UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Renne Takao Meguro Portal

**Desenvolvimento de um Smart Trafo
para Monitoramento e Telemetria de
Dados em Sistemas de Distribuição de
Energia Elétrica**

São Carlos
2017

Renne Takao Meguro Portal

**Desenvolvimento de um Smart Trafo
para Monitoramento e Telemetria de
Dados em Sistemas de Distribuição de
Energia Elétrica**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Dinâmicos

Orientador: Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino

São Carlos

2017

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

P842d Portal, Renne Takao Meguro
Desenvolvimento de um smart trafo para
monitoramento e telemetria de dados em sistemas de
distribuição de energia elétrica / Renne Takao Meguro
Portal; orientador Rogério Andrade Flauzino. São
Carlos, 2017.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Dinâmicos -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Smart grid. 2. Sistema de distribuição. 3. Baixa
tensão. 4. Rede secundária. 5. Transformadores. I.
Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **RENNÉ TAKAO MEGURO PORTAL**.

Título da dissertação: "Desenvolvimento de um Smart Trafo para monitoramento e telemetria de dados em sistemas de distribuição de energia elétrica".

Data da defesa: 11/05/2017.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **Rogério Andrade Flauzino**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovado

Prof. Dr. **Danilo Hernane Spatti**
(Universidade Tecnológica Federal do Paraná/UTFPR)

Aprovado

Prof. Dr. **Eduardo Coelho Marques da Costa**
(Escola Politécnica/EP- USP)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

*Este trabalho é dedicado aos meus pais Keiko e Rubilar.
Meu irmão Ronny por todo apoio e incentivo dados.*

Agradecimentos

A conclusão desta dissertação de mestrado é fruto da dedicação e principalmente da colaboração de diversas pessoas que se envolveram de forma direta e/ou indireta.

Gostaria de agradecer em primeira instância à Deus a toda minha família pelo incentivo apoio aos estudos que sempre concederam, em especial à minha mãe Keiko Meguro Portal, ao meu pai Rubilar da Rocha Portal, e ao meu irmão Ronny Kazuo Meguro Portal.

Ao Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino que, mediante sua expressiva tutoria contribuiu de forma efetiva não só para que esse trabalho fosse concluído mas pelos ensinamentos e formação ética e profissional. Agradeço pela orientação técnica e acadêmica e ensinamentos de elaboração de projetos e gerenciamento de forma a obter sucesso na pesquisa.

Ao Prof. Dr. Ivan Nunes Silva pela paciência e por compartilhar seu conhecimento na área de Sistemas Inteligentes.

Aos colegas do SUPERA Centro de Tecnologia - Parque Tecnológico de Ribeirão Preto: Prof. Dr. Antonio Adilton Oliveira Carneiro, Prof. Dr. Ivan Nali, Prof. Dr. Márcio Júnior Stuzbecher, Júlia Barbieri, Vera Márcia Leão, Érico Moreli.

Aos professores da Universidade Federal de São Carlos(UFSCar) em especial Prof. Dr. Marcelo Suetake, Prof. Dr. Ricardo Fernandes e Prof. Dr. Osmar Ogashawara do Departamento de Engenharia Elétrica, pelo incentivo, opiniões construtivas, indicações de literaturas técnicas para auxílio no trabalho e crescimento pessoal.

Aos colegas do Laboratório de Automação Inteligente de Processos e Sistemas (LAIPS), Prof. Dr. Danilo Hernane Spatti, Msc. Fabbio Borges e Jorge Guzman pelas inúmeras contribuições ao trabalho.

Aos funcionários da Universidade de São Paulo (USP/EESC/SEL), em especial aos técnicos de laboratório Rui Bertho e Odair da Silva; à secretaria de Pós-Graduação, Marisa H.H.V. Fortulan e ao suporte técnico de informática Roseli Ribeiro.

À ELEKTRO Distribuidora de Energia pela oportunidade e confiança.

*“O conhecimento consiste em ter consciência
tanto de conhecer uma coisa quanto de não a conhecer...”
(Confúcio)*

Resumo

PORTAL, R. T. M. **Desenvolvimento de um Smart Trafo para Monitoramento e Telemetria de Dados em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 98 p. Dissertação de mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2017.

Com o crescimento constante da infraestrutura do sistema de distribuição de baixa tensão, tem-se a necessidade de um monitoramento mais preciso das grandezas elétricas no ponto de conexão com os clientes. O impacto da implantação de sistemas smart grids são positivos, visto que para o lado do consumidor o acompanhamento do consumo de forma *online* permite realizar um melhor planejamento, e para o lado da concessionária, o levantamento de perfil dos clientes e planejamento de demanda, visto que os medidores podem fornecer os dados em tempo real de horários de maior consumo e acompanhamento dos níveis, de forma a adequar conforme os níveis de qualidade de energia definidos pelo módulo 8 PRODIST. Além do acompanhamento, das variáveis e limites, este projeto poderá atuar de forma a auxiliar as companhias elétricas a comparar os pontos de cargas estimadas com o fornecimento para detectar possíveis fraudes no ponto de distribuição. Outro aspecto importante é tornar possível a integração com uma rede de clientes que além de consumidores podem tornar-se pequenas unidades geradoras, alimentando o sistema maior.

Palavras-chave: smart grid, sistema de distribuição, baixa tensão, rede secundária, transformadores..

Abstract

PORTAL, R. T. M. **Development of a Smart Trafo for Data Monitoring and Telemetry in Electric Energy Distribution Systems.** 98 p. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2017.

With the constant growth of the infrastructure of the low voltage distribution system, there is a need for a more refined monitoring of the electrical quantities in the distribution network. The impact of the implementation of smart grids systems are positive, since for the consumer side the monitoring of consumption in an online way allows to carry out consumption planning, and for the side of the concessionaire, customer profile survey and demand planning, Since the meters can provide the real time data of schedules of greater consumption and monitoring of the levels, in order to adapt according to the levels of quality of energy defined by the module 8 PRODIST. In addition to the monitoring of variables and limits, this project may act in a way that helps utilities compare the estimated load points with the supply to detect possible fraud at the distribution point. Another important aspect is to make it possible to integrate with a network of customers that in addition to consumers can become small generating units, feeding the larger system.

Keywords: smart grid, distribution system, low voltage, secondary distribution grid, transformers..

Lista de ilustrações

Figura 1 – Exemplo de medidores Eletrônicos (smart meters)	30
Figura 2 – <i>Smart meters</i> trabalhando em conjunto na rede.	31
Figura 3 – Mapa dos projetos mais importantes <i>smart grid</i> ao redor do mundo. . .	31
Figura 4 – Arquitetura de um sistema AMR	35
Figura 5 – Sistema de gerenciamento de medidores	36
Figura 6 – Smart Trafo Módulo Eletrônico de Controle e Monitoramento	38
Figura 7 – Regulador de Passo Inteligente de Tensão (SSVT)	38
Figura 8 – Comparação dos limites de tensão para a faixa de tensão 220/127 V . .	43
Figura 9 – Transformador de Corrente	49
Figura 10 – Transformador de potencial para instrumentação	49
Figura 11 – Circuito Integrado ADE7758	50
Figura 12 – Circuito básico para conexão aos sensores	51
Figura 13 – Arranjo resistivo com valores para operar com os Transformador de Potenciais (TPs)	52
Figura 14 – Placa padrão para Testes do ADE7758	53
Figura 15 – Microcontrolador ATMEGA8	53
Figura 16 – IDE Atmel Studio v6	55
Figura 17 – Teste da interface SPI entre ATmega8 e ADE7758	55
Figura 18 – Recursos Integrados na PCB	56
Figura 19 – Nova placa do <i>smart trafa</i>	57
Figura 20 – Circuito de acionamento para Relé com optoacoplador incorporado . .	57
Figura 21 – Setup para levantamento das curvas dos TP's e TC's.	58
Figura 22 – Diagrama do <i>firmware</i> utilizado para aquisição dos dados e envio pelo protocolo ASCII	58
Figura 23 – Conexões entre os TP's e a placa <i>smart trafa</i>	59
Figura 24 – Resposta da Tensão aplicada TP-A pela leitura ADE7758	60
Figura 25 – Resposta da Tensão aplicada TP-B pela leitura ADE7758	61
Figura 26 – Resposta da Tensão aplicada TP-C pela leitura ADE7758	61

Figura 27 – Conexões entrada de corrente dos TCs na placa smart trafa	62
Figura 28 – Resposta da tensão aplicada TC-A pela leitura ADE7758	62
Figura 29 – Resposta da tensão aplicada TC-B pela leitura ADE7758	63
Figura 30 – Resposta da tensão aplicada TC-C pela leitura ADE7758	63
Figura 31 – Resposta da tensão lida com a placa <i>smart trafa</i> no TP-A pela tensão aplicada	65
Figura 32 – Resposta da tensão lida com a placa <i>smart trafa</i> no TP-B pela tensão aplicada	65
Figura 33 – Resposta da tensão lida com a placa <i>smart trafa</i> no TP-C pela tensão aplicada	66
Figura 34 – Placa Eletrônica <i>Smart Trafo SMD</i>	67
Figura 35 – Sistema Smart Trafo Conectado ao Transformador de Distribuição . . .	67
Figura 36 – Transformador de Distribuição	68
Figura 37 – Disposição dos instrumentos no painel	69
Figura 38 – Instalação do Transformador em Campo	70
Figura 39 – Diagrama de blocos do ATmega8	96
Figura 40 – Circuito Esquemático	97
Figura 41 – Layout do PCB	98

Lista de tabelas

Tabela 1	– Incentivo com subsídios federais para implantação de <i>smart grids</i> . . .	33
Tabela 2	– Pontos de entrega ou conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.	42
Tabela 3	– Limites para pontos de entrega em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV.	42
Tabela 4	– Parâmetros das curvas de calibração dos TPs	62
Tabela 5	– Parâmetros das curvas de calibração dos TCs	64

