



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
COORDENAÇÃO DE ESTÁGIOS**

Relatório de Estágio Supervisionado

**Companhia Energética de Alagoas
Empresa**

**João Marcelo Cavalcante de Albuquerque
Estagiário**

**Benemar Alencar de Souza
Orientador**

Campina Grande, Agosto de 2004

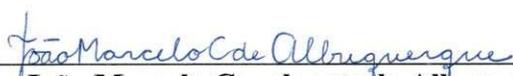


Biblioteca Setorial do CDSA. Março de 2021.

Sumé - PB

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
COORDENAÇÃO DE ESTÁGIOS

Relatório de Estágio Supervisionado



João Marcelo Cavalcante de Albuquerque

Estagiário



Benemar Alencar de Souza

Orientador

Campina Grande, Agosto de 2004

Agradeço a Deus, pela oportunidade de tão imenso crescimento profissional e sobretudo pessoal.

À minha família, por ser sempre meu porto seguro na viagem de novos desafios.

Aos meus colegas de trabalho da CEAL.

Aos meus novos amigos, Erivaldo e Ricardo, pela disponibilidade e pela descontração de sempre.

A Vladimir, pela amizade e pela referência que se tornou.

Ao amigo e professor Benemar, por toda ajuda e incentivo.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. A EMPRESA.....	2
2.1. HISTÓRICO	2
2.2. INFRA-ESTRUTURA ENERGÉTICA E INDICADORES ATUAIS	3
2.3. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL.....	5
3. GERENCIAMENTO DE PROGRAMAS DE P&D.....	7
3.1. REGULAMENTAÇÃO DA ANEEL	7
3.2. GERENCIAMENTO DOS PROGRAMAS DE P&D DA CEAL	9
4. ESTUDO DE COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO	12
4.1. FILOSOFIA DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....	12
4.2. REVISÃO DA PROTEÇÃO DO LITORAL NORTE.....	15
5. AUTOMAÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO.....	20
5.1. RELÉS DIGITAIS E MICROPROCESSADOS	20
5.2. IMPLANTAÇÃO DE AJUSTES EM RELÉS DIGITAIS	21
6. CONCLUSÕES	25
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	26
8. ANEXOS	27
8.1. DIAGRAMAS UNIFILARES DO SISTEMA ELÉTRICO DO LITORAL NORTE (INCLUINDO AJUSTES DA PROTEÇÃO DE FASE E DE NEUTRO)	27
8.2. DADOS DOS TRANSFORMADORES DO LITORAL NORTE	30
8.3. DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DO LITORAL NORTE	32

1. Introdução

Dentro do curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, a realização do estágio obrigatório destaca-se como uma oportunidade de colocar o aluno diante de atividades, situações e dificuldades que farão parte de sua vida profissional. É durante o estágio profissionalizante que o aluno poderá entrar em contato com o cotidiano de uma empresa, experimentar responsabilidades e poder utilizar o conhecimento adquirido durante o curso de graduação para auxiliar a empresa na resolução de seus problemas, além de ter à disposição uma grande oportunidade de desenvolver as relações interpessoais necessárias à vida profissional.

Desta forma, o presente relatório tem como objetivo descrever as atividades desenvolvidas durante a realização do estágio supervisionado na Companhia Energética de Alagoas (CEAL) dentro do período de 03 de junho a 02 de agosto de 2004. Inicialmente será apresentada a empresa em que o estágio foi realizado, destacando sua importância dentro do Estado e sua estrutura organizacional. Em seguida serão descritas as atividades desenvolvidas na empresa, divididas em duas etapas principais: a gerência de projetos de pesquisa e desenvolvimento e o estudo de coordenação da proteção de uma região atendida pelo sistema elétrico da empresa. Por fim, serão apresentadas algumas conclusões e sugestões provenientes do período de estágio na empresa.

2. A Empresa

2.1. Histórico

A constituição da CEAL foi autorizada pela Lei Estadual nº 2.137, de 08 de abril de 1959, sob a razão de Companhia de Eletricidade de Alagoas, com a finalidade, na época, de realizar o aproveitamento, exploração e distribuição de energia elétrica no Estado de Alagoas. Durante as últimas quatro décadas, pode-se identificar e caracterizar a história da CEAL em quatro etapas:

- ♦ Fase de construção;
- ♦ Fase de consolidação da concessão estadual;
- ♦ Fase da CEAL energética;
- ♦ Fase do processo de privatização.

Logo após a sua constituição, um grupo de trabalho organizou o Plano de Eletrificação do Estado, dando início à fase de construção. Não se pode deixar de registrar a dedicação dos diversos empregados e diretores que iniciaram o processo de eletrificação do Estado, começando pela cidade de Viçosa, em novembro de 1961, meses após a autorização do Governo Federal para a CEAL funcionar como Empresa Concessionária de Energia nos termos da legislação federal específica, através do Decreto nº 50.793, de 15 de junho de 1961.

A segunda fase de consolidação da concessão estadual ocorreu através das encampações de diversas empresas que prestavam o serviço de distribuição de energia no Estado de Alagoas, sendo as últimas realizadas no final da década de 70, com a encampação das redes de distribuição das cidades de Mata Grande, Água Branca e Delmiro Gouveia. Esta fase também foi marcada pela absorção em 1973 da rede de subtransmissão em 69 kV, pertencente à Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF). Com a sua presença em toda a área de concessão, a CEAL passou a se preocupar com a potência energética disponível no Estado. Assim, através da Lei Estadual nº 4.450, de 05 de julho de 1983, foi alterada a razão social para Companhia Energética de Alagoas, permitindo à empresa ampliar o campo de atuação, no sentido de pesquisar, estudar, projetar, explorar e comercializar quaisquer outras formas de energia além da elétrica. Nessa área, foram desenvolvidas:

- ♦ Energia eólica: monitoramento de cinco áreas (Peba, Roteiro, Mar Vermelho, Maceió e Maragogi);
- ♦ Biomassa: desenvolvimento de estudos conjuntos com as usinas de açúcar e álcool, prevendo-se assinaturas de contratos de compra de energia pela CEAL;
- ♦ Pequenas quedas d'água: identificação de 22 aproveitamentos, com potencial total de 22 MW.

Federalizada em julho de 1997, sob o controle da ELETROBRÁS, a CEAL foi incluída no Programa Nacional de Desestatização (PND). Desde então, a empresa passou a trabalhar na sua recuperação econômico-financeira e operacional, com vistas à privatização prevista para ocorrer em 2001, mas que acabou não se concretizando. No Nordeste, apenas as concessionárias de distribuição de Alagoas e do Piauí continuam hoje sob o controle estatal e entre as empresas federalizadas (concessionárias de distribuição estaduais que passaram para o controle do Governo Federal), é a que se encontra em melhor situação financeira. Atualmente, a empresa recebeu um desafio do Ministério de Minas e Energia: caso consiga equilibrar suas contas nos próximos anos, a CEAL será retirada do Programa Nacional de Desestatização.

Fonte: Relatório de Atividades CEAL – Ano 2001 [1].

2.2. Infra-Estrutura Energética e Indicadores Atuais

O Estado de Alagoas é suprido a partir do complexo de Paulo Afonso por meio de três linhas de 230 kV que levam energia às subestações de Zebu, Abaixadora e Angelim, e a partir da usina hidrelétrica de Xingo, por uma linha de transmissão em 500 kV que interliga a usina à subestação de Messias, de onde parte o suprimento para as subestações Rio Largo II e Maceió. Esta subestação, situada no Bairro do Tabuleiro dos Martins, utiliza a seccionadora 69 kV Tabuleiro do Martins da CEAL como pátio de 69 kV, operando em 230/69 kV – 300 MVA e atendendo a toda a área metropolitana de Maceió e ao pólo multifábril de Alagoas.

O suprimento da CHESF representa quase a totalidade da energia requerida pela CEAL (96,0%), sendo complementada pela CELPE (1,0%), ENERGIPE (1,5%) e cogeração (1,5%). O sistema elétrico de distribuição da CEAL é formado por linhas de 69 kV, subestações em 69/13,8 kV e redes de distribuição em 13,8 kV e 380/220 V. As linhas de transmissão em 230 kV e 500 kV que existem no Estado de Alagoas

pertencem ao Sistema Interligado Nacional (SIN). No gráfico da Figura 2.1 é apresentado o consumo de energia elétrica por segmento de mercado da CEAL em percentagem no ano de 2003.

