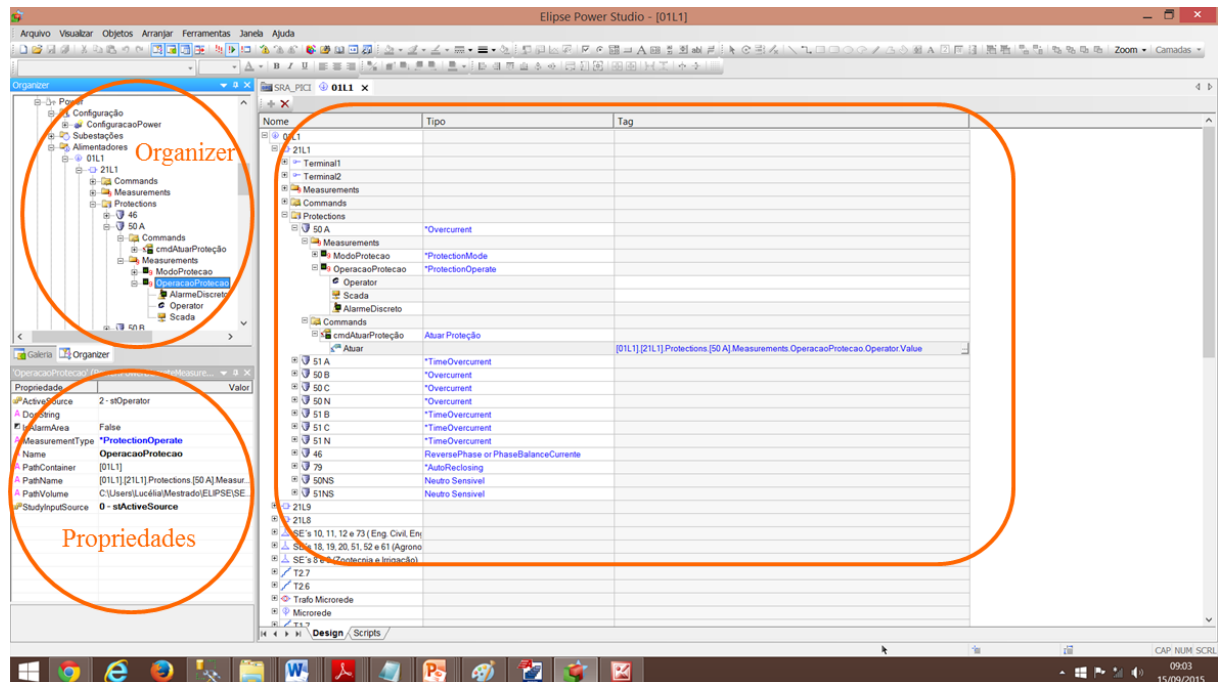
Para realização de testes de comunicação entre o Elipse e o SRA foi feita a configuração da proteção com a inclusão de comandos na operação da proteção, conforme mostram as Figuras 4.10 (configuração no modo Studio), 4.11 e 4.12 (comando e confirmação com o SCADA em execução).

Figura 4.10 - Configuração da Proteção – Modo Studio



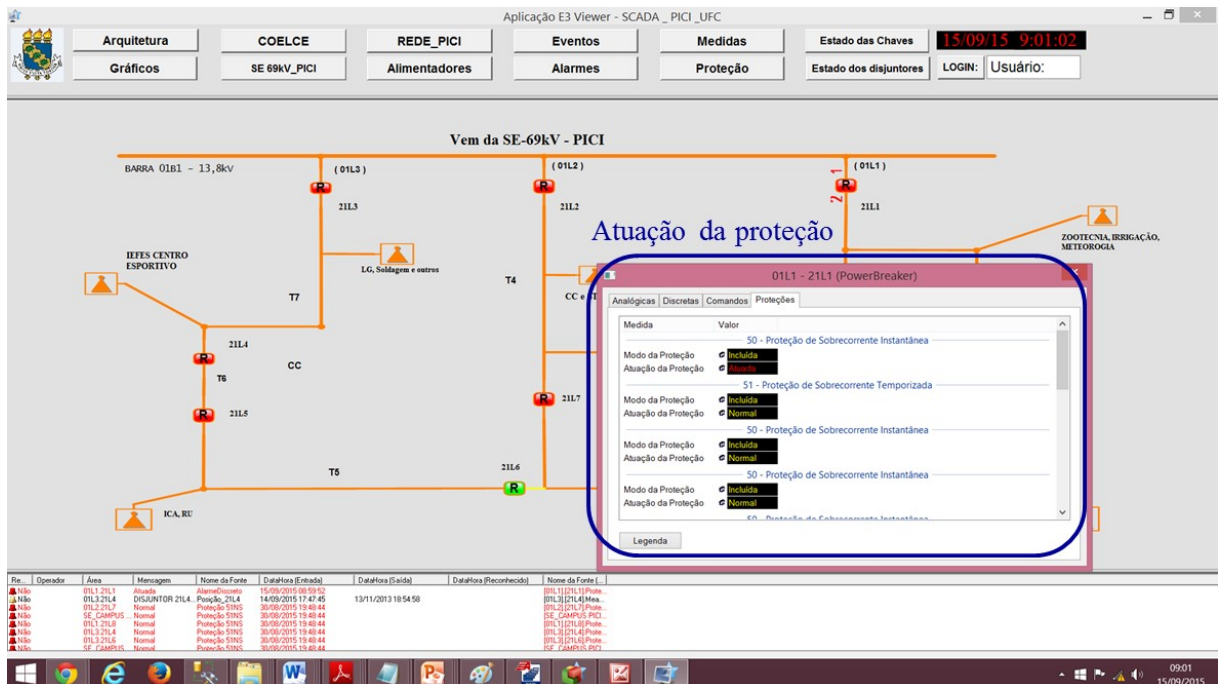
Fonte: Própria do autor (Tela do software Elipse Power)

Figura 4.11 – Operação da Proteção



Fonte: Própria do autor (Tela do software Elipse Power)

Figura 4.12 – Verificação da atuação da Proteção

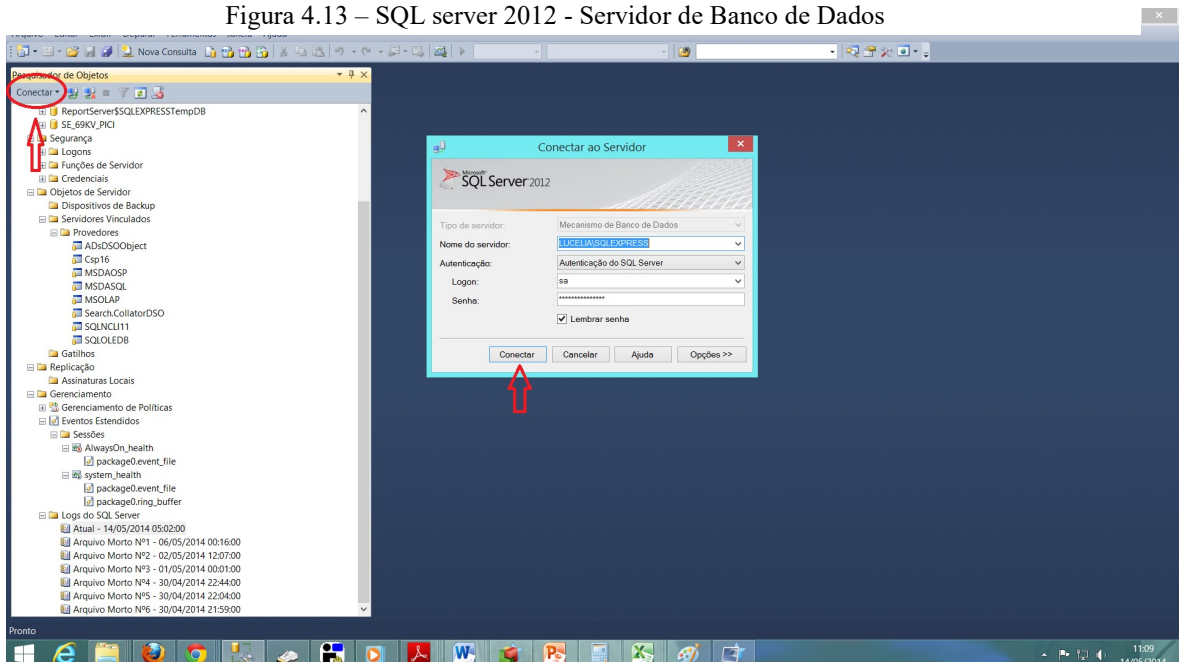


Fonte: Própria do autor (Tela do software Elipse Power)

4.3.1 Uso do SQL Server – Versão Express no SCADA- PICI

Para demonstração do uso da ferramenta *SQL Server* é apresentado a seguir uma sequência de passos. Entrar na ferramenta *SQL Server* 2012, clicar em Conectar e em seguida em Mecanismo de Banco de Dados, assim a tela de conectar ao servidor é mostrada, como visto na tela da Figura 4.13. Ao clicar em conectar, a conexão com o servidor será ativada.

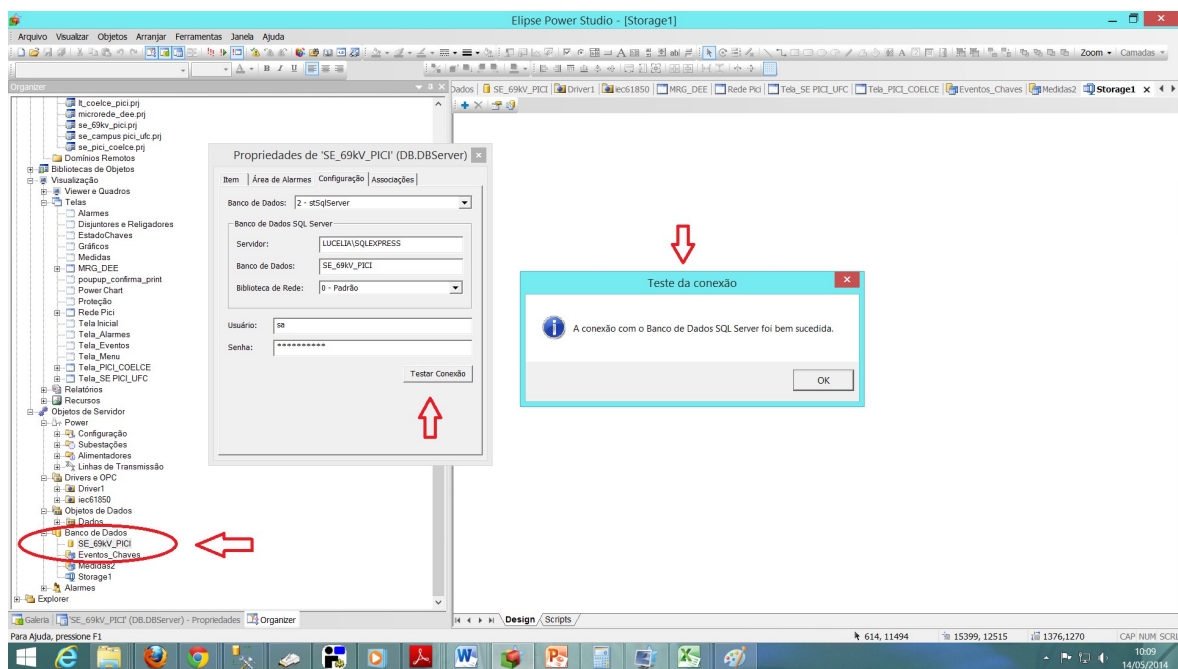
Figura 4.13 – SQL server 2012 - Servidor de Banco de Dados



Fonte: Própria do autor (Tela do software Microsoft SQL Server)

Em seguida, pelo software Elipse Power clicar em Banco de Dados no Organizer e escolher o banco de dados criado. Nas propriedades do banco, clicar em testar conexão, conforme *pop up* mostrado na Figura 4.14, e em seguida é exibida a mensagem de que a conexão com o banco de dados SQL server foi bem-sucedida. Feito isto, toda manipulação do banco de dados é feita diretamente no Elipse Power, bastando que o mesmo esteja ativo e conectado.

Figura 4.14 – Conexão com o Banco de Dados SQL server



Fonte: Própria do autor (Tela do software Elipse Power)

4.4 SRA-PICI

O SRA-PICI é um analisador de recomposição para a rede de distribuição do Campus do Pici da UFC. Ele pode ser utilizado com dados informados pelo usuário (modo *off-line*), onde o usuário entra com os parâmetros da simulação na tela mostrada ao clicar no ítem simulação informando o religador que irá atuar e a função de proteção a ser sensibilizada, ou de forma automática para monitoração em tempo real com os dados fornecidos pelo SCADA-PICI. A Figura 4.15 mostra a tela de inicialização da ferramenta.

O SRA usa como dados de entrada as informações instantâneas da configuração atual do sistema de distribuição provenientes do sistema SCADA. Os dados de entrada são:

código do religador, função de atuação do religador, corrente instantânea no religador e sentido da corrente que passa pelo religador. A saída do aplicativo é a ação de manipulação dos dispositivos de proteção e/ou seccionamento. Um conjunto de restrições são consideradas na tomada de decisão de auto-recomposição da rede, como: capacidade de condução dos condutores e capacidade de fornecimento dos transformadores, a existência de clientes eletro-dependentes e o número de clientes dos trechos desenergizados. Testes realizados com o SRA têm demonstrado velocidade, segurança e flexibilidade na recomposição do suprimento de energia elétrica.

Figura 4.15 - Tela de inicialização do SRA – PICI



Fonte: Própria do autor

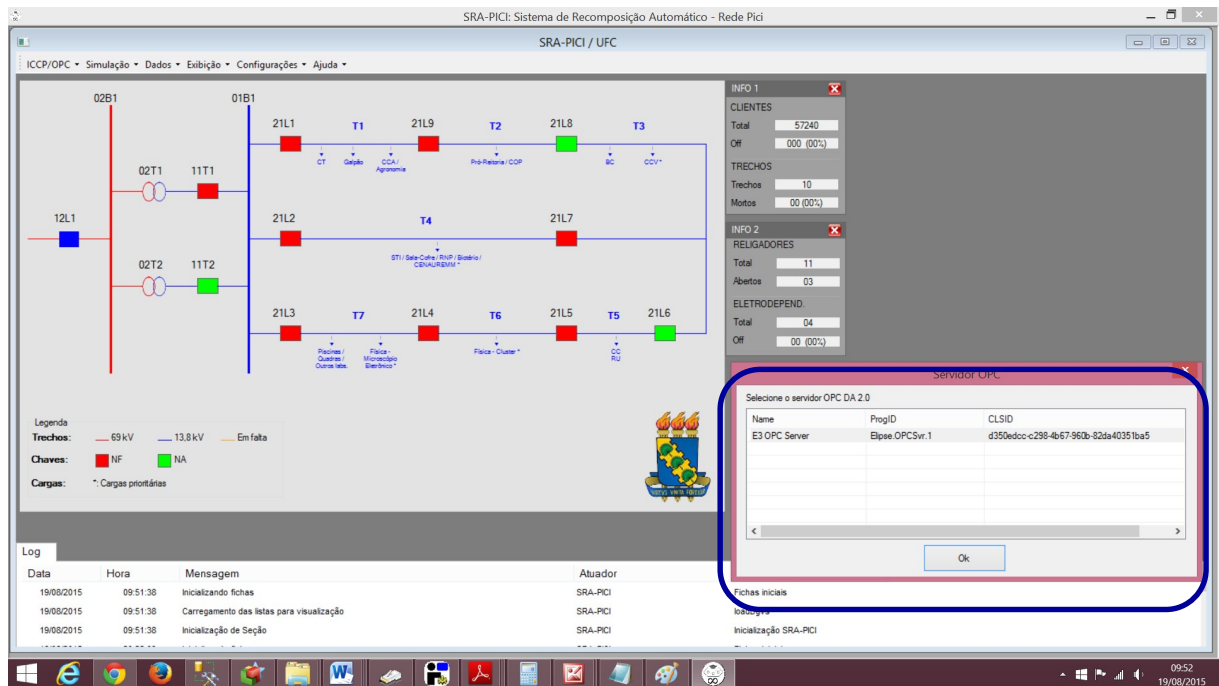
A priori as decisões tomadas pelo SRA não serão efetivadas para realização dos comandos de abertura e/ou fechamento dos religadores, serão inicialmente avaliadas pela equipe responsável pela recomposição e com os resultados serão feitos ajustes e melhorias no programa desenvolvido.

O SRA proposto opera de forma centralizada, interagindo com o SCADA que irá informar a ocorrência de faltas e uma vez constatada de tratar-se de uma falta permanente a ferramenta irá fazer a análise e propor uma topologia alternativa para atender o maior número possível de clientes, dando prioridade aos trechos com cargas essenciais.

No sistema, foram simuladas faltas em diferentes trechos e equipamentos do sistema de distribuição do campus, e propriedade como capacidade de condução de condutores foi variada com o objetivo de testar e validar as propriedades do SRA, que deve atender a limites operacionais de capacidade de condução de condutores e de suprimento de transformadores.

A Figura 4.16 exibe a tela inicial do SRA-PICI onde é possível visualizar a topologia normal da rede elétrica do campus do Pici, com os religadores em vermelho simbolizando que estão normalmente fechados e em verde que estão normalmente abertos, bem como a tela para escolha do servidor OPC *Elipse.OPCSvr.1*.

