



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
COORDENAÇÃO DE ESTÁGIOS E PROJETOS DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

Título do Trabalho: Supervisão de Perdas Comerciais em Concessionárias

Trabalho Apresentado por: Adriano Magno Rodrigues da Silva

Empresa: Enersul

Orientador: Luís Reyes Rosales Montero, DR.,

Campina Grande – Paraíba
Agosto/2006

ADRIANO MAGNO RODRIGUES DA SILVA

SUPERVISÃO DE PERDAS COMERCIAIS EM CONCESSIONÁRIAS

Relatório de Estágio Integrado apresentado à coordenação do curso de Engenharia Elétrica da UFCG como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro Eletricista

ORIENTADOR: Dr. Luís Reyes R. Montero

CAMPINA GRANDE – PB

2006



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

AGRADECIMENTO

A Deus, pai supremo fonte de inspiração, força e vida.

A minha irreverente família, que compartilhou comigo deste desafio, em especial a Dina Rodrigues e Otoniel Galdino, meus pais. Maglônia Rodrigues e família, por tão carinhoso acolhimento.

A minha esposa e companheira Soraya de Lima, que compartilhou cada desafio proposto, mesmo à distância fez-se presente, participante.

A empresa Enersul, que de maneira exemplar proporcionou-me a oportunidade de estagiar junto a seus colaboradores, criando um ambiente propício ao meu desenvolvimento profissional.

Ao meu supervisor na empresa, Eng. Evando Colman, pela atenção dispensada, desafios propostos e preciosos ensinamentos, para o início da minha vida profissional.

Ao Professor do DEE-UFCG Luís R. Rosales Montero, Dr., pela orientação deste Relatório de Estágio Integrado.

LISTA DE SIGLAS

ANDE - Administración Nacional de Electricidad

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

CDC – Código do cliente

CELG – Companhia Elétrica de Goiás.

CEMAT – Companhia de Energia do Mato Grosso.

EDP – Energias de Portugal

ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.

ESCELSA – Espírito Santo Centrais Elétricas SA.

SPC – Supervisão de Perdas Comerciais.

SS – Solicitação de serviços

RESUMO

Esse presente trabalho relata o roteiro das atividades desenvolvidas, durante o estágio ocorrido na empresa concessionária de energia elétrica do Mato Grosso do Sul. O setor que fui alocado a desenvolver as minhas atividades, foi a supervisão de perdas comerciais, que tem como finalidade principal, a pesquisa dos fatores que geram as perdas comerciais bem como a busca e realização de ações que visam a minimização dessas perdas, por significar grandes prejuízos, entre eles para o próprio consumidor que tem a sua tarifa reajustada levando em conta entre vários fatores a perda comercial da empresa. O setor elétrico brasileiro adentra em um novo contexto onde a eficiência energética, minimização das perdas, são essenciais para o retorno do capital investido, desenvolvimento ou mesmo a viabilização das empresas concessionárias de energia elétrica. A perda de energia inerente ao sistema é denominada de perda técnica, pouco se pode fazer para minimizá-la, denominamos de perdas globais a diferença entre a energia inserida ao sistema e a energia faturada, quando retiramos das perdas globais a parcela correspondente às perdas técnicas, obtém as perdas comerciais do sistema, que são aquelas associadas à comercialização da energia fornecida ao usuário final. Essa parcela de energia é produzida, transportada, fornecida e não faturada, representando, portanto, uma perda direta de faturamento, advindas de diversos fatores entre eles, desvios na medição, ligações clandestinas, irregularidades na medição, falha no cadastro, erros no faturamento etc. Assim percebemos que pode resultar de diferentes agentes, nem sempre conhecidos e de difícil mensuração, são as perdas que mais oscilam e têm apresentado tendência de elevação. Com o objetivo de reduzir estas perdas, as concessionárias desenvolvem programações de inspeções técnicas nas medições das unidades consumidoras, que consistem de verificação e testes nos equipamentos de medição, verificação da fiação, inviolabilidade da medição, constatação de erros de medição e intervenção não autorizada, aspectos relativos à segurança, etc. Diversas outras medidas podem ser tomadas entre elas, mudança de procedimentos, programas educativos, programas sociais, parcerias com poder público. Diante desse quadro a supervisão de perdas comerciais promove diversos estudos para identificar os diversos fatores que geram essa perda, bem como as devidas ações para minimizá-la, nesse contexto algumas atividades me foram atribuídas, acompanhamento do projeto de medição supervisória, acompanhamento do consumo e eventos de clientes THS, solicitação de inspeções as empresas terceirizadas para as unidades consumidoras, acompanhamento e geração de inspeção para o programa de ouvidoria da empresa. Para cada uma dessas atividades foi necessário o estudo das questões pertinentes, desenvolvimentos de planilhas eletrônicas, bancos de dados para alcançarmos resultados que obtivemos.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I

1. EMPRESA ENERGÉTICA DO MATO GROSSO DO SUL.....	10
1.1 A História da Enersul.....	10
1.2 A Estrutura da Enersul.....	13
1.2.1 Características Comerciais da Enersul.....	14
1.2.2 Características Societárias do Grupo.....	16
1.2.3 Recursos Humanos da Enersul.....	17
1.2.4 Sistema de Distribuição da Enersul.....	19
1.2.5 Fornecimento, Compra e Faturamento de Energia.....	20
1.2.6 Perdas de Energia.....	21
1.2.7 Investimentos da Enersul.....	23
1.2.8 Relatórios Financeiros da Energias do Brasil.....	24

CAPÍTULO II

2. MONITORAÇÃO DE CONSUMO E EVENTOS EM CLIENTES DE ALTA TENSÃO.....	27
2.1 Definição Dos Grupos De Clientes.....	27
2.1.2 Cliente Convencional.....	27
2.1.3 Cliente Horo-Sazonal.....	28
2.2 Classificação Dos Clientes	28
2.3 Tarifas de Energia.....	29
2.3.1 Tipos de Tarifas.....	30
2.3.1.1 Tarifa Azul.....	30
2.3.1.2 Tarifa Verde.....	31
2.4 Monitoramento de Consumo de Clientes de Alta Tensão.....	31
2.4.1 Telemedicação de Energia Elétrica Via Internet.....	31
2.4.2 Análise da Curva de Consumo e Eventos de Grandes Clientes	35

CAPÍTULO III

3. ANÁLISE DA NECESSIDADE DE INSPEÇÕES TÉCNICAS.....	39
3.1 Irregularidades mais Recorrentes.....	40
3.1.1 Desvio no Ramal de Ligação.....	41
3.1.2 Desvio no Disjuntor.....	41
3.1.3 Interferência no Medidor.....	41
3.1.4 Ligação à Revelia.	42
3.1.5 Religação à Revelia.	42
3.2 Tipos de Programas de Inspeção.....	42
3.2.1 Inspeções Programadas Pela Data de Ligação.....	42

3.2.2	Inspeções Programadas Por Características das Unidades.....	43
3.2.3	Inspeções Periódicas.	43
3.2.4	Inspeção Por Amostragem.	44
3.2.5	Denúncias.....	44
3.2.6	Inspeções Pela Análise do Histórico do Consumidor.....	45
3.3	Combate a Fraude e Furto de Energia.....	45
3.4	Aspectos Importantes Sobre as Inspeções.....	46
3.5	Setor de Geração de Inspeção Técnica da Enersul.....	48
3.5.1	Identificação do Problema.....	48
3.5.2	Solução Proposta.....	49
3.5.3	Descrição das Atividades.....	49
3.5.4	Descrição do Programa de Cadastro de Inspeção.....	50
	CONCLUSÃO.....	59
	REFERÊNCIAS.....	60
	ANEXOS.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	Quadro de pessoal da Enersul por região, área e plano.....	18
Tabela 1.2	Dados técnicos da Enersul.....	19
Tabela 1.3	Energia faturada para os clientes da Enersul.....	21
Tabela 1.4	Investimentos Feitos pela Enersul.....	23
Tabela 1.5	Lucro obtido pelo grupo Energias do Brasil.....	24
Tabela 1.6	Gastos Operacionais do Grupo Energias do Brasil.....	25
Tabela 1.7	Energia comprada pelo Grupo Energias do Brasil.....	26
Tabela 2.1	Listas de eventos ocorridos para o cliente.....	37
Tabela 3.1	Cronograma de atividades para desenvolver o Banco de Dados.....	49
Tabela 3.2	Tabela do banco de dados do programa de cadastro de inspeção.....	58

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Área de concessão da Enersul.....	14
Figura 1.2	Estrutura societária da Energias do Brasil.....	17
Figura 1.3	Perdas no sistema Enersul.	22
Figura 2.1	Estrutura básica de Telemedição via Internet.....	33
Figura 2.2	Consumo de energia nos últimos quatro anos de um cliente do grupo “A”.....	36
Figura 2.3	Consumo de energia nos últimos quatro anos corridos de cliente do grupo “A”. 37	
Figura 2.4	Memória de massa do medidor do cliente em análise.	38
Figura 3.1	Interface do programa de cadastro de inspeção.....	50
Figura 3.2	Interface do gerenciador de consultas.....	53
Figura 3.3	Interface do gerenciador de Mensagens.....	57

INTRODUÇÃO

Este trabalho pretende relatar as atividades por mim desenvolvidas no estágio integrado, que realizei na EMPRESA ENERGÉTICA DO MATO GROSSO DO SUL – ENERSUL.

A Enersul está situada Campo Grande-MS, tem como visão ser uma das empresas líderes do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, com foco na criação de valor e na sustentabilidade, a sua missão é atuar no setor de distribuição de energia elétrica, em sua área de concessão, com padrões de excelência no serviço aos clientes, proporcionando retorno aos acionistas, valorizando os colaboradores e exercendo a responsabilidade social corporativa.

Na empresa o estágio transcorreu em sua área comercial, especificamente na Supervisão de Perdas Comerciais, que tem como função primordial a identificação e minimização das perdas comerciais da empresa, que se trata de uma parcela da energia produzida, transportada, distribuída mas não faturada, por diversos motivos entre eles os mais recorrentes são: fraudes nas medições, ligações clandestinas, unidades sem medição, defeitos nos medidores, falhas no cadastro.

Um dos aspectos mais enfocados é a identificação de clientes fraudadores dos diversos grupos de consumidores, isso é feito através de análise de consumo, perfil do cliente, alarmes de faltas de energia para clientes do grupo A, atendimento ao programa de denúncias. Essas foram as principais atividades por mim desempenhadas na empresa as quais estarei descrevendo nos capítulos seguintes.

1. EMPRESA ENERGÉTICA DO MATO GROSSO DO SUL

1.1. A HISTÓRIA DA ENERSUL

Em 1º de janeiro de 1979, o governo do Estado de Mato Grosso do Sul autorizou a criação da Enersul, autorizou a criação e instalação da Companhia sob a forma de sociedade de economia mista, reservando ao estado 51% no mínimo, das ações com direito a voto.

Em sua fase pré-operacional a Enersul teve como atividades marcantes a cisão da CEMAT e a determinação das condições do sistema elétrico de Mato Grosso do Sul, tendo sido estabelecido que a Companhia assumiria os serviços de energia elétrica, assim como os bens e instalações do sistema elétrico do Estado de Mato Grosso do Sul no dia 01 de janeiro de 1980.

Em 08 de junho de 1993 a Assembléia Geral Extraordinária alterou a denominação da Emissora para Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL e ampliou seu objeto social, que passou a incluir pesquisa, estudos, planejamento, construção e exploração da produção, transformação, transporte, armazenamento, distribuição e comércio de energia, em qualquer das suas formas, de combustíveis e de outras matérias primas energéticas, podendo a Companhia, ainda, por si, ou por sociedade em que viesse a participar, executar as atividades inerentes ao objeto social e realizar estudos sobre fontes de energia, sobre planejamento, construção e operação de barragens e outros empreendimentos, inclusive prestação de serviços de consultoria e assistência técnica.

Em 24 de setembro de 1997, iniciou-se o processo de privatização da Companhia, com a abertura de Audiência Pública a fim de dar conhecimento, informar e esclarecer a opinião pública sobre as condições gerais da desestatização, tendo sido publicado, em 21 de outubro de 1997, no Diário Oficial do Estado de Mato Grosso do Sul, o Edital de Alienação.

Na privatização, foi alienado 61,36% das ações do capital social equivalente a 84,21% do capital votante que pertenciam ao Estado de Mato Grosso do Sul e da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS. O leilão de privatização da Enersul foi realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro no dia 19 de novembro de 1997, sendo o lance vencedor apresentado pela Magistra, no valor de R\$ 625.555 mil, correspondendo a um ágio de 83,80% sobre o preço mínimo. Em 31 de dezembro de 1999, a Magistra detinha 87,86% das ações ordinárias e 65,20% do total de ações do capital social da Enersul.