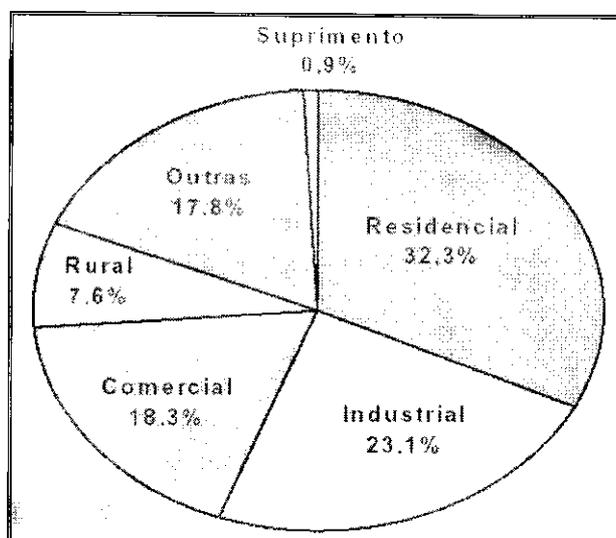


Figura 2.1 – Consumo por segmento de mercado da CEAL em percentagem [2]

No ano de 2003 foi acrescentado ao sistema elétrico da CEAL a subestação de Maragogi, com 5,00/6,25 MVA de potência instalada; foram também ampliadas as subestações de Santana do Ipanema, de 5 MVA para 11,25 MVA, e a subestação de Matriz de Camaragibe, de 8,25 MVA para 10 MVA. A subestação de Maragogi já foi energizada automatizada e com um sistema digital de supervisão, proteção e controle, ampliando para nove o número de subestações automatizadas da CEAL, sendo sete em Maceió e duas no interior do Estado, contribuindo de forma significativa para a melhoria da operação do sistema elétrico, já que mais de 50% da energia fornecida pela CEAL a seus consumidores é hoje feita através de subestações automatizadas. Também em 2003 foi concluída a construção da nova configuração da seccionadora 69 kV Tabuleiro do Martins, o que já permitiu a energização da subestação Maceió 230/69 kV, pertencente à CHESF, com 300 MVA instalados.

Com referência aos índices de desempenho operacional no ano de 2003, houve uma pequena melhora no valor da DEC (Duração Equivalente de Interrupção) e manutenção dos níveis da FEC (Frequência Equivalente de Interrupção). Os baixos investimentos realizados na expansão e melhoria do sistema elétrico nos últimos anos,

em média R\$ 16 milhões, têm sido insuficientes para manter os índices operacionais em valores aceitáveis. Em 2003, foram investidos cerca de R\$ 19 milhões no sistema elétrico, valores ainda insuficientes para garantir as metas exigidas pela ANEEL.

Participando do “Programa Nacional de Combate ao Desperdício de Energia”, através do programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, a CEAL continuou realizando em 2003 as pesquisas do ciclo 2000/2001, além de iniciar mais dois novos projetos. Em 2004, a CEAL continua executando os projetos de pesquisa dos ciclos anteriores, além de quatro novos projetos de pesquisa, já aprovados na ANEEL: “Modelagem Ambiental na Bacia do Rio Mundaú para a Implantação de PCH’s”; “Análise de Confiabilidade, Segurança e Custos do Sistema Supervisório da CEAL”; “Surto de Manobra e Distorção Harmônica em Sistemas de Distribuição”; e “Otimização Combinatória para Minimização das Perdas e Melhoria da Qualidade”.

A CEAL submeteu à ANEEL catorze projetos de eficiência energética em 2003, com destaque para o importante projeto com a Companhia de Água e Saneamento de Alagoas (CASAL), para construção de trecho da adutora do Pratagy, no valor de R\$ 1,41 milhões, o qual permitirá a retirada de 19 bombas do sistema elétrico na condição de carga máxima; tais obras têm previsão de conclusão para o ano de 2004.

Fonte: Relatório da Administração CEAL – Ano 2003 [2].

2.3. Estrutura Organizacional

A estrutura organizacional da Companhia Energética de Alagoas é formada pelas seguintes divisões: Presidência, Diretoria Administrativa, Diretoria de Operação, Diretoria Econômico-Financeira e de Relações com o Mercado, Diretoria Comercial e Diretoria de Engenharia. Os órgãos que compõem a Presidência são o gabinete da presidência e seus assistentes, assim como as várias assessorias. Cada diretoria, por sua vez, é dividida em várias superintendências, cada qual com suas responsabilidades e funções. Na Tabela 2.1 são apresentadas as várias diretorias existentes na CEAL com suas respectivas superintendências.

O presente estágio supervisionado foi desenvolvido em dois órgãos da CEAL: a Assessoria de Pesquisa e Desenvolvimento e Conservação de Energia e a Gerência de Operação da Transmissão, uma das gerências vinculadas à Superintendência de Transmissão. O primeiro órgão é uma das assessorias que compõem a presidência e cujo responsável é o engenheiro Cícero Vladimir de Abreu Cavalcanti. A função desta

assessoria é administrar e gerenciar tanto os projetos de pesquisa e desenvolvimento quanto os projetos de eficiência energética desenvolvidos pela CEAL em parceria com outras instituições, assim como gerenciar programas específicos do Governo Federal de universalização do uso da energia elétrica, como o atual “Luz Para Todos”.

Tabela 2.1 - Estrutura organizacional das diretorias da CEAL

ESTRUTURA ORGANIZACIONAL	
DIRETORIA	SUPERINTENDÊNCIA
Administrativa	Infra-Estrutura e Logística
	Recursos Humanos
	Tecnologia da Informação
Operação	Transmissão
	Distribuição
Econômico-Financeira e de Relações com o Mercado	Controle e Finanças
	Planejamento e Gestão Financeira
Comercial	Comercialização de Energia
	Gestão da Receita
	Gestão Comercial
	Redução de Perdas
Engenharia	Projetos e Obras
	Planejamento e Desenvolvimento Energético

A Diretoria de Operação é subdividida em duas superintendências: a de Transmissão e a de Distribuição. Dentro da estrutura da CEAL, a transmissão é responsável pela operação de grandes quantidades de energia, transportando a energia recebida das subestações da CHESF instaladas no Estado até as várias subestações de distribuição da CEAL; já a distribuição é responsável pela estrutura que liga as saídas das subestações de distribuição até os vários consumidores individualmente. A Superintendência de Transmissão, por sua vez, ainda é dividida em três gerências: a Gerência de Operação da Transmissão; a Gerência de Manutenção de Linhas, Subestações e Equipamentos; e a Gerência de Automação e Telecomunicações.

3. Gerenciamento de Programas de P&D

3.1. Regulamentação da ANEEL

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), um programa de pesquisa e desenvolvimento é qualquer atividade criativa empreendida em base sistemática com vistas a aumentar o estoque de conhecimentos e no uso deste estoque para perscrutar novas aplicações [3]. A abrangência desses programas inclui as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. As atividades de P&D têm por objetivo a capacitação tecnológica da empresa, visando a geração de novos processos, produtos ou o evidente aprimoramento de suas características, mediante a execução de programas próprios ou contratados junto a instituições de pesquisa, gerenciados pela empresa de energia elétrica por meio de uma estrutura permanente. A ANEEL é responsável pela análise e aprovação dos programas anuais de P&D, assim como pelo acompanhamento da execução dos projetos aprovados, com o auxílio das agências estaduais, nos termos definidos nos seus convênios de cooperação.

Como consta de cláusula específica dos contratos de concessão, as empresas do setor elétrico devem aplicar anualmente investimentos em pesquisa e desenvolvimento. Com a edição da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, os percentuais para investimentos mínimos em pesquisa e desenvolvimento foram alterados, bem como foi ampliada a abrangência de agentes do setor elétrico comprometidos com investimentos. A Lei nº 9.991/2000 determina que as concessionárias de distribuição de energia elétrica apliquem anualmente, no mínimo, 0,75% da sua receita operacional líquida (ROL) anual em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia. Já as concessionárias de geração, os produtores independentes e as concessionárias de transmissão ficam obrigadas a aplicar, anualmente, no mínimo, 1% de sua ROL em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por isenção, as empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Dos recursos destinados a pesquisa e desenvolvimento, 50% são destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), enquanto o restante é aplicado em programas desenvolvidos pelas empresas de energia elétrica, segundo os regulamentos

estabelecidos pela ANEEL. Na Tabela 3.1 são apresentadas as regras para investimento pelas empresas do setor elétrico.