Figura 4.16 – Tela inicial SRA – PICI



Fonte: Própria do autor

A Figura 4.17 exibe o simulador de faltas do aplicativo. Foram simuladas faltas nos trechos com a finalidade de observar diferentes resultados obtidos pelo SRA sob diversas condições, os resultados serão exibidas as telas.

As Figuras 4.18 e 4.19 exibem as telas com os resultados obtidos diante da aplicação de faltas no aplicativo do simulador SRA-PICI. A Figura 4.18 mostra uma falta em T1, nessa condição tem-se T1 desenergizado com abertura de 21L1 e recomposição pelo SRA de T2 através de 21L8. Na parte inferior da tela são exibidos os Logs com data e hora do processamento das etapas do programa, permitindo um *feedback* das ações realizadas.

Para faltas em T2, T3 e T5 o trecho será automaticamente isolado pelo sistema de proteção do campus. SRA não efetua nenhum comando, pois não há possibilidade de reenergização uma vez que o único trecho desenergizado será o trecho em falta.

A Figura 4.19 mostra uma falta em T4, nessa condição tem-se T4 desenergizado com abertura de 21L2 e recomposição pelo SRA de T3 através de 21L8.

A Figura 4.20 mostra uma falta em T6, nessa condição tem-se T6 desenergizado com abertura de 21L4 e 21L5 e recomposição pelo SRA de T5 através de 21L6.

A Figura 4.21 mostra uma falta em T7, nessa condição tem-se T7 desenergizado com abertura de 21L3 e 21L4 e recomposição pelo SRA de T5 e T6 através de 21L6.

Figura 4.17- SRA – PÍCI – simulador de faltas

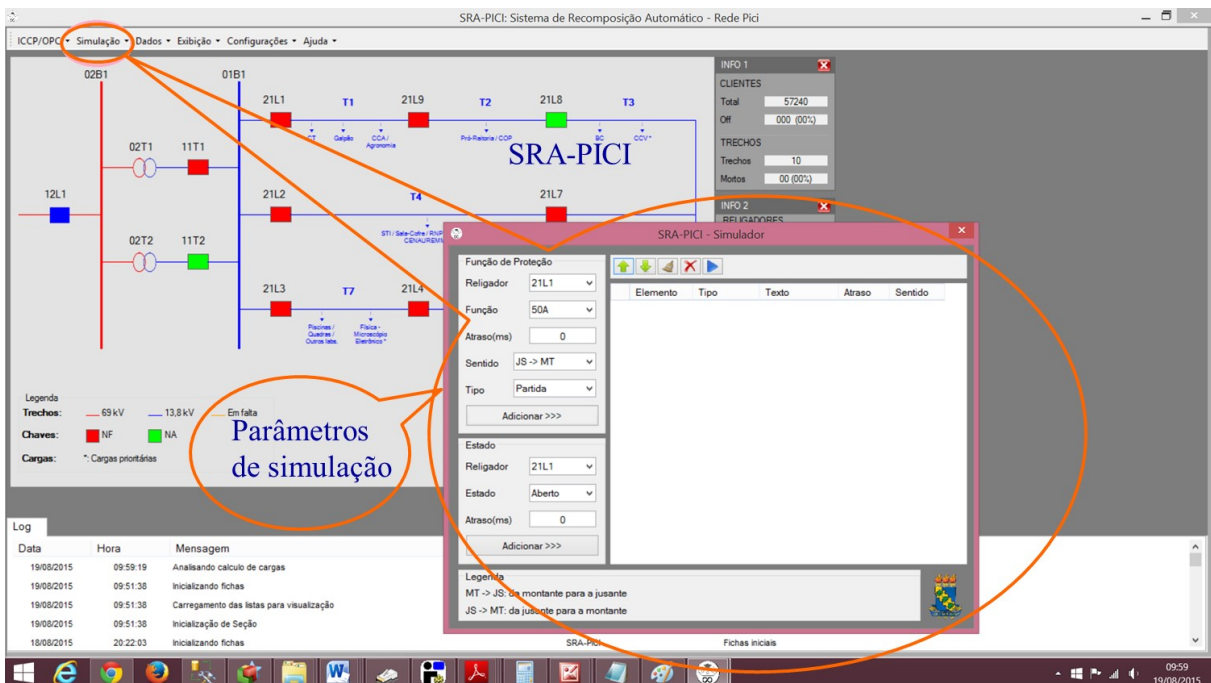


Figura 4.18 – SRA – PICI – Falta em T1



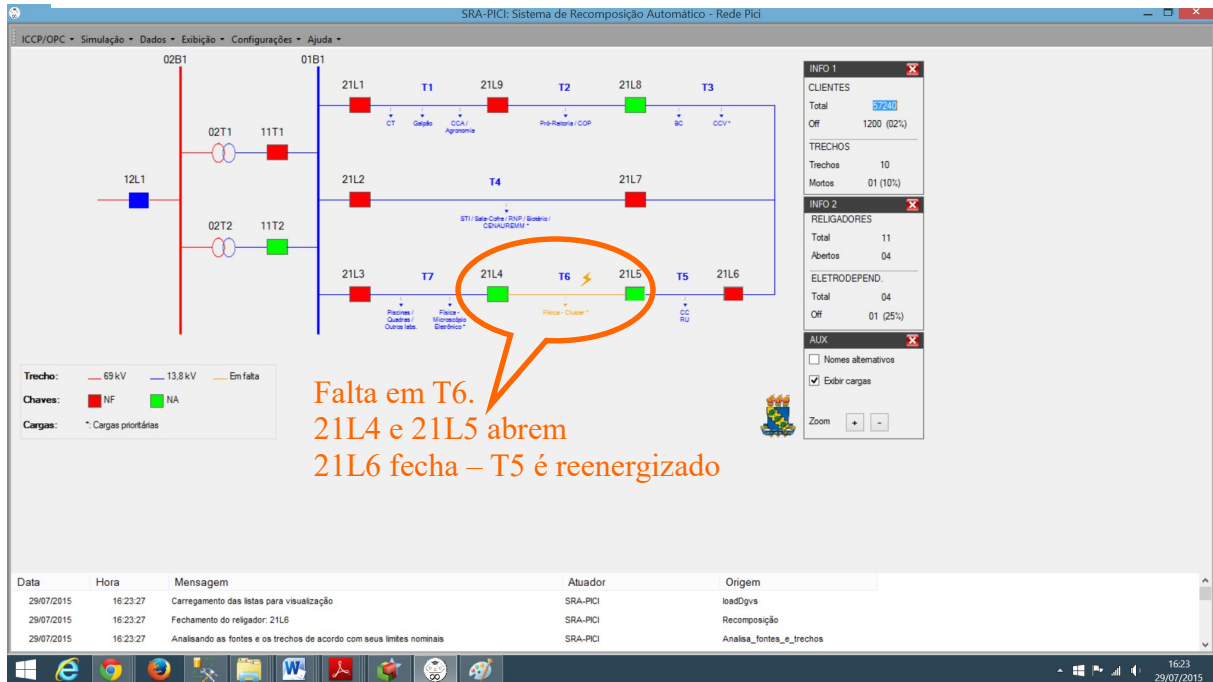
Fonte: Própria do autor.

Figura 4.19 – SRA – PICI – Falta em T4



Fonte: Própria do autor

Figura 4.20 – SRA – PICI – Falta em T6



Fonte: Própria do autor.

Figura 4.21 – SRA – PICI – Falta em T7

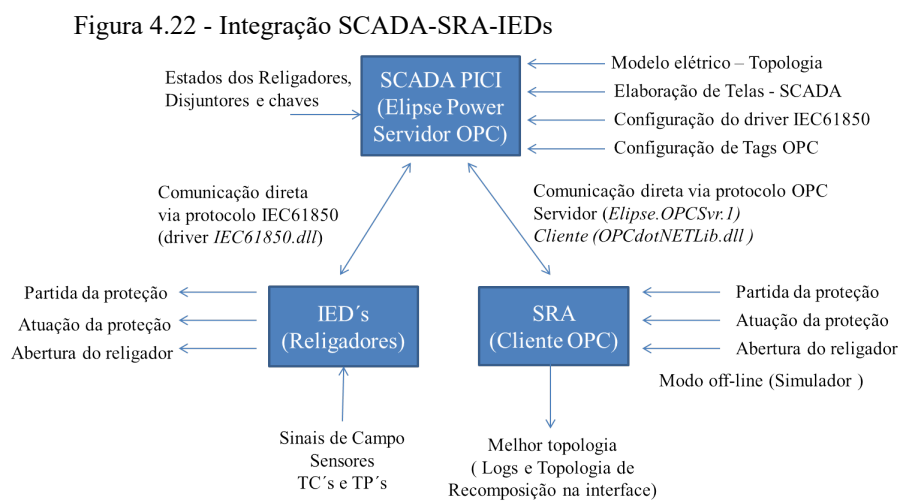


Fonte: Própria do autor.

4.5 Integração SRA-PICI E SCADA PICI via OPC

Para estabelecimento da comunicação via OPC foi utilizado o padrão OPC DA 2.0 (OPC Data Access) que utiliza a tecnologia da Microsoft COM (*Component Object Model*), possibilitando a troca de dados em tempo real com alta velocidade. Essa escolha se justifica pelo fato de nossa aplicação ser de pequeno porte com os dois softwares rodando na plataforma Windows, no mesmo computador industrial (SEL 3354).

A Figura 4.22 ilustra o esquema de comunicação entre o SCADA e os IEDs e entre o SCADA e o SRA.

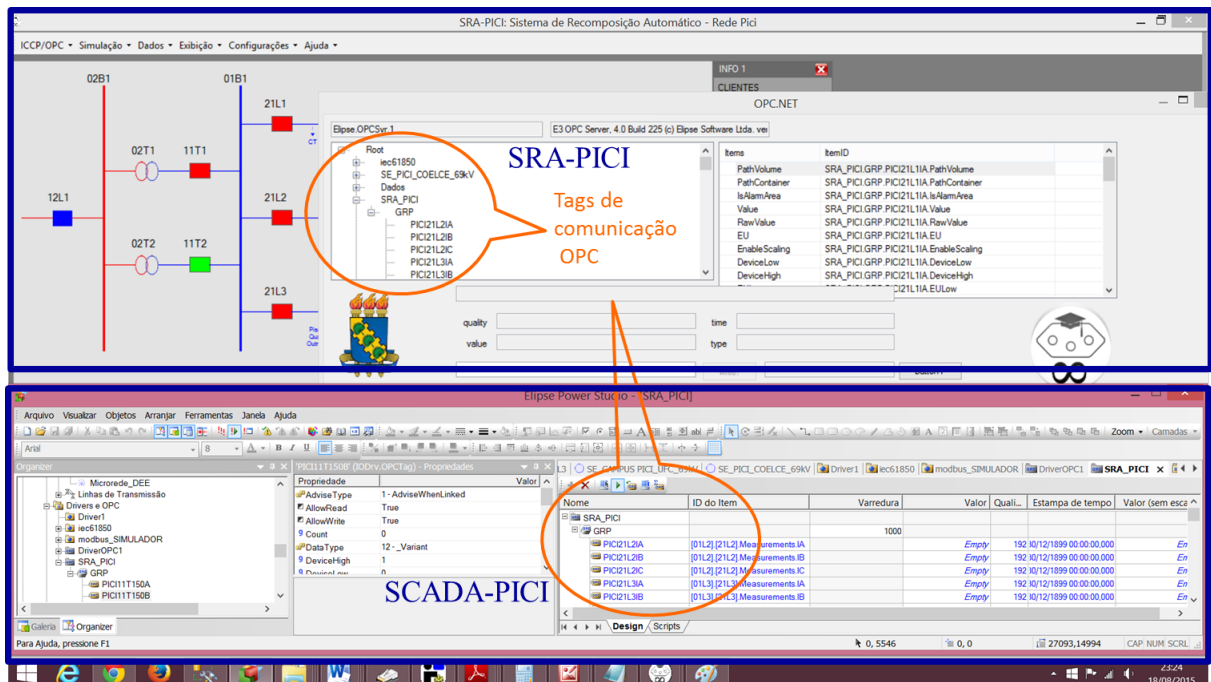


Fonte: Adaptada de (MUSSARA, 2013)

Para viabilizar a comunicação, é estabelecida a base de *tags* no servidor OPC (SCADA), e a mesma é exportada para o Cliente OPC (ASR), seguindo a mesma estrutura. Definidas as *tags* o SRA passa a monitorar esses pontos para detecção de anomalias no sistema e consequente atuação dos religadores, iniciando análise da nova topologia a ser adotada mediante a ocorrência de falta permanente. O nome da *tag* segue a estrutura “<nome da rede><nome do religador><sinal>”, por exemplo PICI21L1IA associada a corrente IA do religador 21L1. A Figura 4.23 apresenta as *tags* de comunicação OPC, exibidas na tela do SCADA PICI na parte inferior, onde se observa as letras na cor azul indicando que a comunicação está ativa e sem erros, e na parte superior o SRA PICI. As *tags* são agrupadas no grupo GRP do driver de comunicação denominado SRA_Pici.

Detectada a condição de falta, é dado um *delay* de 15 segundos para início de processamento de análise do ASR de modo a não interferir na atuação do esquema de religamento automático, em seguida se inicia a análise da melhor topologia a ser adotada e passa essa informação ao SCADA.

Figura 4.23 - SRA - PICI e SCADA PICI - Comunicação OPC



Fonte: Própria do autor

A Figura 4.24 ilustra um caso de recomposição para falta em T7 com comunicação OPC entre SRA e SCADA ativa. Na parte superior esquerda da Figura está a tela do SCADA-PICI, na superior direita a do SRA, onde se observa o *status* da comunicação OPC como ativo, na parte inferior são apresentados os Logs que indicam a sequência de ações realizadas pelo SRA para efetivar a recomposição.

A bancada de teste é composta por três unidades do IED SEL 751, sendo um deles associado ao controle do religador Tavrida Electric modelo OSM/TEL-15.5-16/630-220, um testador Hexafásico de Relés Conprove CE-6006, um computador industrial SEL-3354 com o SCADA e o SRA-PICI instalados e integrados via OPC e um switch de rede gerenciável SEL-2730, conforme mostra a Figura 4.25.

As interligações de comunicação, via portas Ethernet IEC 61850 para transmissão de comandos e leitura de dados entre SCADA e IED's; entradas analógicas para transmissão de medidas de corrente entre o testador hexafásico e IED's de proteção; e saídas digitais para o envio de comando entre IED de proteção e religador Tavrida.

Foi realizado teste conforme simulação da Figura 4.21. Uma ocorrência na rede foi representada pelo testador Conprove CE-6006 que levou a atuação da função 50A com abertura do religador 21L3. O SCADA transmitiu a topologia de falta permanente ao SRA pela alteração das tags relacionadas que após o processamento sugeriu então a recomposição com abertura do 21L4 para isolar a falta e fechamento do 21L6 para recomposição do trecho T5.