Lista de siglas

AMI *Advanced Metering Infrastructure*

AMR *Automatic Meter Reading*

ANEEL Agência Nacional Energia Elétrica

CMOS *Complementary Metal Oxide Semiconductor*

COI Centro de Operações Integradas

CPFL Companhia Paulista de Força e Luz

DEC Duração Equivalente da Interrupção por Unidade Consumidora

DHT Distorção Harmônica Total

DRC Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica

DRCM Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica

DRP Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária

DPRM Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária

FEC Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

GPR Registrador de Propósito Geral

IED *Intelligent Electronic Device*

MME Ministério de Minas e Energia

LDC *Line Drop Compensation*

PCB *Printed Circuit Board*

PLC *Power Line Communications*

PRODIST Procedimento Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

QEE Qualidade de Energia Elétrica

RISC *Reduced Instruction Set Computer*

SPI *Serial Peripheral Interface*

TA Tensão de Atendimento

TC Transformador de Corrente

TCon Tensão Contratada

TI Transformador de Instrumentação

TL Tensão de Leitura

TN Tensão Nominal

TP Transformador de Potencial

Sumário

1	ASPECTOS INTRODUTÓRIOS	23
1.1	Motivação e Relevância do Trabalho	23
1.2	Objetivos	24
1.3	Organização do trabalho	25
2	ASPECTOS RELACIONADOS A <i>SMART GRIDS</i>	27
2.1	Introdução	27
2.2	Redes Elétricas Inteligentes (<i>Smart Grid</i>)	27
2.3	Redes Inteligentes no Brasil	30
2.4	Dispositivos de Medição Inteligente (<i>Smart Meters</i>)	33
2.5	Infraestrutura de Comunicação entre os dispositivos da <i>Smart Grid</i>	35
2.6	Transformadores Inteligentes (<i>Smart Trafos</i>)	37
2.7	Projetos <i>Smart Trafo</i> no Brasil	39
2.8	Principais Protocolos de Comunicação do Setor Elétrico	39
2.9	Qualidade da distribuição de energia elétrica	41
2.10	Proposta de Dispositivo Smart Trafo para Monitoramento	44
3	ARQUITETURA DE DISPOSITIVO SMART GRID PARA MONITORAMENTO	47
3.1	Introdução	47
3.2	Instrumentação do sistema de medição de grandezas elétricas	48
3.3	Transformadores de Instrumentação	48
3.3.1	Transformador de Corrente Elétrica	48
3.3.2	Transformador de Potencial	49
3.4	Interface de medição	50
3.5	O Microcontrolador Atmel AVR ATmega8	52
3.6	Montagem e testes dos instrumentos	54

3.7	Ensaio para Validação das Curvas de Calibração do <i>Smart Trafo</i>	64
3.8	Integração do dispositivo com Transformador Real	65
4	CONCLUSÃO	71
4.1	Trabalhos Futuros	71
	REFERÊNCIAS	73

ANEXOS 77

ANEXO A	–	CÓDIGOS DO <i>FIRMWARE</i>	79
A.1		Calibração dos TC e TP	79
A.2		Programa que Processa os Dados Aquisitados dos TPs	80
A.3		Programa que Processa os Dados Aquisitados dos TCs	89
ANEXO B	–	PROJETO DA PLACAS DE CIRCUITOS IMPRESSO	95
B.1		Diagrama de Blocos do ATmega8, Circuito Esquemático e Layout do PCB	95

Aspectos Introdutórios

1.1 Motivação e Relevância do Trabalho

Com a evolução da tecnologia e qualidade de vida que é proporcionada às pessoas, cada vez mais dispositivos elétricos e eletrônicos são utilizados no lar ou na indústria, de forma a realizar automação de diversas tarefas em ambos os consumidores. Com a aplicação de todas estas soluções tecnológicas, há um constante crescimento da demanda por energia elétrica no país.

A criação de novas políticas públicas e consumidores cada vez mais exigentes, agências de regulamentação incentivam a modernização de processos e sistemas de automação em diversos segmentos da cadeia produtiva do país.

Em busca de atender melhor a demanda de seus consumidores finais, as concessionárias de energia elétrica são continuamente incentivadas a aprimorar tecnologias em seu parque de sistemas de distribuição, com objetivo de alcançar um padrão de qualidade de fornecimento da energia elétrica e serviços prestados no setor.

Para garantir que todos estes consumidores finais recebam uma energia dentro dos padrões de qualidade, existem regulamentações e fiscalizações impostas pela agência nacional de energia elétrica, a Agência Nacional Energia Elétrica (ANEEL). O produto energia elétrica é entregue a seus consumidores (domésticos e/ou industriais), por meio de redes de distribuição, que representam um segmento do sistema elétrico, sendo divididas em redes elétricas primárias e redes elétricas secundárias.

Uma nova tendência no mercado de energia tem sido estudada com objetivo de monitorar variáveis e ajustar remotamente os parâmetros de forma rápida e eficaz.

Os medidores eletrônicos de energia são uma realidade no setor elétrico, porém seu uso torna-se bastante restrito em subestações e pontos de conexão de fronteiras, entretanto, este panorama tende a mudar com o advento das *smart grids*, tendendo a levar essas novas tecnologias até os consumidores residenciais gradativamente (LAMIM, 2013).

O ganho da aplicação desta tecnologia, tanto para os consumidores quanto para as

concessionárias de energia, está no monitoramento contínuo da rede de modo abrangente, principalmente garantindo a Qualidade de Energia Elétrica (QEE) e a integração entre as redes de geração distribuída.

O ponto chave para a aplicação da tecnologia *smart grid* está nos medidores eletrônicos chamados de *smart meters*, responsáveis por realizar aquisições de grandezas de energia, processamento e transmissão de dados de consumo elétrico, níveis de tensão e corrente de cada unidade consumidora, possibilitando realizar estudos de dados de consumo em determinados setores da rede.

Para aplicação do monitoramento de qualidade da energia a ANEEL, por meio do módulo 8 do Procedimento Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), relata que o fornecimento em regime permanente é considerado como um dos principais requisitos quando se trata da QEE. Este procedimento define valores de referência relativos a conformidade da tensão em regime permanente, assim como as penalidades quando a tensão de fornecimento excede esses valores. O impacto direto é refletido na operação dos equipamentos instalados na rede secundária, pois a vida útil destes tende a diminuir quando operado por muito tempo com a tensão fora dos limites.

No cenário da garantia da qualidade de energia elétrica no sistema de distribuição de energia elétrica das redes secundárias, os medidores inteligentes tornam-se grandes aliados em prol da eficiência energética.

1.2 Objetivos

Os medidores eletrônicos estão em sua maioria aplicados ao monitoramento da média tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica. Como os transformadores são os maiores ativos da concessionária, esse trabalho tem o objetivo de propor uma arquitetura *smart meter* de forma a monitorar o consumo nas redes secundárias, integrando o medidor eletrônico na saída de baixa tensão de um transformador de distribuição, para acompanhamento *online* dos dados de consumo dos clientes de baixa, que são atendidos pelo dispositivo. A esta integração foi dado o nome de *smart trafa*.

A vantagem do monitoramento remoto é garantir o melhor gerenciamento dos ativos da rede, assim como um planejamento de manutenção e ação rápida caso alguma interrupção ocorra, visto que os alarmes podem ser observados na central de operações integradas.

Os ganhos para concessionárias com a implantação desta tecnologia são:

- Assegurar a qualidade da energia elétrica no ponto de conexão com os clientes, pois com a implantação da tecnologia é possível de forma rápida fazer a identificação dos limites estabelecidos pelo PRODIST, reduzindo compensações por parte da concessionária.

- ❑ Transmitir informações *online* de consumo para clientes e informações sobre o estado e variáveis no ponto de distribuição.
- ❑ Possibilitar o plano de manutenção preventiva com base na análise dos dados fornecidos pelos medidores eletrônicos.

1.3 Organização do trabalho

Esta dissertação está organizada da seguinte maneira:

- ❑ O Capítulo 1 apresenta uma breve introdução contendo a motivação e os objetivos relacionados ao desenvolvimento deste trabalho, além das publicações alcançadas durante o desenvolvimento do mesmo.
- ❑ O Capítulo 2 aborda conceitos de *smart grids*, *smart meters* e *smart trafos* e como esta tecnologia influencia na eficiência energética. Também são abordadas algumas possibilidades decorrentes da introdução das *smart grids* e dos *smart meters* em geração distribuída. Além do mais, são apresentadas as novas tendências de medidores para transformadores de distribuição, bem como projetos correlatos na área.
- ❑ O Capítulo 3 expõe a proposta de um *smart trafa* aplicado em transformadores de distribuição na rede secundária. Neste capítulo, são apresentados os itens de instrumentação utilizados para o trabalho, interfaces de hardware eletrônica e software, procedimento de calibração e validação das leituras dos sensores de corrente e tensão elétrica acoplados. Ademais é explanada neste capítulo a integração desta placa ao transformador para aplicação em campo e transmissão de dados via interface GPRS.
- ❑ O Capítulo 4 apresenta as conclusões e algumas possibilidades de trabalhos futuros.

Aspectos Relacionados a *Smart Grids*

2.1 Introdução

Com a crescente demanda por energia elétrica e o crescente número de tecnologias aplicadas ao setor, houve a necessidade de maior integração de controle e medições confiáveis visando entregar uma energia de melhor qualidade.

Segundo Herzog (2016), nos dois últimos anos, muitas concessionárias brasileiras de energia iniciaram a implantação gradativa das *smart grids*. Isso significa que foram escolhidos pequenos municípios dentro de sua área de concessão para realizar a troca do sistema de medidores eletromecânicos de consumo dos clientes por medidores digitais *smart meters*.

A implantação desta tecnologia de gerenciamento inteligente, muda de maneira radical a forma como cada cliente utiliza o produto energia, visto que as informações de consumo e faltas ocorridas são obtidas de forma *online*.

Isto possibilita a distribuidora de energia gerenciar tanto o fornecimento quanto a manutenção de forma confiável, alertando os clientes, por meio de e-mails ou SMS, sobre o evento ocorrido e estimando tempo para restauração do alimentador em caso de falta. Todo esse recurso se deve ao fato que as informações coletadas são analisadas constantemente pelo Centro de Operações Integradas (COI) da concessionária local.