Tabela 3.1 – Regras para investimentos em P&D e eficiência energética [3]

Empresa	Regra de transição			Regra definitiva		
	P&D (%ROL)	Eficiência (%ROL)	Prazo de validade	P&D (%ROL)	Eficiência (%ROL)	Prazo de validade
Geração	1,00	-	Até 31/12/2005	1,00	-	Após 01/01/2006
Transmissão	-	-	-	1,00	-	Após celebração contrato
Distribuição	0,50	0,50	Até 31/12/2005	0,75	0,25	Após 31/12/2005

As empresas devem apresentar a proposta do programa anual de P&D nos prazos divulgados pela ANEEL. A elaboração da proposta deve iniciar com o preenchimento dos formulários eletrônicos fornecidos pela própria agência. Ao submeter os programas, as empresas devem designar o gerente de programa, que é o responsável pela coordenação da aprovação e execução dos projetos, atuando, juntamente com os gerentes de projeto, nas relações com a ANEEL. Em se tratando de contratação de outra instituição para executar o projeto, deve ser designado um coordenador da equipe de P&D, por parte da instituição, que será responsável pela coordenação dos trabalhos da equipe e prestará contas do progresso dos trabalhos ao gerente do projeto.

Quando um projeto com duração superior a doze meses é aprovado dentro de um ciclo pela ANEEL, esta, na verdade, está aprovando as atividades do primeiro ano do projeto, ficando a aprovação a partir do segundo ano dependente do desempenho das atividades do ano anterior. Ou seja, a aprovação da continuidade de um projeto plurianual está vinculada a uma autorização da agência, a ser concedida após a análise dos relatórios de acompanhamento do primeiro ano. As alterações nas etapas subsequentes dos projetos plurianuais, devem ser identificadas na proposta do programa anual correspondente e submetidas à ANEEL, que a reavalia, analisando as alterações propostas, a atualidade de sua viabilidade e a adequação dos custos e cronogramas propostos.

A empresa de energia elétrica deve prestar contas à ANEEL ou à agência estadual do andamento e conclusão dos trabalhos. O acompanhamento da execução do programa anual de P&D é feito a partir dos relatórios de acompanhamento de cada um dos projetos que o compõe, enviados pela empresa quadrimestralmente. Caso não haja cumprimento de metas físicas ou alterações significativas na execução do projeto, a empresa deve justificar e propor os ajustes necessários para regularização do andamento do projeto. No prazo de até trinta dias após o término de cada projeto, o respectivo relatório final deve ser encaminhado eletronicamente à ANEEL e à agência estadual. Após a aprovação de todos os projetos, o programa é considerado concluído e as obrigações anuais da empresa relativas a P&D cumpridas.

3.2. Gerenciamento dos Programas de P&D da CEAL

O gerenciamento de programas de pesquisa e desenvolvimento e de eficiência energética da CEAL é de responsabilidade da Assessoria de Pesquisa e Desenvolvimento e Conservação de Energia (APD), uma das assessorias da presidência da empresa, na pessoa do engenheiro Cícero Vladimir de Abreu Cavalcanti. Antes da criação da APD em 2003, os projetos de pesquisa e desenvolvimento financiados pela CEAL eram gerenciados separadamente por diferentes órgãos da empresa. Tal estrutura de organização acarretava alguns problemas, como a dificuldade de centralização das informações para eventuais ações de fiscalização por parte da ANEEL e a falta de um acompanhamento centralizado e sistemático de todos os projetos em andamento.

A primeira etapa do estágio supervisionado foi realizada neste órgão. Inicialmente, foram apresentados os ciclos de P&D gerenciados pela CEAL, referenciando os projetos pertencentes a cada ciclo e a situação atual de cada um deles. Durante este período, foram realizadas algumas atividades típicas do gerenciamento de programas de P&D por uma empresa, como: a regularização da situação dos projetos de pesquisa por meio do envio de documentação solicitada pela ANEEL; gerenciamento do pagamento das parcelas à cada instituição de pesquisa, conforme cronograma de custos de cada projeto; confecção dos relatórios de acompanhamento quadrimestrais dos projetos em andamento via formulários eletrônicos da ANEEL; além do trabalho de coleta, organização e atualização de toda a documentação disponível dos três ciclos de P&D da CEAL, entre relatórios, planilhas e autorizações de pagamento.

Para o ciclo 2000/2001, a CEAL teve dois projetos de pesquisa e desenvolvimento aprovados pela ANEEL, ambos realizados em parceria com a empresa de consultoria e engenharia da Bahia NORSUL. Tais projetos tinham como títulos “Metodologia e *Software* para Análise do Impacto de Condutores Abertos no Sistema de Distribuição” e “Falhas em Transformadores Associados ao Sistema de Distribuição”, sendo suas conclusões previstas para doze e quinze meses respectivamente.

As pesquisas em ambos os projetos começaram com um grande atraso em relação à data de aprovação pela ANEEL dos mesmos; tal fato teve como principal causa o atraso no processo de contratação da empresa consultora, tendo em vista as leis que regulamentam a contratação de serviços por parte de uma empresa estatal como é a CEAL. Assim sendo, os cronogramas de atividades dos dois projetos tiveram que ser reformulados e submetidos a nova aprovação pela ANEEL. Durante o período de realização do estágio na APD, tais projetos já haviam sido concluídos, com a solicitação de dilatação do prazo de conclusão tendo sido aceita pela ANEEL.

Entretanto, a APD havia recebido um ofício da ANEEL estabelecendo uma data limite para o envio dos relatórios finais e dos artigos técnicos referentes aos projetos do ciclo 2000/2001 que havia sido encerrado. Após o envio de tais documentos pela NORSUL, estes foram encaminhados por meio de correspondência tanto à ANEEL quanto à ARSAL, a agência reguladora do Estado de Alagoas, regularizando a situação da CEAL com as mesmas.

Para o ciclo 2001/2002, a CEAL também teve dois projetos de pesquisa e desenvolvimento aprovados: “Religamento e Transferência Automática nos Sistemas de Distribuição – Aspectos Eletromecânicos e *Software*” e “Desenvolvimento de Métodos e *Software* de Análise para Implantação de Geração Distribuída nos Sistemas Primários e Secundários da CEAL”, ambos realizados em parceria com a Universidade Federal da Bahia (UFBA) e tendo duração prevista de 24 meses. Durante o período de estágio, foram confeccionados e encaminhados à ANEEL os últimos relatórios quadrimestrais referentes ao primeiro ano de ambos os projetos, procedendo-se também o gerenciamento do pagamento das parcelas ainda pendentes do primeiro ano.

Assim como os projetos do ciclo anterior, os projetos do ciclo 2001/2002 iniciaram suas atividades com um certo atraso em relação à data de aprovação dos mesmos pela ANEEL, fazendo com que fosse necessária a elaboração de justificativas por parte da CEAL para apreciação da agência. Com o primeiro ano dos projetos concluído, ao submeter o segundo ano dos mesmos para análise da viabilidade de sua

continuidade, a APD preferiu incluir ambos entre os projetos do ciclo 2003/2004, ciclo este que foi estruturado e enviado à ANEEL, a qual ainda não deu parecer de aprovação.

Para os projetos do ciclo 2002/2003, que iniciou com a APD já estruturada, não houve atraso no início das atividades em relação ao cronograma aprovado pela ANEEL. Este ciclo é formado por quatro projetos: “Desenvolvimento e Implementação Computacional de Métodos de Otimização Combinatória para Minimização de Perdas e Melhoria da Qualidade da Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica” e “Surto de Manobra e Distorção Harmônica em Sistemas de Distribuição”, ambos realizados em parceria com a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG); “Modelagem de gestão ambiental na Bacia do Rio Mundaú para Implantação de PCH’s”, em conjunto com a Universidade Federal de Alagoas (UFAL); e “Projeto de Análise de Confiabilidade, Segurança e Custos do Sistema Supervisório da CEAL”, realizado em conjunto com a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Todos são projetos de vinte e quatro meses, com exceção do realizado pela UFAL que é de apenas um ano.

No período de estágio foram confeccionados e enviados à ANEEL, através das versões mais atualizadas disponíveis dos formulários eletrônicos, os relatórios de acompanhamento referentes ao primeiro quadrimestre de cada um dos projetos, assim como uma versão atualizada do programa de P&D da CEAL do ciclo 2002/2003. Além disto, foi iniciada a coleta de dados necessários à confecção dos relatórios de acompanhamento do segundo quadrimestre dos projetos, como também foi gerenciado o pagamento das parcelas pendentes segundo o cronograma de custos do ciclo.