Figura 4.24 – SRA – PICI e SCADA PICI– Comunicação OPC – Falta em T7

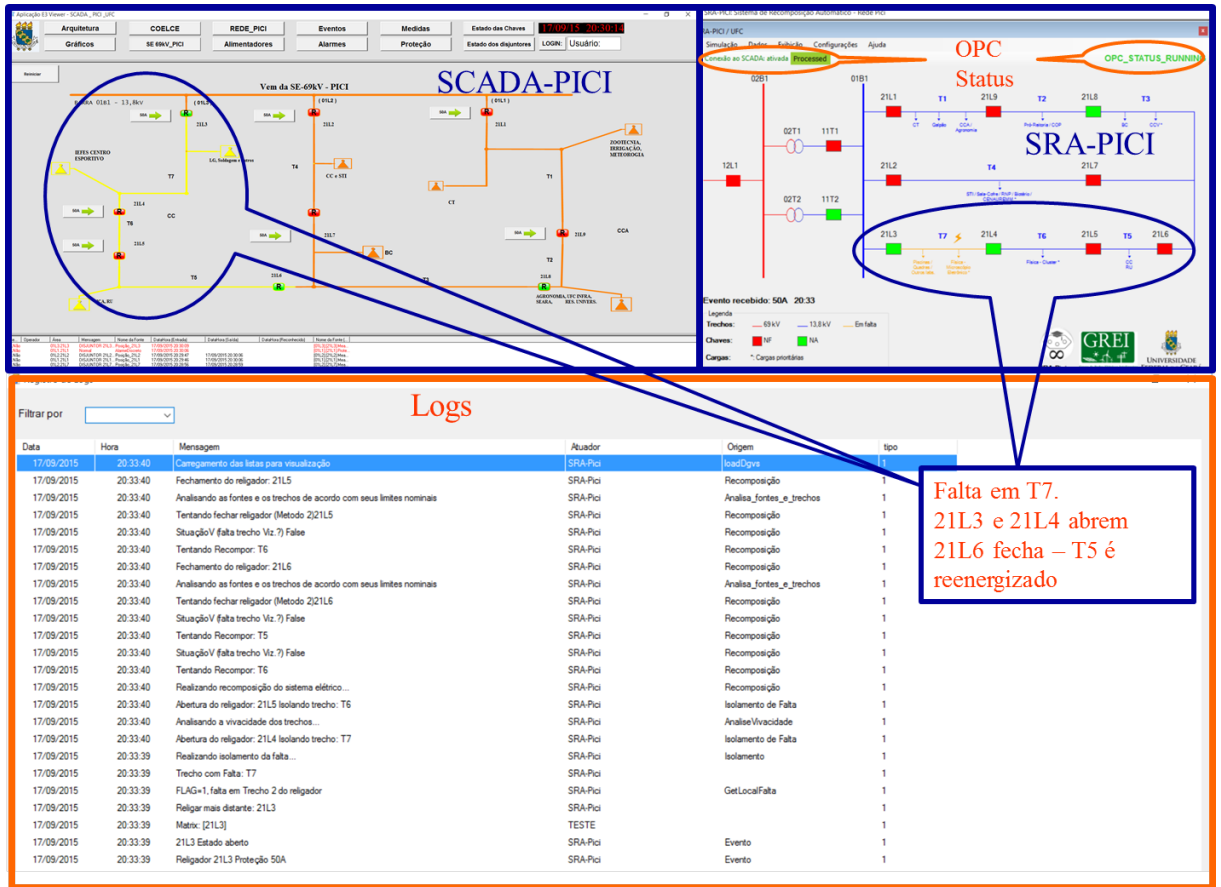
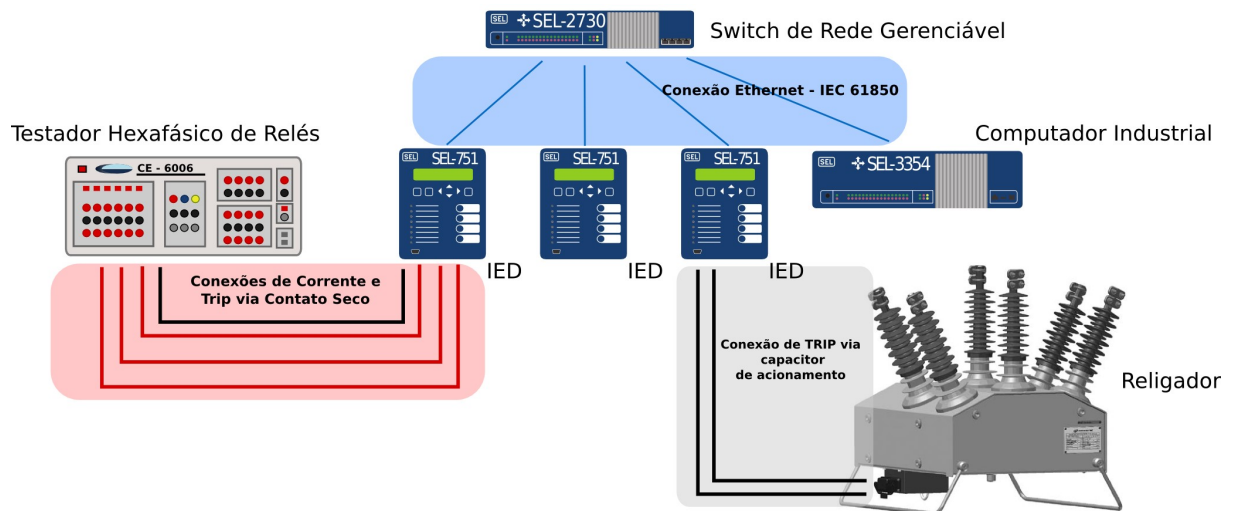


Figura 4.25 – SRA – PICI e SCADA PICI– Comunicação OPC



Fonte: Adaptada de (MELO,2015)

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Diante dos problemas apresentados pelo suprimento de energia do campus do Pici da UFC, o departamento de engenharia elétrica e o setor de engenharia iniciaram estudos para investigar causas e propor soluções para uma melhor qualidade, confiabilidade e segurança da rede elétrica do campus. Nesta perspectiva, este trabalho apresenta uma série de estudos que vem sendo desenvolvidos pelo GREI-DEE-UFC na busca de agregar ferramentas de redes inteligentes ao sistema de distribuição do campus do Pici.

O sistema de distribuição do campus do Pici está em processo de modernização com alocação de equipamentos modernos e topologia flexível de modo a permitir a recomposição automática da rede.

No atual sistema do campus do Pici da UFC uma vez observada uma ocorrência na rede elétrica, a equipe de manutenção é obrigada a atuar em campo para poder localizar, diagnosticar e solucionar o problema. Tal procedimento demanda muito tempo, o que muitas vezes pode agravar o dano ao sistema, prejudicando, assim, os procedimentos de pesquisas experimentais dos diversos laboratórios, bem como exige uma equipe de manutenção de plantão.

Neste trabalho foram apresentadas algumas iniciativas para a migração do sistema de distribuição de energia do campus do Pici da UFC de uma infraestrutura obsoleta com recursos apenas manuais (chaves seccionadoras manuais) a um sistema de energia inteligente, moderno e de fornecimento confiável. As modificações no sistema do campus incluem uma subestação de 10 MVA - 12,5 MVA, religadores de subestação e de linha, IEDs, SCADA, automação do sistema e rede de fibra óptica para o sistema de comunicação.

A modernização e automação da rede do campus e a implantação da avançada SRA proposta neste trabalho conduz o sistema em estudo na direção de uma rede elétrica inteligente.

O SRA modelado em Redes de Petri Colorida e desenvolvido em C# foi testado em modo *off-line* através de um sistema simulador desenvolvido para este fim apresentando bom desempenho. A integração do SRA com o sistema SCADA foi implementado, através de comunicação OPC DA 2.0 em que o SCADA opera como servidor OPC e o SRA como cliente.

5.1 Trabalhos futuros

Neste trabalho foi proposto o início da implantação de funções avançadas na direção de uma Rede Elétrica Inteligente (REI) para o sistema de distribuição automatizado do campus do Pici da UFC, havendo ainda grande demanda em termos de estudos para que o sistema chegue a esse patamar, proporcionando aos alunos do curso de engenharia elétrica e áreas afins um laboratório “vivo”. Dentre esses estudos pode-se citar:

- Otimização das Telas do SCADA-PICI;
- Georreferenciamento da rede Pici e integração com o SCADA-PICI;
- Melhora na modelagem com hierarquização do modelo em RPC (visando discriminar melhor a sequência de ações do programa);
- Integração do SRA com o modelo em RPC no CPN-Tools (Após finalização do modelo foi implementado o SRA e alterações feitas não foram retratadas na modelagem);
- Efetivar comandos de abertura e/ou fechamento dos equipamentos de proteção a partir das decisões tomadas pelo SRA (O sistema ainda não está “on-line” atualmente é feita uma análise para validação da topologia proposta);
- Descentralização do SRA (Implantação de sistemas multiagentes na Rede Pici);
- Estudo de proteção adaptativa, com mudança automática de grupo de ajustes para o sistema do campus;
- Desenvolvimento do SRA em CIM e integração com o Phyton (SRA foi desenvolvido em C#);
- Estudo de políticas e padrões de Segurança (Automação x Segurança de rede);
- Integração do SCADA da microrrede do departamento de engenharia elétrica ao SCADA-PICI.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, E. M. **Norma IEC 61850 – Novo padrão em automação de subestação**. Universidade Federal do Ceará – UFC, 2013, 58p.
- Apresentação sobre IEC61850, ABB, 2010.
- Apresentação sobre Sistemas Inteligentes na Rede de Distribuição, ARTECHE, 2012.
- BARROS, J. V. C. e. **Estudo de viabilidade econômica e das proteções da subestação de 69-13,8 kV do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará**, Trabalho Final de Curso. Universidade Federal do Ceará, 2010, 94p.
- BOARETTO, Neury. **Sistemas Supervisórios**, Texto para uso didático - IFSC, Joinville, 2008.
- CENTRO DE GESTAO E ESTUDOS ESTRATEGICOS (CGEE). **Redes elétricas inteligentes: contexto nacional**. 2012. Disponível em: <<http://www.cgee.org.br>>. Acesso em: www.cgee.org.br/atividades/redirect/8050.
- COSSI, A. M. **Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão**, Tese de doutorado, Universidade estadual paulista – UNESP, Ilha Solteira-SP, 2008.
- GARCIA, D A. A. e DUZZI Jr. F. E., **Aspectos de evolução do smart grid nas redes de distribuição**, Revista O Setor Elétrico, no. 75, Abril de 2012. Disponível em: http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed75_fasc_distribuicao_cap3.pdf, acesso em 15/09/2014
- DUARTE, D. P. Automação como recurso de planejamento de Redes de Distribuição de energia Elétrica. Dissertação. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- ELIPSE Knowledgebase, **artigos** disponíveis em <http://kb.elipse.com.br/pt-br/>.
- ELIPSE POWER **Tutorial** 2011, versão 3.5 - Elipse Software Ltda.
- Elipse Power, driver IEC 61850 – Versão 1.00 – **Manual do usuário**
- ELIPSE software. www.elipse.com.br
- FUJII, S. Y. e BOARDMAN, E. **Evolução de Protocolos de Comunicação** Apresentação de Mini curso VIII SIMPASE. AREVA, 2009
- GIROUX, T. S. **Automação de subestações utilizando a norma IEC 61850 – Estudo de caso da Subestação do Campus do Pici (69-13,8 kV)**, Trabalho Final de Curso. Universidade Federal do Ceará, 2012, 101p.

GONÇALVES, R. N. **Desenvolvimento de Servidores OPC DA, OPC UA e Wrappers para aplicação em Automação**. Universidade Federal de Itajubá Itajubá – MG, 2012.

JOÃO MAMEDE FILHO, **Manual de Equipamentos Elétricos**, Livro Técnico e Científico (LTC), 3ª edição, 2005.

LEÃO, R. P. S. **GTD: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. Texto para uso didático - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará. 2010.

LIBERATO, J. P. D. **Estudo e aplicação de um supervisor integrado a um banco de dados para a rede de distribuição do campus Pici**. Universidade Federal de Ceará – UFC, 2014.

LOPES, R.F.M. **Estudos elétricos para expansão e melhoria da rede elétrica do Campus do Pici da UFC**. Trabalho Final de Curso. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2011.

LOPES, Y.; FRANCO, R. H. F.; MOLANO, D. A.; SANTOS, M. A. dos; CALHAU, F. G.; BASTOS, C. A. M.; MASRTINS, J. S. B.; FERNANDES, N. C. **Smart grid e iec 61850: novos desafios em redes e telecomunicações para o sistema elétrico**. Brasília, Brazil, setembro 2012. Disponível em: <http://sbrt.org.br/sbrt2012/publicacoes/99346_1.pdf>. Acesso em: 21. Julho. 2015.

MARQUES, L. T. **Restabelecimento de Energia por Reconfiguração de Redes em Sistemas de Distribuição de Grande Porte com Priorização de Chaves, Consumidores e Definição de Sequência de Chaveamento**. Dissertação (Dissertação) — Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo - USP, 2013.

MARQUEZ, R. A. C. **Restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica com priorização de chaves automáticas**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

MACHADO, R. **Modelos de referência para redes de comunicação de dados** Texto para uso didático. Universidade Federal de Santa Maria Departamento de Eletrônica e Computação. Disciplina Transmissão e Comunicação de Dados, 2011. Disponível em: <http://coral.ufsm.br/gpscom/professores/Renato%20Machado/ComunicacaoDeDados/ComDados16Renato.pdf>

MAHNKE, Wolfgang; LEITNER, Stefan-Helmut; DAMM, Matthias; **OPC Unified Architecture**, Ed. Springer - Verlag, Berlin – Heidelberg, 2009.

MEDEIROS, E.B. **Sistema de Diagnóstico de Falta Centralizado Baseado em Redes de Petri Coloridas**. Fortaleza: UFC, 2008. Dissertação (Mestrado), Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2008.

MELO, L. S. **Agentes Computacionais Inteligentes Aplicados para Recomposição Automática de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Federal do Ceará - UFC, 2015, 95p.

- MUSARRA, B. C. **Automação de subestações – Sistema automático de alívio de carga**. Dissertação. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2013.
- MOHAGHEGHI, S.; MOUSAVI, M.; STOUPIS, J.; WANG, Z. **Modeling distribution automation system components using iec 61850**. In: Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6. ISSN 1944-9925.
- MOURA, C. J. S. **Estudo para Implantação de um Sistema de Recomposição Automática para a Rede de Distribuição do Campus do Pici**, Trabalho Final de Curso. Universidade Federal do Ceará, 2010, 73p.
- OLIVEIRA, C. F. V. et al. **Sistema de Recomposição Automática modelado em Redes de Petri Colorida em: VIII CIERTEC**, 2013.
- OLIVEIRA, C. F. V. de **Modelagem de um sistema de recomposição automática para rede de distribuição baseado em redes de Petri coloridas**, Trabalho Final de Curso. Universidade Federal do Ceará, 2013, 89p.
- OLIVEIRA NETO, F. S. **Representação Nó-Profundidade Aplicada aos Estudos Elétricos para Recomposição da Rede de Distribuição do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará**. 2015. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.
- OLIVEIRA, R. C. O. **Estudo para aplicação de um sistema de automação para a microrrede do departamento de engenharia elétrica da Universidade Federal do Ceará**. Universidade Federal do Ceará – UFC, 2014.
- O SETOR ELÉTRICO, fascículos da Revista sobre “**Automação de Subestações**” elaborado pela equipe de engenharia da Schweitzer Engineering Laboratories, 2010.
- PAULINO, M. E., SIQUEIRA, I. P., e CARMO, U.A. **Requisitos para interoperabilidade de IEDs e Sistemas baseado na Norma IEC61850**. STPC Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2010.
- PETENEL, F. H. J. **Análise de problemas ligados às comunicações em redes elétricas inteligentes**. São Paulo. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2013. Dissertação de mestrado em Engenharia Elétrica
- PUDA, A. P. **Padronização da comunicação através da tecnologia OPC**. 2008. Disponível em: <http://www.isarj.org.br/pdf/artigos/Padronizacao-da-Comunicacao-atraves-da-Tecnologia-OPC.pdf> Acesso em 8 de agosto de 2015.
- RIOS FILHO, F. A. **Estudos, parametrização e ensaios da proteção do ponto de conexão de uma microrrede ao sistema de distribuição de baixa tensão**. Universidade Federal do Ceará Campus Sobral – UFC, 2013.
- SAMPAIO, R. F. **Sistema de Diagnóstico de Falhas para Subestações Baseado em Redes de Petri Coloridas**. Dissertação (Dissertação) — Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará - UFC, 2002.

- SAMPAIO, R. F. et al. **Metodologia para Desenvolvimento de um Sistema de Reposição Automática para um Projeto Piloto de Redes Inteligentes**. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, Rio de Janeiro.
- SANTOS, Hugo G, **Desenvolvimento de um Supervisório Modular para uma Célula Flexível de Manufatura**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2007.
- SANTOS, T. T. dos. **Utilização do protocolo OPC – DA na integração de um sistema OTS**. Dissertação de mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul Faculdade de Engenharia. Porto Alegre, dezembro de 2008.
- SCHWEITZER, Schweitzer Engineering Laboratories. Manual de Instruções SEL-751.
- SCHWEITZER, Memória de cálculo para os ajustes do relé de proteção de alimentador SEL- 751-A.
- SILVA, K. Q. **Sistema de proteção adaptativa**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.
- STEVENSON, W. D. Elementos de análise de sistemas de potência. 2 ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.
- SPERANDIO, M. **Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição**, Tese, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.
- TAVRIDA ELECTRIC. Manual técnico: religador automático – OSM/TEL-15.5-16. 2009
- UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. Anuário estatístico 2014: base 2013. Fortaleza, 2014.
- VALE, J. V. da C. **Estudo e Projeto da Subestação 69/13,8 kV da UFC – Campus do Pici**, Trabalho Final de Curso. Universidade Federal do Ceará, 2011.