2.2 Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grid*)

Desde o surgimento do conceito *smart grid*, muitas pesquisas são realizadas para aplicar e aprimorar as tecnologias atuais. Estas pesquisas, em sua maioria, estão concentradas em grande parte nos países da Europa, onde estas já são integradas com outros sistemas de gestão de recursos de metrópoles utilizando o novo termo *smart cities*.

O termo *smart grid* é bastante amplo, e pode ser definido como redes elétricas que combinam diversas tecnologias como: *smart meters*, *Power Line Communication*, processamento de informação e sistemas distribuídos. Estas tecnologias foram dotadas

com elevado grau de automação, de forma a ampliar substancialmente a sua eficiência operacional com o objetivo de tornar o sistema elétrico mais confiável, atendendo demandas de energia do futuro e as exigências econômicas e sustentáveis do setor energético (LI; ZHOU, 2011).

Gellings (2009) também conceitua *smart grid* como utilização de sensores, comunicações, capacidade computacional e controle para melhorar a funcionalidade global do sistema de fornecimento de energia elétrica.

A IEA (2011) define *smart grid* como uma rede de energia que usa tecnologia digital para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade a partir de todas as fontes de geração, encontrando uma variedade de demandas e usuários.

Segundo Mazloomzadeh, Salehi e Mohammed (2012), *smart grid* é uma integração da eletricidade e da comunicação para que a rede elétrica esteja sempre disponível, interconectada e estreitamente associada às comunicações em uma complexa rede de energia e informação em tempo real.

O resultado deste conjunto, serão sistemas mais eficientes ao crescente consumo de energia proporcionando a integração de fontes renováveis distribuídas, como eólica e solar.

Outros trabalhos relacionados também citam a integração destas redes com redes de fontes renováveis de energia.

Em Grob (2009) é descrito a contribuição destas integrações de forma a diminuir a necessidade de construção de novas usinas geradoras de energia, as quais necessárias para suprir o aumento da demanda de consumo de energia elétrica no planeta, o que gera um grande impacto na esfera ambiental.

Para Lopes, Fernandes e Muchaluat (2015), consumidores que no sistema tradicional apenas consomem energia, podem ter nesse novo modelo o papel de produtores de energia elétrica, que juntamente com medidores inteligentes localizados nas residências, passam a gerar uma quantidade enorme de informação que poderá ser usada para o gerenciamento e controle do sistema.

Em 2013 a grande expansão na capacidade mundial de energias renováveis alcançou a marca de 22%, se comparado com o ano de 2007, que eram em torno de 18% do total mundial, e 21% em 2012. As projeções em longo prazo para o setor de energia elétrica, foram revisadas em decorrência da diminuição de incentivos governamentais de diversos países IEA (2011).

Segundo Falcão (2010), uma *smart grid* aplica produtos e serviços inovadores em conjunto com tecnologias para:

- Autorecuperação: capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede;

- ❑ Empoderamento dos Consumidores: habilidade de incluir os equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;
- ❑ Tolerância a Ataques Externos: capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e cyber-ataques;
- ❑ Qualidade de Energia: prover energia com a qualidade exigida pela sociedade digital;
- ❑ Acomodar uma grande variedade de fontes e demandas: capacidade de integrar de forma transparente (*plug and play*) uma variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologia;
- ❑ Reduzir o impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade, reduzindo perdas e utilizando fontes de baixo impacto ambiental;
- ❑ Resposta da demanda mediante a atuação remota em dispositivos dos consumidores;
- ❑ Viabilizar e beneficiar-se de mercados competitivos de energia, favorecendo o mercado varejista e a microgeração;

O controle e monitoramento do fluxo de energia oferecido pelas *smart grids* proporcionam um conjunto abrangente de benefícios para unidades consumidoras e concessionárias de energia, sendo o grande beneficiário, o próprio sistema elétrico como um todo.

Jung et al. (2013) e Aziz et al. (2013) realizaram comparações entre redes as *smart grids*, e dentre elas, as *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) são vistas como estratégicas para implementação das redes inteligentes pela comunicação bidirecional entre consumidores e distribuidores, possibilitando o controle remoto e também o gerenciamento da demanda de eletricidade.

Chowdhury e Crossley (2009) inovou a metodologia de implantação de *smart grids* com conceito de micro redes (*microgrids*), que são uma forma eficiente de conectar fontes de energia de diferentes tipos e capacidades, como dispositivos de armazenamento de energia e cargas especiais, podendo operar de forma semiautônoma, interligado ao sistema da concessionária ou trabalhando de forma isolada.

Com base em estudos feitos pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) no ano de 2015, as *smart grids* são apontadas como ferramenta providencial para os países se ajustarem às demandas resultantes do Protocolo de Kyoto. Os sistemas de geração de energia, na maioria dos países desenvolvidos, são baseados no consumo de combustíveis fósseis, sendo estes os principais emissores de gases causadores do efeito estufa. Nesses países emissores, as *smart grids* são apontadas como instrumento que permitirá a disseminação e criação de novas fontes renováveis de energia, por meio dos conceitos de geração distribuída e microgeração de energia.

Outro ponto chave deste sistema, além dos atuadores, são os medidores eletrônicos inteligentes ou (*smart meters*) conforme ilustrado na Figura 1. Estes medidores eletrônicos são versões modernas dos medidores analógicos convencionais, compostos por funcionalidades inovadoras, como o envio de eventos e alarmes, tomada de ações, além da possibilidade de medição e comando remotos.

Figura 1 – Exemplo de medidores Eletrônicos (*smart meters*)

Fonte: CPFL

Muitos destes dispositivos (*smart meters*) são baseados na tecnologia de medição já utilizadas no setor elétrico, otimizando a operação e monitoramento da rede elétrica.

2.3 Redes Inteligentes no Brasil

No Brasil, o Ministério de Minas e Energia (MME), com a edição da Portaria nº 440, de 15 de abril de 2010, criou um grupo para realizar estudos estratégicos com objetivos de viabilizar o desenvolvimento de tecnologias, e possibilitar alterações no sistema regulatório do setor elétrico nacional visando a implantação das *smart grids* (MME, 2010).

Alguns projetos pilotos estão sendo conduzidos por distribuidoras de energia elétrica nacionais para aplicações dessas redes nas cidades já se encontram em andamento.

A Coelba, empresa pertencente ao Grupo Neoenergia situada no estado da Bahia, em 2015 iniciou a implantação de uma AMI com (*smart meters*) (Figura 2) ao longo da rede de distribuição para fazer o monitoramento da qualidade e continuidade do forneci-

mento de energia da cidade (INSTITUTO LATEC, 2016). Durante o período de carnaval, ajudaram na correção de problemas de forma rápida e eficiente, garantindo o sucesso do evento. Foi constatado neste projeto o ganho para esse tipo de investimento.

Figura 2 – *Smart meters* trabalhando em conjunto na rede.

Fonte: INSTITUTO LATEC, 2016

A empresa Google criou uma plataforma intitulada de *Smart Metering Projects Map*, em que são listados os 270 projetos mais importantes de redes *smart grid*, desde infraestrutura avançada de medição até redes, conforme pode ser observado na Figura 3.

S

Figura 3 – Mapa dos projetos mais importantes *smart grid* ao redor do mundo.

Fonte: Google

Amaral (2014) descreveu essa plataforma como um meio de acompanhar a evolução destas redes ao redor do mundo.

A plataforma também possui um descritivo dos projetos assim como dispositivos e tecnologias utilizadas para implantação dessas redes e infraestrutura aplicada.

O Projeto Estratégico de P&D “Programa Brasileiro de REDES INTELIGENTES – ANEEL” nº 011/2010 teve por objetivo a elaboração de uma proposta para o Plano Brasileiro de Redes Inteligentes para realizar a migração tecnológica gradativa do setor elétrico brasileiro do atual estágio, para a plena utilização das *smart grids* em toda extensão do país. Os principais itens discutidos da proposta são descritos nos tópicos abaixo:

- ❑ Definição e padronização das tecnologias e metodologias a serem adotadas;
- ❑ Definição das políticas públicas de P&D, Industrial e de Financiamento; associadas a esta migração, incluindo o desenvolvimento da cadeia de equipamentos e serviços e estabelecendo direcionamento ou linhas tecnológicas a serem seguidas;
- ❑ Adequação da legislação e regulamentação necessárias à adoção plena do conceito.

Além destas premissas, um aspecto de grande importância é capacitação de mão-de-obra para o setor elétrico brasileiro; em todos os níveis (básico, médio e superior) e deverão ser tratadas como requisitos básicos para a adoção do conceito de Redes Inteligentes.

A ANEEL também vem desenvolvendo diversos trabalhos associados à implantação de redes inteligentes de energia elétrica no País, como consultas e audiências públicas, e discussão de resoluções voltadas para a implantação de medidores eletrônicos inteligentes em unidades residenciais (vide Audiência Pública ANEEL nº 43/20102); estabelecimento de incentivos a geração distribuída de pequeno porte a partir de fontes renováveis de energia e conectada na rede de distribuição (Resolução Normativa ANEEL nº 4823 , de 17 de abril de 2012); e modificações na estrutura tarifária visando a variação horária e sazonal da tarifa para consumidores residenciais (Resolução Normativa ANEEL nº 4644 , de 22 de novembro de 2011), porém os investimentos para que os objetivos sejam atingidos ainda são poucos.

Dentre as grandes potências mundiais, o Brasil ficou em último lugar no *ranking* dos 10 países que mais recebem incentivos e subsídios federais para investimentos de implantação das *smart grids* conforme a Tabela 3 do ano de 2010 fornecida pela ZPryme Research & Consulting.

Este estudo aponta que o país ainda tem um investimento baixo em relação a países como a China e Estados Unidos, que tem um alto volume de capital de valor monetário para gerenciar da melhor forma seus recursos energéticos.