4. Estudo de Coordenação de Proteção

4.1. Filosofia da Proteção de Sistemas Elétricos

Dá-se o nome de filosofia da proteção à técnica de selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos protetores a um sistema elétrico, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida, sem que as outras partes do mesmo sejam afetadas [4]. Para a proteção de um sistema elétrico atingir suas finalidades, deverá atender a alguns requisitos:

- ♦ Seletividade: a proteção deve somente isolar a parte do sistema atingida pelo defeito, mantendo a continuidade do serviço das demais partes do sistema;
- ♦ Rapidez: as sobrecorrentes geradas pelos curto-circuitos ou sobrecargas devem ser extintas no menor tempo possível, reduzindo a probabilidade de propagação dos defeitos;
- ♦ Sensibilidade: a proteção deve ser suficientemente sensível a defeitos que possam ocorrer durante a operação do sistema, considerando também eventuais contingências;
- ♦ Segurança: o sistema de proteção não deve atuar sob condições normais de operação do sistema, ou falhar no caso de defeitos no mesmo;
- ♦ Economia: o sistema de proteção deve ter sua implantação viável economicamente, evitando-se um número excessivo de dispositivos de proteção.

Dentro dessa idéia geral, os princípios fundamentais da proteção compreendem a proteção principal ou de primeira linha, a proteção secundária ou de socorro, e a proteção auxiliar. A primária é aquela primeira proteção estabelecida para cada elemento do sistema, com vistas à seletividade; já a proteção de retaguarda tem a finalidade de atuar na manutenção do releamento primário ou na falha deste; por fim, a proteção auxiliar tem como função multiplicação de contatos, sinalização ou temporizador [5].

Os relés de sobrecorrente são largamente utilizados na proteção de sistemas elétricos, podendo ser do tipo de ação instantânea (relé 50), temporizados (relé 51) ou combinando ambas as características. Os relés de sobrecorrente estão sempre

conectados ao secundário de um transformador de corrente, o qual irá fornecer ao relé um valor de corrente proporcional ao valor que circula no seu primário, este conectado ao sistema elétrico.

Dá-se o nome de *tape* do relé, tanto de unidades instantâneas quanto de temporizadas, ao valor de corrente no secundário do TC que faz com que o relé inicie a sua atuação. Um fator muito utilizado nos cálculos de proteção utilizando relés de sobrecorrente é o múltiplo de um relé para um dado valor de curto-circuito, representado pela letra M . O múltiplo indica quantas vezes uma dada corrente de curto-circuito no secundário do TC é maior que o *tape* ajustado do relé. A expressão matemática correspondente é apresentada na equação 4.1, onde I_{cc1} é o valor de corrente de curto-circuito no primário do TC, RTC é a relação de transformação de corrente do mesmo, e $Tape$ é o valor do *tape* para o qual o relé está ajustado.

$$M = \frac{I_{cc1}}{RTC.Tape} \quad (4.1)$$

Um dado relé de sobrecorrente, temporizado ou instantâneo, atua sobre o circuito de disparo do disjuntor a ele associado, solicitando a abertura deste último. Quanto ao tempo de operação, os relés podem ser de dois tipos: instantâneo ou temporizado. Os relés de sobrecorrente instantâneos são geralmente utilizados para proteção de linhas e equipamentos contra níveis muito elevados de corrente, tais como as correntes de curto-circuito; tais relés atuam quase que instantaneamente quando o valor da corrente no primário do TC ultrapassa o *tape* de ajuste do relé, havendo apenas um retardo inerente à operação normal do equipamento. Por sua vez, os relés de sobrecorrente temporizados são em geral utilizados para a proteção de linhas e equipamentos contra valores elevados de corrente em regime permanente, como os encontrados em sobrecargas; estes relés incluem um retardo intencional e ajustável para a sua operação.

Os relés temporizados podem ser de tempo definido ou de tempo inverso. Nos de tempo definido, quando o valor da corrente que alimenta o relé ultrapassa seu valor de ajuste de *tape*, a atuação do relé ocorre em um certo tempo pré-definido, independentemente de quanto a corrente chegou a ultrapassar o valor ajustado. Nos

relés de tempo inverso, o comportamento do equipamento obedece a uma curva *tempo x corrente* de forma que o relé atuará quando a corrente que o alimenta ultrapassar o valor ajustado para o seu tape, mas tal atuação ocorrerá tão mais rapidamente quanto maior for o valor de corrente que chega ao relé.

Os fusíveis são muito utilizados em uma faixa bastante ampla de tensões, sendo um dispositivo de interrupção súbita e que deve ser manualmente repostos para restaurar a operacionalidade do circuito. Enquanto os disjuntores geralmente utilizam um relé e um transformador de corrente para detectar corrente e fornecer o sinal de operação, o fusível fornece sua própria função de detecção e interrupção. Os fusíveis podem ser feitos com elementos metálicos simples, os quais derretem-se devido às perdas por efeito joule no material, ou por outros métodos, que podem ser molas sob tensão.

Devido a sua rigidez, os fusíveis são geralmente utilizados como o último dispositivo protetor em cada nível de tensão, em distribuição primária, isto é, os mais próximos da carga. Aos fusíveis é citada uma corrente nominal, em ampères, seguida por um sufixo *E* ou *N* e por outro *S* ou *F* [4]. Esta especificação indica que estes fusíveis suportam as correntes nominais a eles atribuídas em regime permanente, sendo o primeiro sufixo indicador de que suas características estão de acordo com aquelas estipuladas pela EEI-NEMA, para o sufixo *E*, e NEMA para o sufixo *N*; já o segundo sufixo indica se a operação do fusível ocorre de forma mais lenta, para o sufixo *S*, ou de forma mais rápida, para o sufixo *F*.

As curvas características dos fusíveis são, usualmente, representadas num sistema de coordenadas *tempo x corrente* de uma forma semelhante aos outros dispositivos de sobrecorrente. Uma curva característica completa de um fusível é composta dos seguintes elementos:

- Curva corrente x tempo mínimo de fusão (TMF): relaciona a corrente que circula no fusível com o tempo mínimo para o qual suas propriedades físico-químicas começam a se alterar, dando início ao processo de fusão; é importante que a sobrecorrente que circula pelo fusível seja extinta antes que o TMF seja atingido, o que evita o desgaste do mesmo e não compromete sua atuação normal em futuras solicitações;
- Curva corrente x tempo total de interrupção (TTI): relaciona a corrente que circula no fusível com o tempo máximo, garantido pelo fabricante, para a total fusão do dispositivo; esta curva é obtida adicionando-se à curva TMF a margem de tolerância

admitida pelo fabricante; teoricamente, pode-se dizer que, quando circula um dado valor de corrente pelo fusível, sua fusão pode acontecer em um instante de tempo compreendido entre o TMF e o TTI correspondentes àquele valor de corrente.

4.2. Revisão da Proteção do Litoral Norte

A segunda etapa do estágio supervisionado foi realizada na Gerência de Operação da Transmissão (GOT), localizada no Centro de Operação do Sistema (COS) na subestação do Pinheiro, em Maceió. As atividades realizadas na GOT são divididas em três grupos de trabalho:

- ♦ Pré-operação: realização de estudos de fluxo de carga e de proteção para todo o sistema elétrico da CEAL;
- ♦ Operação: despacho de carga, manobras, contato com outras subestações e demais atividades envolvidas na operação em tempo real do sistema;
- ♦ Pós-operação: confecção de relatórios de ocorrências e organização das informações sobre as atividades diárias da operação.

Uma das atividades realizadas na GOT foi o estudo da coordenação da proteção do sistema elétrico da CEAL que atende ao litoral norte do Estado. Tal sistema elétrico inicia na subestação Rio Largo II (RLD) de 230/69 kV da CHESF, de onde parte uma linha de 69 kV até a subestação de São Luis do Quitunde (SLQ), sendo esta uma subestação de distribuição pertencente à CEAL. Desta subestação parte outra linha de 69 kV que chega à subestação de Matriz de Camaragibe (MTC); é também uma linha de 69 kV que faz a ligação entre a subestação anterior e a de Porto Calvo (PCV), da qual também parte uma linha de 69 kV até a última subestação da região, a de Maragogi (MGI), a subestação mais nova da CEAL, energizada em 2003. Entre as subestações de RLD e de SLQ há uma usina de álcool, a Usina Cachoeira do Mirim (UCM), unidade consumidora que é atendida em 69 kV pela CEAL. Um diagrama unifilar deste sistema elétrico em estudo encontra-se em anexo.