ANEXO A – Subestações por trecho

Tabela A. 1 - Subestações do Alimentador 01L1

SE	TIPO	POT. INSTALADA		LOCALIZAÇÃO					
				Predio		Centro	Alim.	Trecho	
ALIMENTADOR 01L1									
01L1 (21L1)		5662,50		kVA	Total - T1 e T2				
01L1 - TRECHO T1		3525		kVA	CT E CCA				
SE-04	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	LESC	CT	01L1	T1
SE-05	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	DEP. ENG. TRANSPORTES	CT	01L1	T1
SE-06	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. ENG. MECÂNICA	CT	01L1	T1
SE-07	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	GALPÃO DE LABORATÓRIOS	CT	01L1	T1
SE-08	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	ZOOTECNIA FAB. RAÇÕES	CCA	01L1	T1
SE-09	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	ENG. AGRÍCOLA LAB IRRIGAÇÃO	CCA	01L1	T1
SE-10	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	UNID. DID. ENG. CIVIL	CT	01L1	T1
SE-11	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. ENG. ELÉTRICA	CT	01L1	T1
SE-12	AÉREA/POSTE	1	x	112,5	kVA	DEP. ENG. ELÉTRICA	CT	01L1	T1
SE-13	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	ZOOTECNIA	CCA	01L1	T1
SE-55	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	METALURGIA	CT	01L1	T1
SE-57	AÉREA/POSTE	1	x	112,5	kVA	MECANICA COMPUTACIONAL	CT	01L1	T1
SE-60	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	METALURGIA AMPLIAÇÃO	CT	01L1	T1
SE-63	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	ADSORÇÃO	CT	01L1	T1
SE-64	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	BD DETI	CT	01L1	T1
SE-73	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	Unidade didatica CT	CT	01L1	T1
SE-76	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	CT Asfalto	CT	01L1	T1
01L1 - TRECHO T2 (21L9)		2137,50		kVA	CCA, UFC INFRA , RES. UNIV, SEARA				
SE-14	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	FITOTECNIA (823/824/825)	CCA	01L1	T2
SE-15	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	DEP. ENG. DE PESCA	CCA	01L1	T2
SE-16	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	ANEXOS ENG. DE PESCA	CCA	01L1	T2
SE-17	AÉREA/TORRE	1	x	112,5	kVA	ETE CAGECE		01L1	T2
SE-18	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	ADM. , PRO-REOTORIA POS, AGRONOMIA	CCA	01L1	T2
SE-19	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	PREFEITURA, UFC INFRA	UFC INFRA	01L1	T2
SE-20	ABRIGADA	2	x	225	kVA	ECONOMIA DOMESTICA	CCA	01L1	T2
SE-51	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	SEARA 2010	SEARA	01L1	T2
SE-52	AÉREA/POSTE	1	x	112,5	kVA	CEBIAGUA 2010 (AGRONOMIA)	CCA		T2
SE-61	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	RESIDENCIA UNIVERSITARIA	RES. UNIV.	01L1	T2
SE-67	AÉREA/POSTE	1	x	112,5	kVA	ABELHAS	CCA	01L2	T3

Tabela A. 2 - Subestações do Alimentador 01L12

ALIMENTADOR 01L2									
01L2		3862,5			kVA	Total - T3 e T4			
01L2 - TRECHO T3 (21L7)		1650			kVA	CC, BC E CCA			
SE-21	ABRIGADA	1	x	225	kVA	CENTRO DE CIENCIAS AGRARIAS	CCA	01L2	T3
		1	x	112,5	kVA	804/805/806/807	CCA	01L2	T3
SE-22	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	BIBLIOTECA CENTRAL	BC	01L2	T3
SE-23	AÉREA/TORRE	1	x	300	kVA	DEP. ENG. QUIMICA	CC	01L2	T3
SE-24	ABRIGADA	1	x	300	kVA	DEP. BIOQUIMICA 907	CC	01L2	T3
SE-25	AÉREA/POSTE	1	x	112,5	kVA	BIOTÉRIO	CC	01L2	T3
SE-26	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. BIOLOGIA 909	CC	01L2	T3
01L2 - TRECHO T4		2212,5			kVA	CT, STI E CC			
SE-03	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	DEP. QUIMICA/ RESSONÂNCIA MAG (942A)	CC	01L2	T4
SE-38	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	STI -BI 901	STI	01L2	T4
SE-39	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	STI -BI 901	STI	01L2	T4
SE-40	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	STI -BI 901	STI	01L2	T4
SE-41	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	CENTRAL TELEFÔNICA		01L2	T4
SE-42	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	DEP. ENG. HIDRAULICA 713	CT	01L2	T4
SE-43	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	LAB. PRODUTOS NATURAIS 313		01L2	T4
SE-50	AÉREA/POSTE	1	x	112,5	kVA	GREAT	CT	01L2	T4
SE-53	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	UD CT 2009	CT	01L2	T4
SE-54	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	AP CT 2009	CT	01L2	T4
SE-56	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	VIZINHO GREAT	CT	01L2	T4
SE-58	AÉREA/POSTE	1	x	112,5	kVA	LUBRIFICANTES	CT	01L2	T4
SE-59	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	BLOCO 950	CC	01L2	T4
SE-71	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	SALA COFRE STI	STI	01L2	T4
SE-74	AÉREA/POSTE	1	x	112,5	kVA	DEP. 906 - AMPLIAÇÃO BIOLOGIA	CC	01L2	T3

Tabela A. 3 - Subestações do Alimentador 01L3

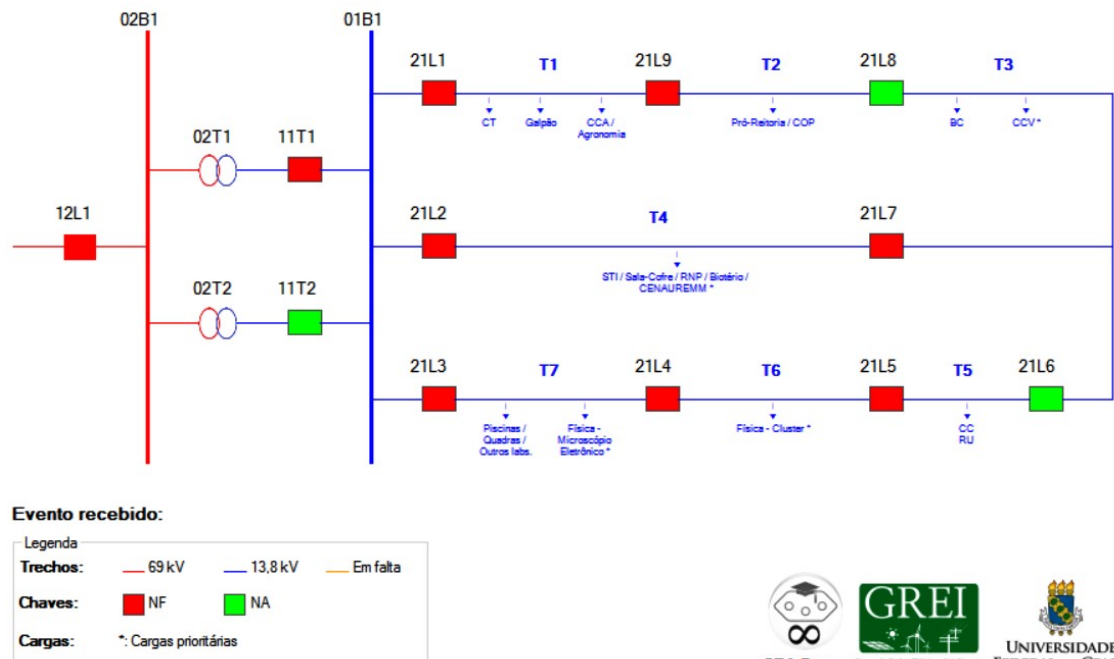
ALIMENTADOR 01L3									
01L3		7325			kVA	Total - T4, T6 e T7			
01L3 - TRECHO T5		2712,5			kVA	RU, ICA E CC			
SE-27	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	DIREÇÃO E COORD. CC 902/903	CC	01L3	T5
SE-28	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	RESTAURANTE UNIVERSITÁRIO	RU	01L3	T5
SE-29	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. GEOGRAFIA 911	CC	01L3	T5
SE-30	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. GEOLOGIA	CC	01L3	T5
SE-66	ABRIGADA	1	x	750	kVA	ICA	ICA	01L3	T5
		1	x	500	kVA		ICA	01L3	T5
	AÉREA/POSTE	1	x	112,5	kVA		ICA	01L3	T5
SE-77	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	RU	RU	01L3	T5
SE-78	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	RU	RU	01L3	T5
01L3 - T6		1575			kVA	CC E PADETEC			
SE-31	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. MATEMÁTICA 914	CC	01L3	T6
SE-32	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	DEP. COMP. E ESTATÍSTICA 910	CC	01L3	T6
SE-33	AÉREA/TORRE	1	x	225	kVA	PADETEC	PADETEC	01L3	T6
SE-34	AÉREA/TORRE	1	x	150	kVA	PADETEC	PADETEC	01L3	T6
SE-35	AÉREA/POSTE	1	x		kVA	PADETEC	PADETEC	01L3	T6
SE-46	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	UD CC 2009	CC	01L3	T6
SE-47	AÉREA/POSTE	1	x	150	kVA	Física	CC	01L3	T6
SE-72	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	Clusters - Física	CC	01L3	T6
SE-75	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	Matemática	CC	01L3	T6
01L3 - TRECHO T7		3037,5			kVA	IEFEs,CC ,CT			
SE-01	AÉREA/TORRE	1	x	112,5	kVA	EDUCAÇÃO FÍSICA	IEFE	01L3	T7
SE-02	ABRIGADA	2	x	300	kVA	DEP. QUIMICA	CC	01L3	T7
SE-37	ABRIGADA	1	x	300	kVA	DEP. FISICA	CC	01L3	T7
		2	x	150	kVA		CC	01L3	T7
		1	x	75	kVA		CC	01L3	T7
SE-44	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	Ed. Física	IEFE	01L3	T7
SE-48	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	IPDI 2010	IPDI	01L3	T7
SE-49	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	LASILUROP		01L3	T7
SE-62	AÉREA/POSTE	1	x	75	kVA	GEOFISICA	CC	01L3	T7
SE-65	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	SOLDAGEM	CT	01L3	T7
SE-68	AÉREA/POSTE	1	x	225	kVA	ALOJAMENTOS	IEFE	01L3	T7
SE-69	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	Física (cluster)	CC	01L3	T7
SE-70	AÉREA/POSTE	1	x	300	kVA	UD UFC VIRTUAL	CC	01L3	T7
Total Instalada		16850,0			kVA				

ANEXO B – Modelo RPC aplicado à rede de distribuição de MT do Campus do Pici – exemplo para uma falta no trecho T7

Neste anexo será apresentada a aplicação do modelo proposto em (OLIVEIRA et al, 2013) à rede de distribuição em MT do campus do Pici. Para elaboração deste anexo tomamos como base o capítulo 4 do TCC (OLIVEIRA,2013) que detalha a modelagem do SRA em RPC utilizada.

Na Figura B.1 é apresentado o Diagrama Unifilar da rede de distribuição em MT do campus do Pici, na qual são mostrados os nove religadores (21L1 a 21L9), interligados em anel, sendo os religadores 21L6 e 21L8 de encontro de alimentadores, na cor verde indicando que estão operando no modo normalmente aberto.

Figura B. 1 Diagrama Unifilar da Rede de Distribuição de Energia Elétrica do Campus do Pici - UFC



Fonte: Próprio Autor

A Tabela B.1 lista informações dos trechos da rede de distribuição em MT do campus do Pici utilizadas no modelo para preenchimento das fichas. A rede é composta por sete trechos (T1 a T7), delimitados pelos religadores.

Foram modeladas as seguintes funções objetivo para o SRA:

- Isolar Trecho defeituoso e recompor cargas prioritárias.
- Fazer análise de restrições operacionais de capacidades de condução de corrente de condutores (ampacidade) e capacidades de suprimento de fontes.
- Priorizar a recomposição dos trechos desenergizados pelas fontes iniciais.

- Verificar descoordenação entre dispositivos de proteção.
- Aplicar-se a qualquer topologia e arranjo de equipamentos.

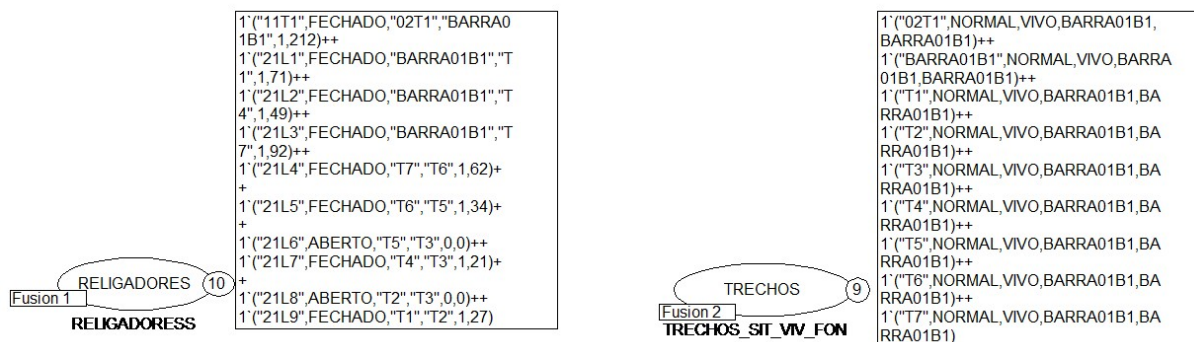
Tabela B1 Informações sobre trechos da rede de distribuição de MT do Campus do Pici

Alimentador	Trecho	Religadores	Condutor - Capacidade	Comp. (m)	Usuários/ Alunos	Cargas prioritárias (eletrodependentes)
01L1	T1	R1 - R9	35 mm ² - 266 A	882	4257	-
	T2	R9 - R8	35 mm ² - 266 A	447	1666	-
01L2	T3	R7 - R8	35 mm ² - 266 A	488	4528	CCV
	T4	R2 - R7/R6	35 mm ² - 266 A	1021	3453	STI /Sala cofre/RNP; Biotério;CENAUREMN
01L3	T5	R5 - R6/R7	35 mm ² - 266 A	466	4682	-
	T6	R4 - R5	35 mm ² - 266 A	265	1201	Física - Cluster
	T7	R3 - R4	35 mm ² - 266 A	840	842	Microscópio eletrônico (ME)

Fonte: Próprio Autor

Inicialmente serão mostrados os dois principais lugares, RELIGADORES e TRECHOS, que armazenam informações da configuração atual e características da rede elétrica, conforme Figura B.2.

Figura B. 2 Representação dos lugares RELIGADORES e TRECHOS



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

O lugar RELIGADORES contém informações da topologia da rede e sua marcação inicial apresenta fichas com os campos (religador, estado, T1, T2), em que:

- Religador: código do religador em questão (p.ex. 21L1).
- Estado: ABERTO ou FECHADO, indica o estado do religador.

- T1: trecho adjacente ao religador que está mais próximo da fonte.
- T2: trecho adjacente ao religador e que está mais afastado da fonte.

O lugar TRECHOS contém informações dos trechos, barramentos e transformadores. Sua marcação inicial apresenta fichas com os campos (elemento, situação, vivacidade, fonte inicial, fonte final), em que:

- Elemento: corresponde ao código do elemento, que pode ser um trecho (p.ex. T1), barramento (p.ex.: BARRA01B1), ou um transformador (p.ex. 02T1).
- Situação: NORMAL ou FALTA. Indica se o elemento está normal ou com defeito.
- Vivacidade: VIVO ou MORTO. Indica se o elemento está energizado (VIVO) ou não (MORTO).
- Fonte inicial: indica qual subestação ou barramento energiza o elemento na condição inicial sem contingências, antes de uma recomposição.
- Fonte final: indica qual subestação ou barramento energiza o elemento após uma recomposição.

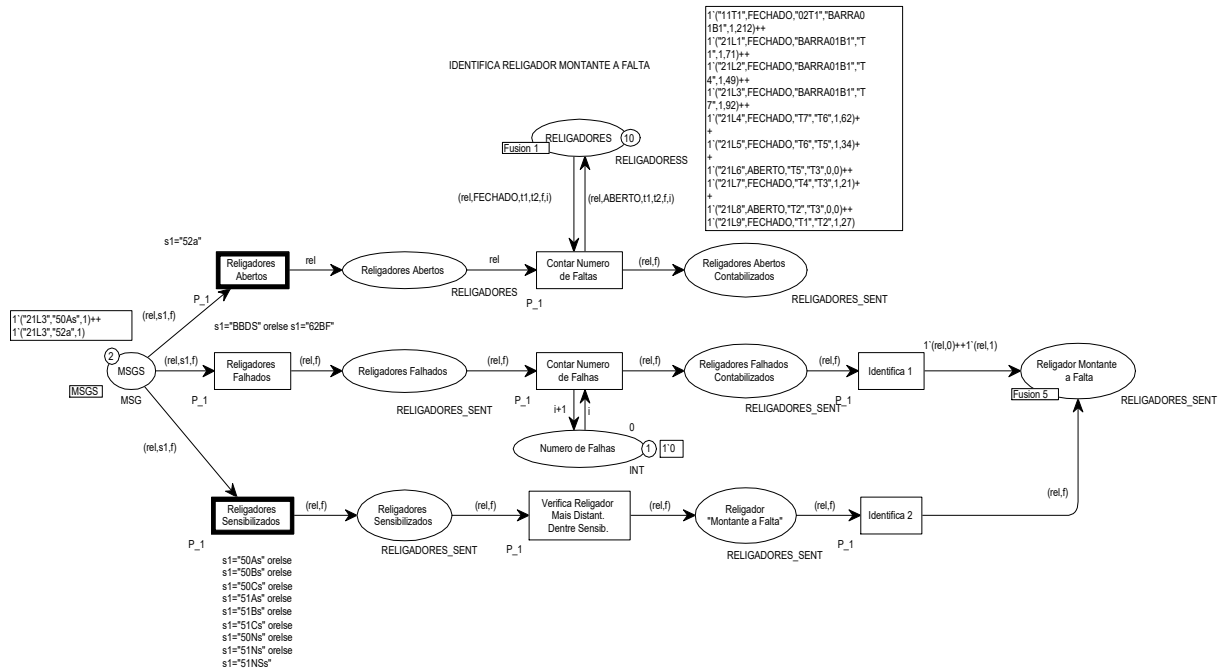
O modelo contém dez subredes, cada uma com uma função específica associada ao fluxograma do princípio de funcionamento, que são: Identifica Religador Montante a Falta, Isolamento de Falta, Isolamento Trechos Mortos, Analisa Vivacidade, Seleção Trecho a Recompôr, Analisa Fontes, Analisa Trechos, Capacidade/Carregamentos, Cálculo Cargas.

SUBREDE IDENTIFICA RELIGADOR MONTANTE A FALTA

A Figura B.3 apresenta a subrede Identifica Religador Montante a Falta. Devido a sua grande extensão, a subrede foi dividida em três partes e maiores detalhes serão apresentados nas figuras seguintes.

A função desta subrede é receber mensagens provenientes do sistema SCADA e classificá-las em Religadores Abertos, Religadores Falhados e Religadores Sensibilizados e a partir dessas informações, identificar o religador a montante da falta mais próximo que foi sensibilizado, mesmo em caso de descoordenação ou falha de aberturas. Na Figura B.4 é possível ver em detalhes a primeira parte da subrede da Figura B.3, a qual foi dividida em três partes.