Visando contribuir com o aperfeiçoamento e expansão destas *smart grids*, esta pesquisa de mestrado se concentrará na rede de distribuição de baixa tensão segundo os

Tabela 1 – Incentivo com subsídios federais para implantação de *smart grids***Fonte:** ZPryme Research & Consulting, 2010

País	Investimento Milhões de Dólares (USD)
China	7323
Estados Unidos	7092
Japão	849
Coréia do Sul	824
Espanha	807
Alemanha	397
Austrália	360
Reino Unido	290
França	265
Brasil	204

padrões brasileiros, mais precisamente nas medições e tomadas de ações de dispositivo no consumidor final visando garantir a qualidade da energia elétrica conforme os parâmetros estipulados pelo PRODIST (2015).

2.4 Dispositivos de Medição Inteligente (*Smart Meters*)

A principal função dos medidores de energia elétrica é registrar o consumo acumulado de energia ativa de uma determinada unidade consumidora.

Devido a dificuldades envolvidas no processo de tarifação com os medidores convencionais e ser passível de erro por parte de fatores humanos, levaram a indústria ao desenvolvimento de um sistema automático para medição do consumo de energia.

Aliando novas plataformas eletrônicas avançadas, juntamente com possibilidade de armazenamento e transmissão remota das informações detalhadas, os dispositivos de medição *smart meters* (medidores inteligentes), tornam-se um dos principais componentes das redes inteligentes de energia, responsável pela maior parte das atividades da rede, processando a todo momento dados e os enviando para a rede de dados, proporcionando a integração de todo o sistema (MME, 2010).

Além das medições de parâmetros elétricos, estes modernos dispositivos já são capazes também de medir parâmetros como consumo de gás e água.

Para a operação destes dispositivos, há necessidade de um planejamento de regulamentação por parte da ANATEL e uma infraestrutura de comunicação que cubra uma determinada área de operação destes medidores, para que a comunicação de transmissão e recepção de dados ocorra de forma transparente entre central de operações integradas

e *smart meters*, o qual consiste na Arquitetura *Automatic Meter Reading* (AMR).

Em seu trabalho, Amaral (2014) descreve a arquitetura AMR como um sistema que permite a coleta de dados de consumo, diagnóstico, status e problemas em medidores ou dispositivos de medição de energia de forma automática, para processamento desses dados e armazenamento em um banco de dados central para faturamento.

Para ANEEL, a implantação destes *smart meters* em redes de distribuição de baixa tensão permite o aprimoramento no processo da fiscalização, pois facilitam a auditoria por meio de dados fornecidos pelos medidores, principalmente na apuração de indicadores e informações de faturamento (FUGITA, 2014).

A implantação desta tecnologia reduz custos para companhias prestadoras de serviços públicos, evitando viagens periódicas a cada local físico, visto que se tem leituras *online* dos medidores e de outros dispositivos de ação e manobra do sistema de distribuição.

Também como estratégia para distribuidora, a implantação do *smart meter* ajuda a combater os principais problemas do setor de energia elétrica do país como fraude, furto e inadimplência conforme retrata o trabalho de Mello et al. (2012).

Estes dispositivos além de ser um elo fundamental de troca de informações com concessionárias de energia, necessitam de uma Infraestrutura Avançada de Medição ou AMI para operação em rede.

Uma grande vantagem relacionada a implantação desta arquitetura de coleta *online* de dados (Figura 4), diz a respeito do faturamento nos clientes, podendo baseado no consumo quase que instantâneo e não em estimativas de consumo passado ou previsto. Todos estes dados aquisitados junto com um sistema inteligente de análise e predição, pode tanto auxiliar prestadores de serviços e clientes a ter um melhor controle, uso e produção de energia elétrica de forma eficaz (BANDEIRA, 2012).

Estas tecnologias englobam dispositivos portáteis, móveis e de rede baseadas em tecnologia de telefonia móvel (GPRS ou SMS), cabeada (ADSL, par trançado, fibra óptica), *wireless* (IEEE 802.11, ISO/IEC 8802-11, *Zigbee*) e radiofrequência (LoRA WAN).

Em países da Europa como Inglaterra, os *smart meters* são uma realidade presente na sociedade, pois os consumidores podem optar por comprar uma determinada quantidade kW/h de forma pré-paga, carregando os cartões magnéticos da distribuidora local nos medidores e quando estiver com o saldo de energia da quantidade contratada quase no final, o dispositivo alerta o consumidor via mensagens SMS que o fornecimento está prestes a ser interrompido, além de fornecer para companhia um perfil de consumo do cliente e ofertar a estes as melhores opções de planos e quantidade de energia necessária para período de um mês.

As vantagens da rapidez e segurança dos dados deve-se a infraestrutura para operação, porém demanda um grande custo para implantação, o que é repassado na maioria das vezes aos consumidores finais.

Figura 4 – Arquitetura de um sistema AMR

Fonte: SEMSOLUTIONS

2.5 Infraestrutura de Comunicação entre os dispositivos da *Smart Grid*

Um fator de extrema importância em redes *smart grids* é a infraestrutura de comunicação, já que para haver troca de dados e parâmetros para o sistema de gerenciamento, há necessidade de troca de dados entre diversos tipos de dispositivos da rede de forma que estes dados possam chegar ao centro de operações integradas do sistema com confiabilidade e segurança.

Em Fang et al. (2012) é explorado o conceito *Power Line Communications* (PLC), redes elétricas que utilizam vias bidirecionais, tanto para energia como para comunicação de dados, tecnologia da informação, tecnologias de segurança cibernética aplicada e inteligência computacional, integrando a geração, transmissão, distribuição e os consumidores para alcançar um sistema limpo, seguro, viável, confiável e sustentável.

A oferta de acesso à Internet de banda larga através da rede elétrica, também conhecida como banda larga através da linha elétrica (BPL), ascendeu, no final de 2008, a menos de 1% dos clientes mundiais (65% utilizavam DSL e 21%).

Em seu trabalho Jiang, Yu e Cao (2015), aponta alguns gargalos referente ao balanceamento de redes *smart grids* quando dispositivos *plug-and-play* são inseridos na

rede sem um determinado controle e planejamento, interferindo no sistema de comunicação e consequentemente a queda de confiabilidade dos dados.

Os sistemas de transmissão são, atualmente, supervisionados e controlados por um COI, os quais processam varreduras de medidas de grandezas elétricas, com taxas de amostragem de 2 a 15 segundos para a recepção dos dados remoto conforme amostra da interface do sistema de gerenciamento (Figura 5).

Figura 5 – Sistema de gerenciamento de medidores

Fonte: ECIL

O processo de automação do sistema de distribuição, o qual implica em substituição de equipamentos dedicados de controle e aquisição de dados e proteção, por redes locais interligando os *Intelligent Electronic Devices* (IEDs), através do uso de protocolos padrão de comunicações (IEC 61850 e DNP3), proporcionam um volume de informações de qualidade sobre a operação do sistema elétrico no tempo (FALCÃO, 2010).

Para compor a estrutura AMI, tecnologias como *Zigbee* e GPRS são bastante utilizadas para integrar diferentes IEDs.

Chang et al. (2015) discute integração de dispositivos em um nível mais amplo, como o uso da arquitetura IPv6, suporta IEEE 802.11 (Wi-Fi), como WiMAX 5,4 GHz IEEE 802.16e, PLC e outras tecnologias de comunicação para facilitar o consumo de energia em dispositivos em série com o sistema de alimentação. Do ponto de vista da aplicação, o desenvolvimento de tecnologia de transmissão sem fio de curto alcance.

Arun e Naidu (2012) fizeram um estudo com estas duas tecnologias trabalhando conjunto, sendo a rede *Zigbee* (IEEE 802.15.4) responsável por comunicação entre os AMRs com redes tipo *mesh* em uma localização geográfica pequena e o concentrador GPRS para fazer o link da rede *Zigbee* com o COI remoto.

Atualmente estas tecnologias em conjunto tem trabalhado bem e com resultados satisfatórios para operação, porém há ainda dependência da infraestrutura de sistemas de telecomunicação como o GSM/GPRS, que não opera 100% em toda área de cobertura de sistema de baixa, como por exemplo meio rural.

Como nas grandes metrópoles e cidades inteligentes, os sistemas GPRS operam satisfatoriamente, esta será a tecnologia utilizada para a conexão do objeto proposto nesta pesquisa com o centro de operações integrados.

2.6 Transformadores Inteligentes (*Smart Trafos*)

No sistema de distribuição de energia elétrica, o transformador é o elemento estratégico para implantação de sistemas de controle *smart grids*, pois eles geram impactos diretos aos consumidores finais.

Algumas pesquisas nesse aspecto relatam o desenvolvimento e a vantagem de uso de *smart trafos* em sistemas de distribuição.

Em Wang e Yu (2010) foi proposto um *smart trafa* que incorporou recursos de correção de fator de potência, regulação de tensão, queda de tensão e redução de cintilação de tensão e capacidade de proteção e transmissão de alertas em situações de falha de sistemas de média tensão.

No trabalho de (SABAHI et al., 2010) descreve-se a proposta de um transformador responsável por realizar a regulação de tensão e monitorar o fluxo de forma bidirecional, além de realizar o monitoramento em consumidores finais que possuem unidades geradoras como Energia Solar ou Eólica.

Em Morawiec, Lewicki e Krzeminski (2015) foi desenvolvido um transformador eletrônico inteligente com regulador de tensão que torna possível para estabilização de tensão e permite reduzir a Distorção Harmônica Total (DHT) de correntes e tensões. Esta tecnologia incorporada com *smart meter* fornece a concessionária dados importantes para melhorar o perfil da rede de distribuição do cliente.

Estas pesquisas buscam agregar mais recursos além do controle e medição local de parâmetros de transformadores de distribuição. As soluções *smart trafos* comerciais são ilustradas nas Figura 6 e Figura 7.

As soluções sofisticadas atuais incluem vários IEDs cobrindo diferentes aspectos do transformador. Com estes recursos, a concessionária de energia elétrica pode monitorar o comportamento do núcleo do transformador, enrolamentos, óleo, mudança de *taps* e buchas.

O monitoramento dos ativos, melhora a confiabilidade, mantendo constantemente um olhar atento sobre os componentes mais críticos do transformador.