Uma das peculiaridades do sistema elétrico em estudo é que as subestações de SLQ, MTC e PCV não possuem disjuntor geral na barra de 69 kV antes dos transformadores; a proteção no primário dos transformadores é feita por meio de fusíveis, o que torna mais enriquecedor o estudo de proteção do regional. É importante

destacar que todas as subestações de distribuição da CEAL são subestações de 69/13,8 kV. Em anexo encontram-se dados detalhados sobre as linhas que fazem as conexões entre as subestações do regional em estudo, assim como dados sobre os transformadores presentes em todas as subestações. Na Tabela 4.1 são listadas as potências nominais de cada uma das subestações do litoral norte de Alagoas.

Tabela 4.1 – Potência nominal total das subestações do litoral norte de Alagoas

SUBESTAÇÃO	Nº DE TRANSFORMADORES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (MVA)
UCM	1	5,00 / 6,25
SLQ	2	10,00 / 12,50
MTC	2	10,00 / 12,50
PCV	2	10,00 / 12,50
MGI	1	5,00 / 6,25

A seguir encontram-se listados os fatores que foram motivadores para que fosse realizada a revisão da coordenação do sistema de proteção deste regional da CEAL:

- ♦ Os ajustes dos relés da subestação de Maragogi foram implantados antes da colocação em operação da mesma, tendo sido feitas previsões de carga para seus alimentadores: tornava-se necessário reavaliar os ajustes com a carga real registrada na subestação;
- ♦ O último estudo de proteção do regional considerou desprezível o banco de reguladores de tensão monofásicos existentes na subestação de Maragogi: tornava-se necessário estudar a influência da consideração do banco para as correntes de curto-circuito nas barras do sistema;
- ♦ A impedância acumulada até a subestação de Rio Largo II da CHESF havia sofrido alteração, assim como foram alterados os ajustes do relé que aciona o disjuntor de saída desta subestação: era necessário recalcular as correntes de curto-circuito e reajustar os parâmetros dos relés considerando tais alterações.

Parte da área atendida pelas subestações em estudo é uma área litorânea, a qual costumeiramente apresenta um aumento significativo no consumo de energia elétrica nos meses de janeiro e fevereiro de cada ano. Tal aumento do consumo é mais significativo nas subestações de Maragogi, Porto Calvo e São Luiz do Quitunde, de

forma que as curvas de carga dessas subestações apresentam dois perfis de demanda bem característicos e distintos durante o ano, ocorrendo maior demanda nos dois primeiros meses. Não raro, com o início de cada ano, os ajustes da maioria dos relés do regional eram alterados, objetivando que estes se adequassem à maior solicitação de corrente típica do período; em seguida, os ajustes retornavam aos valores originais. Dessa forma, outra motivação deste estudo foi a intenção de se fixar ajustes para a proteção do sistema de forma que não houvesse a necessidade de modificações em certos períodos do ano; isto, certamente, sem que a sensibilidade para os meses de menor demanda fosse comprometida.

O estudo iniciou com a utilização de um programa de curto-circuito para a determinação das correntes de falta trifásica e fase-terra para as várias barras do sistema, tanto as de 69 kV quanto às de 13,8 kV. Foi utilizado para tanto o programa CURTO [6], que utiliza linguagem Fortran, programa este usado nos estudos da empresa. Nesta etapa do trabalho, foi necessário entrar em contato com o fabricante do banco de reguladores monofásicos para obter detalhes sobre os valores de impedância do equipamento.

O segundo passo no estudo era determinar que valores de corrente de carga iriam ser atribuídos aos alimentadores de cada subestação, assim como quais seriam os valores de corrente de carga associados a cada disjuntor do sistema. Dessa forma, através do banco de dados da empresa, de leituras feitas em tempo real e de estimativas necessárias em alguns casos, foram coletados os valores de corrente de carga registrados nos religadores e nos disjuntores nos meses de janeiro, fevereiro e junho de 2004. A prática adotada para os religadores de uma dada subestação foi ajustar a proteção de todos eles segundo o mesmo padrão, o qual seria determinado pelo religador que possuísse a maior corrente de carga.

Entretanto em uma contingência, o religador de uma subestação poderia ter de suprir a sua carga própria como também a carga de outro religador; então, se fazia necessário também considerar eventuais manobras realizadas entre cargas de religadores de uma mesma subestação ou de subestações distintas. Para contemplar essas situações, foram estudadas as possíveis conexões entre os circuitos de saída em 13,8 kV das subestações do regional. Contemplando a corrente de carga máxima própria do religador, observada durante o ano, como também a pior situação de manobra que ele poderia ter de suprir, foram determinadas as correntes de carga de cada religador para o prosseguimento dos cálculos. Para a determinação das correntes de carga associadas aos

demais disjuntores do sistema, aqueles que não possuem função de religamento, foram coletados valores de corrente registrados nos equipamentos nos meses de janeiro, fevereiro e junho de 2004, escolhendo como valor de corrente de carga para cada disjuntor o maior entre eles.

A etapa seguinte do estudo foi a especificação dos transformadores de corrente que iriam atender a cada relé. O padrão de cálculo utilizado foi, primeiramente, determinar a corrente primária nominal do TC, I_{Inom} , de forma que seu valor fosse maior ou igual a 120% (para religadores) e 150% (para demais disjuntores) da corrente de carga I_{carga} previamente definida para o equipamento, o que permitiria uma ampla faixa de medição de corrente pelo TC sem problemas de saturação para correntes de carga. Em seguida, procedeu-se a verificação de que o valor calculado para I_{Inom} permitiria a medição de correntes de curto-circuito sem problemas de saturação do TC; o critério adotado para tal foi que a maior corrente de curto-circuito na barra onde estava localizado o TC não deveria ser maior que vinte vezes (fator de sobrecorrente comumente utilizado) o valor da corrente primária nominal.

Após a determinação das relações de corrente para os TC's, passou-se, então, aos ajustes dos relés de fase e dos relés de neutro de cada disjuntor do sistema. Para o estudo dos ajustes dos relés de fase e de neutro os procedimentos são praticamente os mesmos, com a diferença de que as correntes de falta consideradas são trifásicas para o primeiro caso e fase-terra para o segundo. O memorial de cálculo e maiores detalhes deste estudo de revisão encontra-se no trabalho *Projeto de Conclusão de Curso - Estudo de Revisão da Proteção do Sistema Litoral Norte da CEAL (UFCEG, 2004)*.

Como a CHESF indicava previamente os ajustes do relé que aciona o disjuntor 12L2 da subestação de Rio Largo II, o qual supervisiona a linha que alimenta todo o regional em estudo, não havia total liberdade por parte da CEAL na escolha dos ajustes de tempo de seus relés, de forma a preservar a importante coordenação da proteção com o relé da CHESF. Assim sendo, era necessário uma economia de tempo sempre que possível. Quando da coordenação entre relés digitais, o degrau de tempo utilizado era sempre o mínimo valor de segurança, ou seja, 0,30 s; para os demais relés eletromecânicos e estáticos, o degrau de tempo variava entre 0,35 s e 0,40 s.

Em alguns casos, a falta de coordenação entre os relés era um fato desejável ao projeto, como no caso da coordenação entre os relés que controlam os disjuntores 12V4 de Porto Calvo, 12V4 e 11T1 de Maragogi. Caso houvesse uma falta na barra de 13,8 kV da subestação de Maragogi, deveria haver seguramente uma coordenação entre os

religadores e o disjuntor 11T1, de forma que o segundo somente atuasse em caso de falha dos primeiros. Mas caso houvesse a falha de atuação do 11T1, por razão de economia de tempo, não haveria necessidade de manter a coordenação entre o primeiro e os disjuntores 12V4 de Maragogi e 12V4 de Porto Calvo, já que, atuando o 11T1, as cargas de Maragogi não seriam mais alimentadas de nenhuma forma e os dois disjuntores 12V4 supervisionam uma linha que atende apenas à subestação de Maragogi.

Concluído o estudo de revisão da coordenação da proteção do sistema elétrico que atende ao litoral norte do Estado, os ajustes sugeridos, assim como os novos valores de corrente de defeito e de tempos de atuação, foram implantados no diagrama unifilar do regional, o qual encontra-se à disposição em anexo. As modificações sugeridas foram encaminhadas ao setor de proteção da Gerência de Operação da Transmissão para que sejam implantados futuramente, juntamente com os ajustes provenientes do estudo de revisão da proteção de outros regionais da CEAL.