A administração da empresa foi regulada por um acordo de acionistas celebrado na data da privatização que vigorou até setembro de 2002. A partir de outubro de 2002, com o término do acordo de acionistas, os acionistas controladores da Energias do Brasil adquiriram o controle exclusivo da Escelsa e da Enersul. Para todos os períodos a partir de outubro de 2003 até o início de 2004, a Energias do Brasil, em conjunto com a Escelsa e a Enersul estiveram sob o controle conjunto dos acionistas controladores da Energias do Brasil.

Em 19 de abril de 2004, as administrações da Energias do Brasil e suas controladas, Bandeirante, Escelsa e Enersul, protocolaram, na ANEEL, o pedido de autorização prévia para realização de reorganização societária, objetivando, simplificar a estrutura societária dessas companhias e capturar sinergias.

A EDP e o grupo que controla a Energias do Brasil, está entre os grandes operadores europeus do setor elétrico é um dos maiores conglomerados empresariais portugueses. É o único grupo empresarial do setor elétrico da Península Ibérica com atividades de produção e distribuição nos dois países, Portugal e Espanha, onde detém o controle do quarto maior operador elétrico espanhol, Além disso, marca presença na América Latina, com grande representação no Brasil e em Macau, nos setores de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A empresa tem a visão de ser uma das empresas líderes do setor energético brasileiro, com foco na criação de valor e na sustentabilidade. Sua missão atuar no setor energético brasileiro com padrões de excelência no serviço aos clientes, proporcionando retorno aos acionistas, valorizando os colaboradores e exercendo a responsabilidade social corporativa.

O início das operações da EDP, no Brasil foi em 1996 ,com a aquisição de uma participação minoritária na CERJ, em 1997 o grupo assume 25% da hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães (Lajeado), no Tocantins, realizando assim seu primeiro investimento na área de geração no país, em 2000 foi criado a EDP do Brasil e foi dado início da construção da termelétrica Fafen, no pólo petroquímico de Camaçari, em parceria com a Petrobrás; em 2001 foi feita a aquisição, em leilão, da concessão para construir a usina de Peixe Angical (TO), com potência de 452 MW; cisão da Bandeirante Energia, com a saída da CPFL do capital social da empresa, que passa a ser controlada unicamente pela Energias do Brasil; em 2002 A Hidrelétrica de Lajeado entra em operação plena, com potência de 902,5 MW; em 2003 retomada das obras de Peixe Angical, que passa a ter Furnas como sócia e como primeiro passo de sua reestruturação societária, a então EDP Brasil passa a deter o controle direto da Escelsa e Enersul; 2005 Muda a denominação da empresa para Energias do Brasil, abertura do capital da companhia com oferta pública de ações no Mercado da Bovespa e capitalização das dívidas em dólar da Escelsa, em uma operação de quase R\$ 1,2 bilhão, a maior do ano nesse gênero.

A capacidade instalada atual de geração no grupo, de 531 MW, passará a 1.043 MW ao longo de 2006, com a conclusão de três projetos, destacando-se a Usina Hidrelétrica Peixe Angical (452 MW), no Rio Tocantins. Em 2005, a Energias do Brasil distribuiu 23,1 mil GWh de energia elétrica, atendendo cerca de 3,0 milhões de clientes, o que representa quase 10 milhões de habitantes.

Em distribuição, o grupo controla integralmente as empresas Bandeirante Energia, que atua no Alto Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte do Estado de São Paulo, a Escelsa e a Enersul.

Em comercialização, por meio de sua controlada Enertrade Comercializadora de Energia S.A., a Energias do Brasil é um dos agentes mais ativos do dinâmico mercado livre de energia, no qual negociou 6.400 GWh em 2005.

1.2. A ESTRUTURA DA ENERSUL

A Enersul está situada Campo Grande-MS, tem como visão ser uma das empresas líderes do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, com foco na criação de valor e na sustentabilidade, a sua missão é atuar no setor de distribuição de energia elétrica, em sua área de concessão, com padrões de excelência no serviço aos clientes, proporcionando retorno aos acionistas, valorizando os colaboradores e exercendo a responsabilidade social corporativa.

Empresa Energética Mato Grosso do Sul é uma sociedade anônima, de capital aberto, que atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado Mato Grosso do Sul, atendendo a 72 dos 77 municípios dentro dos 330.000 km² da área de concessão, o que representa cerca de 92% da área total do Estado. Em sua área de concessão, que corresponde a 92% do território sul-mato-grossense, a ENERSUL atende a mais de 596 mil consumidores. Na figura 1.1 podemos perceber a sua área de concessão no estado do Mato Grosso do Sul.



Figura 1.1 Área de concessão da Enersul¹

A Enersul faz parte da Energias do Brasil que uma *holding* que detém investimentos no setor de energia elétrica, consolidando atividades de geração, comercialização e distribuição em quatro importantes Estados do Brasil - São Paulo, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul e Tocantins. Por sua vez a Energias do Brasil é controlada pela EDP.

1.2.1. CARACTERÍSTICAS COMERCIAIS DA ENERSUL¹

Durante o ano de 2005, a Enersul distribuiu um total de 3.107 GWh de energia para 658 mil consumidores, correspondente a aproximadamente 95% da energia consumida em todo o Estado de Mato Grosso do Sul e 793 GWh de energia para 662 mil consumidores.

[1] www.enersul.com.br

A receita líquida da Enersul representou 20% da receita líquida total do Grupo Energias do Brasil em 2005 e 18% da receita líquida total do Grupo Energias do Brasil no primeiro trimestre de 2006.

A prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica é viabilizada por meio de redes de distribuição, ramificadas em toda a área de concessão da Companhia. Esse serviço é prestado diretamente pela Companhia aos consumidores finais, subdivididos em várias classes de tensão e de consumo. A energia elétrica vendida é quantificada por meio da instalação de medidores com leituras mensais, cujas informações são processadas e servem de base para a emissão de faturas com a aplicação de tarifas, encargos e tributos estabelecidos pelas leis vigentes.

A rede de eletricidade da Enersul inclui a sub-transmissão de energia de alta voltagem (138 kV e 88 kV) e sua transformação e distribuição em voltagens médias principalmente de 13,8 kV, 69 kV e 34,5 kV.

No primeiro trimestre de 2006, a Enersul faturou 695,2 GWh de eletricidade, dos quais 101,7 GWh foram fornecidos a consumidores industriais, 243,1 GWh a consumidores residenciais, 55,8 GWh a consumidores comerciais e 294,6 GWh para outros, inclusive órgãos governamentais e consumidores rurais.

São atividades acessórias à distribuição de energia elétrica pela Companhia as seguintes atividades:

- Ligação e vistoria da unidade consumidora;
- Aferição de medidor a pedido do consumidor;
- Verificação do nível de tensão a pedido do consumidor;
- Religação de unidade consumidora;
- Faturamento e arrecadação;

- ✧ Averiguação de danos no sistema;
- ✧ Construção de novas linhas de transmissão e distribuição.

As tarifas cobradas pela Companhia de seus clientes são fixadas pelo Poder Concedente e estão descritas no Anexo I desse trabalho. As tarifas são passíveis de reajuste e revisão.

As atividades da empresa são influenciadas por diversos fatores, como por exemplo, a política econômica do governo federal, inflação, flutuações das taxas de câmbio e das taxas de juros, assim como a deterioração das condições econômicas no mercado nacional e em outros países, que podem afetar a economia nacional e os negócios da empresa.

As atividades da empresa são conduzidas exclusivamente no mercado brasileiro, não estando sujeita às leis e regras dos mercados estrangeiros referentes à distribuição de energia elétrica.

A Companhia atua em ambiente altamente regulado pelo governo brasileiro, estando assim sujeita aos efeitos de ações governamentais e regulação específica.

1.2.2. CARACTERÍSTICAS SOCIETÁRIAS DO GRUPO²

Em 2005, a Energias do Brasil concluiu o processo de desverticalização do grupo, separando suas atividades de geração e distribuição por meio da cisão das distribuidoras de energia elétrica Escelsa (ES) e Enersul (MS). Parte dos ativos da Escelsa foi distribuída entre a Castelo Energética e a Energest. A Enersul também foi cindida, com ativos de geração e transmissão divididos entre a Energest e a Pantanal Energética.²²

A medida é uma das exigências do Novo Modelo do Setor Elétrico, pelo qual as

[2] www.energiasdobrasil.com.br

concessionárias de distribuição de energia elétrica não mais poderão exercer atividades de geração e transmissão e nem deter participações societárias em outras empresas.

A nova configuração societária já reflete a bem sucedida reorganização que teve por objetivos simplificar a estrutura do grupo, aumentar sua transparência e competitividade, capturar sinergias e consolidar exclusivamente na Energias do Brasil a liquidez das ações.



Figura 1.2 Estrutura societária da Energias do Brasil

1.2.3. RECURSOS HUMANOS DA ENERSUL

Em 31 de março de 2006, a Enersul possuía 861 empregados. No quadro abaixo, pode-se identificar a evolução do quadro de pessoal da Companhia nos últimos três anos e no primeiro trimestre de 2005 e 2006:

Período	Número de Empregados						Número de Clientes por empregado
	Por Plano		Por Região		Por Diretoria		
2003	Operacionais	663	C.Grande	558	Presidencia	16	653
	Profissionais	244	Sul	187	Adm/Fin	92	
	Gerenciais	33	Norte	195	Comercial	213	
					Técnica	609	
					Cedidos	10	
	Total	940	Total	940	Total	940	
2004	Operacionais	598	C.Grande	547	Presidencia	14	712
	Profissionais	268	Sul	179	Adm/Fin	83	
	Gerenciais	32	Norte	172	Comercial	206	
					Técnica	583	
					Cedidos	12	
	Total	898	Total	898	Total	898	
2005	Operacionais	576	C.Grande	539	Presidencia	13	762
	Profissionais	257	Sul	170	Adm/Fin	69	
	Gerenciais	31	Norte	155	Comercial	207	
					Técnica	563	
					Cedidos	12	
	Total	864	Total	864	Total	864	
2006 trimestre	Operacionais	574	C.Grande	537	Presidencia	14	769
	Profissionais	255	Sul	169	Adm/Fin	69	
	Gerenciais	32	Norte	155	Comercial	205	
					Técnica	561	
					Cedidos	12	
	Total	861	Total	861	Total	861	

Tabela 1.1 Quadro de pessoal da Enersul por região, área e plano.

Em 31 de dezembro de 2005, o valor da folha de pagamento da Enersul, incluindo remuneração, encargos sociais e benefícios dos empregados, totalizava R\$ 62.533 mil, sendo que esse valor foi de R\$ 60.807 mil em dezembro de 2004 e R\$ 53.428 mil em dezembro de 2003.

1.2.4. SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA ENERSUL

O sistema de distribuição da Enersul, originado nas subestações, consiste em uma rede dispersa de linhas. A eletricidade é fornecida a consumidores industriais de grande porte, em tensão maior, e aos demais consumidores em faixas de tensão menor.

O sistema elétrico de distribuição da Enersul é formado por linhas de distribuição de 138 kV, 69 kV, 34,5 kV e redes de média e baixa tensão. Os principais dados técnicos da Enersul estão na tabela 1.2

Instalações	2003	2004	2005
Número de Subestações	86	87	87
Potência Instalada de Transformação (MVA)	1.513	1.545	1.547
Redes de Distribuição Própria (km)	40.100	44.274	49.675
Transformadores de Distribuição	21.109	23.627	27.929
Transformadores de Distribuição de terceiros	29.485	30.377	30.620
Total de kVA's instalados na distribuição (MVA)	812	878	958
Total de kVA's instalados na distribuição Terceiros (MVA)	1.177	1.237	1.273
Postes em Redes de Distribuição	459.160	482.692	551.457

Tabela 1.2 Dados técnicos da Enersul

O suprimento ao sistema elétrico da Enersul é realizado principalmente por meio da linha de transmissão em 230 kV da Subestação de Guaira, no Paraná, com a subestação de Dourados e com a subestação de Anastácio, no Estado de Mato Grosso do Sul. Destacam-se ainda as linhas em 138 kV, duas provenientes do estado de São Paulo, que conectam a subestação da Usina de Jupia à subestação Campo Grande ELETROSUL e outra que conecta a Usina de Rosana à subestação de Dourados.

Em complemento ao sistema de transmissão, o suprimento é realizado por meio das seguintes gerações locais: Usina Térmica a Gás Natural William Arjona (175 MW), propriedade da Tractebel Energia S.A.; Usina Hidrelétrica de Mimoso (29 MW); Pequena Central hidrelétrica de Costa Rica (16 MW) e Paraíso (20 MW), de propriedade da Cesa, subsidiária da Energest.