Figura B. 3 Subrede Identifica Religador Montante a Falta

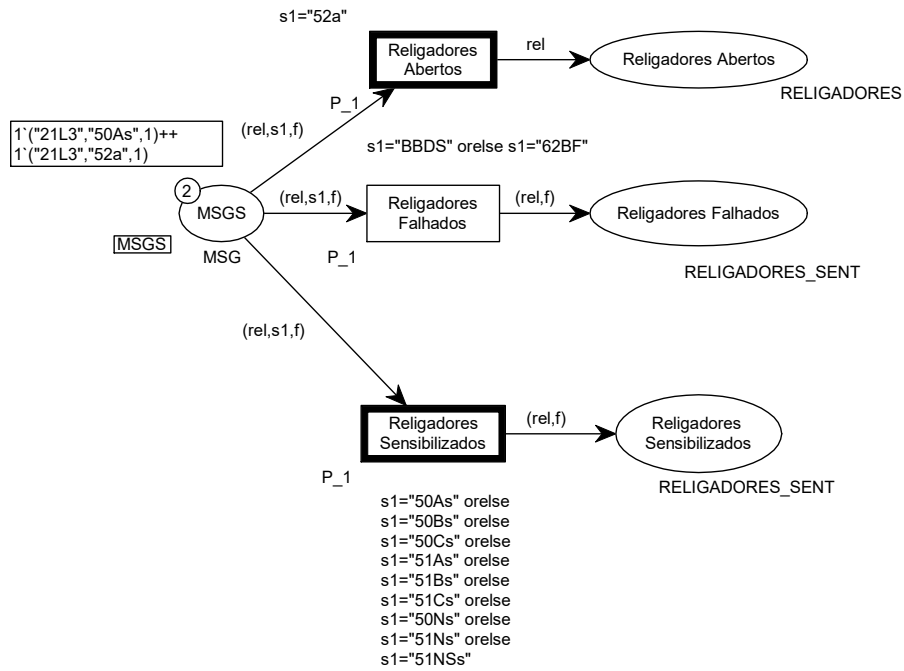


Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Como exemplo, observe a marcação inicial com as mensagens da função de proteção 50. A partida pelo religador 21L3 e a mensagem 52a de sua abertura (lugar MSGS do modelo). Com essas informações, o SRA irá identificar os Religadores Abertos, Falhados ou Sensibilizados. Cada uma das respectivas transições tem como restrição o próprio código da função, por exemplo, a transição “Religadores Abertos” possui como expressão de guarda a expressão booleana $s1=52a$. Como o lugar “MSGs” possui uma ficha (“21L3”, “50As”, 1), a transição “Religadores Abertos” está habilitada. Observe que, na figura, as transições em negrito são as transições habilitadas.

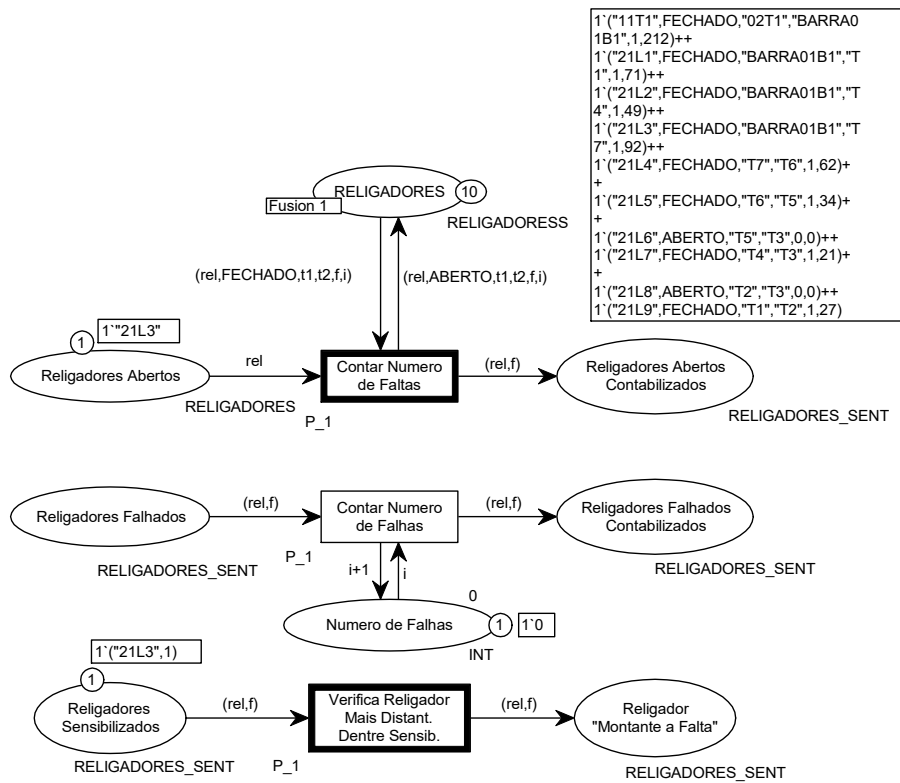
A segunda parte da subrede apresentada na Figura B.5 e a terceira na Figura B.6.

Figura B. 4 Parte 1 da Subrede Identifica Religador Montante a Falta



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Figura B. 5 Parte 2 da Subrede Identifica Religador Montante a Falta

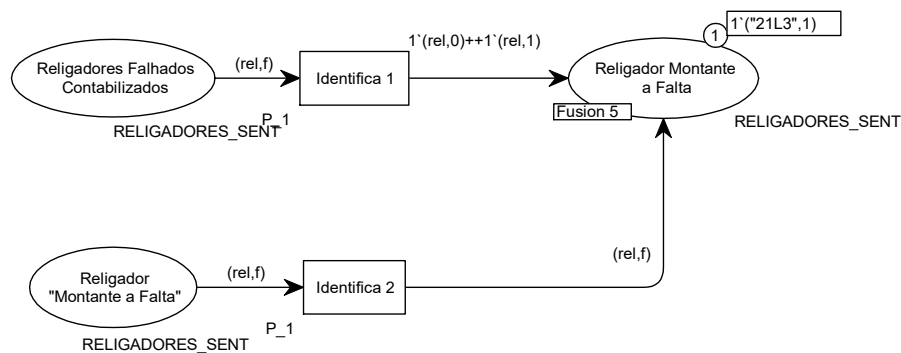


Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Posterior à classificação, o SRA associa os religadores sensibilizados e identifica aquele correspondente ao Religador Montante à Falta, escolhendo o religador mais distante da subestação. Isto é feito através do disparo da transição “Verifica Religador Mais Distant. Dentre Sensib.”. A transição “Contar Número de Falhas” associa a abertura de religadores com número de faltas, e atualiza o estado no lugar RELIGADORES. Na transição “Contar Número de Falhas” são contabilizados os religadores que falharam.

Na Figura B.6 é apresentada a terceira parte da subrede da Figura B.3.

Figura B. 6- Parte 3 da Subrede Identifica Religador Montante a Falta



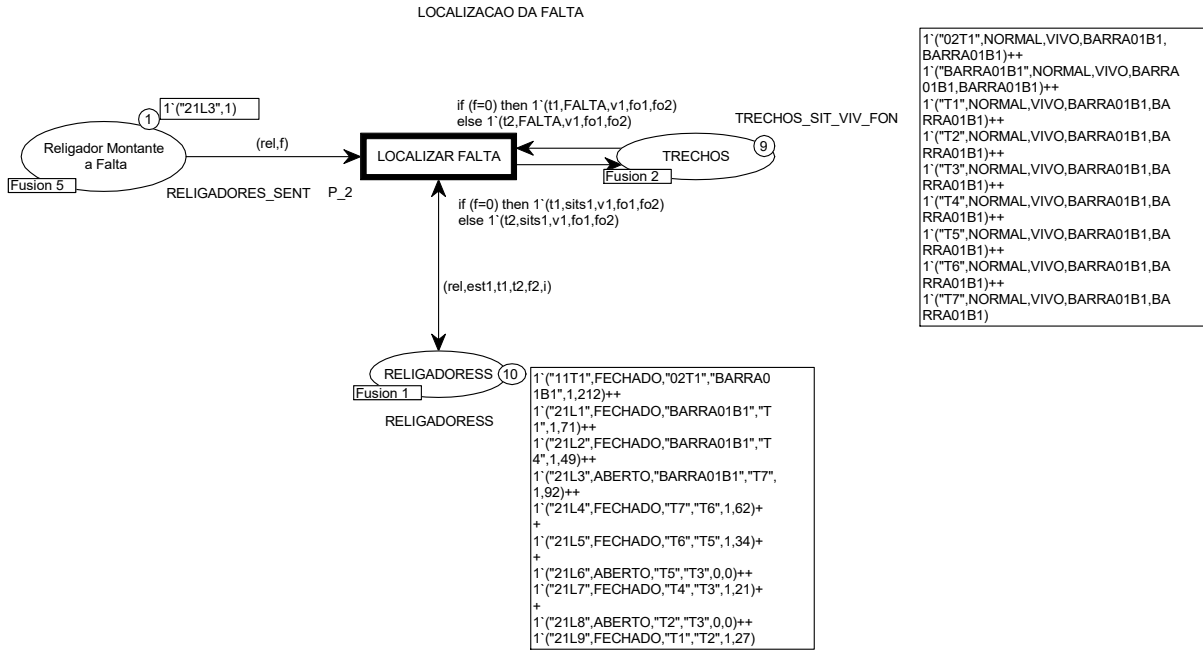
Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Caso o religador que deveria abrir tenha falhado, uma ficha é colocada no lugar “Religadores Falhados Contabilizados”. Isto significa que não foi possível abrir o mesmo, logo se um de seus trechos vizinhos é o defeituoso, conseqüentemente o outro trecho estará conectado ao defeito e não será possível o seu isolamento, tendo como efeito os dois trechos com a falta. Por isso no arco de saída da transição “Identifica 1” é passado para o lugar “Religador Montante a Falta” duas fichas correspondentes às flags 0 e 1, indicando que os dois trechos possuem a falta. Como no caso simulado não há falhas, como resultado final tem-se apenas uma ficha no lugar “Religador Montante a Falta” juntamente com a informação de sua flag de sentido de curto.

SUBREDE LOCALIZAÇÃO DE FALTA

Após a identificação do religador montante mais próximo da falta, o próximo passo é a localização do trecho defeituoso. Na Figura B.7 é apresentada a subrede Localização de Falta.

Figura B. 7 - Subrede Localização de Falta (antes do disparo de “LOCALIZAR FALTA”)



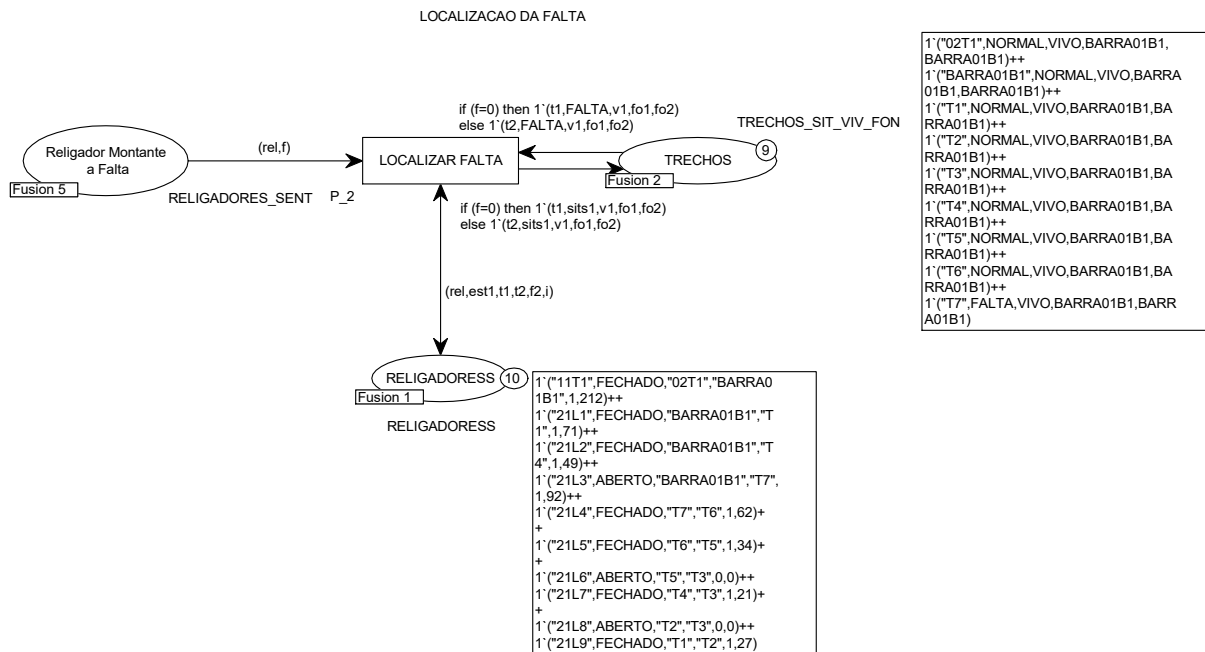
Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Com a informação da ficha do religador montante a falta juntamente com a flag do sentido de curto, a transição LOCALIZAR FALTA fica habilitada (negrito). No arco de entrada da transição proveniente do lugar RELIGADORES, há duas variáveis para os trechos vizinhos ao religador, t1 e t2. Caso a *flag* de sentido de curto seja 1, significa que o curto é no sentido de t1 para t2, estando t2 com falta. Caso seja 0, significa que o curto é no sentido de t2 para t1, estando t1 com falta. Essa lógica pode ser observada no arco de saída da transição para o lugar TRECHOS.

No caso do exemplo, a ficha (“21L3”,1) correspondente ao religador montante a falta.

Ao processar a informação, o resultado é o trecho T7 com a situação de falta, como pode ser observado na Figura B.8, que apresenta a marcação do lugar TRECHOS após o disparo de LOCALIZAR FALTA.

Figura B. 8 Subrede Localização de Falta (após o disparo de “LOCALIZAR FALTA”)

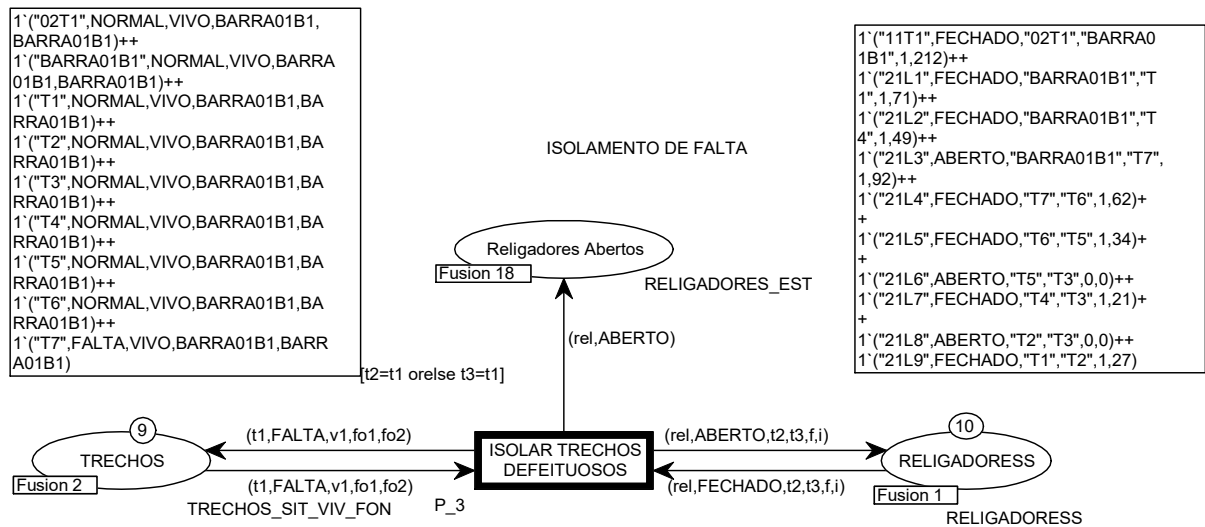


Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

SUBREDE ISOLAMENTO DE FALTA

Após a localização do trecho defeituoso, o SRA irá realizar o isolamento desse trecho. Isso é feito pela subrede Isolamento de Falta, apresentada na Figura B.9.