Comparado aos métodos tradicionais de diagnóstico do transformador, que são executados no local com o transformador desenergizado, o monitoramento fornece a empresa concessionária o recurso acesso a informações de condições em tempo real, mesmo em locais remotos. Quando falhas ou alterações nas condições de operação, a central de operação é notificada imediatamente.

Figura 6 – Smart Trafo Módulo Eletrônico de Controle e Monitoramento

Fonte: ABB

Figura 7 – Regulador de Passo Inteligente de Tensão (SSVT)

Fonte: OLT

A aplicação desta tecnologia além de obter dados em tempo real, economiza tempo e recursos valiosos para a concessionária visto que devido a informações prévias pode-se planejar manutenções para evitar falhas futuras. Um fator importante a ser levado em conta é a localização destas unidades transformadoras, onde além do controle da qualidade de energia fornecida aos consumidores, estas podem atuar como concentradores de comunicação, permitindo o tráfego dos dados e acompanhamento quase que instantâneo da rede de baixa tensão.

2.7 Projetos *Smart Trafo* no Brasil

No Brasil conforme artigo escrito por Pimentel (2012) a AES Eletropaulo propôs um projeto de P&D de *smart trafo* que consistiu em acoplar vários módulos *smart meters* em transformadores de distribuição com objetivo de acompanhar o consumo de clientes em tempo real e de enviar estes dados por meio de tecnologia GPRS para a central de operações.

A justificativa para o investimento nessa tecnologia é a redução do tempo de Duração Equivalente da Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), que são indicadores de padrões de qualidade de energia e, devem ser apresentados pelas concessionárias à ANEEL.

Bandeirante Energia S.A, uma das principais distribuidoras de energia do país, que abastece 28 municípios do Estado de São Paulo, atende a 4 milhões de consumidores em uma das regiões mais desenvolvidas do Brasil, com objetivo de manter continuidade no sistema e melhorar cada vez mais a qualidade da energia entregue a seus consumidores fez um investimento no ano de 2014 em um grande sistema *Smart Trafo* da ABB para substituir a tecnologia convencional.

O transformador saiu de fábrica com os sensores IEDs, facilitando a instalação do *Smart Trafo*, permitindo que a concessionária supervisione *online* as medições de forma remota, acessando o banco de dados históricos e ajustando parâmetros remotamente dos equipamentos.

A flexibilidade do *Smart Trafo* permitiu que fossem atendidas as necessidades específicas e de qualidade de energia, tais como a integração com o COIs através do protocolo DNP 3.0 e o acesso remoto por meio da intranet da empresa, utilizando um navegador padrão (TREETECH, 2015).

Haro (2015) em seu trabalho propôs o desenvolvimento de um transformador inteligente capaz de realizar a regulação de tensão e monitoramento de tensão para os garantir os níveis de tensão no ponto de distribuição dos clientes. Sua abordagem consistiu na utilização de sistema *fuzzy* baseado no trabalho de Spatti et al. (2011) para escolha da melhor derivação de *tap* e chavear quando os níveis saírem do adequado. Também nessa abordagem foram implementados telemetria de dados para uma central de operações para acompanhamento do status do transformador.

2.8 Principais Protocolos de Comunicação do Setor Elétrico

Com uma infinidade bem grande de tecnologias de comunicação citadas no item anterior, muitos *smart meters* e IEDs precisam comunicar-se de forma coordenada para entregar estes dados de forma confiável ao destino. Um protocolo pode ser definido como

uma estrutura de mensagem utilizada para troca de dados entre dispositivos utilizando um meio físico de uma mesma rede, seja ela local ou remota.

O setor elétrico mundial utiliza alguns padrões de comunicação, protocolos, para integrar seus equipamentos de proteção, comando e monitoramento, garantindo assim uma rede inteligente, interligada para supervisão. Listamos abaixo alguns protocolos utilizados:

- ❑ MODBUS - É um protocolo nativo do setor industrial e foi criado pela Modicon, atual Schneider e muitos equipamentos do setor elétrico ainda utilizam o MODBUS para comunicação. Seu princípio é baseado em pergunta feita pelo dispositivo mestre (MASTER) e resposta do dispositivo escravo (SLAVE). Seus barramentos físicos nativos de comunicação são o RS232/485 e o Ethernet. Seus modos de operação são o RTU (Remote Terminal Unit), ASCII e TCP. o MODBUS está entre os mais utilizados no Brasil;
- ❑ DNP3 - O Protocolo para Redes Distribuídas, versão 3, foi criado na década de 90 como um padrão aberto com objetivo de garantir interoperabilidade entre diversos fabricantes de HW e SW para o setor. É bastante utilizado no setor elétrico dos Estados Unidos pela confiabilidade dos dados. Os barramentos físicos mais utilizados são RS232/485 e o Ethernet. Utilizado em comunicação com grandes quantidades de dados e foi baseado nas primeiras especificações do IEC 60870-5;
- ❑ IEC 60870-5 - É um padrão que define os sistemas utilizados para telecontrole. Este padrão composto por diversos documentos separados, especifica desde do formato básico de comunicação até os métodos de transmissão. Nos documentos 101 e 104 da norma IEC, são descritos os protocolos de comunicação serial e *ethernet* respectivamente. Em comparação com o DNP3, que é mais utilizado nos EUA, o IEC tem maior utilização na Europa;
- ❑ IEC 61850 - O novo padrão da IEC foi desenvolvido exclusivamente para o setor elétrico, provendo a comunicação entre dispositivos de subestações com o SCADA local garantindo eficiência e interoperabilidade. Ele possui diversas funções a mais que os anteriores padrões, podendo até identificar o equipamento e seus registradores automaticamente, reportar, enviar alarmes, informar estado sincrofásorial e comunicar diretamente entre sistemas de proteção. Mais complexo, ele requer maior velocidade de transmissão, mas seus benefícios são muitos, a infraestrutura é em geral composta por *ethernet* industrial e links de fibra óptica. Os modelos de dados abstratos definidos na IEC 61850 podem ser mapeados para uma série de protocolos.

2.9 Qualidade da distribuição de energia elétrica

De forma a entregar o produto energia elétrica com qualidade aos clientes, as concessionárias de energia devem seguir critérios definidos pelo PRODIST.

Nos estudos de, Fumagalli, Schiavo e Delestre (2007) e Cebrian e Kagan (2015) são descritos os principais instrumentos utilizados para regulação da qualidade de serviço e políticas que incentivam penalidades, pois estas modificam receitas de empresas reguladas pela ANEEL de acordo com padrões definidos pelo módulo 8 do PRODIST.

A ANEEL, definiu pela Resolução n.º 505 de 2001, os níveis de tensão em regime permanente adequados para qualidade de energia que as permissionárias e as concessionárias de energia deveriam fornecer aos clientes, assim como os prazos para correção dos problemas e as penalidades caso não sejam solucionados (CYRILLO, 2011).

Tal resolução fora substituída no ano de 2009 pelos Procedimentos da Distribuição, ou PRODIST. Em seus Módulos 1 e 8, encontram-se as principais definições para o desenvolvimento desta pesquisa.

Para a seção de regulação de tensão de fornecimento os itens abaixo são descritos:

- ❑ Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC): indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas críticas, no período de observação definido. Expresso em percentual (%).
- ❑ Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP): indicador individual referente à duração das leituras relativas de tensão, nas faixas de tensão precária, no período de observação definido. Expresso em percentual (%).
- ❑ Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica (DRCM): percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido.
- ❑ Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária (DPRM): percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido.
- ❑ Tensão de Atendimento (TA) ou Tensão de conexão: Valor eficaz de tensão no ponto de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada “Adequada”, “Precária” ou “Crítica”, de acordo com a leitura efetuada. Expresso em volts (V) ou quilovolts (kV).
- ❑ Tensão Contratada (TCon): valor eficaz de tensão que deverá ser informado ao consumidor por escrito, ou estabelecido em contrato. Expresso em volts (V) ou quilovolts (kV).

- Tensão Nominal (TN): valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é projetado. Expresso em volts ou quilovolts (kV).
- Tensão de Leitura (TL): valor eficaz de tensão, integralizado a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados. Expresso em volts ou quilovolts (kV).

O Módulo 8 PRODIST (2015), estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço. Este define os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, critérios de medição, registro, indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, além de prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores.

A verificação da conformidade da tensão elétrica refere-se à comparação da tensão medida em relação aos limites de tensão especificados como: adequados, precários e críticos. Esta avaliação é feita nos pontos de conexão da Rede de Distribuição com as unidades consumidoras PRODIST (2015).

Os limites, para pontos de entrega ou conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV, estão representados na Tabela 3.

Tabela 2 – Pontos de entrega ou conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Fonte: PRODIST (2015)

Classificação da TA	Faixa de variação da TL em relação à TCon
Adequada	$0,93TCon \leq TL \leq 1,05TCon$
Precária	$0,90TCon \leq TL \leq 0,93TCon$
Crítica	$TL < 0,90TCon$ ou $TL > 1,05$

Os limites para pontos de entrega em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV encontram-se na Tabela 2.2.

Tabela 3 – Limites para pontos de entrega em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV.

Fonte: PRODIST (2015)

Tensão Nominal		Faixa de Valores Adequado das TL em relação à TN (V)	Faixa de Valores Precários das TL em relação à TN (V)	Faixa de Valores Críticos das TL em relação à TN (V)
Ligação	Tensão (V)			
Trifásica	220	$202 \leq TL \leq 231$	$191 \leq TL \leq 202$ ou $231 \leq TL \leq 233$	$TL < 191$ ou $TL > 233$
	127	$117 \leq TL \leq 133$	$110 \leq TL \leq 117$ ou $133 \leq TL \leq 135$	$TL < 110$ ou $TL > 135$
	380	$350 \leq TL \leq 399$	$331 \leq TL \leq 350$ ou $399 \leq TL \leq 403$	$TL < 331$ ou $TL > 403$
	220	$202 \leq TL \leq 231$	$191 \leq TL \leq 202$ ou $231 \leq TL \leq 233$	$TL < 231$ ou $TL > 233$
Monofásica	254	$234 \leq TL \leq 267$	$221 \leq TL \leq 234$ ou $267 \leq TL \leq 269$	$TL < 221$ ou $TL > 269$
	127	$117 \leq TL \leq 133$	$110 \leq TL \leq 117$ ou $133 \leq TL \leq 135$	$TL < 110$ ou $TL > 135$
	440	$405 \leq TL \leq 462$	$383 \leq TL \leq 405$ ou $462 \leq TL \leq 466$	$TL < 383$ ou $TL > 466$
	220	$202 \leq TL \leq 231$	$191 \leq TL \leq 202$ ou $231 \leq TL \leq 233$	$TL < 191$ ou $TL > 233$

Na Figura 8 é possível observar que a faixa considerada adequada para 127 V varia entre 117 V e 133 V e a correspondente para 220 V varia entre 202 V e 231 V. Quando nível de tensão fornecida está fora da faixa considerada adequada, a concessionária é monitorada em tempo de transgressão, tanto para tensão crítica, quanto para precária. A partir de janeiro de 2015 os limites foram revisados para uma faixa mais estreita, ficando mais rígidos para as concessionárias, conforme comparativo na Figura 8.