Para atendimento às regiões isoladas, tem-se ainda, os seguintes pontos de suprimento: conexões com os sistemas da Centrais Elétricas Mato-Grossense S.A em 34,5 kV, Serviços de Eletricidade S.A. em 34,5 kV e Companhia Paranaense de Energia em 138 KV para suprimento dos municípios de Sonora (norte), Bataguassú (leste) e para a região de Eldorado (sul), respectivamente.

1.2.5. FORNECIMENTO, COMPRA E FATURAMENTO DE ENERGIA

A área de concessão da Enersul abrange o Estado de Mato Grosso do Sul, exceto os municípios de Três Lagoas, Anaurilândia, Selvíria, Brasilândia e Santa Rita do Pardo, que são atendidos pela Elektro Eletricidade e Serviços S.A. Eventualmente, a Enersul efetua vendas à ANDE, no Paraguai, CELG, no Estado de Goiás.

O consumo total de eletricidade dos consumidores da Enersul diminuiu aproximadamente 1,7% no acumulado de março de 2006 em relação ao mesmo período de 2005.

No primeiro trimestre de 2006, a energia distribuída foi de 793 GWh, tendo uma variação negativa de 0,3% em relação ao mesmo período de 2005, período em que a energia distribuída foi de 795 GWh. O total de energia distribuída, em 2005, foi de 3.587 GWh, representando um acréscimo de 4,6% em relação ao ano anterior

Por ser uma distribuidora de energia elétrica, a Companhia depende basicamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas empresas de geração de energia elétrica. Como a Enersul não possui mais empreendimentos de geração, a energia necessária ao atendimento do seu mercado é, integralmente, adquirida de terceiros.

Em 31 de março de 2006, a compra de energia elétrica, incluindo os encargos de conexão e uso do sistema, representou 52,9% dos custos e despesas operacionais da Companhia. Os CCEAR, firmados no Leilão em 7 de dezembro de 2004, representaram 25,8% do total de energia elétrica comprada para o primeiro trimestre de 2006 e o suprimento com Itaipu representou 17% do total de energia elétrica neste mesmo período. Na tabela 1.3 está o resumo da participação no consumo das classes de clientes

	2006			2005		
	Cientes	Volume	Receita Operacional*	Cientes	Volume	Receita Operacional*
	UN	MWh	Real	UN	MWh	Real
Residencial	536.343	924.607	317.653	525.497	911.937	262.024
Industrial	4.276	472.023	106.880	4.430	579.615	104.777
Comercial	55.019	598.355	195.634	54.620	584.535	156.396
Rural	54.954	313.134	66.778	48.165	307.741	52.381
Poder Público	6.192	150.490	51.472	6.045	141.978	40.130
Iluminação Pública	476	162.553	30.433	143	158.681	21.453
Serviço Público	685	105.762	20.101	674	147.267	19.927
Energia Vendida aos Clientes Finais	657.945	2.726.924	788.951	639.574	2.831.753	657.088
Suprimento a Outras Concessionárias	2	3.367	122	2	11.975	2.159
Clientes de Uso da Rede	14	370.647	33.941	7	177.692	11.121
Consumo Próprio	180	6.578	0	177	6.394	0
(=) Energia Distribuída	658.141	3.107.516	823.014	639.760	3.027.813	670.368

Tabela 1.3 Energia faturada para os clientes da Enersul.

1.2.6. PERDAS DE ENERGIA

O nível de perdas no sistema Enersul situa-se, historicamente, acima da média nacional, em função da dispersão espacial e da baixa concentração de cargas. Notadamente

neste ano, o incremento deve-se à parcela de perdas técnicas relativa ao sistema de transmissão, que teve como fator preponderante a efetivação, a partir de março de 2005, da Resolução Aneel N° 344/2002, alterando a localização dos pontos de medição para a fronteira e fazendo com que as perdas anteriormente consideradas da Rede Básica passassem a ser incorporadas nos requisitos da Enersul. Podemos acompanhar na figura 1.3 a evolução das perdas e a comparação das perdas técnicas e comerciais.

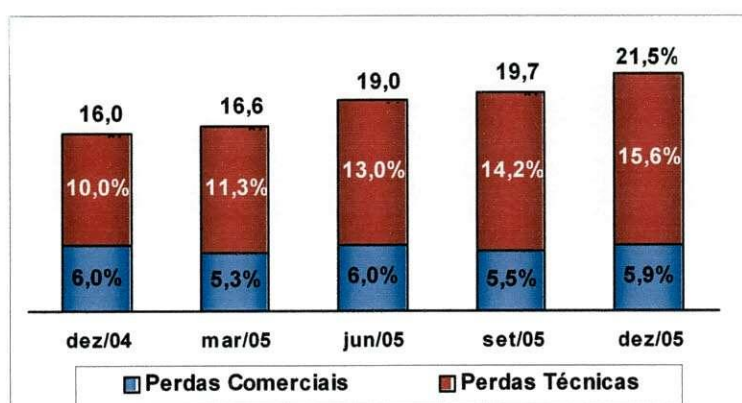


Figura 1.3 Perdas no sistema Enersul.

Como em outras empresas do setor de energia elétrica brasileiro, a Enersul vem registrando um crescimento significativo nos percentuais de perdas comerciais, normalmente relacionadas às fraudes e notadamente a partir do racionamento de energia em 2001.

Em face desse cenário, a Enersul e as demais distribuidoras do grupo EDP, definiram a redução de perdas comerciais como objetivo estratégico a ser perseguido, com metas a serem cumpridas em 2005 e para o triênio 2006/2008.

As perdas comerciais tiveram uma pequena queda, em 2005, em relação às perdas de 2004, passando de 6,0% para 5,9%. A tendência é de queda para os próximos anos, em razão das significativas ações implementadas.

No programa desenvolvido para o combate às perdas foram realizadas 156,7 mil inspeções de unidades consumidoras, entre inspeções normais, com indícios de fraudes, falha na medição e auto-religação.

1.2.7. INVESTIMENTOS DA ENERSUL

Em 2005 o programa de investimentos da Enersul atingiu a expressiva marca de R\$ 191,7 milhões, 104,5% maior do que o programa de 2004, mostrando de forma inequívoca o seu comprometimento com o desenvolvimento econômico-social do estado de Mato Grosso do Sul, como podemos observar na tabela 1.4

	R\$ mil	
	2005	2004
Geração	17	318
Convencional	95.710	42.530
Expansão de Rede	61.431	16.410
Melhoramento da Rede	20.378	14.838
P&D	1.371	1.398
Instalações em Geral	4.269	2.844
Telecomunicações	2.851	1.748
Informática	5.410	5.292
Modernização	10.898	2.640
Universalização	70.110	36.296
Outros	14.952	11.950
Total	191.687	93.735

Tabela 1.4 Investimentos Feitos pela Enersul

Para atendimento da demanda do mercado com níveis de qualidade exigidos pela legislação, foram investidos R\$ 61,4 milhões na expansão das redes elétricas, de linhas e subestações de distribuição para ligação de novos clientes e na instalação de sistemas de medição.

Na manutenção de redes elétricas foram gastos cerca de R\$ 20,4 milhões, envolvendo, entre outros, os serviços de manutenção preventiva das linhas de transmissão, de subestações e redes de distribuição.

1.2.8. RELATÓRIOS FINANCEIROS DA ENERGIAS DO BRASIL

Na tabela 1.5 indica o lucro das três concessionárias que formam o grupo Energias do Brasil, em seguida na tabela 1.6 os gastos operacionais do grupo.

Itens em R\$ mil ou %	Distribuição					
	Bandeirante		Escelsa		Enersul	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Receita líquida	1.976.388	1.822.806	1.223.333	1.023.803	871.221	701.128
Gastos operacionais - depreciação	1.701.558	1.490.933	979.914	843.408	588.267	488.984
EBITDA	274.830	331.873	243.419	180.395	282.954	212.144
Margem EBITDA %	13,9%	18,2%	19,9%	17,6%	32,5%	30,3%

Tabela 1.5 Lucro obtido pelo grupo Energias do Brasil

Gastos operacionais - R\$ mil	2005	2004	
Gastos gerenciáveis			
Pessoal	267.969	258.368	3,7%
Material	36.208	31.289	15,7%
Serviços de terceiros	239.282	198.400	20,6%
Provisões	69.445	55.557	25,0%
Outros	105.032	86.603	21,3%
Subtotal	717.936	630.217	13,9%
Depreciação e amortização	239.823	226.343	6,0%
Total dos gastos gerenciáveis	957.759	856.560	11,8%
Gastos não-gerenciáveis			
Energia comprada e transporte	2.132.125	1.957.169	8,9%
Encargos de serviço do sistema	83.550	24.711	238,1%
Cota de consumo de combustível - CCC	258.892	163.492	58,4%
Compensação financeira	7.631	5.287	44,3%
Taxa de fiscalização da aneel	9.241	6.881	34,3%
Conta de desenvolvimento energético - CDE	184.960	109.598	68,8%
Outros	16.284	19.497	-16,5%
Total dos gastos não-gerenciáveis	2.692.683	2.286.635	17,8%
Total dos gastos	3.650.442	3.143.195	16,1%

Tabela 1.6 Gastos Operacionais Do Grupo Energias do Brasil

Na tabela 1.7 indica a relação da energia comprada nos anos de 2004 e 2005 nas supridoras e em leilões.

Energia comprada - R\$ mil	2005	2004
Contratos iniciais	379.923	729.115
Itaipu	552.693	591.473
Leilão	302.743	5.860
Outros supridores	371.940	221.808
Encargos de conexão e rede básica	476.506	425.898
Apropriação e amortização de CVA (líquido)	48.320	(16.985)
Total geral	2.132.125	1.957.169

Tabela 1.7 Energia comprada pelo Grupo Energias do Brasil

2. MONITORAÇÃO DE CONSUMO E EVENTOS EM CLIENTES DE ALTA TENSÃO

2.1. DEFINIÇÃO DOS GRUPOS DE CLIENTES ³

Quando uma unidade consumidora é atendida pela concessionária em alta tensão, esta unidade consumidora, indústria, comércio, condomínio residencial, propriedade rural etc., possui transformadores exclusivos para seu atendimento. Deste modo, esta unidade é classificada como Grupo “A” e pode ser atendida nas tensões de 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV e 138 kV.

Os clientes em Alta Tensão, conforme o tipo de atendimento, podem ser consumidores Convencionais, Horo-sazonais, Livres e Potencialmente Livres, Autoprodutores e Produtores Independentes.

2.1.2 CLIENTE CONVENCIONAL

O Cliente em Alta Tensão denominado Convencional é atendido em tensão superior ou igual a 2300 V, com demanda contratada inferior a 300 kW. Sua tarifa de demanda e de energia consumida não se alteram em função do horário do dia ou meses do ano.

A Supervisão de Atendimento do Grupo A das concessionárias de energia, oferece serviços, informações e apoio técnico aos clientes convencionais em Alta Tensão, sendo responsável pelo acompanhamento dos Contratos de Fornecimento, oferecendo as melhores condições tarifárias e contratuais.

[3] SILVA, Adriano Magno R. Identificação e minimização das perdas comerciais em concessionária de energia elétrica. Campina Grande – PB : Trabalho de conclusão de curso – DEE/UFCG, 2006

2.1.3 CLIENTE HORO-SAZONAL

Os períodos de chuva e seca interferem diretamente na geração de energia das usinas hidrelétricas brasileiras, acumulando maior potencial energético nas fases úmidas, para garantir a produção também nos meses de seca. Durante o dia, também se observam horários de maior ou menor utilização de equipamentos, afetando diretamente a demanda e o consumo de energia elétrica.

A fim de estimular o uso de energia nos períodos mais favoráveis ao sistema elétrico nacional, otimizando a geração e o consumo, foi criada a estrutura tarifária horo-sazonal.

Os contratos de fornecimento nessa modalidade apresentam diferentes valores para a demanda e a energia consumida nos segmentos horários considerados de ponta ou fora de ponta. Também ao longo do ano, são diferenciadas as tarifas nos períodos seco e úmido.

2.2 CLASSIFICAÇÃO DOS CLIENTES

Agrupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo, esse grupo ainda tem a seguinte subdivisão:

- a) Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;

- d) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- f) Subgrupo AS-tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, subterrânea.

Agrupamento composto de unidades consumidoras, com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo, como rege a legislação tarifária vigente, pode subdividir nos seguintes grupos.

- a) Subgrupo B1 - residencial;
- b) Subgrupo B1 - residencial baixa renda;
- c) Subgrupo B2 - rural;
- d) Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural;
- e) Subgrupo B2 - serviço público de irrigação;
- f) Subgrupo B3 - demais classes;
- g) Subgrupo B4 - iluminação pública.