5. Automação dos Sistemas de Proteção

5.1. Relés Digitais e Microprocessados

Depois de um longo período de utilização absoluta, os relés eletromecânicos começaram a enfrentar a concorrência dos relés estáticos. Entretanto, os relés estáticos de lógica digital tiveram uma vida tecnológica muito curta, devido ao surgimento, no final da década de 80, dos chamados relés numéricos ou microprocessados. Juntamente com uma série de outros dispositivos de medição e controle, também numéricos, eles têm recebido atualmente a nomenclatura de IEDs (*Intelligent Electronic Devices*).

Ao longo da evolução dos relés numéricos, dois elementos foram de grande importância: o software e a comunicação. De forma mais abrangente, o *software* de um relé de proteção possui diferentes rotinas, como: as rotinas de proteção, compostas por algoritmos para o processo de medição e obtenção dos sinais digitalizados e processamento dos mesmos para obtenção das grandezas de interesse; as rotinas de auto-monitoração, para uma averiguação constante da integridade dos mesmos, tanto em nível de *software* quanto de *hardware*; e as rotinas de comunicação, necessárias à comunicação do relé com usuários e outros dispositivos.

Hoje, é possível determinar com maior precisão os parâmetros das ocorrências no sistema elétrico e, com o uso de portas de comunicação, transmitir as informações à distância, concentrando dados em um ponto central para visualização de um operador e tomada de decisões pela gerência responsável. Estes equipamentos permitem uma maior flexibilidade nos esquemas de proteção pelas características descritas a seguir, não presentes nos equipamentos das gerações anteriores [7]:

- ♦ Seletividade lógica: permite uma redução nos tempos necessários à coordenação de relés à jusante e à montante;
- ♦ *Flex-curve*: existe a possibilidade de criação de curvas *tempo x corrente* especificadas pelo usuário, de forma que é possível obter a seletividade em sistemas onde antes haveria descoordenação com o uso de relés eletromecânicos;
- ♦ Medição, controle e monitoramento: é possível integrar funções ao relé de forma a torná-lo uma automação pontual, concentrando as informações do sistema protegido por ele;

- ♦ Memória *Flash EEPROM*: permite que seja construído um equipamento que sempre esteja atualizado tecnicamente, acrescentando novas funções sem a necessidade de troca de *hardware*;
- ♦ *Hardware* versátil e *software* amigável: existe a possibilidade de se utilizar entradas e saídas digitais e analógicas totalmente configuráveis;
- ♦ Custos de implementação: o custo do relé numérico é maior unitariamente, mas é muito menor em termos de conjunto;
- ♦ Oscilografia: permite que seja determinado o tipo de falta em função da característica das formas de onda dos sinais de falta.

Apesar dos inúmeros benefícios da proteção digital, comumente os fabricantes têm produzido e disponibilizado no mercado diferentes relés numéricos cujos comandos, formas de se implantar os ajustes e *software* são extremamente específicos para cada fabricante. Isto dificulta a padronização das atividades de estudo e implantação de ajustes por parte de uma empresa que possua relés digitais de diferentes fabricantes.

5.2. Implantação de Ajustes em Relés Digitais

Durante o período de estágio na Gerência de Operação da Transmissão também foram feitas visitas técnicas a algumas subestações da capital para o acompanhamento de manobras realizadas em equipamentos pela equipe de operação, assim como para acompanhar a implantação de ajustes previamente definidos em relés digitais pela equipe de pré-operação. As subestações visitadas foram as de Cruz das Almas (CZA), Benedito Bentes (BBE) e Tabuleiro dos Martins (TBM), esta última sendo constituída por uma subestação típica abaixadora 69/13,8 kV e uma seccionadora em 69 kV.

Em todas as subestações visitadas o controle da maioria de seus disjuntores e religadores é feito por meio de relés digitais. As subestações automatizadas são geralmente desassistidas, sem a presença de operadores fixos. Na sala de comando dessas subestações são instalados, além dos relés digitais, equipamentos chamados de Unidades Terminais Remotas (UTR), com a função de colher informações e enviá-las para o Centro de Operação do Sistema (COS) via rádio ou fibra ótica. Mas o tráfego de informações segue também o sentido inverso, pois a partir do COS também é possível controlar, supervisionar e obter medições e oscilografias via *internet*. No COS encontra-

se uma rede de computadores onde existe um *software* que realiza as funções de supervisão, controle e aquisição de dados.

A CEAL possui relés digitais de três fabricantes principais instalados em suas subestações: TEAM-ARTECHE[®], SEL[®] e ALSTOM[®]. Na subestação de Cruz das Almas os relés existentes são da empresa TEAM-ARTECHE[®], assim como na subestação de Benedito Bentes. Já na subestação de Tabuleiro dos Martins os relés são da empresa SEL[®], assim como são também os relés existentes na subestação de Maragogi, a mais nova da empresa e que foi incluída no estudo de revisão da proteção analisado anteriormente. Na Figura 2.2 é apresentado um relé digital da empresa SEL[®].

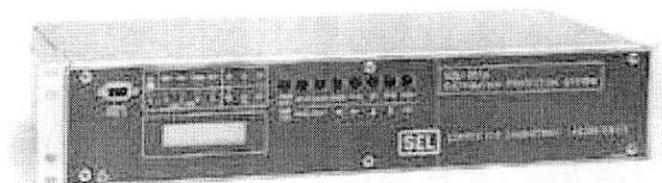


Figura 2.2 – Relé digital 351A da empresa SEL[®]

Para a implantação dos ajustes em um relé SEL[®] é utilizado um software disponibilizado pelo fabricante chamado acSELerator[®]. Uma das vantagens de um relé digital é a possibilidade de criação de blocos de atuação. Em cada bloco o usuário define várias informações, desde a relação de transformação de corrente do TC que alimenta o relé até os próprios ajustes das unidades instantânea e temporizada, e armazena na memória do relé; entretanto, o equipamento fica configurado para funcionar com um bloco de ajustes por vez. Assim, o usuário pode facilmente modificar os ajustes do relé, acrescentando ou retirando funções e modificando parâmetros, apenas escolhendo o bloco que contém as informações que serão lidas pelo equipamento. É uma forma de aumentar a flexibilidade do relé, fazendo-o atuar facilmente de diferentes formas. Na Figura 2.3 é apresentada a tela do acSELerator[®] onde são implantados os ajustes da unidade temporizada de fase: valor de tape, família da curva e número da curva.

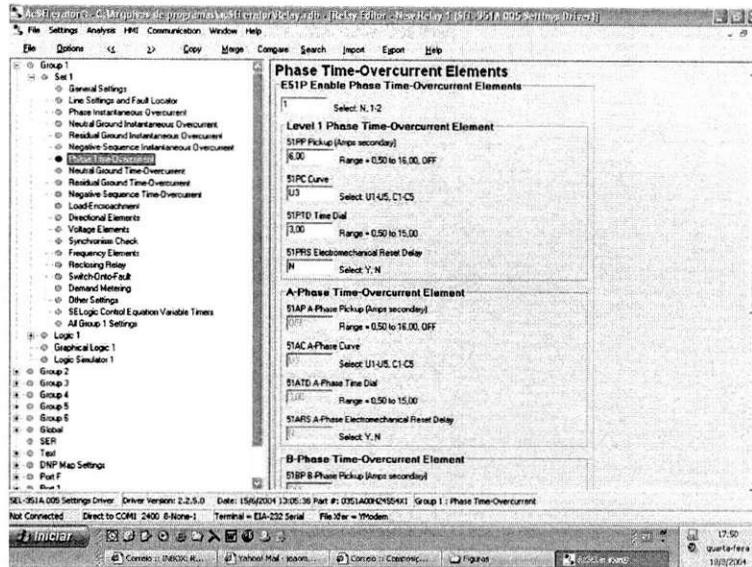


Figura 2.3 – Tela de ajustes da unidade temporizada do relé SEL[®]

Uma das funções realizadas pelo relé SEL[®] é a apresentação de oscilografias. O equipamento guarda continuamente em sua memória de massa informações sobre grandezas de interesse, como tensão e corrente nas fases, potências ativa e reativa e fator de potência. Quando ocorre alguma falta e o relé é solicitado a atuar, automaticamente alguns valores da memória de massa são utilizados para criar arquivos gráficos que apresentam o comportamento das grandezas de interesse durante a falta, auxiliando a análise das causas para a mesma. Além da função de oscilografia, os relés apresentam possibilidade de análise de harmônicos em correntes e tensões de curto-circuito, assim como a observação das grandezas fasoriais durante a falta. Na Figura 2.4 mostrada a análise de uma oscilografia no acSELERator[®].