Revisão vigente até dezembro de 2014:			Revisão vigente a partir de janeiro de 2015:		
233 V	Crítica	140 V	233 V	Crítica	135 V
231 V	Precária	133 V	231 V	Precária	133 V
220 V	Adequada	127 V	220 V	Adequada	127 V
201 V	Adequada	116 V	202 V	Adequada	117 V
189 V	Precária	109 V	191 V	Precária	110 V
	Crítica			Crítica	

Figura 8 – Comparação dos limites de tensão para a faixa de tensão 220/127 V

A apuração dos indicadores individuais, DRP e DRC, é realizada pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que precisa garantir que não sejam superiores à DRPM e DRCM, pois estarão fornecendo serviço inadequado. Considerando os indicadores individuais, o DRP é o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária, sendo definido em (1). Já o DRC é o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica, definido em (2).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100[\%] \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100[\%] \quad (2)$$

Onde nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente

O valor da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária - DRPM é estabelecido em 3,0%. O valor da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica - DRCM é estabelecido em 0,5% PRODIST (2014).

Caso as medições de tensão, indiquem valor de DRP superior ao DRPM ou DRC superior ao DRCM, é feita uma compensação por parte da distribuidora para os consumidores ligados nesse ponto de conexão.

O valor da compensação é definido como:

$$Valor = \left[\left(\frac{DRP - DRPM}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{DRC - DRCM}{100} \right) \cdot k_2 \right] EUSD \quad (3)$$

em que:

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRPM$;

$k_1 = 3$ se $DRP > DRPM$;

$k_2 = 0$ se $DRC \leq DRCM$;

$k_2 = 7$, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão, se $DRC > DRCM$;

$k_2 = 5$, para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão, $DRC > DRCM$;

$k_2 = 3$, para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão, $DRC > DRCM$;

$EUUSD$ = valor do encargo de uso do sistema de distribuição referente ao mês de início da realização da medição pelo período mínimo de 168 horas;

$DRPM = 3\%$ e

$DRCM = 5\%$.

Conforme evidenciado pelo constante k_2 , as compensações são mais severas para os clientes atendidos em baixa tensão. A compensação é mantida até a regularização da tensão de fornecimento para os níveis adequados, ou seja, os indicadores DRP ou DRC não superam o $DRCM$ ou $DRPM$. A nova regra de compensação está vigente a partir de janeiro de 2015, com a vigência da revisão 5, do Módulo 8 do PRODIST (2014).

Essa nova revisão possui uma exigência maior da qualidade da tensão de regime permanente, pois a faixa de tensão adequada para os clientes de baixa tensão estão mais estreitas, obrigando as distribuidoras a agirem de forma preventiva no controle dos níveis de tensão de regime permanente, excluindo os prazos para a regularização da tensão de atendimento e exigindo compensações a partir do momento que os níveis estejam fora dos limites adequados.

Na revisão vigente até 31/12/2014 (Revisão 4), era estabelecido um prazo para a regularização da tensão de atendimento. Se as medições de tensão, por reclamação ou amostrais, indicassem valor de DRP superior ao $DRPM$, 3%, a distribuidora tinha o prazo máximo de 90 dias. E quando indicava um valor de DRC superior ao $DRCM$, 0,5%, o prazo máximo era de 15 dias.

Caso os prazos normais para a regularização da não conformidade não fossem atendidos, a distribuidora realizava uma compensação das unidades consumidoras que estavam submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC junto com aquelas atendidas pelo mesmo ponto de conexão PRODIST (2012).

2.10 Proposta de Dispositivo *Smart Trafo* para Monitoramento de Transformador com regulação de tensão de baixa para redes de distribuição

A partir dos estudos realizados, foi constatado que os métodos amplamente utilizados como banco de capacitores, *Line Drop Compensation* (LDC) e sistemas de elevação

de *tap* para o controle dos níveis de tensão são destinados para a média tensão em geral nas subestações.

Tendo em vista a necessidade de um melhor monitoramento dos níveis de tensão e acompanhamento rede secundária pelo o setor elétrico, a proposta desse mestrado é o desenvolvimento de um dispositivo eletrônico *Smart Meter* integrado a um sistema automático de regulação de tensão de um transformador local de distribuição de baixa, fornecendo dados de operação por uma estrutura AMI para concessionária local utilizando a tecnologia GPRS.

Esta proposta além de realizar a transmissão de dados de operação *online* do transformador em um ponto mais próximo aos clientes, também auxiliará na melhoria da qualidade da energia, permitindo o melhor gerenciamento dos ativos da rede de baixa tensão.

Além do hardware eletrônico do *smart meter*, outras ferramentas de apoio como software e conversor de barramento de comunicação serão utilizados a fim de provar o conceito do sistema.

Arquitetura de Dispositivo *Smart Grid* para Monitoramento de Tensão em Transformador de Baixa com Regulação de Tensão

3.1 Introdução

Com a implantação de novas redes de comunicação *smart grids* do setor elétrico, o fornecimento de energia em clientes de baixa tensão são as premissas básicas para que estes sejam atendidos dentro dos limites estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST (2015).

As tecnologias de regulação e monitoramento de tensão em transformadores de potência, são pouco direcionadas para o lado da baixa tensão, o que justifica um estudo de aplicação nessa área pois está diretamente ligada ao consumidor final.

As estratégias citadas anteriormente e a arquitetura eletrônica em questão, engloba aspectos principalmente da medição das grandezas, corrente, tensão, potência instantânea e estado atual do chaveamento de *tap*.

A realização destas medidas por sensores necessita de instrumentação que será detalhada nos itens do texto a seguir.

Neste capítulo serão apresentados os aspectos principais que compõem o sistema como: sensores, eletrônica, transformador de distribuição, componentes do hardware, projeto do hardware, módulos conversores de comunicação e protocolo de comunicação utilizado.

3.2 Instrumentação do sistema de medição de grandezas elétricas

Os tipos mais utilizados para instrumentação de grandezas elétricas, são Transformadores de Instrumentação (TIs) e sensores de Efeito Hall. Para esta pesquisa devido aos custos e condições de operação dos instrumentos, optou-se pela escolha dos TIs como alternativa para a aplicação em questão.

3.3 Transformadores de Instrumentação

Para que o dispositivo inteligente possa realizar a leitura das Correntes e Tensões da rede elétrica de baixa tensão, é necessário a utilização de transdutores, responsáveis por converter as grandezas físicas de forma que estas possam ser interpretadas por um conversor Analógico Digital (A/D) para posterior processamento.

3.3.1 Transformador de Corrente Elétrica

Um Transformador de Corrente (TC) reproduz no enrolamento secundário, a corrente que circula em um enrolamento primário, mantendo sua posição vetorial definida, adequada e conhecida.

Os TCs são muito utilizados em aplicações onde se deseja realizar medidas de corrente elétrica principalmente em linhas de alta tensão. Estes dispositivos fornecem em seu enrolamento secundário, tensão proporcional a correntes elétricas que passam em seu enrolamento primário.

Uma característica que viabiliza seu uso como transdutor de corrente é isolamento e seu baixo custo, o que possibilita sua utilização com equipamentos de medição, controle e proteção. A relação desse tipo de transformador é dada pela seguinte expressão:

$$a = \frac{l_p}{l_s} \quad (4)$$

em que: a é a relação de transformação; l_p é a corrente elétrica do enrolamento primário, em [A] e l_s é a corrente elétrica do enrolamento secundário, em [A].

A conexão do TC com a rede elétrica é feita pela passagem do cabeamento de uma fase pela parte interna do medidor, como mostra a Figura 9 e o valor proporcional da corrente do secundário é lido conectando os terminais externos do TC ao instrumento de medida. Para situações como um sistema trifásico, são necessários 3 TCs sendo instalado 1 transformador por fase.

Figura 9 – Transformador de Corrente

Fonte: IndiaMART

3.3.2 Transformador de Potencial

O TP é responsável por reduzir níveis de tensões da rede elétrica a valores mais baixos e compatíveis com circuitos de medição, controle e proteção. Os TPs podem ser

Figura 10 – Transformador de potencial para instrumentação

Fonte: DirectIndustry

do tipo capacitivos, que tem sua utilização em aplicações de alta e extra-alta tensão ou do tipo indutivos (Figura 10), obedecendo ao mesmo princípio de funcionamento dos transformadores de potência, ou seja, variando-se a tensão primária haverá uma variação proporcional na tensão secundária, e sua curva relacionando as duas tensões deve ser linear. A relação de transformação para o transformador de potencial é dada por:

$$a = \frac{U_p}{U_s} \quad (5)$$

em que: a é a relação de transformação; U_p é a tensão do enrolamento primário, em [V]; U_s é a tensão elétrica do enrolamento secundário, em [V].

Para esta pesquisa foram utilizados TCs e TPs como elementos transdutores. Os resultados dos ensaios destes sensores no âmbito do dispositivo eletrônico inteligente, serão apresentados nos itens seguintes do texto.