2.3 TARIFAS DE ENERGIA

As tarifas de eletricidade em vigor possuem estruturas com dois componentes básicos na definição do seu preço, uma componente relativo à demanda de potência (quilowatt ou kW) e outro componente relativo ao consumo de energia (quilowatt-hora ou kWh).

Até 1981, o único sistema utilizado, denominado Convencional, não permitia que o consumidor percebesse os reflexos decorrentes da forma de utilizar a eletricidade, já que não havia diferenciação de preços segunda sua utilização durante o dia ou períodos do ano.

Era indiferente para o consumidor utilizar a energia elétrica durante a madrugada ou no final da tarde, assim como consumir durante o mês de junho ou dezembro. Com isso, o perfil do comportamento do consumo ao longo desses períodos reflete uma tendência natural, vinculada exclusivamente aos hábitos de consumo e às características próprias do mercado de uma determinada região.

2.3.1 TIPOS DE TARIFAS

Estrutura tarifária convencional: estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

Estrutura tarifária horo-sazonal: estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir:

2.3.1.1 TARIFA AZUL

Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. A Tarifa

Azul será aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária: Existe preços diferenciados para demanda de potência em horário de ponta e fora de ponta, quanto as tarifas de energia são diferenciadas por horário de ponta e fora de ponta, bem como períodos do ano úmido e seco, diferenciando em quatro tarifas distintas.

2.3.1.2 TARIFA VERDE

Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. A Tarifa Verde será aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária. A demanda será cobrada com um preço único não fazendo diferenciação do horário do dia, quanto a energia será tarifada de maneira idêntica a da tarifa azul, ou seja, diferenciado horários do dia e períodos do ano.

2.4 MONITORAMENTO DE CONSUMO DE CLIENTES DE ALTA TENSÃO

2.4.1 TELEMEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA VIA INTERNET.

A princípio, a idéia de usar a Internet foi bastante atacada por áreas inteiras de algumas concessionárias. Vale lembrar que as pessoas que trabalham com medição de energia elétrica nas concessionárias têm uma mentalidade bastante conservadora, principalmente pelo fato da medição ser a "caixa registradora" da empresa, responsável por todo o faturamento.

Todas as questões foram analisadas e levadas em consideração, percebendo-se ainda a viabilidade do projeto devidos a alguns fatores:

- **Escalabilidade:** O projeto teria aplicação para milhares de pontos de medição.
- **Custo:** o uso de infra-estrutura existente e tecnologia reduz o investimento.
- **Segurança:** o uso de algoritmos de criptografia e autenticação digital, garante mais segurança e disponibilidade do sistema que linhas privadas/dedicadas.
- **Longa Vida:** a solução não deve ficar obsoleta em um curto ou médio prazo.
- **Capilaridade:** a Internet chega a qualquer ponto do país e do mundo.
- **Tecnologia Web Server:** permite milhares de conexões simultâneas.
- **Multimídia:** pode ser acessada por telefone fixo, celular, redes IP satélites, etc

Até bem pouco tempo atrás, as concessionárias tinham necessidade de ler o consumo de energia de seus clientes apenas uma vez por mês, para fins de faturamento. Com a nova estruturação do setor elétrico, esta necessidade está sendo revista. Algumas concessionárias querem leituras diárias, outras horárias, outras em tempo real, dependendo do ponto de medição em análise. Pode-se também fazer a instalação em todos os consumidores existentes na concessionária, pois a rede é capaz de chegar a todo tipo de consumidor de energia, até mesmo os residenciais, usando infra-estrutura já existente. Na figura 2.1 podemos analisar a estrutura básica de um sistema de telemedição via Internet.⁴

[4] KOPITTKKE, Bruno Hartmut. **Telemedição de Energia em Grandes Clientes**. São Paulo – Sp : AFESBJ, 2001

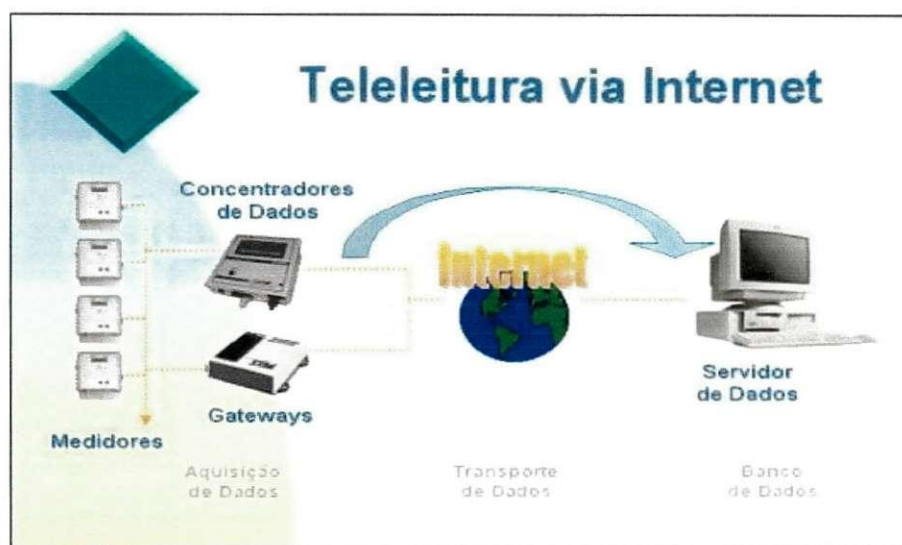


Figura 2.1 Estrutura básica de Telemedição via Internet

O sistema pode ser dividido em três partes: Aquisição, Transporte e Banco de Dados.

A aquisição de Dados, nesta solução, tem as seguintes características:

- É feita por gateways ou concentradores de dados. (4 ou 256 medidores)
- Totalmente construída para a Internet, sem uso de protocolos fechados
- Medição para todos consumidores, usando portas da concessionária ou usuário.
- Conexão periódica ao Servidor de Dados para envio de informações,
- Compatível com linha telefônica convencional, celular, satélite ou redes IP
- Permite fazer o sincronismo de todos os relógios dos medidores.

medidores são ligados em redes conforme o enquadramento tarifário de cada consumidor.

Após passar pela Internet, as informações chegam a um Servidor de Dados. As características deste que este servidor precisa ter são:

- Capaz de receber informações de milhares de pontos de medição simultaneamente.
- Compatível com os principais Bancos de Dados do mercado:
- Construir relatórios e gráficos gerenciais com as informações dos pontos de medição no formato de páginas WEB.
- Servidor passivo pois os gateways é que envia os dados, dispensa operadores.
- Compatível com as especificações do MAE, que exige criptografia e autenticação

Basicamente, o conjunto de informações a ser disponibilizada ao cliente depende exclusivamente das características do medidor, sendo utilizado em cada ponto de medição. Há uma grande padronização nos medidores eletrônicos utilizados para faturamento de clientes horo-sazonais. Ainda que existam vários fabricantes, os medidores possuem importantes características comuns, graças à compatibilidade com a Norma de Intercâmbio de Informações para Medidores Eletrônicos, também conhecido como protocolo ABNT. Os medidores compatíveis com o padrão ABNT respondem pela esmagadora maioria dos medidores eletrônicos em uso no país, e compreendem quase que a totalidade dos medidores instalados em grandes clientes no Brasil. Estes medidores, independente do modelo ou fabricante, disponibilizam as seguintes informações ao usuário do sistema:

- Parâmetros programados no medidor, registro de alterações efetuadas na programação
- Totalizadores de consumo para os diversos postos tarifários
- Demandas máximas para os diversos postos tarifários
- Registro de períodos de falta de energia elétrica
- Memória de massa para até 37 dias, que permite gerar inúmeros gráficos e relatórios

2.4.2 ANÁLISE DA CURVA DE CONSUMO E EVENTOS DE GRANDES CLIENTES

Essa prática deve ser constante, uma vez que qualquer falha de medição ou fraude, em um cliente desse grupo pela suas características de consumo, pode representar grandes prejuízos a empresa concessionária de energia elétrica.

Assim, esforços devem ser feito em instalação de equipamento de medição, com a possibilidade de envios de dados por uma remota, para que se possa acompanhar a qualquer instante como comporta-se a curva de consumo do cliente ou mesmo detectar eventos como faltas de energia, ou mesmo abertura das caixas de medição etc.

Durante o período em que transcorreu esse estágio, tive a oportunidade de fazer a análise da curva de consumo do cliente, atentando para a sua sazonalidade, em seguida analisamos os eventos que poderiam ocorrer na unidade consumidora entre eles, desligamentos repentinos sem prévia comunicação ao gestor, abertura da caixa de medição, disparo do sensor de presença, qualquer um desses itens pode ser indícios da elaboração de uma fraude ou seja um desvio na medição.

Para compormos os relatórios de análise da unidade consumidora, analisamos inicialmente a sua curva de consumo de energia dos últimos quatros anos, para percebermos a

disparo do sensor de presença, qualquer um desses itens pode ser indícios da elaboração de uma fraude ou seja um desvio na medição.

Para compormos os relatórios de análise da unidade consumidora, analisamos inicialmente a sua curva de consumo de energia dos últimos quatro anos, para percebermos a sua sazonalidade, no mesmo gráfico plotamos também uma curva média para uma melhor comparação. A seguir na figura 2.2 pode ser vista a curva de um cliente genérico.

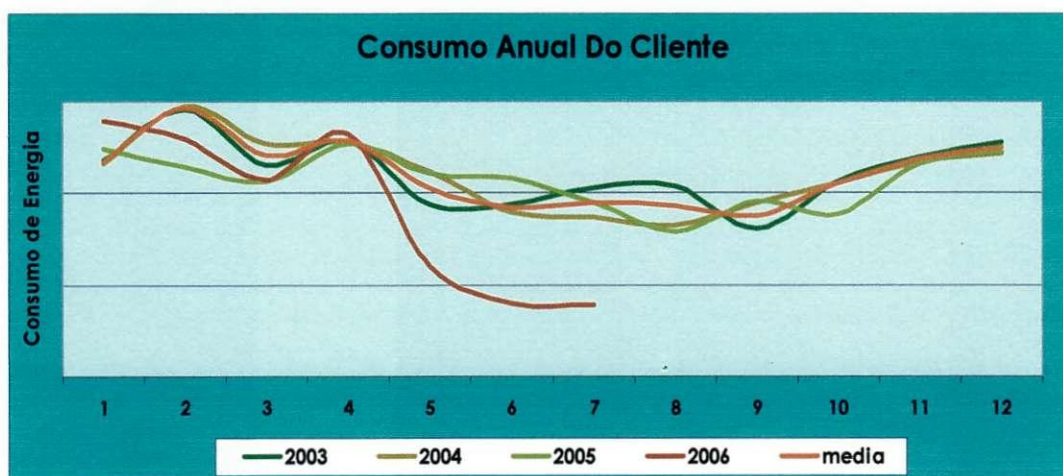


Figura 2.2 Consumo de energia nos últimos quatro anos de um cliente do grupo "A"

Ao analisarmos a curva de carga desse cliente percebemos que ele manteve a sazonalidade, até abril de 2006, podemos também perceber esse fato na figura 2.3 que mostra o consumo corrido desde ano de 2003, comparado com uma curva que representa o valor médio do consumo. Mais uma vez percebemos que só ocorre grande discrepância entre o consumo médio e o consumo real, a partir do mês de maio de 2006.

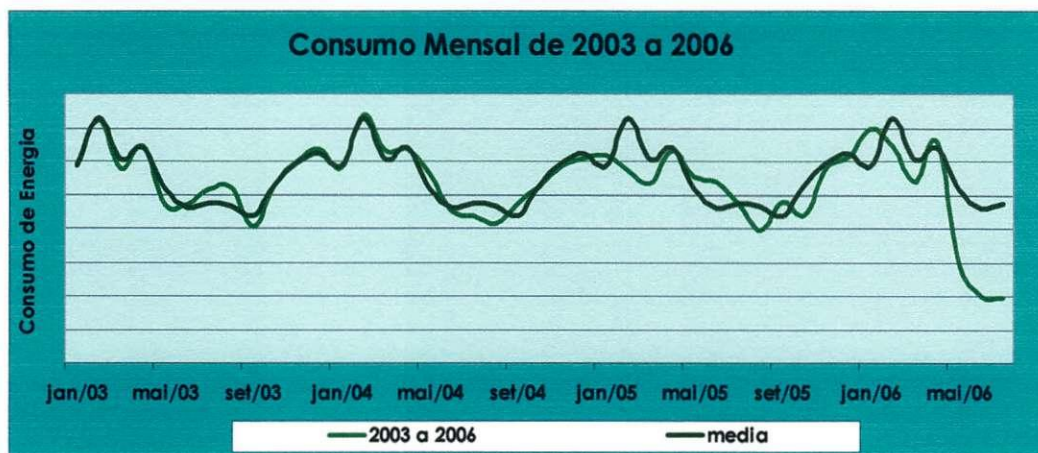


Figura 2.3 Consumo de energia nos últimos quatro anos corridos de um cliente do grupo "A"

Como o seu consumo caiu sem justificativa ou aviso prévio ao gestor na concessionária, passamos a levantar outros dados acerca do cliente, como o seu histórico de inspeções, alterações no seu contrato de demanda e também possíveis eventos denominados de alarmes, que ocorrem quando a um desligamento total da carga, abertura da caixa de medição, disparo do sensor de presença instalado na caixa de medição. Abaixo segue uma lista de alarmes para o cliente em questão neste ano.