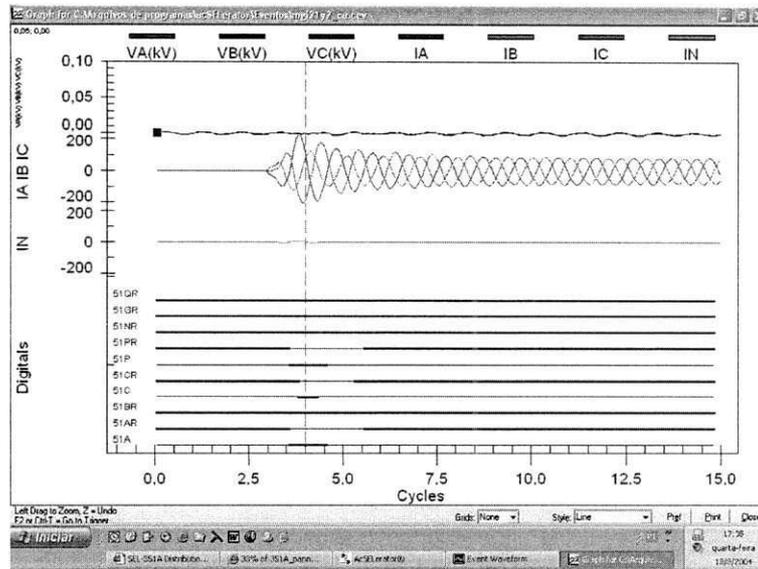


Figura 2.4 – Tela para análise da oscilografia de uma falta no relé SEL®

6. Conclusões

O período de estágio permitiu o contato com dois tipos de habilidades necessárias ao bom engenheiro: a técnica e a gerencial. Tanto durante o período de estágio realizado na APD quanto durante o período de alocação na GOT, as atividades realizadas possibilitaram o trabalho em equipe, o contato com outras empresas e com outros setores da CEAL, assim como aumentaram e consolidaram os conhecimentos técnicos sobre a área de proteção de sistemas elétricos iniciados na graduação.

Os trabalhos realizados na área de gerenciamento de projetos de P&D e a revisão da coordenação do sistema de proteção do litoral norte do Estado foram evidentes formas de deixar uma contribuição para a empresa com a realização do estágio. Assim também, o envolvimento nestas atividades permitiu observar quais são algumas das dificuldades enfrentadas pela empresa em seus diversos setores, como também sugerir modificações para a melhoria de certos processos e hábitos.

A realização do estágio supervisionado cumpriu com o seu objetivo maior de proporcionar ao aluno de graduação a vivência em um ambiente empresarial, experimentando o cotidiano, as responsabilidades e as necessidades de uma empresa da sua área profissional.

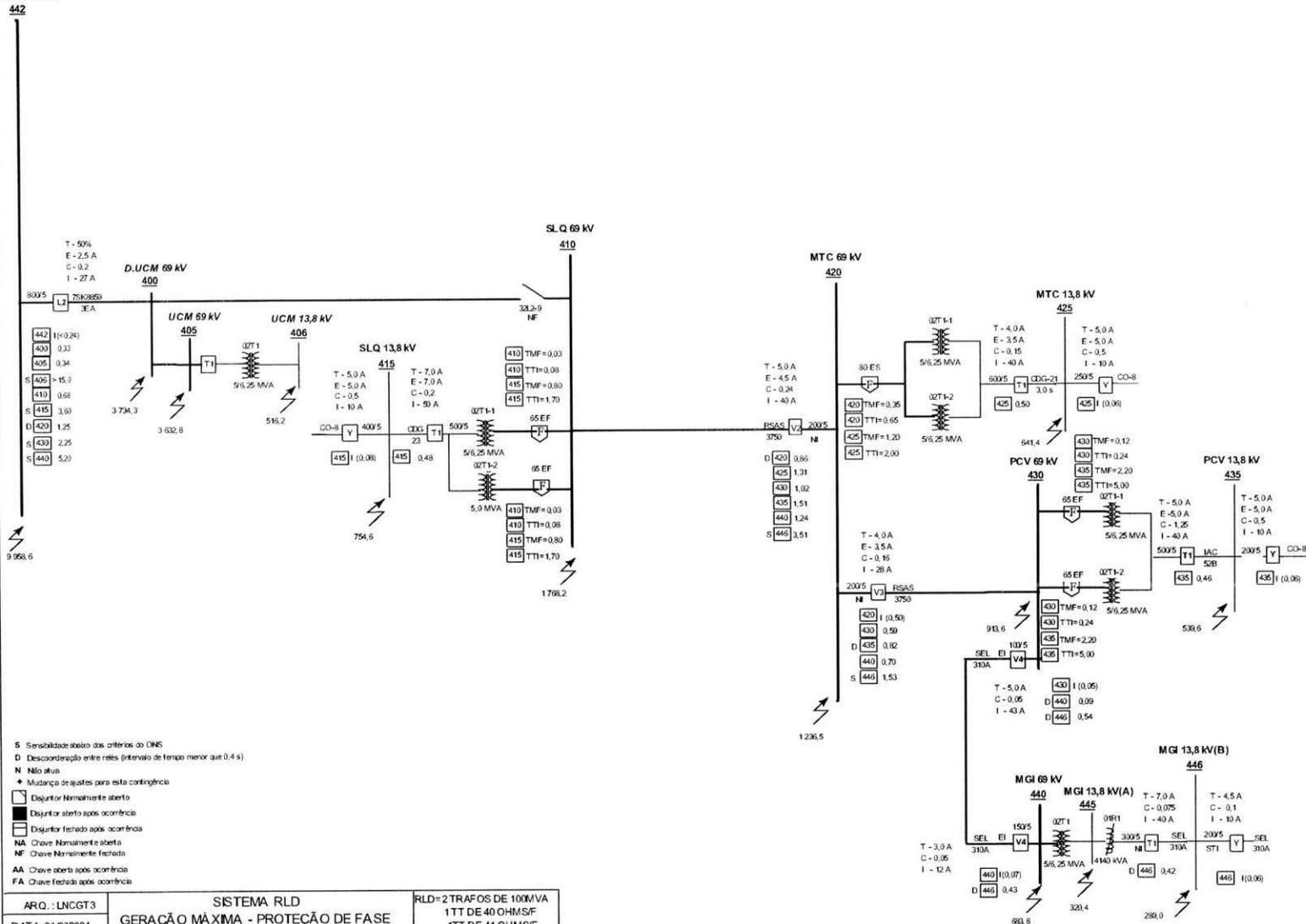
7. Referências Bibliográficas

- [1] Companhia Energética de Alagoas. Relatório de Atividades – Ano 2001. Março, 2001.
- [2] Companhia Energética de Alagoas. Relatório da Administração – Ano 2003. Março, 2004.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica. Manual dos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro. Novembro, 2001.
- [4] GIGUER, Sérgio. Proteção de Sistemas de Distribuição. Porto Alegre: Sagra. 1ª edição, 1988.
- [5] CAMINHA, Amadeu Casal. Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos. São Paulo: Edgard Blücher. 8ª edição, 2000.
- [6] SATO, Fujio. Manual de Utilização do Programa de Curto-Circuito. Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL. Março, 1994.
- [7] GUIMARÃES, Carlos Alberto Mohallem; SILVEIRA, Paulo Márcio da. Proteção Elétrica com Relés Numéricos. Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria - FUPAI. Maio, 2004.