3.4 Interface de medição

O circuito integrado ADE7758 da fabricante ANALOG DEVICES é o elemento responsável por realizar a conversão de sinais analógicos vindos dosTIs conectados a cada fase da rede elétrica, cujas entradas respectivas de tensão estão indicadas na Figura 11 como (VAP, VBP e VCP) e as de corrente (IAP, IBP e ICP) para o formato digital, pois possui um conversor A/D. Este CI trabalha com alimentação de 5 V.

Figura 11 – Circuito Integrado ADE7758

Fonte: ANALOG DEVICE, 2011

O ADE7758 é um circuito desenvolvido para aplicações de medição polifásicas de alta precisão, ele incorpora internamente conversor A/D para cada fase, integrador digital e sensor de temperatura (ANALOG DEVICE, 2011).

O CI desenvolvido para trabalhar na faixa de temperatura de -40°C a $+85^{\circ}\text{C}$ e para sua operação necessita de um cristal oscilador de 10 MHz para executar as instruções da CPU interna e além disso ele possui interface de comunicação *Serial Peripheral Interface* (SPI) pela qual este pode ser integrado a várias opções de microcontroladores, visto que esta é um padrão de interfaceamento para troca de dados muito comum nestes dispositivos.

Além das funções já também fornece recursos de calibração para cada fase, ou seja, correção de *offset* rms, calibração de fase e potência.

O sinal da conexão da fase com o ADE7758 é atenuado por um arranjo resistivo (Figura 12), e todas as entradas têm circuitos internos de proteção ESD porém por questões de segurança, não é recomendado a conexão direta da fases nestes arranjos descrito

no *datasheet*, pois sem um circuito de proteção, caso haja uma sobretensão maior que 6 V este poderá danificar juntamente com os outros componentes internos.

Figura 12 – Circuito básico para conexão aos sensores

Fonte: ANALOG DEVICE, 2011

Para cada arranjo resistivo do divisor de tensão a tensão de saída V_{out} para conexão com os pinos é representada pela equação:

$$V_{out} = \frac{R_1}{R_1 + R_2} \cdot V_{in} \quad (6)$$

Substituindo os valores da equação:

$$V_{out} = \frac{1 \text{ k}\Omega}{1 \text{ k}\Omega + 1 \text{ M}\Omega} \cdot 220 \text{ V} \quad (7)$$

Caso a fase de tensão 220V esteja conectada a este arranjo, a saída será de 0,2197 V no lado de conexão com os pinos VAP ou VBP ou VCP. Como no projeto a conexão com as fases que saem do transformador de baixa serão feitas pelos TPs e TCs, as resistências foram calculadas para nova equação.

Tendo como base a equação (8) e ordenando a resistência R_2 na equação tem-se:

$$R_2 = \left(\frac{R_1}{V_{out}} \cdot V_{in} \right) - R_1 \quad (8)$$

$$R_2 = \left(\frac{1000}{0,2197} \cdot 13,4 \right) - 1000 \quad (9)$$

Para conectar os TPs (240 V / 13,4 V), será necessário substituir o resistor 1 M Ω pelo um resistor de 60,18 k Ω , ficando o arranjo representado na Figura 13.

Figura 13 – Arranjo resistivo com valores para operar com os TPs

Para realizar a conexão dos 3 canais de corrente (IAP, IBP e ICP) do ADE7758 e o transformador de distribuição, foram utilizados 3 TCs com relação $N = 100 \text{ A}/1 \text{ A}$, sendo a saída do transformador 0,001 V/A. Estas correntes são espelhadas em forma de tensão utilizando o resistor R_b conforme ilustrado no *datasheet* do ADE7758. Assim o valor do resistor necessário para explorar toda a faixa do conversor analógico digital é dado pela seguinte equação:

$$R_b = \left(\frac{V_{max}}{\frac{I_{max}}{a}} \right) \quad (10)$$

Como o valor máximo na entrada dos pinos IAP, IBP e ICP segundo o *datasheet* é de 500 mV, tem-se para uma corrente de 200 A um valor de 2,50 Ω e a tensão para esta entrada de 498 mV.

Outro aspecto importante na alimentação deste componente é sobre a conexão do GND do circuito DC e o “Neutro” da rede elétrica, o que pode causar sérios danos ao restante do circuito. Para contornar este problema a solução é trabalhar com 2 fontes de alimentação, uma para o resto do circuito e outra para o ADE7758.

Para realização dos testes e levantamento de calibração para análise de resposta dos TCs e TPs, foi desenvolvida uma PCB padrão com o soquete SOIC de 24 pinos de forma interfacear o circuito ADE com *protoboards* e outros periféricos (Figura 14). Um microcontrolador foi utilizado para operação em conjunto com o circuito ADE7758, comunicando por meio da SPI utilizando um sinal de sincronismo para efetuar escrita e leitura de registradores internos do CI.

3.5 O Microcontrolador Atmel AVR ATmega8

Os microcontroladores Atmel AVR, são dispositivos muito conhecidos no setor de desenvolvimento de hardware embarcado, são utilizados por diversas empresas mundiais,

Figura 14 – Placa padrão para Testes do ADE7758

conhecidos principalmente pela sua robustez, grande documentação existente e seu custo, o que justifica o uso deste dispositivo nesta pesquisa.

O ATmega8 (Figura 15) é um microcontrolador 8-bits de tecnologia *Complementary Metal Oxide Semiconductor* (CMOS) e arquitetura *Reduced Instruction Set Computer* (RISC). Uma característica importante deste dispositivo é sua capacidade de executar

PDIP

(RESET) PC6	1	28	PC5 (ADC5/SCL)
(RXD) PD0	2	27	PC4 (ADC4/SDA)
(TXD) PD1	3	26	PC3 (ADC3)
(INT0) PD2	4	25	PC2 (ADC2)
(INT1) PD3	5	24	PC1 (ADC1)
(XCK/T0) PD4	6	23	PC0 (ADC0)
VCC	7	22	GND
GND	8	21	AREF
(XTAL1/TOSC1) PB6	9	20	AVCC
(XTAL2/TOSC2) PB7	10	19	PB5 (SCK)
(T1) PD5	11	18	PB4 (MISO)
(AIN0) PD6	12	17	PB3 (MOSI/OC2)
(AIN1) PD7	13	16	PB2 ($\overline{SS}$ /OC1B)
(ICP1) PB0	14	15	PB1 (OC1A)

Figura 15 – Microcontrolador ATMEGA8

uma instrução por ciclo de *clock*. Esta taxa de execução de instruções só foi possível de ser alcançada em virtude da conexão direta de seus 32 Registradores de Propósito Geral (GPRs) com a unidade lógica aritmética. Esta característica o deixa em vantagem quando comparado com os concorrentes como o PIC da Microchip Technology. Apesar da arquitetura RISC, possui um número considerável de instruções (130), o que permite melhor otimização de código de alto nível em linguagem C. Isso significa que há pouca diferença de tamanho entre um código escrito em linguagem C e o seu equivalente direto escrito em linguagem *assembly*.

Um fator de grande importância em microcontroladores que são programados em linguagem C, é a utilização da memória, que nesses casos deve ser otimizada, de forma que as boas práticas para sistemas embarcados devem ser usadas (BORGES et al., 2008).

O AVR segue arquitetura Harvard, em que os barramentos associados às memórias de dados e do programa são distintos. Além disso, utiliza-se a técnica do pipeline, em que, enquanto uma instrução começa a ser executada, uma outra já é buscada na memória de programa para que a mesma possa ser executada no próximo ciclo de relógio. O Anexo B.1 ilustra o diagrama de blocos do microcontrolador (ATMEL,2013).

O ATmega8 recebe esta identificação por possuir 8 Kbytes de capacidade de memória flash interna para gravação e opera com frequência de 16 MHz utilizando oscilador externo. Estas memórias *flash* podem ser escritas em um ciclo de até 10.000 vezes.

Conforme o diagrama de blocos do ANEXO B.1, tem-se informações sobre os recursos incorporados ao microcontrolador em termos de capacidade e periféricos, sendo os mais conceituados:

- ❑ Memória EEPROM de 512 Bytes
- ❑ 1K Byte de SRAM
- ❑ 2 Timer /Contador de 8 bits
- ❑ 1 Timer / Contador de 16 bits
- ❑ 1 UART
- ❑ 1 SPI (Serial Pheripheral Interface)
- ❑ 3 canais PWM (Pulse with modulation)
- ❑ 6 canais AD de 10 bits
- ❑ Oscilador Interno Calibrado (RC Oscillator)

Para o desenvolvimento do *firmware* foi utilizado o software de programação fornecido pela própria ATMEL, o Atmel Studio v6 (Figura 16), que além de ter distribuição gratuita, possui excelentes recursos de *debug* em tempo de execução do programa, facilitando o trabalho do desenvolvedor.

Os recursos de hardware e software apresentados neste item justificam a utilização deste microcontrolador AVR na pesquisa proposta.

3.6 Montagem e testes dos instrumentos

Na fase inicial dos testes com o ADE7758 e o ATMEGA8, houve a necessidade dos testes do barramento SPI para garantir a troca de informação com registradores internos

Figura 16 – IDE Atmel Studio v6

do ADE com o microcontrolador. Para tal estudo foram utilizados um Osciloscópio modelo DSO6034 da AGILENT, a placa padrão do ADE e o ATMEGA8. O esquema é ilustrado na Figura 17.

Figura 17 – Teste da interface SPI entre ATmega8 e ADE7758

Nesta etapa foram definidas as rotinas de inicialização e leitura pela SPI do *firmware* do ATmega8 e as funções para acesso aos registradores internos do ADE.

Com a comunicação SPI funcionando corretamente entre o microcontrolador e o ADE7758, foi projetada uma *Printed Circuit Board* (PCB) com os circuitos agregados (Figura 18) na mesma estrutura, acrescida de recursos como a comunicação RS485 e os optoacopladores para comandos remotos caso haja necessidade de alguma operação remota no transformador de distribuição.

Figura 18 – Recursos Integrados na PCB

O esquemático da nova placa foi desenvolvido utilizando o software EAGLE v6, que foi escolhido para o desenvolvimento pelo grande número de bibliotecas compartilhadas e pela licença *Student* concedida pela empresa CadSoft para projetos acadêmicos. Esta ferramenta foi incorporada posteriormente pela Autodesk, uma das maiores fabricantes de softwares CAD do mundo.