Data e Hora	Cidade	Tipo de alarme	Duração
30/02/2006 17:38:25	Dourados	TAMPA DE LEITURA ABERTA	
23/03/2006 08:39:00	Dourados	SENSOR DE PRESENÇA	
10/04/2006 09:27:07	Dourados	FALTA DE ENERGIA	(30min)
06/05/2006 10:20:07	Dourados	FALTA DE ENERGIA	(13min)
08/05/2006 09:30:00	Dourados	FALTA DE ENERGIA	(11min)
10/05/2006 14:04:05	Dourados	FALTA DE ENERGIA	(40min)

Tabela 2.1 Listas de eventos ocorridos para o cliente

Percebemos no mês de maio três faltas de energia ou seja desligamentos totais nas instalações da unidade consumidora, esses são momentos ideais para a elaboração de uma fraude, assim passamos a uma nova etapa que será a análise através dos dados da memória do medidor que são lidos remotamente, assim temos o gráfico seguinte:

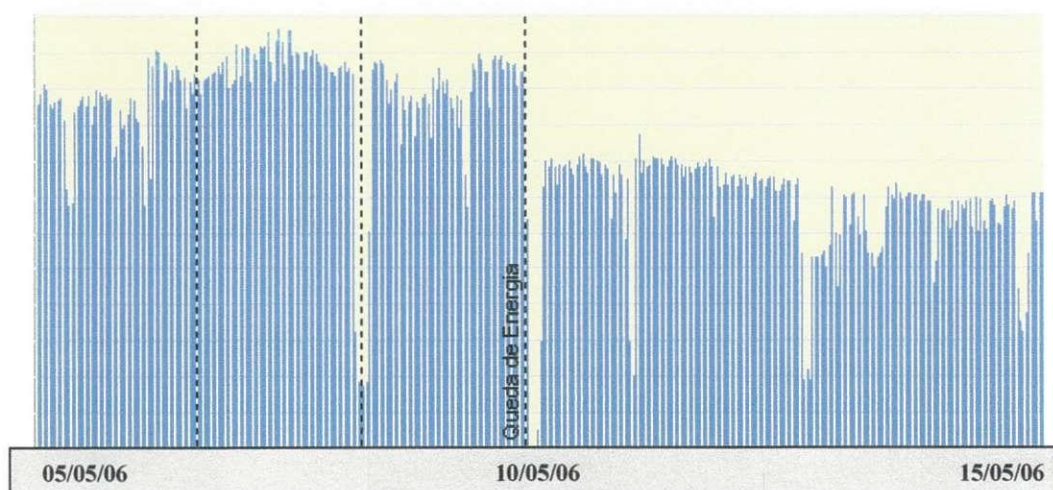


Figura 2.4 Memória de massa do medidor do cliente em análise.

Ao analisarmos o gráfico com leituras de consumo diário, identificamos os três desligamentos de energia, mas só no terceiro ocorre um decréscimo significativo de cerca de um terço da energia consumida, o que sugere a falta de medição em uma das fases.

Percebemos assim que há grande possibilidade de haver alguma irregularidade na medição, por fim analisamos o histórico de inspeção do cliente, uma vez que cada cliente deverá ser inspecionado uma vez por ano, verificamos que não houve inspeção nos últimos doze meses, encaminhamos a solicitação a área responsável. Que foi a campo realizando uma inspeção técnica, constando que a bobina do TC de uma das fases estava queimada, não registrando assim o consumo daquela fase, o que justifica a queda de cerca de um terço do consumo.

3. ANÁLISE DA NECESSIDADE DE INSPEÇÕES TÉCNICAS

Dentro de uma concessionária de energia, uma das atividades mais recorrentes é o estudo para identificar clientes fraudadores ou clientes com falhas na medição, em seguida fazer as inspeções técnicas, para confirmar os indícios, corrigir as fraudes ou falhas e possibilitar a cobrança da energia que deixou de ser faturada. Essa energia significa perda para a concessionária.

A perda de energia inerente ao sistema é denominada de perda técnica; pouco se pode fazer para minimizá-la. Denominamos de perdas globais a diferença entre a energia inserida no sistema e a energia faturada. Quando retiramos das perdas globais as parcelas correspondentes às perdas técnicas, obtemos as perdas comerciais do sistema, aquelas associadas à comercialização da energia fornecida ao usuário final. Essa parcela de energia é produzida, transportada, fornecida, mas não faturada, representando uma perda direta de faturamento. Tal evento advém de diversos fatores, quais sejam, desvios na medição, ligações clandestinas, irregularidades na medição, falha no cadastro, erros no faturamento, etc. Assim, percebemos que as referidas perdas podem resultar de diferentes agentes, nem sempre conhecidos e de difícil mensuração; são as que mais oscilam e têm apresentado tendência de elevação.⁴¹

Com o objetivo de reduzir as perdas, as concessionárias desenvolvem programas de inspeções técnicas nas medições das unidades consumidoras, que consistem na verificação e testes nos equipamentos de medição; verificação da fixação; inviolabilidade dos medidores; constatação de erros de medição e intervenção não autorizada, aspectos relativos à segurança,

[4]ABRADE. **Relatório técnico sobre perdas comerciais no faturamento e arrecadação**. Rio de Janeiro - RJ: Abrade, 1998.

etc. Diversas outras medidas podem ser tomadas, entre elas, a mudança de procedimentos, programas educativos, programas sociais, parcerias com poder público, etc.

3.1. IRREGULARIDADES MAIS RECORRENTES⁵²

A prevenção e combate à fraude, representam as ações mais importantes para o combate das perdas comerciais das concessionárias de energia, assim as concessionárias precisa ter procedimentos necessários para a prevenção e combate a fraude, deve-se usar diversas ferramentas, pesquisas cadastrais, consulta dos históricos de irregularidade, para estruturar um programa eficaz de inspeção, programa para minimizar os procedimentos incorretos na ligação da entrada de serviço dos consumidores.

No nosso estudo consideraremos fraude situações semelhantes ou como estas:

- Desvio de energia elétrica em pontos antes da medição.
- Qualquer adulteração dos mecanismos internos do medidor.
- A alteração dos registros de consumo.
- Interferência na chave de aferição.
- Interferência nos fios do circuito do sistema de medição indireta.
- Ligação à revelia da concessionária de energia.
- Interferência ou avaria nos transformadores de instrumentos de medição.
- Qualquer ato intencionalmente cometido, que reduza registro do consumo.

[5] SILVA, Adriano Magno R. Identificação e minimização das perdas comerciais em concessionária de energia elétrica. Campina Grande – PB : Trabalho de conclusão de curso – DEE/UFCG, 2006

Agora passaremos a citar e descrever os tipos mais comuns de irregularidades produzidas nos ramais de clientes do grupo B.

3.1.1 DESVIO NO RAMAL DE LIGAÇÃO.

E causado quando a uma derivação através de ligações clandestina, que interligam o poste da concessionária e a entrada de serviço da unidade consumidora sem passar pela medição.

3.1.2 DESVIO NO DISJUNTOR.

E causado quando há uma derivação de energia nos bornes do disjuntor, sendo na entrada ou mesmo na saída. Caso a derivação for na entrada do disjuntor, além da prática ilícita do furto, o ramal de entrada bem como o disjuntor poderá ser sobrecarregado, uma vez que no projeto inicial, não foi realizado prevendo essa derivação.

3.1.3 INTERFERÊNCIA NO MEDIDOR.

Esse tipo de fraude pode ser feita de inúmeras maneiras, retirando-se a tampa de vidro, pode-se manipular os ponteiros alterando o consumo, introdução de objetos que altere o giro do disco do medidor, alteração da fiação interna do medidor, avariar as bobinas de corrente ou tensão. Sem retirar a tampa de vidro, pode-se perfurar a carcaça e introduzir objetos ou alterar

mecanismos interior, modificar a ligação da fiação do medidor, retirar a tampa do borne modificando as conexões.

3.1.4 LIGAÇÃO À REVELIA.

Ligação feita clandestinamente em uma unidade consumidora, derivando-se diretamente da rede ou mesmo de qualquer ramal de ligação de unidades vizinhas.

3.1.5 RELIGAÇÃO À REVELIA.

Ligação feita sem medição da energia consumida, após um desligamento da unidade consumidora, por iniciativa da concessionária ou mesmo a pedido do consumidor.

3.2 TIPOS DE PROGRAMAS DE INSPEÇÃO

3.2.1 INSPEÇÕES PROGRAMADAS PELA DATA DE LIGAÇÃO.

Esse tipo de inspeção é realizada em unidades consumidoras recentemente ligadas, (sejam a primeira ligação ou uma ligação após um corte no fornecimento de energia), geralmente é feito em um período compreendido entre três a seis meses após a ligação. Pois pode-se detectar algum erro na ligação ou uma fraude realizada juntamente com a ligação, o

que dificulta muito para identificar a fraude uma vez, que a curva de carga do cliente bem como sua sazonalidade, já estarão contaminadas pelo desvio de energia.

3.2.2 INSPEÇÕES PROGRAMADAS POR CARACTERÍSTICAS DAS UNIDADES.

Essas inspeções são motivadas por diversos parâmetros que apontam uma maior possibilidade ou mesmo estatística de se realizar um desvio de energia, entre eles podemos citar:

- Ramo de atividade da unidade consumidora.
- Altos índices de fraudes em determinados padrões de serviço.
- Área geográfica de localização das unidades.

3.2.3 INSPEÇÕES PERIÓDICAS.

Em geral as concessionárias de energia elétrica encontram dificuldades para operacionalizar um programa de inspeção com essas características, devido à escassez de recursos humanos no quadro de funcionário da empresa ou pelo elevado custo que resultaria em contratação de todo o grupo necessário através de firmas terceirizadas.

Porém é uma eficiente forma de conquistar e manter uma imagem sólida e objetiva junto a seus clientes, que perceberão o programa de fiscalização intensivo, coibindo assim novas fraudes ou mesmo o término de algumas.

Esse tipo de programa traz diversos benefícios à empresa concessionária, pois permite fazer um monitoramento de seus equipamentos de medição, detectar irregularidades técnicas e

de segurança, detectar erros de medição e também identificar fraudes ou furto de energia. Por outro lado essas visitas periódicas as unidades consumidoras, mostra aos clientes um acompanhamento próximo e eficaz o que inibe possíveis intenções de execução de desvios de energia da medição.

3.2.4 INSPEÇÃO POR AMOSTRAGEM.

Diverso são os critérios que podem ser usados para definir as unidades que serão inspecionadas, que serão definidos sob a orientação da área e pesquisados no banco de dados da empresa, formado por informações cadastrais, consumo, serviços realizados, histórico de inspeção, etc. assim podemos definir alguns fatores:

- Rota de leitura
- Ano de ligação
- Período da ultima inspeção
- Unidades que foram desligadas e não pediram religação.
- Unidades que foi desmembrada a medição.
- Unidades com alteração do consumidor, sem mudança de atividade.
- Unidade com incidência de determinado tipo de irregularidade.

3.2.5 DENÚNCIAS.

Todas as denúncias de fraudes dirigidas à empresa, devem ser investigadas independente da fonte procedente, seja de leituristas, plantonistas de atendimentos de emergência, denúncias formais, anônimas etc.

Fazendo assim a concessionária pode ter um programa de incentivo a denúncia que pode ser encaminhada à empresa através de ligações gratuitas, ouvidorias, formulários nas agências de atendimentos, via Internet etc. Mas antes se precisa desenvolver um programa que informe a população através da mídia local a importância do correto faturamento de energia e ligação à rede de distribuição, que pode gerar tarifas mais baixas, mais impostos recolhidos pela administração pública, melhor qualidade da energia fornecida, maior segurança nas redes de distribuição etc. Essas informações e campanhas também podem ser divulgadas na própria fatura emitida ao cliente.