Figura B. 9 - Subrede Isolamento de Falta (antes do disparo de “ISOLAR TRECHOS DEFEITUOSOS”)

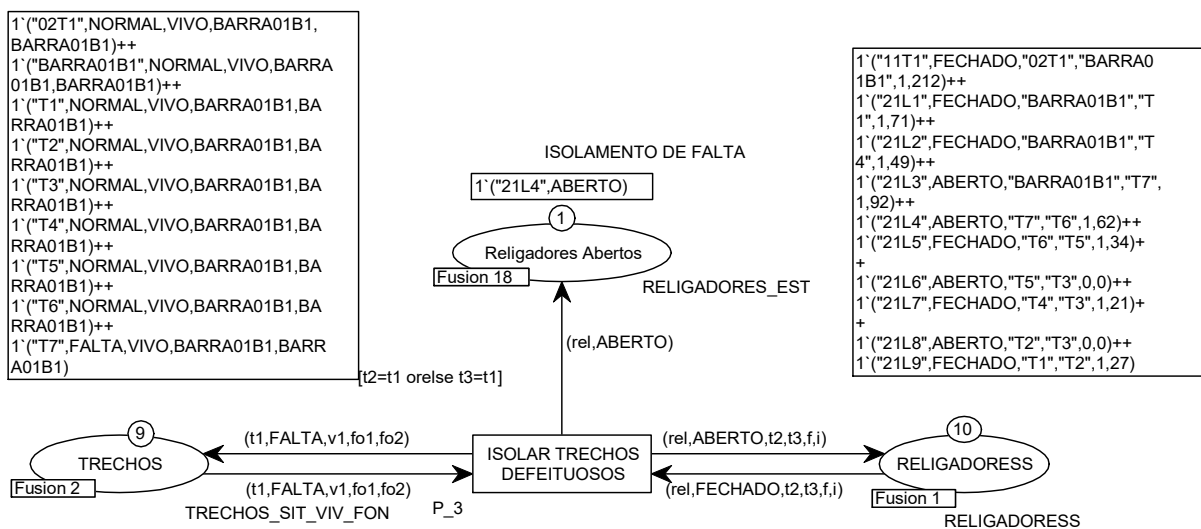


Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Sua função é isolar o trecho defeituoso abrindo todos os seus religadores vizinhos. Para isso, o arco de entrada da transição proveniente do lugar TRECHOS restringe a habilitação da mesma à ficha com a condição de FALTA, abrindo todos os religadores que tenham na ficha (rel, FECHADO, t2, t3, f, i), no lugar RELIGADORES, o trecho defeituoso como vizinho, como pode ser observado na expressão de guarda da transição.

Por exemplo, com o trecho T7 em falta, os religadores abertos são 21L3 e 21L4 como pode ser observado na marcação da subrede apresentada na Figura B.10, após todos os disparos possíveis da transição, isolando assim o trecho defeituoso.

Figura B. 10 - Subrede Isolamento de Falta (após o disparo de “ISOLAR TRECHOS DEFEITUOSOS”)



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

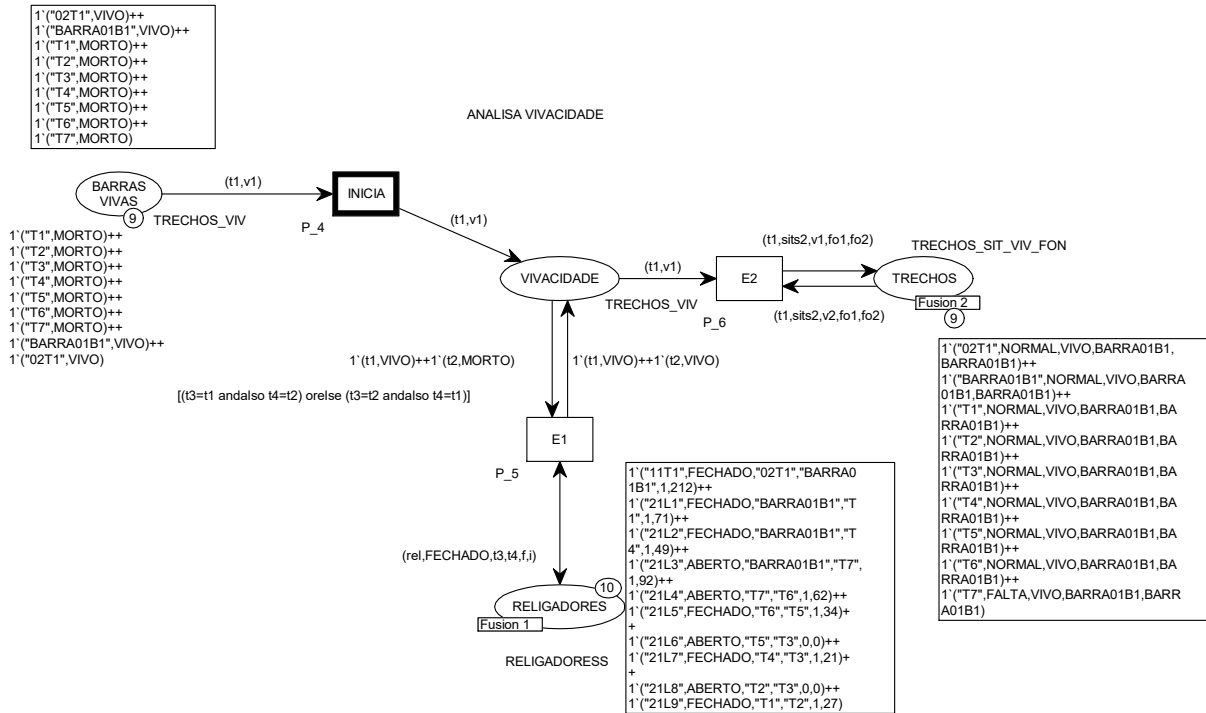
SUBREDE ANALISA VIVACIDADE

Com os trechos defeituosos isolados (que no exemplo trata-se apenas de T7), o passo seguinte é a Análise de Vivacidade, subrede que é apresentada na Figura B.11.

No lugar BARRAS VIVAS, considera-se apenas as barras que estão “vivas” e a partir dessa informação e dos estados dos religadores (ABERTO ou FECHADO) identificam-se os trechos energizados (vivos) e os desenergizados (mortos) para atualizar a vivacidade de todos os trechos do sistema após a falta.

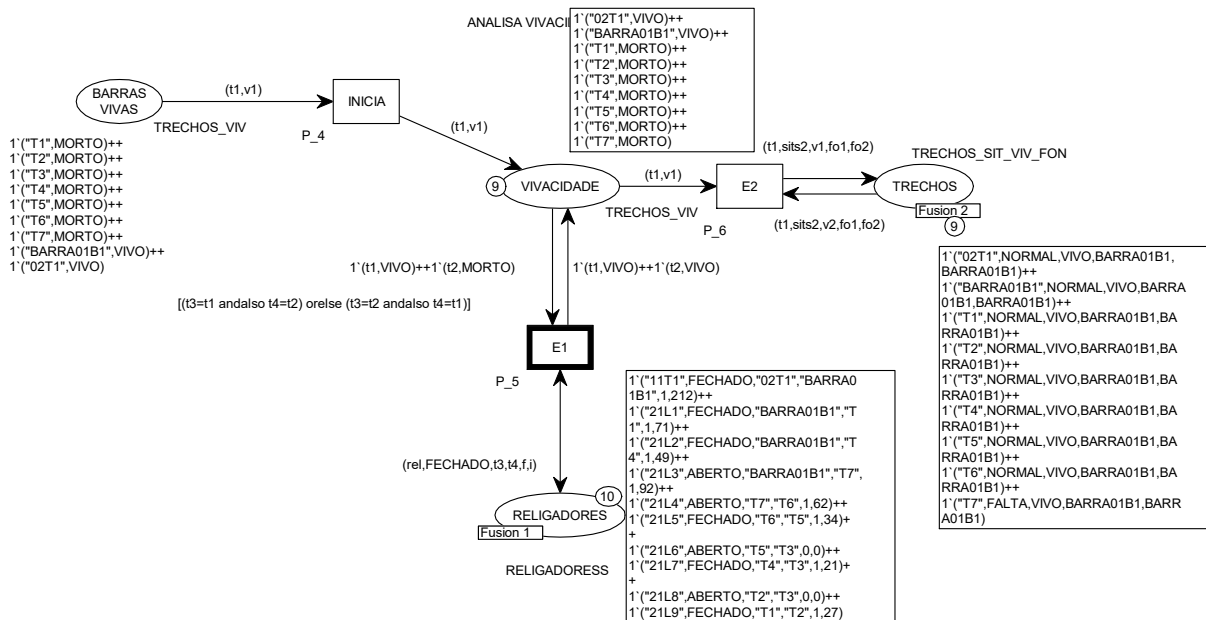
A transição INICIA apenas passa as informações do lugar BARRAS VIVAS para o lugar VIVACIDADE. Na transição E1, com a informação de que a variável t1 é igual a viva e que a variável t2 é igual a morto, e há um religador rel FECHADO entre os dois trechos, então conclui-se que t2 também está vivo. Por exemplo, com a barra 01B1 viva e com o religador 21L1 fechado ligando T1 a 01B1, pode-se concluir que T1 está vivo (Figura B.12). Ao final de todo o processo, obtém-se a “vivacidade” total do sistema. Veja a marcação final da subrede ANALISA VIVACIDADE na Figura B.13.

Figura B. 11 - Subrede Analisa Vivacidade (antes do disparo de "INICIA")



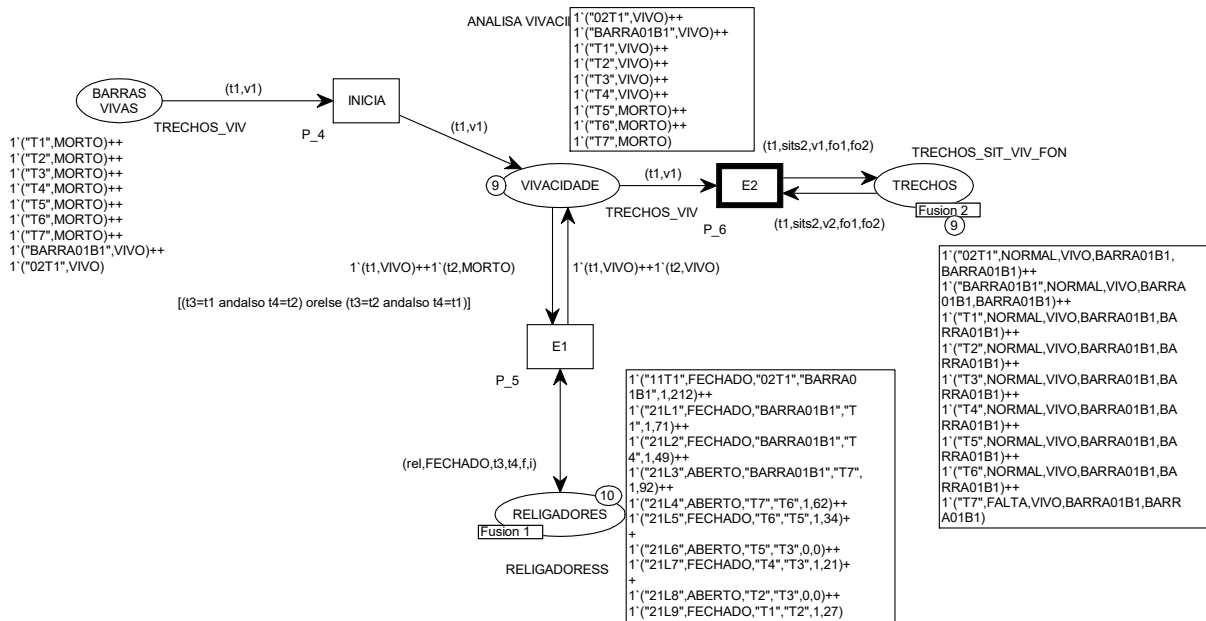
Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Figura B. 12 - Subrede Analisa Vivacidade



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Figura B. 13 - Subrede Analisa Vivacidade (após disparo de E2)



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Pode-se observar na Figura B.13 que os trechos T5, T6 e T7, como consequência da falta em T7, estão todos mortos.

SUBREDE ISOLAMENTO TRECHOS MORTOS

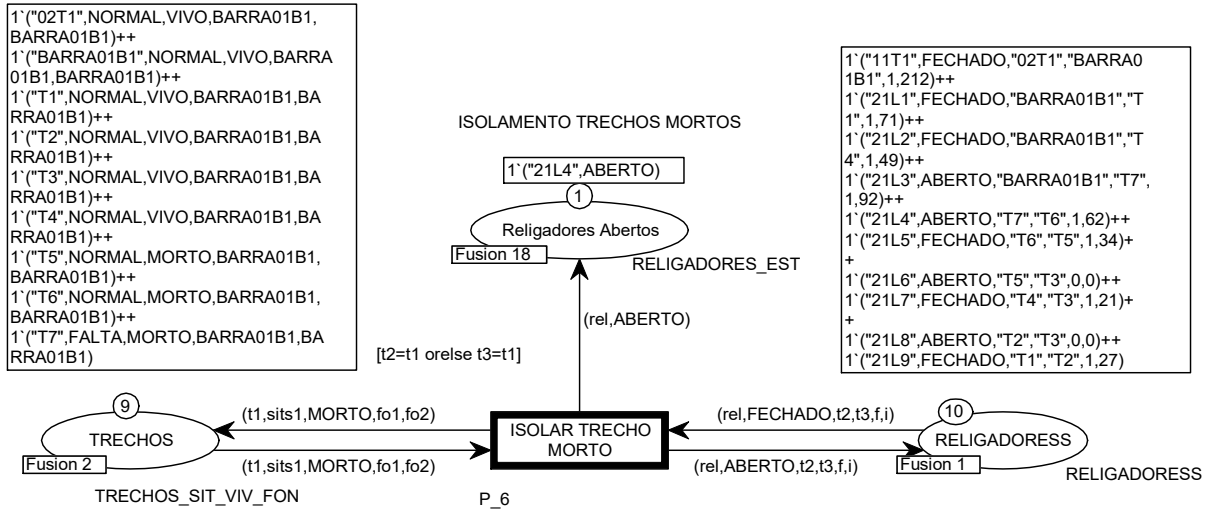
Com a vivacidade do sistema atualizada, tem-se a informação de quais trechos NORMAIS estão MORTOS, que são exatamente aqueles que devem ser recompostos. Mas primeiramente, eles devem ser isolados entre si para poder haver uma recomposição trecho a trecho, caso não seja possível recompor todos.

Na Figura B.14 é apresentada a subrede Isolamento Trechos Mortos. (antes do disparo de “ISOLAR TRECHO MORTO”).

O seu princípio de funcionamento é bastante semelhante ao da subrede Isolamento de Falta, com apenas a diferença de isolar trechos mortos em vez de trechos com falta.

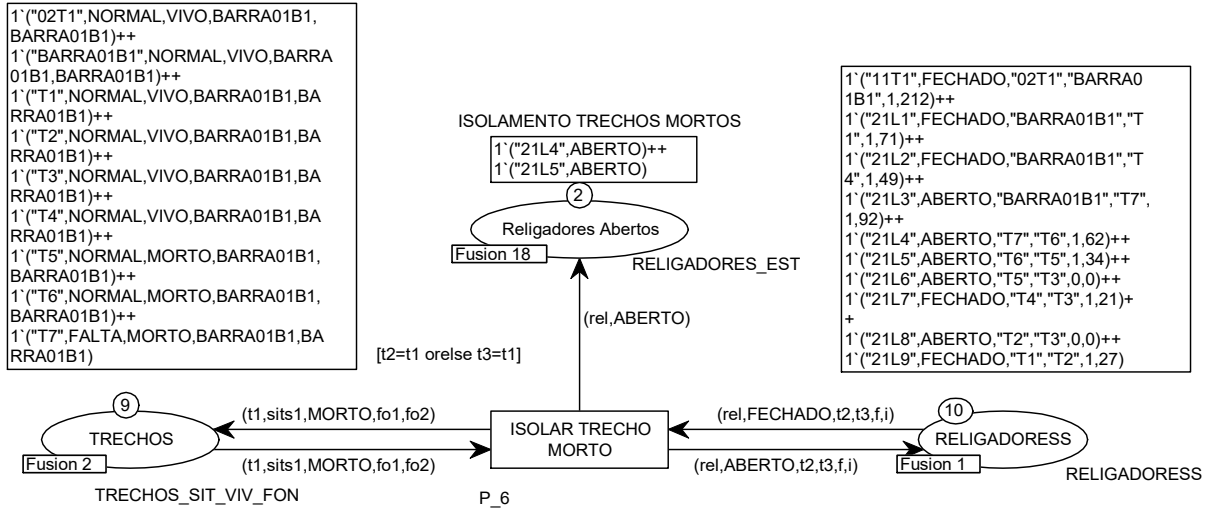
Como os trechos T5 e T6 estão mortos, porém o religador 21L5 que os interliga está fechado (Figura B.1), o mesmo deve ser aberto e o resultado é a marcação apresentada na Figura B.15.