8. Anexos

8.1. Diagramas Unifilares do Sistema Elétrico do Litoral Norte (Incluindo Ajustes da Proteção de Fase e de Neutro)

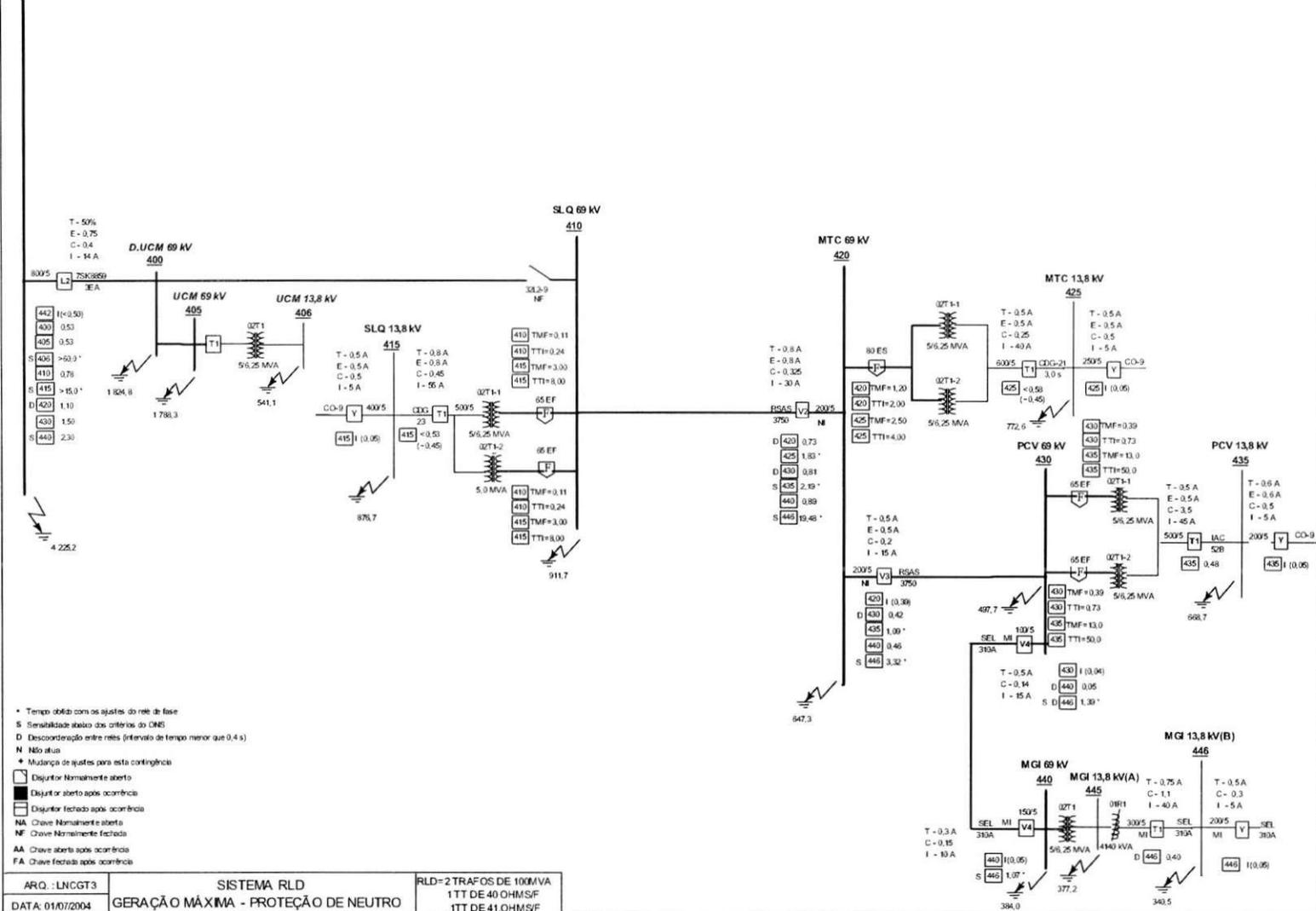
RLD 69 kV
442



- S Sensibilidade abaixo dos critérios do ONS
- D Descoordenação entre redes (intervalo de tempo menor que 0,4 s)
- N Não atua
- ⚡ Mudança de ajustes para esta contingência
- Disjuntor Normalmente aberto
- Disjuntor aberto após ocorrência
- ▨ Disjuntor fechado após ocorrência
- NA Chave Normalmente aberta
- NF Chave Normalmente fechada
- AA Chave aberta após ocorrência
- FA Chave fechada após ocorrência

ARQ.: LNCGT3	SISTEMA RLD	RLD=2 TRAFOS DE 100MVA
DATA: 01/07/2004	GERAÇÃO MÁXIMA - PROTEÇÃO DE FASE	1TT DE 40 OHMS/F 1TT DE 41,0HMS/F

RLD 69 kV
442



- * Tempo obtido com os ajustes do relé de fase
- S Sensibilidade abaixo dos critérios do CNS
- D Descoordenação entre redes (intervalo de tempo menor que 0.4s)
- N Não atua
- Mudança de ajustes para esta contingência
- Disjuntor Normalmente aberto
- Disjuntor aberto após ocorrência
- ▨ Disjuntor fechado após ocorrência
- NA Chave Normalmente aberta
- NF Chave Normalmente fechada
- AA Chave aberta após ocorrência
- FA Chave fechada após ocorrência

ARQ.: LNCGT3	SISTEMA RLD	RLD=2 TRAFOS DE 100MVA
DATA: 01/07/2004	GERAÇÃO O MÁXIMA - PROTEÇÃO DE NEUTRO	1TT DE 40 OHMS/F
		1TT DE 41.OHMS/F

8.2. Dados dos Transformadores do Litoral Norte

COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - CEAL

EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES - ESTUDO 3ºQUADRIMESTRE/2004

SUBESTAÇÃO	BARRA	TRANSFORMADORES										CAPACITORES			NOTAS
		CÓD.	LN	VF	FABR/ANO	tap atual	tap(pu)	REATÂNCIA			COD	MVAR	13,8kV		
SE 69/13,8kV-M.CAMARAGIBE	MTC	02T1-1	5,00		ASEA/1971	5	65550	0,950	6,50%	5,00	130,00%	01H1	1,5	1,27	
		02T1-2	5,00		Toshiba 1975	3	65550	0,950	6,46%	5,00	129,20%	01H2	1,5	1,27	
SE 69/13,8kV -MARAGOGI	MGI	02T1	5,00	6,25	Westinh/1991	4	65550	0,950	6,23%	5,00	124,60%	01H1	1,2	1,02	
		01R1	4,14		Toshiba				1,20%	4,14	28,99%				
SE 69/13,8kV - PORTO CALVO	PCV	02T1-1	5,00		Siemens/1968	3	65550	0,950	6,65%	5,00	133,00%	01H1	1,8	1,52	BC auto 13.7/14.2
		02T1-2	5,00		GMK/1977	4	65550	0,950	6,71%	5,00	134,20%				
SE 69/13,8kV - S.L.QUITUNDE	SLQ	02T1-1	5,00	6,25	Siemens/1968	2	67275	0,975	6,70%	5,00	134,00%	01H1	1,2	1,02	BC auto 13.7/14.2
		02T1-2	5,00		Toshiba/1976	2	67275	0,975	6,32%	5,00	126,40%				

8.3. Dados das Linhas de Transmissão do Litoral Norte



PARÂMETROS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO - 69 KV (EXISTENTES e PREVISTAS)

CÓDIGO	LINHA	CONDUTOR	(KM)	CORRENTE		CARREGAMENTO		SEQUÊNCIA POSITIVA			SEQUÊNCIA ZERO	
				NOMINAL (A)	OPERAC. (A)	NOMINAL (MVA)	OPERAC. (MVA)	RESISTENCIA (%)	REATÂNCIA (%)	ADMITÂNCIA (%)	RESISTENCIA (%)	REATÂNCIA (%)

REGIONAL RIO LARGO (AL)

	RIO LARGO/SAO LUIZ	336,4	MCM-CAA	37,83	530	387	63,34	46,30	15,11044	36,37506	0,64467	29,24108	136,58975
02L2	RIO LARGO/DERIV.C. MEIRIM	336,4	MCM-CAA	13,80	530	387	63,34	46,30	5,51213	13,26925	0,23517	10,66685	49,82656
02L2	DERIV.C. MEIRIM/SÃO LUIZ	336,4	MCM-CAA	24,03	530	387	63,34	46,30	9,59830	23,10581	0,40950	18,57423	86,76320
	DERIV.C. MEIRIM / C. MEIRIM	1/0	AWG-CAA	0,40	230	131	27,49	15,70	0,58475	0,49265	0,00619	0,73416	1,55228
02V2	MATRIZ/SAO LUIZ	336,4	MCM-CAA	19,57	530	387	63,34	46,30	7,81685	18,81734	0,33350	15,12683	70,65983
02V3	MATRIZ/PORTO CALVO	4/0	AWG-CAA	17,82	340	269	40,63	32,10	13,77023	20,23122	0,29138	20,42653	67,43783
	PORTO CALVO/MARAGOGI	4/0	AWG-CAA	22,71	340	269	40,63	32,10	17,54893	25,78289	0,37134	26,03179	85,94350