Com relação ao leiturista esse pode fornecer informações mais precisas e confiáveis assim a empresa deve investir em treinamentos, até mesmo um programa de premiação para denúncias feitas por ele e comprovadas.

3.2.6 INSPEÇÕES PELA ANÁLISE DO HISTÓRICO DO CONSUMIDOR.

Essas inspeções serão geradas a partir de uma análise mensal do histórico do de faturamento do cliente, nos seguintes aspectos.

- Variação acentuada dos fatores de potência.
- Variação acentuada do consumo.
- Variação acentuada da demanda.

3.3 COMBATE A FRAUDE E FURTO DE ENERGIA.

O combate à fraude e furto de energia, traduz a efetiva disposição da empresa em aplicar esforços na investigação e detecção de situações irregulares.

Nesse aspecto a principal forma de se combater as fraudes e furto de energia é o desenvolvimento de um programa de inspeção em entrada de serviços das unidades consumidoras.

É recomendável a informatização de informações sobre as entradas de serviço, para que se possa seleccionar melhor a amostra das unidades consumidoras a serem inspecionadas, a partir dos dados armazenados.

Diversas estruturas podem ser implementadas na empresa para gerir esse processo de inspeção, mas independente do tipo a ser implantado é importante observar a necessidade de haver um grupo destinado a fazer as verificações necessárias, orientar ou ministra os treinamentos ou caso aja uma empresa terceirizada nessa área da concessionária, esse grupo deverá coordenar e supervisionar a execução do programa de combate a fraudes realizado nessa área de atuação.

A informatização dos dados, acompanhamento de campo, a realização dessas inspeções, aos poucos vai criando o perfil das unidades com indícios de fraudes, essa informações pode nortear os critérios de seleção para elaborar um programa de inspeção mais preciso.

Tem se percebido ao longo do tempo que o perfil das unidades fraudadoras tem sido definidos de acordo com itens como: atividades desenvolvidas pela empresa, classificação tarifária, localização geográfica, tipos de padrões da entrada de serviço entre outras particularidades.

3.4 ASPECTOS IMPORTANTES SOBRE AS INSPEÇÕES.

Deve-se atentar que a motivação de uma inspeção é bem mais do que identificar fraudes, também se objetiva: detectar falhas na medição da unidade consumidora, irregularidades técnicas, falhas na ligação feita pela empresa etc.

O trabalho de inspeção deve ser realizado por pessoas com vasta experiência em instalações elétricas, que tenha também habilidade em comunicar-se e argumentar quando necessário. A inspeção deverá ser realizada por duas pessoas com o perfil descrito anteriormente, sendo realizada na presença ou conhecimento do responsável (ou o seu preposto) pela unidade consumidora, informando-o que se trata de uma inspeção de rotina explicando cada etapa realizada inclusive os resultados obtidos.

Durante toda a inspeção qualquer contato com o consumidor deve ser feito com todo o respeito necessário, evitando qualquer insinuação de atos como fraude, roubo, desvio de energia ou similares, não podendo o consumidor ser acusado de maneira nenhuma de qualquer irregularidade encontrada.

Porém, se em algum momento o consumidor se mostrar agressivo, em qualquer das etapas da inspeção, a equipe deve lacrar a medição, retirando-se do local avisando imediatamente as autoridades policiais bem como a chefia do setor de inspeção.

Constatada a fraude bem como o furto de energia, a equipe deverá seguir os procedimentos normalizados na empresa estabelecidos para essa situação, que muitas vezes consiste em: preenchimento de um termo de inspeção, retirada da medição para análise de fraude, suspensão no fornecimento de energia, registro de boletim de ocorrência em delegacia próxima, entrega de uma carta convocação para o cliente comparecer na agência da concessionária, para a regularização devida.

3.5 SETOR DE GERAÇÃO DE INSPEÇÃO TÉCNICA DA ENERSUL

3.5.1 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA

Durante o período de estágio na empresa entre outras atividades, fiquei responsável por enviar as empresas terceirizadas os pedidos de inspeção, feitas através do SIC (Sistema Comercial da empresa), onde se gerava um arquivo a ser impresso e um protocolo de controle, onde poderíamos acompanhar todos os procedimentos realizados. Diversos eram os motivos apontados no documento de geração de inspeção entre eles: Medidor queimado, borne do medidor queimado, indícios de fraudes na medição, ligação clandestina, ligação à revelia, troca de disjuntor entre outras.

Todas esses pedidos de inspeção eram encaminhados via e-mail para a supervisão de perdas, em seguida repassadas para nós darmos o tratamento necessário a cada pedido, diversos setores da empresa faz essas solicitações entre eles; o plantão de atendimento técnico ao consumidor, plantão de atendimento administrativo ao consumidor, área de leitura, área de faturamento e também a ouvidoria que recebe denúncias via telefone ou e-mail através do programa caça aos gatos, da empresa.

Diante de tantos motivos de inspeções e solicitantes, percebemos que era dispendioso procurar as fichas de solicitações impressas, para identificar o numero dos protocolos de inspeções geradas, para qualquer consulta que se fizesse necessário. Pois todas as inspeções geradas eram impressas e armazenadas em pastas, assim diversas vezes os solicitantes queriam saber se a inspeção já tinha sido gerada, o andamento, resultado, e tudo isso era feito manualmente onde muitas vezes os processos não sendo encontrados restava a dúvida em saber se tinha sido ou não gerado.

3.5.2 SOLUÇÃO PROPOSTA

Diante da situação, propus ao supervisor da área de perdas comercial, que também era o supervisor do meu estágio, que desenvolvêssemos um software, que gerenciasse um banco de dados, que armazenasse informações como data da solicitação, solicitante, protocolo gerado, código do cliente, motivo, usuário entre outras.

Com o devido apoio e outras sugestão, pude contar com três horas diárias para desenvolver o banco de dados, onde teria quinze dias úteis para desenvolvê-lo e testá-lo.

3.5.3 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

Assim passamos a elaborar um plano de metas, bem como um cronograma descrito na tabela 3.1 para orientar o tempo, e etapas que tínhamos.

	I SEMANA (13/03/2006 à 17/03/2006)	II SEMANA (20/03/2006 à 24/03/2006)	III SEMANA (27/03/2006 à 31/03/2006)
1º Dia	Pesquisa da Plataforma	Estudo sobre lógica de banco de Dados	Construção do Programa
2º Dia	Escolha da Plataforma	Estudo sobre o Gerenciador de Banco Acces	Construção do Programa
3º Dia	Pesquisa e aquisição de material de consulta sobre Acces	Estudo sobre programação em Visual Basic para Access	Construção do Programa
4º Dia	Pesquisa e aquisição de material de consulta sobre Acces	Estudo sobre programação em Visual Basic para Access	Teste no programa
5º Dia	Estudo sobre lógica de banco de Dados	Construção do Programa	Teste no programa

Tabela 3.1 Cronograma de atividades para desenvolver o Banco de Dados.

Sendo assim passei a procurar informações de que plataforma de dados seria mais viável, pelo tempo exíguo e a disponibilidades de software da empresa optei em utilizar a ferramenta para banco de dados do pacote do Office XP, uma vez que a empresa já o possuía e pela familiaridade que já possuímos.

Passamos a seguir cada etapa determinada por mim em conjunto com o supervisor da empresa, onde conseguimos realizar com sucesso cada etapa proposta em tempo hábil, ficando o produto final um programa que gerencia o banco de dados construído.

3.5.4 DESCRIÇÃO DO PROGRAMA DE CADASTRO DE INSPEÇÃO

Assim foi concebido o programa em Access onde a interface dele esta indicada na figura 3.1

The image shows a screenshot of a software interface titled "Cadastro de Inspeções". At the top left is the logo for "enersul energias do brasil". The main form area contains the following fields and values:

- DATA: 06-abr-06
- CDC/IDE: XXXXXXXX
- SOLICITANTE: COD (dropdown menu)
- NR: XXXX
- MOTIVO: Jumper
- LD: não
- Obs: conforme informacoes prestadas, o cliente está com indicios de fraude, jumper no medidor
- SS: XXXXXXXX
- USUÁRIO: Adriano Magno

At the bottom of the form are several navigation icons: a magnifying glass, a left arrow, a trash can, a right arrow, and a document icon. To the right of the main form area, there are two small icons: a magnifying glass and a document icon.

Figura 3.1 Interface do programa de cadastro de inspeção.

Nesse formulário inicial, cadastramos a data, código do cliente, solicitante, número da solicitação, motivo, se a unidade consumidora está ligada direto ou não, um local para

observação, um campo para o número de protocolo e o usuário que cadastrou. Como a programação em visual básica para Access é orientada ao objeto, descreveremos a seguir o código fonte desenvolvido para os campos e botões desse formulário.

➤ CÓDIGO FONTE

Option Compare Database

```
Private Sub Comando30_Click()  
On Error GoTo Err_Comando30_Click  
DoCmd.GoToRecord , , acNext  
Exit_Comando30_Click:  
Exit Sub  
Err_Comando30_Click:  
MsgBox Err.Description  
Resume Exit_Comando30_Click  
  
End Sub
```

```
Private Sub Comando32_Click()  
  
On Error GoTo Err_Comando32_Click  
DoCmd.GoToRecord , , acPrevious  
Exit_Comando32_Click:  
Exit Sub  
Err_Comando32_Click:  
MsgBox Err.Description  
Resume Exit_Comando32_Click  
  
End Sub
```

```
Private Sub Lixo_Click()  
  
On Error GoTo Err_Lixo_Click  
DoCmd.DoMenuItem acFormBar, acEditMenu, 8, , acMenuVer70  
DoCmd.DoMenuItem acFormBar, acEditMenu, 6, , acMenuVer70  
Exit_Lixo_Click:  
Exit Sub  
Err_Lixo_Click:  
MsgBox Err.Description  
Resume Exit_Lixo_Click  
  
End Sub
```

```
Private Sub sair_Click()
```

```
On Error GoTo Err_sair_Click
```

```
DoCmd.Close
```

```
Exit_sair_Click:
```

```
Exit Sub
```

```
Err_sair_Click:
```

```
MsgBox Err.Description
```

```
Resume Exit_sair_Click
```

```
End Sub
```

```
Private Sub pendentes_Click()
```

```
On Error GoTo Err_pendientes_Click
```

```
Dim stDocName As String
```

```
stDocName = "Pendente"
```

```
DoCmd.OpenQuery stDocName, acNormal, acEdit
```

```
Exit_pendientes_Click:
```

```
Exit Sub
```

```
Err_pendientes_Click:
```

```
MsgBox Err.Description
```

```
Resume Exit_pendientes_Click
```

```
End Sub
```

```
Private Sub todasinspecoes_Click()
```

```
On Error GoTo Err_todasinspecoes_Click
```

```
Dim stDocName As String
```

```
stDocName = "Totais"
```

```
DoCmd.OpenQuery stDocName, acNormal, acEdit
```

```
Exit_todasinspecoes_Click:
```

```
Exit Sub
```

```
Err_todasinspecoes_Click:
```

```
MsgBox Err.Description
```

```
Resume Exit_todasinspecoes_Click
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Comando97_Click()
```

```
On Error GoTo Err_Comando97_Click
```

```
Dim stDocName As String
```

```
Dim stLinkCriteria As String
```

```
stDocName = "gerenciador de consultas"
```

```
DoCmd.OpenForm stDocName, , , stLinkCriteria
```

```
Exit_Comando97_Click:
```

```
Exit Sub
```

```
Err_Comando97_Click:
```

```
MsgBox Err.Description
```

```
Resume Exit_Comando97_Click
```

```
End Sub
```

```
Private Sub mensagens_Click()  
On Error GoTo Err_mensagens_Click  
    Dim stDocName As String  
    Dim stLinkCriteria As String  
    stDocName = "Mensagens"  
    DoCmd.OpenForm stDocName, , , stLinkCriteria  
Exit_mensagens_Click:  
    Exit Sub  
Err_mensagens_Click:  
    MsgBox Err.Description  
    Resume Exit_mensagens_Click  
End Sub
```

Associado a esse programa, temos uma interface utilizada apenas para consultas, para que achemos qualquer entrada que seja feita no banco de dados, e todas as informações associadas a ela, essas consultas que podemos realizar era a meta principal na confecção desse programa, pois era realizada antes manualmente em pastas separadas por ano. Na figura 3.2 podemos ver como ficou essa interface que é chamada a partir do formulário principal através de um botão com a figura de uma lupa

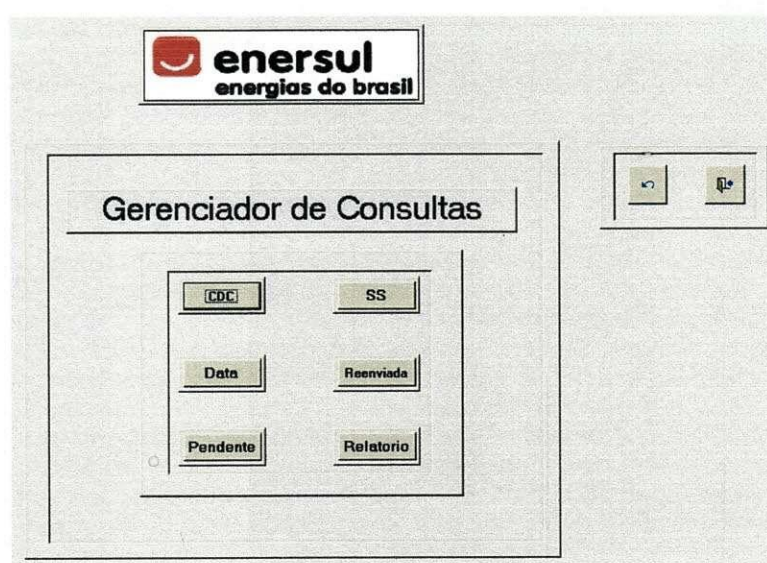


Figura 3.2 Interface do gerenciador de consultas

Nessa interface percebemos facilmente que podemos consultar através do CDC, código do cliente, por SS que é a solicitação de serviço, por data, podemos consultar as

reenviadas que por alguma falha do solicitante no fornecimento do CDC ou endereço não pode ser gerado a inspeção ficando no aguardo das retificações, podemos consultar os pedidos pendentes que por qualquer motivo estão aguardando ser gerada, geralmente são solicitações feitas sem o CDC do cliente, por fim esse programa gera um relatório de todas as inspeções geradas para qualquer data, um modelo desse relatório encontra-se no Anexo II desse trabalho, e a seguir encontra-se o código fonte dessa interface.