Figura B. 14 -Subrede isolamento trechos mortos (antes do disparo de “ISOLAR TRECHO MORTO”)



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Figura B. 15 - Subrede isolamento trechos mortos (após o disparo de “ISOLAR TRECHO MORTO”)



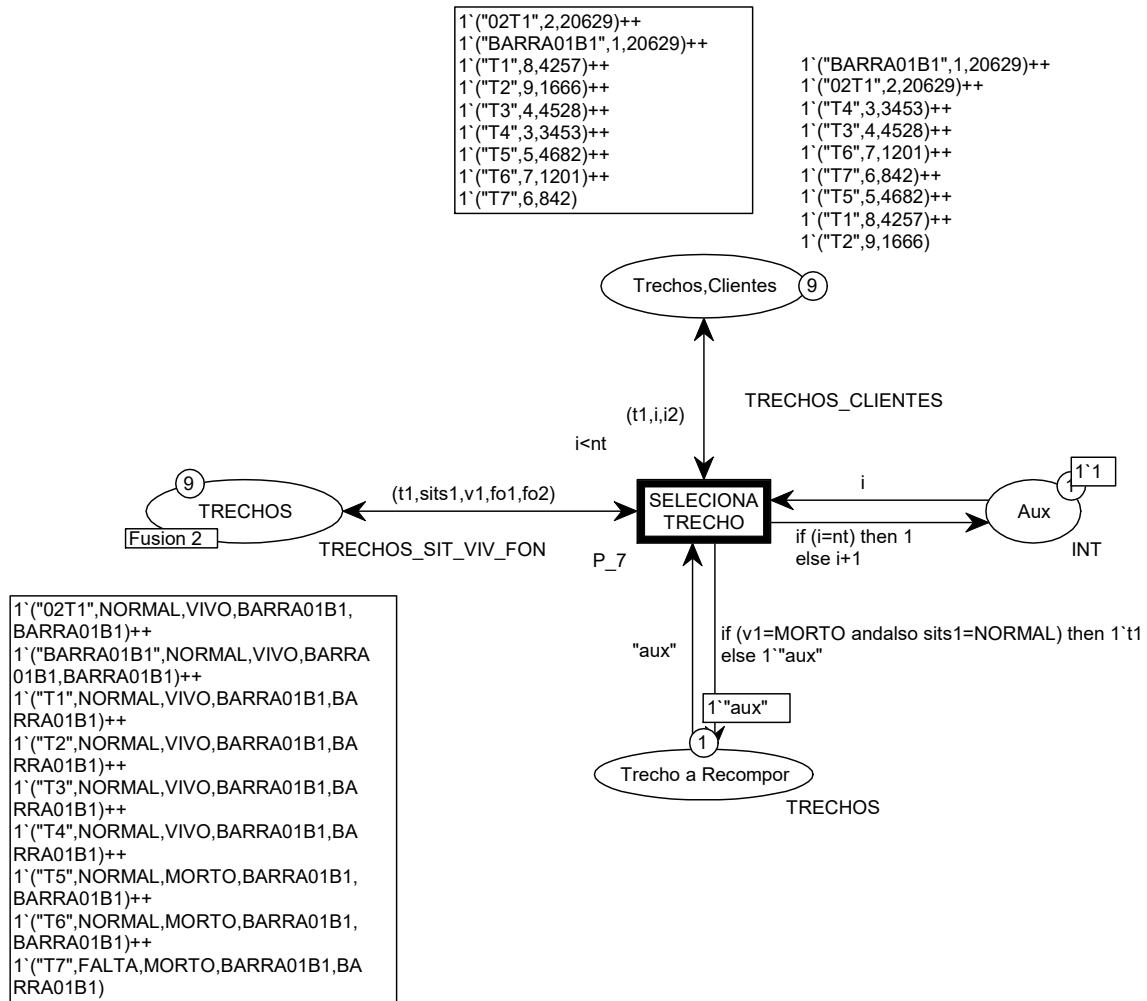
Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Com os trechos mortos isolados, agora é possível recompor trecho a trecho.

SUBREDE SELAÇÃO TRECHO A RECOMPOR E RECOMPOSIÇÃO

Devido ao tamanho excessivo da subrede, a mesma foi dividida em blocos para melhor visualização. O primeiro bloco é apresentado na Figura B.16.

Figura B. 16 - Subrede Seleção do Trecho a Recompôr (antes do disparo de “SELECIONA TRECHO”)

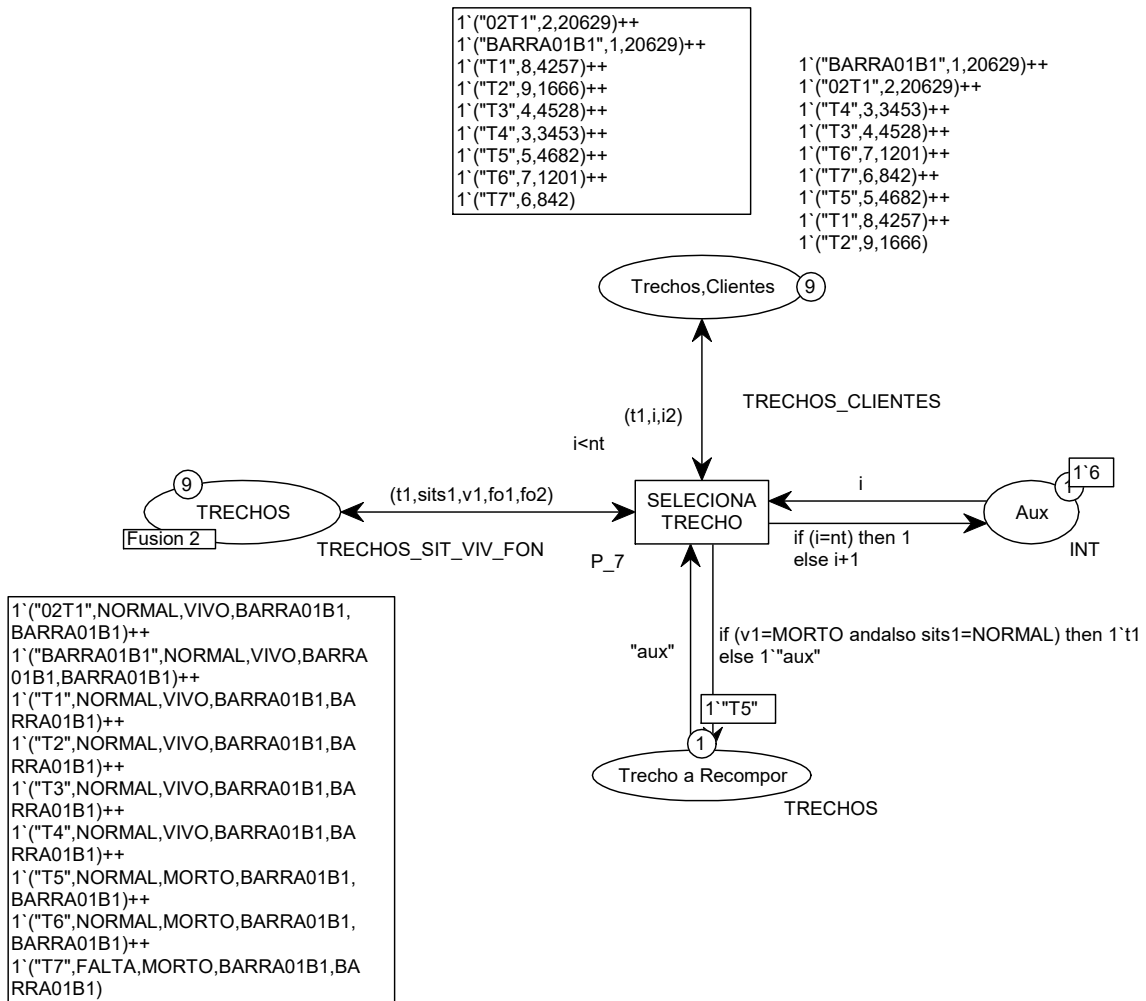


Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Nessa primeira parte da subrede, o lugar “Trechos,Clientes” apresenta a lista de prioridade de recomposição dos trechos, baseado no número de clientes. As fichas neste lugar possuem os seguintes campos: (trechos, índice prioridade, número de clientes). A ordem é decrescente, estando com índices menores aqueles trechos que possuem maior número de clientes.

Na Figura B.16 a transição SELECIONA TRECHO está habilitada para o trecho de menor índice de prioridade e que esteja morto. Disparando a transição, coloca-se no lugar Trecho a Recompôr o trecho escolhido para recomposição. Na Figura B.17 pode-se ver a marcação que indica a seleção do trecho T5 para recomposição com índice 4 (lugar Aux), significando (índice de prioridade+1).

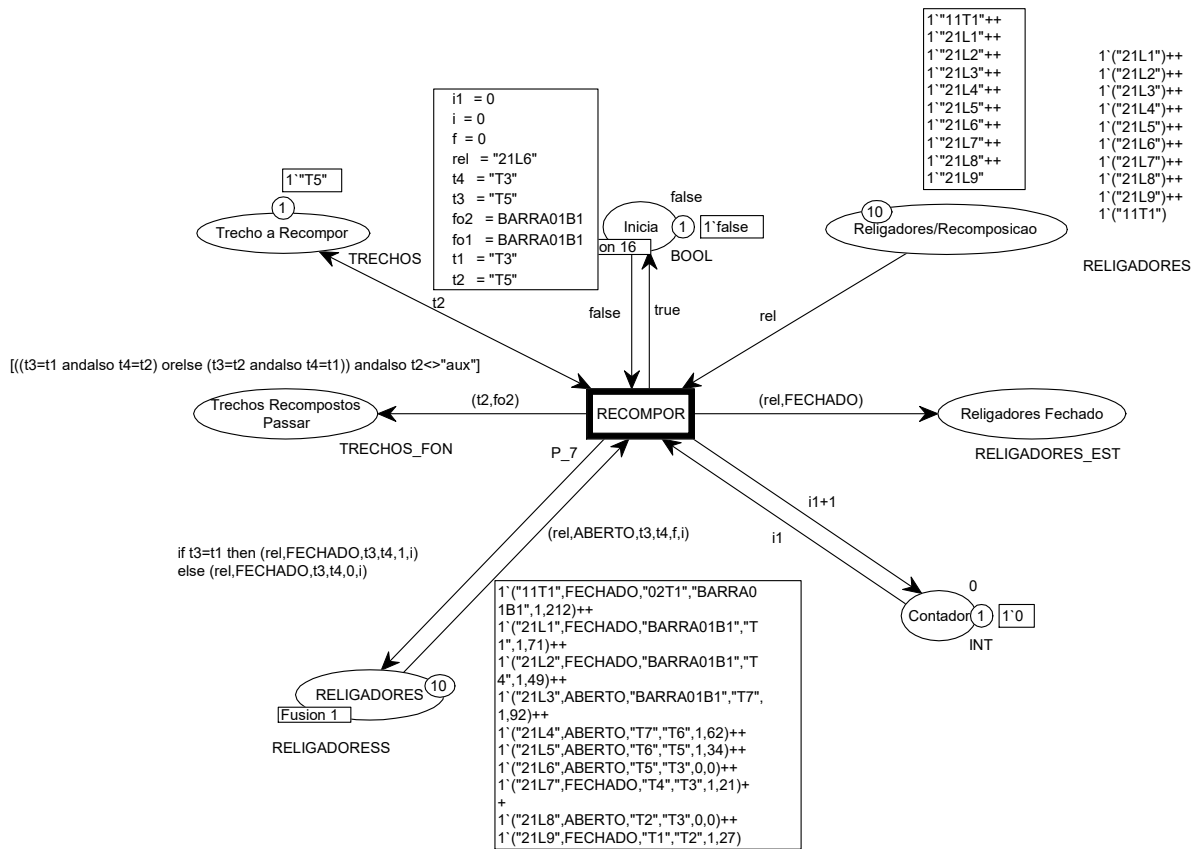
Figura B. 17 - Subrede Seleção do Trecho a Recompor (antes do disparo de “SELECIONA TRECHO”)



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Escolhido o trecho para ser recomposto, o próximo passo é procurar um trecho vivo vizinho ao trecho morto a ser recomposto com um religador aberto interligando-os. Ao fechar esse religador, o trecho escolhido para recomposição torna-se energizado e o passo seguinte são as análises das restrições. Porém, vale ressaltar que o envio de comando de fechamento do religador só é efetivado quando as restrições são todas atendidas. Na Figura B.18 é apresentada a subrede com a função de recomposição analisada.

Figura B. 18 - Subrede Recomposição



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

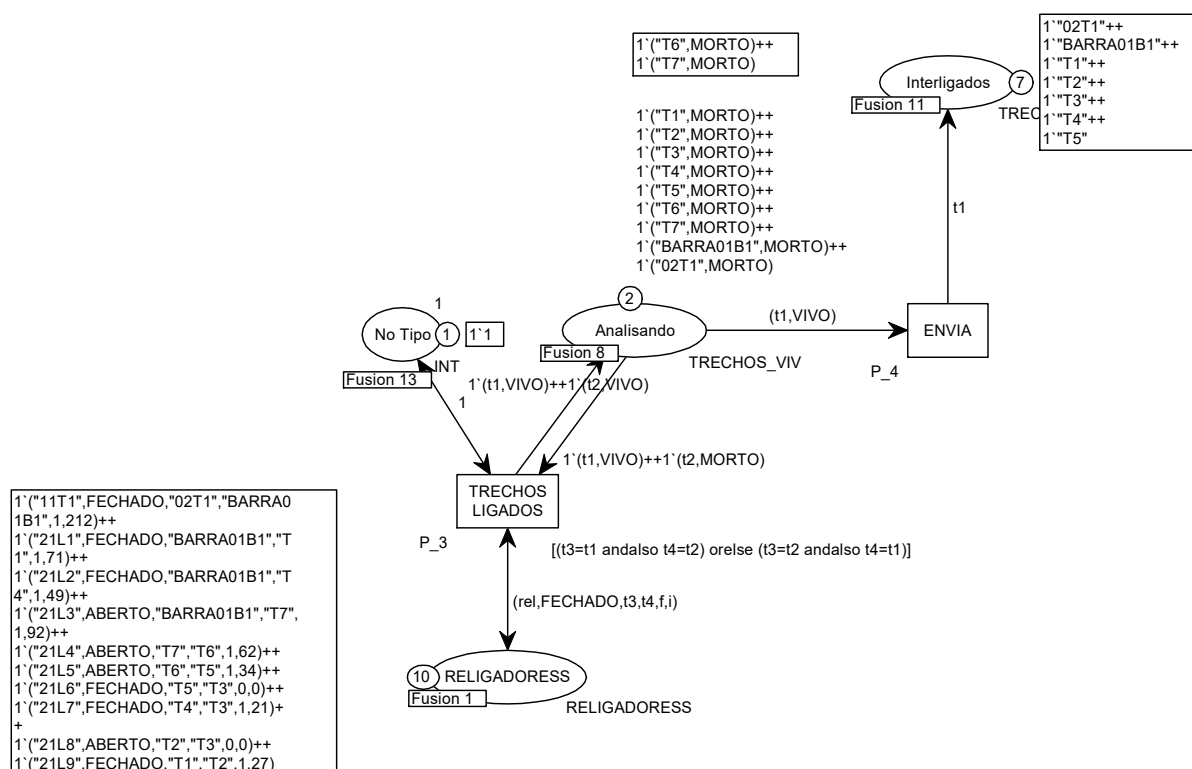
Observe que uma das fichas do lugar RELIGADORES que habilita a transição RECOMPOR é aquela que possui um campo 21L6. Fechando este religador, o trecho T5 será recomposto através de T3, como pode ser observado no diagrama de ligação da transição.

Após a sugestão de fechamento do religador, o passo seguinte é a análise das restrições, que consiste em avaliar se a fonte entra em sobrecarga, se é ultrapassado o limite de condução do condutor (ultrapassagem da ampacidade) ou se ocorre mudança de fonte de suprimento daquele trecho recomposto.

SUBREDE ANALISA FONTES

Na subrede Analisa Fontes, é analisada a capacidade de cada uma das fonte. A subrede foi dividida em duas partes para melhor visualização. Na figura B.19 é apresentada a primeira parte da subrede.

Figura B. 21Parte 2 da Subrede Analisa Fontes (após o disparo de “TRECHOS LIGADOS”)



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

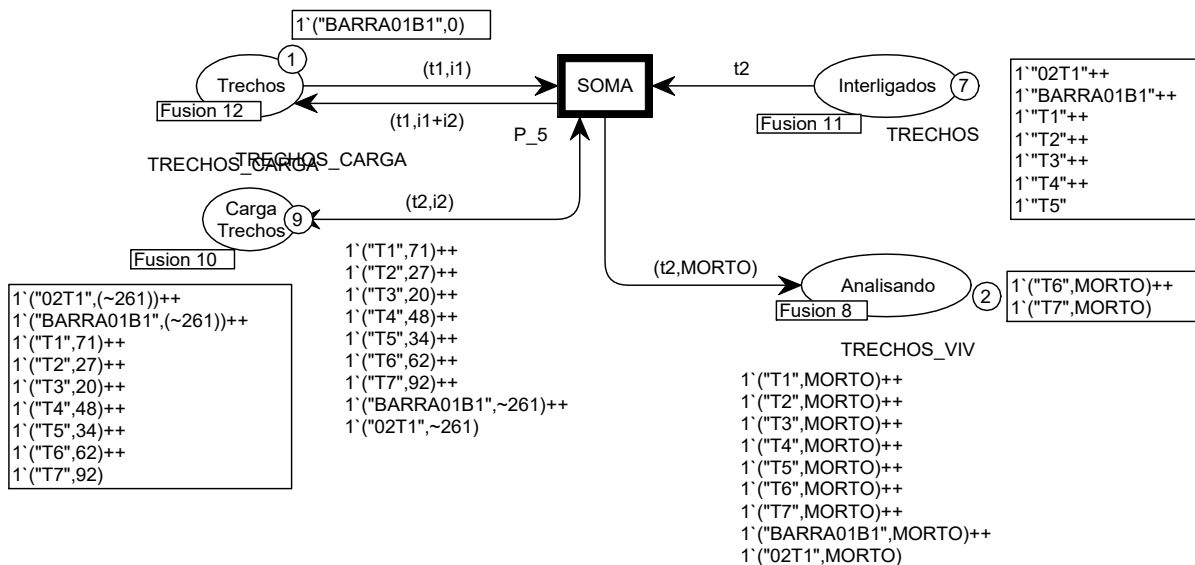
Como se pode observar no lugar Interligados, são listados todos os trechos que são alimentados pela barra de 01B1, inclusive a própria barra.

SUBREDE CAPACIDADE E CARREGAMENTOS

A subrede Capacidade e Carregamentos tem como função verificar a capacidade da fonte considerando já as cargas ligadas a cada trecho e informar se haverá ultrapassagem ou se há folga na fonte. Dando continuidade, a fonte considerada é a barra de 01B1. Veja Figura B.22.