Option Compare Database

```
Private Sub cdc_Click()  
On Error GoTo Err_cdc_Click  
    Dim stDocName As String  
    stDocName = "Consulta por CDC"  
    DoCmd.OpenQuery stDocName, acNormal, acEdit  
Exit_cdc_Click:  
    Exit Sub  
Err_cdc_Click:  
    MsgBox Err.Description  
    Resume Exit_cdc_Click  
  
End Sub
```

```
Private Sub data_Click()  
  
On Error GoTo Err_data_Click  
    Dim stDocName As String  
    stDocName = "Consulta por data"  
    DoCmd.OpenQuery stDocName, acNormal, acEdit  
Exit_data_Click:  
    Exit Sub  
Err_data_Click:  
    MsgBox Err.Description  
    Resume Exit_data_Click  
  
End Sub
```

```
Private Sub ss_Click()  
  
On Error GoTo Err_ss_Click  
    Dim stDocName As String  
    stDocName = "Consulta Por SS"  
    DoCmd.OpenQuery stDocName, acNormal, acEdit  
Exit_ss_Click:  
    Exit Sub  
Err_ss_Click:  
    MsgBox Err.Description  
    Resume Exit_ss_Click  
  
End Sub
```



```
Private Sub Comando11_Click()  
On Error GoTo Err_Comando11_Click  
    Dim stDocName As String  
    stDocName = "Pendente"  
    DoCmd.OpenQuery stDocName, acNormal, acEdit  
Exit_Comando11_Click:  
    Exit Sub  
Err_Comando11_Click:  
    MsgBox Err.Description  
    Resume Exit_Comando11_Click  
  
End Sub
```

```
Private Sub pendentes_Click()  
  
On Error GoTo Err_pendientes_Click  
    Dim stDocName As String  
    stDocName = "Pendente"  
    DoCmd.OpenQuery stDocName, acNormal, acEdit  
Exit_pendientes_Click:  
    Exit Sub  
Err_pendientes_Click:  
    MsgBox Err.Description  
    Resume Exit_pendientes_Click  
  
End Sub
```

```
Private Sub todas_Click()  
On Error GoTo Err_todas_Click  
    Dim stDocName As String  
    stDocName = "Totais"  
    DoCmd.OpenQuery stDocName, acNormal, acEdit  
Exit_todas_Click:  
    Exit Sub  
Err_todas_Click:  
    MsgBox Err.Description  
    Resume Exit_todas_Click  
  
End Sub
```

```
Private Sub sair_Click()  
  
On Error GoTo Err_sair_Click  
    DoCmd.Close  
Exit_sair_Click:  
    Exit Sub  
Err_sair_Click:  
    MsgBox Err.Description  
    Resume Exit_sair_Click  
  
End Sub
```

```

Private Sub voltar_Click()
On Error GoTo Err_voltar_Click
Dim stDocName As String
Dim stLinkCriteria As String
stDocName = "cadastro de inspeções"
DoCmd.OpenForm stDocName, , , stLinkCriteria
Exit_voltar_Click:
Exit Sub
Err_voltar_Click:
MsgBox Err.Description
Resume Exit_voltar_Click

End Sub

```

```

Private Sub relatorio_Click()
On Error GoTo Err_relatorio_Click
Dim stDocName As String
stDocName = "Relatorio do dia"
DoCmd.OpenReport stDocName, acPreview
Exit_relatorio_Click:
Exit Sub
Err_relatorio_Click:
MsgBox Err.Description
Resume Exit_relatorio_Click

End Sub

```

#CONSULTAS

```

SELECT mudei.SV, mudei.CDC, mudei.SOLICITANTE, mudei.SS, mudei.USUARIO
FROM mudei
WHERE (((mudei.DATA)>#4/6/2006#))
ORDER BY mudei.DATA, mudei.SV DESC;

```

```

SELECT mudei.CDC, mudei.SS, mudei.DATA, mudei.SOLICITANTE, mudei.USUARIO
FROM mudei
WHERE (((mudei.CDC)=[Informe o CDC, sem Hifen]));

```

```

SELECT mudei.CDC, mudei.SV, mudei.SS, mudei.DATA, mudei.SOLICITANTE, mudei.USUARIO
FROM mudei
WHERE (((mudei.DATA)=[informe data ex 01/01/05]));

```

```

SELECT mudei.CDC, mudei.SV, mudei.SS, mudei.DATA, mudei.SOLICITANTE, mudei.MOTIVO
FROM mudei
WHERE (((mudei.SS)=[Digite o nº da SS]));

```

```

SELECT mudei.DATA, mudei.CDC, mudei.SS, mudei.Obs
FROM mudei
WHERE (((mudei.SS)="pendente" Or (mudei.SS) Is Null Or (mudei.SS)="suspenso"))
ORDER BY mudei.DATA;

```

```

SELECT mudei.DATA, mudei.CDC, mudei.SS, mudei.SOLICITANTE, mudei.USUARIO
FROM mudei
WHERE (((mudei.SS)="reenviadas"));

```

Associado a esse programa, temos uma interface utilizada apenas para cadastro das mensagens mais recorrentes que preenchemos no programa de geração de inspeção da empresa, pois percebemos que no momento da geração da inspeção se demanda grande tempo, para se fazer as observações para o técnico que realizará as inspeções, assim criamos esse formulário, que já tem as observações mais recorrentes precisando apenas trocar o numero da solicitação da ss, depois copiar e colar na área especifica no programa, podemos ver essa interface na figura 3.3.

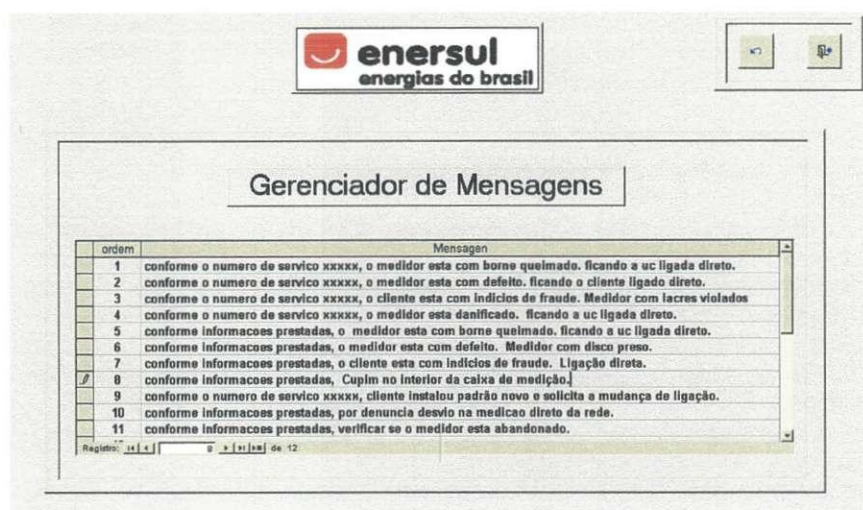


Figura 3.3 Interface do gerenciador de Mensagens

Por fim podemos ver em forma de tabela, como foi construído o nosso banco de dados, na tabela 3.2 , está mostrado um exemplo de dados cadastrado no banco de dados.

CDC	MOTIVO	LIG DIRETO	OBS	SOLICITANTE	PROTOCOLO	DATA	USUARIO
1014612	abelha no medidor		sem condições de leitura	Plantão Técnico	111282462	02/04/06	adriano magno
2384602	cliente c/ fraude		Desvio na mureta	Leitura	Aberta	02/04/06	adriano magno
1264296	borne queimado	sim	Inspecionada 04/04/2006	Plantão Técnico	111232662	02/04/06	adriano magno
4438422	religação		Feita por cliente	fatura	Aberta	02/04/06	adriano magno
04643328	desvio da medição			Plantão Técnico	111606262	02/04/06	adriano magno
12682100	medidor com disco preso	sim	Indícios de fraude	Plantão Técnico	112444462	04/04/06	adriano magno
386496402	medidor com disco preso			Plantão Técnico	1124449362	04/04/06	adriano magno
16384302	enroscado na rede:			Plantão Técnico	1124494362	04/04/06	adriano magno
12611491	medidor parado:			Leitura	Aberta	04/04/06	adriano magno
12463884	medidor parado:		Indícios de fraude	Denúncia	1124304962	04/04/06	adriano magno
12422848	medidor danificado:			Denúncia	112432462	04/04/06	adriano magno
6322416	desvio no pontalete			Plantão Técnico	1148498862	04/04/06	adriano magno
22244901	borne queimado	sim		Plantão Técnico	114881662	04/04/06	adriano magno
4263213	medidor danificado		Indícios de fraude	Plantão Técnico	Aberta	04/04/06	adriano magno
2384640	medidor com defeito	sim		Denúncia	114886862	04/04/06	adriano magno
10326142	medidor c/ borne queimado			Leitura	114830462	04/04/06	adriano magno
63449442	medidor c/ borne queimado			Leitura	114832362	04/04/06	adriano magno

Tabela 3.2 Tabela do banco de dados do programa de cadastro de inspeção

Assim pudemos testar o programa durante alguns dias, fizemos pequenos ajustes, foi aprovado pelo supervisor da área de perdas comerciais e hoje encontra-se em uso, sendo possível através de seu banco de dados, gerar consultas de quantidades inspeções geradas por dia, semana, mês, ano, solicitante, usuário ou qualquer outra informação que esteja contida no banco de dados.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao término deste trabalho percebi a importância da identificação de fraudes ou falhas de medição em unidades consumidoras de energia elétrica, pois há grande impacto desses dois fatores no índice de perdas comercial da empresa, que por sua vez traz diversos prejuízos a empresa.

Estando alocado na supervisão de perdas da empresa, que tem como finalidade principal a pesquisa dos fatores que geram as perdas comerciais bem como a busca e realização de ações que visam a minimização dessas perdas. Tive contato com análise de perfil de grandes clientes, como também de unidades residenciais, podendo assim contribuir na identificação de clientes fraudadores ou com falhas de medição em toda a empresa. Entre as irregularidades mais recorrentes podemos citar: fraudes nas medições, ligações clandestinas, unidades sem medição, defeitos nos medidores, falhas no cadastro do cliente.

Para clientes grupo B, contribuí para empresa na concepção de um software para gerenciar todas as inspeções solicitadas a empresa, podendo fazer através dele diversos tipos de consultas ou gerar relatórios de maneira rápida e precisa, o que trouxe maior agilidade na pesquisa feita anteriormente.

Para clientes do grupo A, fizemos a monitoração dos perfis de consumo de energia, ficando atentos através de um sistema de telemedição, a desligamentos repentinos de energia, abertura da caixa de medição, disparo do sensor de presença instalado na cabine de medição, bem como da memória de massa dos medidores, com todos esses dados identificamos inúmeros cliente com perfil de fraudadores ou com falhas na medição, sendo comprovado a suspeita em campo por diversas vezes.