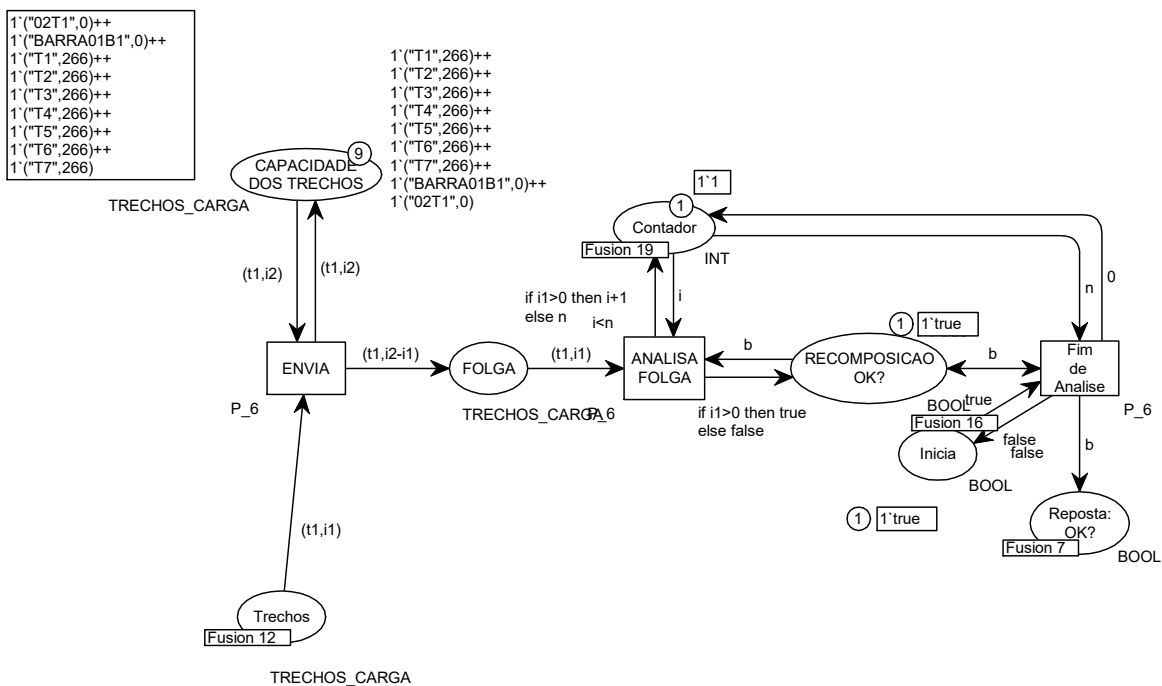
O lugar Carga Trechos apresenta as correntes nominais associadas a cada barra (no CPN Tools, para valores reais ou inteiros é usado como operador unário negativo o operador “~”) e as cargas ligadas a cada trecho (valores positivos). Com isso, a transição SOMA faz a adição desses valores, a partir dos trechos interligados em no lugar Interligados, e caso o resultado seja negativo, isto significa que há folga na fonte considerada. Na Figura B.23 é possível ver a segunda parte da subrede.

Figura B. 22 Parte 1 da Subrede Capacidade e Carregamentos



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013).

Figura B. 23 Parte 2 da Subrede Capacidade e Carregamentos



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013).

Com o resultado da soma, o negativo desse valor é passado através da expressão no arco de saída da transição ENVIA e com isso é avaliado se houve ou não ultrapassagem na transição “ANALISA FOLGA”. Caso há já ultrapassagem, o processo é finalizado e o religador que foi anteriormente fechado para recomposição é aberto, porém vale ressaltar que

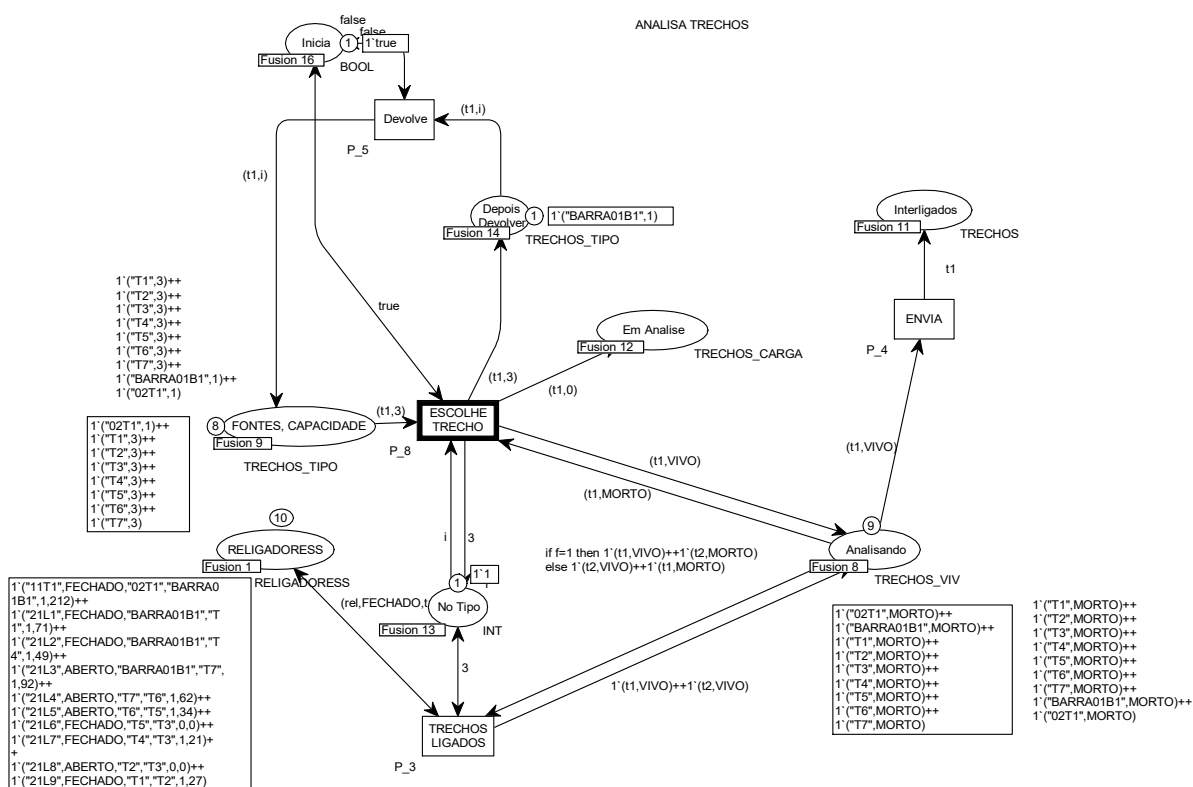
o comando de abertura e fechamento não é enviado para o SCADA quando as restrições não são atendidas. Caso não haja ultrapassagem, o processo percorre até todas as fontes serem analisadas.

Como resultado do exemplo, pode-se ver uma resposta verdadeira (true) em “RECOMPOSIÇÃO OK?” na Figura B.23. O processo continua até todas as fontes serem analisadas.

SUBREDE ANALISA TRECHOS

A função desta subrede é analisar se há ultrapassagem na capacidade de condução dos condutores dos trechos, ou simplesmente ultrapassagem da ampacidade dos trechos. Na Figura B.24 é apresentada a subrede Analisa Trechos.

Figura B. 24 Subrede Analisa Trechos

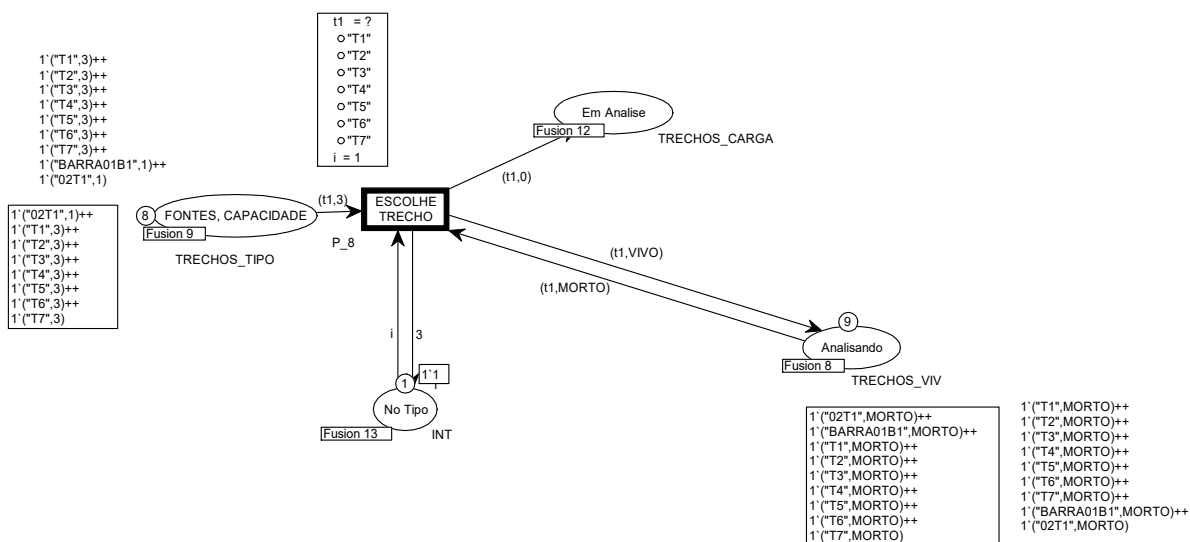


Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

O seu princípio de funcionamento é análogo ao da subrede Analisa Fontes, tendo alguns lugares de fusão em comum. A única diferença é a condição na transição “TRECHOS INTERLIGADOS”, na qual há a restrição da flag. Para melhor compreensão, esta subrede foi

dividida em duas partes. A primeira parte corresponde à escolha do trecho a ser analisado. Veja Figura B.25.

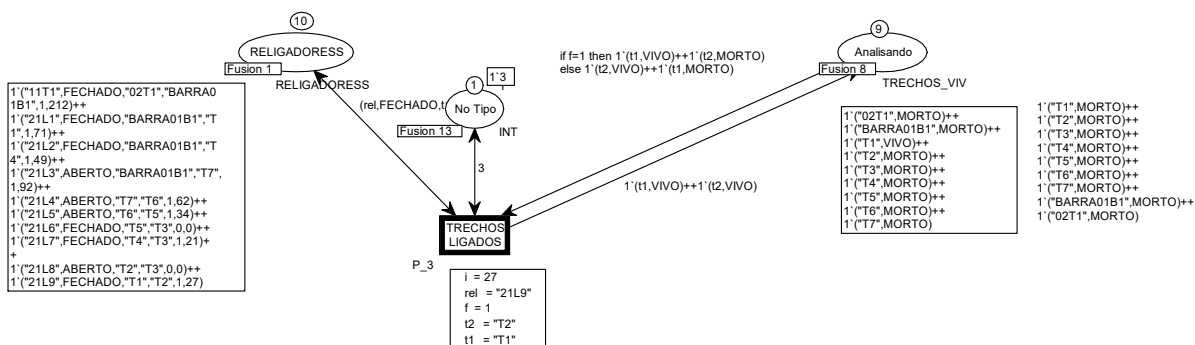
Figura B. 25 Parte 1 da Subrede Analisa Trechos



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013).

O processo é igual ao explicado na primeira parte da subrede Analisa Fontes. A segunda parte é apresentada na Figura B.26.

Figura B. 26 Parte 2 da Subrede Analisa Trechos



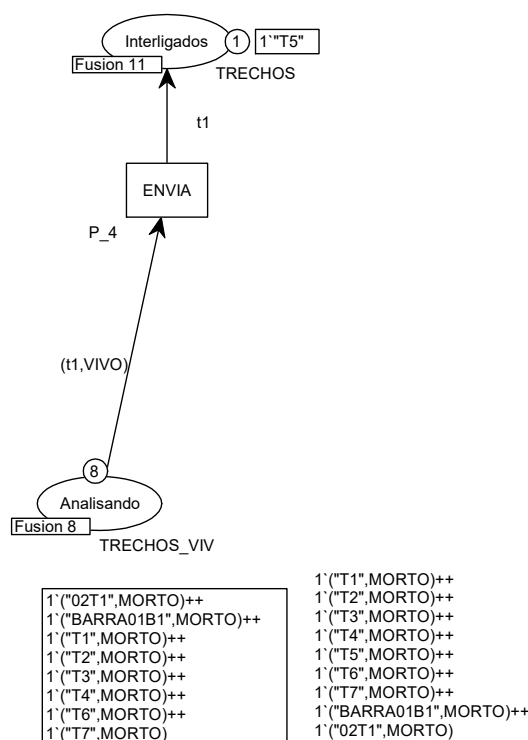
Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013).

O processo é análogo ao explicado em Analisa Vivacidade e em Analisa Fontes. A diferença é a condição da flag f do sentido de corrente de carga no arco de entrada da transição TRECHOS LIGADOS, que liga o lugar Analisando a esta transição. Como o trecho só pode “enxergar” aqueles que estão à jusante, a condição é feita nesse arco com a flag

indicando que a corrente sai do trecho escolhido em direção ao seu vizinho. Por exemplo, se a ficha do lugar RELIGADORES é do tipo (rel, FECHADO, “trecho escolhido”, ”trecho vizinho”, f, i) a flag f deve ter valor 1, indicando que a corrente tem sentido do trecho escolhido para o trecho vizinho. Já se a ficha fosse do tipo (rel, FECHADO, ”trecho vizinho”, ”trecho escolhido”, f, i), a flag deveria ter valor 0 para indicar que a corrente tem sentido do trecho escolhido para o trecho vizinho.

Dessa forma, no lugar “Interligados” (Figura B.27) existirão apenas as fichas que representam os trechos a jusante e o próprio trecho escolhido. No caso do trecho escolhido ser T1, existirão as fichas representando o próprio T1 e seu trecho a jusante T2.

Figura B. 27 Parte 3 da Subrede Analisa Trechos



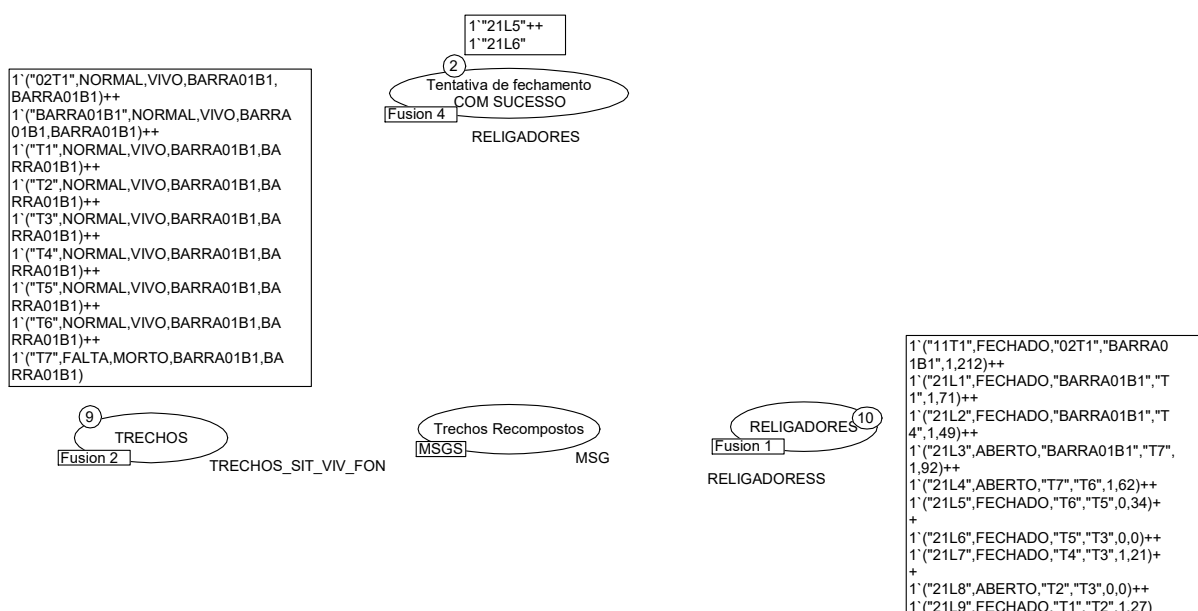
Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA,2013)

Após a obtenção dos trechos interligados, a subrede que será processada é novamente a Capacidade e Carregamentos, operando de forma semelhante quando chamada a partir da subrede Análise de Fontes. O processo de Analisa Trechos é finalizado quando todos os trechos são analisados, informando se houve alguma transgressão às restrições operacionais.

O processo total de recomposição é finalizado quando todos os trechos que podem ser recompostos são efetivamente energizados, sobrando apenas trechos com falta desenergizados ou trechos normais desenergizados, mas que não podem ser recompostos pelo fato de infringirem alguma das condições de sobrecarga de fontes ou condutores.

Para o caso simulado, com uma falta no trecho T7, a simulação chegou ao estado final, situação em que não há mais nenhuma transição habilitada, com o resultado apresentado na Figura B.28.

Figura B. 28 Resultado Final da Recomposição



Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA, 2013)

Como pode ser observado na Figura B.28, os trechos T5 e T6 foram recompostos pela SE PICI através do fechamento dos religadores 21L6 e 21L5, respectivamente, não sendo violada nenhuma das restrições operacionais. Pode ser dito que o sistema alcançou a reconfiguração ótima, já que foi minimizada a quantidade de trechos desenergizados, permanecendo sem o fornecimento de energia elétrica somente o trecho defeituoso (T7).