REFERÊNCIAS

- [1] ABRADE. **Relatório técnico sobre perdas comerciais no faturamento e arrecadação.** Rio de Janeiro - RJ: Abrade, 1998.
- [2] ACIOLI, J. L. **Fontes de energia.** Brasília -DF: Editora Universitária , 1994.
- [3] ANEEL. **Tarifas de fornecimento de energia elétrica.** Brasília - DF: ANEEL, 2005
- [4] ARAÚJO, Arlindo Gonsalves. **Planejar e administrar o crescimento do mercado de energia elétrica.** São Paulo – SP: Energia, 1990
- [5] FERNANDES FILHO, Guilherme E.F. **As novas regras para consumidores livres e cativos.** São Paulo – SP: Aranda editora, 2000
- [6] HENRIQUE JR., Mauricio F. **Melhoria da eficiência energética e potencial de economia de energia na indústria brasileira.** Rio de Janeiro – RJ: UFRJ, 1996
- [7] HOFFMANN, Carlos Augusto A. D’Araujo. **O novo contexto do setor elétrico Brasileiro.** Confederação nacional da industria, 1997
- [8] KOPITTKE, Bruno Hartmut **Telemedicação de Energia em Grandes Clientes.** São Paulo – Sp : AFESBJ, 2001
- [9] MACHADO, A.C. **História do consumo de energia.** São Paulo - SP: Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência, 2001.
- [10] PINHEL, Antonio Carlos da C. **Eficiência energética global,** in Seminário panamericano de energia, 1993
- [11] ROSA, Luis Pinguelli. **A Reforma no setor elétrico do Brasil e do Mundo.** Rio de Janeiro – RJ: Relume Dumará, 1998
- [12] SILVA, Adriano Magno R. **Identificação e minimização das perdas comerciais em concessionária de energia elétrica.** Campina Grande – PB : Trabalho de conclusão de curso – DEE/UFCG, 2006

OUTRAS FONTES

www.enersul.com.br
www.energiasdobrasil.com.br
www.aneel.gov.br
www.ons.com.br

ANEXOS

ANEXO I

TARIFAS PRATICADAS PELA ENERSUL

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 311, DE 06 DE ABRIL DE 2006

Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A – ENERSUL, para o período de 08 de abril de 2006 a 07 de abril de 2007

ENERSUL – SISTEMA INTERLIGADO						
LEGENDA	TUSD + TUST + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TUST +TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
BI-RESIDENCIAL BAIXA RENDA						
Consumo mensal até 30 kWh		142,14		101,98		40,16
Consumo mensal de 31 a 80 kWh		243,68		174,83		68,85
Consumo mensal de 81 a 100 kWh		244,43		175,58		68,85
Consumo mensal de 101 a 150 kWh		366,62		263,36		103,26
Consumo mensal superior ao limite regional de 150 kWh		407,33		292,60		114,73

TARIFA CONVENCIONAL	(2,9%) QUADRO A					
	TUSD + TUST +TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)						
A3 (69 kV)						
A3a (30 a 44 kV)	42,08	152,24	45,63	27,10	-3,55	125,14
A4 (2,3 a 25 kV)	45,98	153,14	50,05	27,10	-4,07	126,04
A5 (Subterrâneo)	67,72	160,27	91,68	18,39	-23,96	141,88
B1 RESIDENCIAL		419,15		301,09		118,06
B2-RURAL		259,81		186,63		73,18

B2-COOP. DE ELETRIF. RURAL		181,84		130,62		51,22
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		238,87		171,59		67,28
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA						
B4a – Rede de Distribuição		213,52		153,38		60,14
B4b – Bulbo da Lâmpada		234,36		168,35		66,01

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9%) QUADRO B					
	TUSD + TUST +TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
SUBGRUPO						
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)	21,36	4,64	21,20	4,74	0,16	-0,10
A3 (69 kV)	41,69	10,90	42,52	11,23	-0,83	-0,33
A3a (30 a 44 kV)	42,81	13,46	43,21	13,65	-0,40	-0,19
A4 (2,3 a 25 kV)	45,72	14,39	46,24	14,62	-0,52	-0,23
AS (Subterrâneo)	47,80	22,09	91,68	18,39	-43,88	3,70

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9%) QUADRO C											
	TUSD + TUST +TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	Ponta		F. Ponta		Ponta		F. Ponta		Ponta		F. Ponta	
SUBGRUPO	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A1(230 kV ou mais)												
A2 (88 a 138 kV)	222,63	201,55	139,39	126,92	27,10	27,10	27,10	27,10	195,53	174,45	112,29	99,82
A3 (69 kV)	224,26	202,44	140,17	127,11	27,10	27,10	27,10	27,10	197,16	175,34	113,07	100,01
A3a (30 a 44 kV)	232,86	210,94	141,30	128,31	27,10	27,10	27,10	27,10	205,76	183,34	114,20	101,21
A4 (2,3 a 25 kV)	233,70	211,71	141,70	128,66	27,10	27,10	27,10	27,10	206,60	184,61	114,60	101,56
AS (Subterrâneo)	244,59	221,54	148,26	134,59	27,10	27,10	27,10	27,10	217,49	194,44	121,16	107,49

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL AZUL	(2,9%) QUADRO D		
	TUSD + TUST +TE	TUSD + TUST	TE
	DEMANDA (R\$/kW)	DEMANDA (R\$/kW)	DEMANDA (R\$/kW)

SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)	64,10	13,93	63,62	14,23	0,48	-0,30
A3 (69 kV)	125,10	32,72	127,59	33,71	-2,49	-0,99
A3a (30 a 44 kV)	128,42	40,36	129,62	40,93	-1,20	-0,57
A4 (2,3 a 25 kV)	137,14	43,15	138,70	43,84	-1,56	-0,63
AS (Subterrâneo)	143,41	66,26	275,05	55,16	-131,64	11,10

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9%) QUADRO E		
	TUSD + TUST +TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	13,46	13,65	-0,19
A4 (2,3 a 25 kV)	14,39	14,62	-0,23
AS (Subterrâneo)	22,10	18,38	3,71

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9%) QUADRO F											
	TUSD + TUST +TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	Ponta		F. Ponta		Ponta		F. Ponta		Ponta		F. Ponta	
SUBGRUPO	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A3a (30 a 44 kV)	946,25	924,34	141,30	128,31	722,70	722,70	27,10	27,10	223,55	201,64	114,20	101,21
A4 (2,3 a 25 kV)	984,67	962,68	141,70	128,66	760,35	760,35	27,10	27,10	224,32	202,33	114,60	101,56
AS (Subterrâneo)	1030,46	1007,45	148,27	134,60	760,35	760,35	27,10	27,10	270,11	247,10	121,17	107,50

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO-SAZONAL VERDE	(2,9%) QUADRO G		
	TUSD + TUST +TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	40,38	40,95	-0,57
A4 (2,3 a 25 kV)	43,17	43,86	-0,69
AS (Subterrâneo)	66,30	55,17	11,13

TARIFA COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL CONVENCIONAL		
SUBGRUPO	DEMANDA	CONSUMO
	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A3a (30 a 44 kV)	7,50	110,30
A4 (2,3 a 25 kV)	7,82	114,38

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO		
	UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
RURAL - GRUPO A		10	10

OBSERVAÇÃO:

1. Cliente do subgrupo "B2", conceder desconto de 67% na tarifa do respectivo subgrupo, para o consumo de energia elétrica que incidir exclusivamente na atividade de irrigação ou aquicultura no período compreendido entre 21h30min e 6h.
2. Cliente do grupo "A" classificados como rural, cooperativa de eletrificação rural ou sv. público de irrigação, conceder desconto de 80% na tarifa original (sem desconto acumulado) de consumo de E.E. (kWh) que incidir exclusivamente na atividade de irrigação ou aquicultura no período compreendido entre 21h30min e 6h.
3. No caso de Cooperativas, o consumo sujeito ao desconto estabelecido acima, será aquele correspondente ao somatório dos consumos dos cooperados que utiliza energia exclusivamente na atividade de irrigação ou aquicultura.

TARIFA CONVENCIONAL	(7,9%) QUADRO A					
	TUSD + TUST + TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A3a (30 a 44 kV)	44,12	159,63	47,85	28,41	-3,73	131,22
A4 (2,3 a 25 kV)	48,22	160,57	52,48	28,41	-4,26	132,16
AS (Subterrâneo)	71,02	168,06	96,14	19,29	-25,12	148,77
B3-DEMAIS CLASSES		434,67		312,24		122,43

TARIFA HORO- SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO B					
	TUSD + TUST +TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)	22,40	4,87	22,23	4,97	0,17	-0,10
A3 (69 kV)	43,72	11,44	44,59	11,78	-0,87	-0,34
A3a (30 a 44 kV)	44,89	14,11	45,31	14,31	-0,42	-0,20
A4 (2,3 a 25 kV)	47,94	15,09	48,48	15,33	-0,54	-0,24
AS (Subterrâneo)	50,13	23,17	96,14	19,29	-46,01	3,88

TARIFA HORO- SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO C											
	TUSD + TUST +TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	Ponta		F. Ponta		Ponta		F. Ponta		Ponta		F. Ponta	
SUBGRUPO	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A1(230 kV ou mais)												
A2 (88 a 138 kV)	233,44	211,34	146,16	133,08	28,41	28,41	28,41	28,41	205,03	182,93	117,75	104,67
A3 (69 kV)	235,15	212,27	146,98	133,28	28,41	28,41	28,41	28,41	206,74	183,86	118,57	104,87
A3a (30 a 44 kV)	244,17	221,18	148,16	134,54	28,41	28,41	28,41	28,41	215,76	192,77	119,75	106,13
A4 (2,3 a 25 kV)	245,05	221,99	148,57	134,90	28,41	28,41	28,41	28,41	216,64	193,58	120,16	106,49
AS (Subterrâneo)	256,46	232,29	155,45	141,13	28,41	28,41	28,41	28,41	228,05	203,88	127,04	112,72

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO- SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO D					
	TUSD + TUST +TE		TUSD + TUST		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F.PONTA
A1 (230 kV ou mais)						
A2 (88 a 138 kV)	67,22	14,62	66,71	14,92	0,51	-0,30
A3 (69 kV)	131,18	34,33	133,79	35,35	-2,61	-1,02
A3a (30 a 44 kV)	134,66	42,32	135,92	42,92	-1,26	-0,60
A4 (2,3 a 25 kV)	143,82	45,25	145,44	45,97	-1,62	-0,72
AS (Subterrâneo)	150,39	69,49	288,42	57,85	-138,03	11,64

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO E		
	TUSD + TUST +TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	14,11	14,31	-0,20
A4 (2,3 a 25 kV)	15,09	15,33	-0,24
AS (Subterrâneo)	23,18	19,29	3,89

TARIFA HORO- SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO F											
	TUSD + TUST +TE				TUSD + TUST				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	Ponta		F. Ponta		Ponta		F. Ponta		Ponta		F. Ponta	
SUBGRUPO	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A3a (30 a 44 kV)	992,24	969,25	148,16	134,54	757,82	757,82	28,41	28,41	234,42	211,43	119,75	106,13
A4 (2,3 a 25 kV)	1032,52	1009,46	148,57	134,90	797,30	797,30	28,41	28,41	235,22	212,16	120,16	106,49
AS (Subterrâneo)	1080,53	1056,41	155,47	141,14	797,30	797,30	28,41	28,41	283,23	259,11	127,06	112,73

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORO- SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO G		
	TUSD + TUST + TE	TUSD + TUST	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	42,33	42,93	-0,60
A4 (2,3 a 25 kV)	45,27	45,99	-0,72
AS (Subterrâneo)	69,54	57,87	11,67

DESCONTOS PERCENTUAIS	QUADRO	
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	ENERGIA
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A	15	15
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO B	-	15

ANEXO II

RELATÓRIO GERADO PELO PROGRAMA DE CADASTRO DE INSPEÇÕES

CDC/IND	SV	SS	SOLICITANTE
2225656	220949	Aberta	PLANTÃO
9729129	221406	189662362	PLANTÃO
2219295	221233	189668362	DENUNCIA
11261620	221449	189676662	LEITURA
2269692	221224	189681262	DENUNCIA
1100556	220320	189839962	LEITURA
9722291	221164	189841762	DENUNCIA
2117025	221261	189847462	LEITURA
1272702	221294	189854762	FATURAMENTO
11267290	221399	11367890	FATURAMENTO
1271612	221603	189873262	FATURAMENTO
5226206	221606	189875962	LEITURA
1257921	221621	189885962	LEITURA
2692751	221724	189888962	PLANTÃO
5226206	221744	Aberta	PLANTÃO
11257277	220773	189652262	PLANTÃO
2220266	220762	189655362	PLANTÃO