Após feito o roteamento e a fresa na PCB, foram realizadas a montagem e testes com o *firmware* de forma a verificar se todos os componentes respondem ao comando do ATmega8. Os detalhes do diagrama esquemático e layout da placa encontram-se no ANEXO B.1 e resultado final pode ser visto na Figura 19:

A montagem dos componentes e os testes de foram executados neste novo layout da placa para garantir o funcionamento correto dos periféricos.

Os optoacopladores 4N25 (VISHAY, 2010) foram conectados nas GPIOs do ATmega8 para fornecer a possibilidade de comando remoto caso houver alguma necessidade de comando remoto. Para comando a Relé, deve-se acoplar o circuito ilustrado na Figura 20.

Para o levantamento da curva de calibração para os TCs e TPs foi configurado o *setup* composto por um simulador de fonte de corrente e tensão modelo F6150 *Power System Simulator* da fabricante Doble, *laptop* com software e controle da F6150, software *Terminal Serial* TERMITE, conversor RS485/RS232(USB) e multímetro de bancada AGILENT modelo 34410A, responsável por monitorar corrente e tensão durante o processo. O esquema é demonstrado na Figura 21.

Figura 19 – Nova placa do *smart trafo*

Figura 20 – Circuito de acionamento para Relé com optoacoplador incorporado

Com o *setup* montado o *firmware* embarcado no ATmega8 para calibração conforme diagrama ilustrado na Figura 22, consistiu em obter os dados dos registradores do ADE7758 pela interface SPI e formata-los em um padrão ASCII para o envio ao software terminal instalado no PC por meio da interface RS232/485 utilizando um conversor Serial/USB PL2303.

A seguinte estrutura do protocolo ASCII implementada no Atmega8 para envio dos dados é listada:

- ❑ AIRMS – Valor de 24 *bits* lido do registrador 0x0A.
- ❑ BIRMS – Valor de 24 *bits* lido do registrador 0x0B.
- ❑ CIRMS – Valor de 24 *bits* lido do registrador 0x0C.
- ❑ AVRMS – Valor de retorno de 24 *bits* lido do registrador 0x0D.

Figura 21 – Setup para levantamento das curvas dos TP e TCs.

Figura 22 – Diagrama do *firmware* utilizado para aquisição dos dados e envio pelo protocolo ASCII

❑ BVRMS – Valor de retorno de 24 *bits* lido do registrador 0x0E.

❑ CVRMS – Valor de retorno de 24 *bits* lido do registrado 0x0F.

Um exemplo do envio dos dados com o protocolo ASCII criado pode ser constatado em algumas linhas recebidas pelo software terminal a seguir:

AIRMS=582, BIRMS=586, CIRMS=741, AVRMS=417285, BVRMS=414623, CVRMS=413307

AIRMS=602, BIRMS=574, CIRMS=748, AVRMS=420178, BVRMS=418006, CVRMS=415864
 AIRMS=638, BIRMS=563, CIRMS=768, AVRMS=419862, BVRMS=417975, CVRMS=415940
 AIRMS=627, BIRMS=614, CIRMS=709, AVRMS=419779, BVRMS=418180, CVRMS=415964

Com o *firmware* de calibração carregado no módulo, a fonte Doble F6150 foi conectada aos TPs e com auxílio de software de controle foi programada em uma frequência de 60 Hz para elevar tensão num passo de 5 V iniciando de 90 V até 230 V.

As saídas dos secundários dos TPs foram conectadas a placa *smart trafo* pelos bornes tipo KRE mostrados na Figura 23.

Figura 23 – Conexões entre os TPs e a placa *smart trafo*

As amostras foram obtidas por um ciclo de 1 minuto para cada faixa de tensão em cada TP. Os resultados foram salvos no formato de arquivos **.txt* com o título da tensão injetada. Estes passos foram repetidos para o TP1, TP2 e TP3.

Com a aquisição completa foi desenvolvido um software com auxílio da ferramenta MATLAB para realizar o pré-processamento do protocolo e separar os valores de tensão e corrente adquiridos por cada TP e TC em todas as faixas.

O ADE7758 possui os capacitores junto ao arranjo resistivo para atuar como filtros *antialiasing*, o ruído é muito baixo, comprovando a robustez do CI para este tipo de aplicação. Além deste recurso foi utilizado o filtro da média representado pela equação (11) fornecendo os valores para o levantamento da curva de resposta dos transformadores de instrumentação.

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^n x_i \quad (11)$$

em que: N é o número de amostras; x_i é o valor de tensão adquiridos; $\bar{x}$ é o valor d média.

Após aplicação do recurso da média nos dados adquiridos, foi aplicado o método da regressão linear (PETERNELLI, 2014) para o levantamento das curvas de calibração¹ dos TPs e TCs de forma que estes possam fornecer uma resposta conforme cada nível o aplicado na entrada dos TPs.

¹ A curva de calibração é uma relação funcional do sinal observado (y) dada uma certa quantidade de analito. Em geral é utilizada a regressão linear simples para estimar a incerteza devido a curva de calibração.

A regressão linear tem sua expressão dada por:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 \cdot X_i \quad (12)$$

em que: Y_i é o valor observado para variável dependente; β_0 é a constante de regressão. Representa o ponto que a reta passa pelo eixo Y ; β_1 é o coeficiente de regressão. Representa a variação Y em função da variação de uma unidade da variável X ; X_i é a variável independente.

Os dados digitais das aquisições das tensões de cada TP foram processados no software MATLAB utilizando recursos de expressão regular, extraindo o resultado por faixa de tensão conforme a equação (11). Estes resultados foram representados nos gráficos das Figuras 24, 25 e 26, respectivamente. As figuras representam as respostas V_{bits} (AD 24 bits) pela Tensão aplicada em cada TP.

Figura 24 – Resposta da Tensão aplicada TP-A pela leitura ADE7758

Para o Transformador de Potencial da fase B tem-se o gráfico de resposta conforme a Figura 25.

Respectivamente, tem-se as respostas para o TP-C. conforme Figura 26..

Em ambos os gráficos das figuras, tem-se uma correlação bem linear, conforme a rampa de tensão aplicada pela fonte Doble 6150. As curvas de calibração foram obtidas pelo método da regressão linear simples, e os parâmetros de calibração para as curvas geradas para os TPs são apresentados na Tabela 4.

O procedimento para obtenção das curvas das correntes dos TCs é similar ao descrito nos TPs, utilizando a fonte Doble 6150 conectado aos bornes de entrada de corrente da placa *smart trafo* (Figura 27).

Figura 25 – Resposta da Tensão aplicada TP-B pela leitura ADE7758

Figura 26 – Resposta da Tensão aplicada TP-C pela leitura ADE7758

O software ajustado para aplicar as correntes na faixa de 100 mA a 1 A em 60 Hz, referindo-se ao lado secundário de cada TC de relação $a = 1000/1$ A , sendo utilizando um passo de 100 mA.

Após o procedimento de aquisição de dados em cada um dos TCs, o programa MATLAB (ANEXO A.2 e A.3) realizou a extração dos dados das correntes e conforme a equação (11), o filtro da média foi aplicado a cada conjunto de dados de cada TC e foram obtidas as respostas Vbits x Iaplicada que foram representadas nos gráficos das Figuras 28, 29 e 30, respectivamente.

Os coeficientes das curvas de calibração representada pelos gráficos foram obtidos

Tabela 4 – Parâmetros das curvas de calibração dos TPs

Transformador de Potencial	Coefficiente Angular (β_1)	Coefficiente Linear (β_0)
TP-A	0,000 216 652 652 252 908	0,021 429 733 610 120
TP-B	0,000 217 173 608 685 211	0,452 300 194 905 691
TP-C	0,000 216 722 883 839 989	0,104 168 212 902 467

Figura 27 – Conexões entrada de corrente dos TCs na placa smart trafo

Figura 28 – Resposta da tensão aplicada TC-A pela leitura ADE7758

utilizando regressão linear conforme descrito em PETERNELLI (2014). Os resultados são mostrados na Tabela 5.

Figura 29 – Resposta da tensão aplicada TC-B pela leitura ADE7758

Figura 30 – Resposta da tensão aplicada TC-C pela leitura ADE7758

Com os coeficientes das curvas de calibração obtidos por meio do método de regressão linear, o *firmware* foi ajustado de forma a fornecer a respostas de corrente e tensão em unidades de engenharia. Conforme o trecho de código escrito em linguagem C no ANEXO A.1 que situa na página 79.

Tabela 5 – Parâmetros das curvas de calibração dos TCs

Transformador de Corrente	Coefficiente Angular (β_1)	Coefficiente Linear (β_0)
TC-A	0,006 455 598 878 949 68	2,437 150 775 301 75
TC-B	0,006 470 973 136 238 33	2,364 939 458 890 93
TC-C	0,006 458 108 625 093 49	2,520 245 354 752 87

3.7 Ensaios para Validação das Curvas de Calibração do *Smart Trafo*

Para validação das calibrações feitas, o mesmo *setup* para levantar as curvas foi utilizado, com algumas alterações no *firmware* do protocolo ASCII embarcado no ATmega8, com objetivo de entregar os valores em unidades de tensão (V) e corrente elétrica (A). O protocolo para validação das curvas obedece a seguinte estrutura:

- ❑ AI – Valor da Corrente Elétrica da fase A expresso em (A);
- ❑ BI – Valor da Corrente Elétrica da fase B expresso em (A);
- ❑ CI – Valor da Corrente Elétrica da fase C expresso em (A);
- ❑ AV – Valor da Tensão da Fase A expresso em (V);
- ❑ BV – Valor da Tensão da Fase B expresso em (V);
- ❑ CV – Valor da Tensão da Fase C expresso em (V).

Uma amostra dos dados recebidos da placa *smart trafa* pelo software terminal após o ajuste das curvas podem ser vistos a seguir:

AI=10.1,	BI=10.1,	CI=10.1,	AV=127.1,	BV=127.2,	CV=127.0
AI=10.1,	BI=10.1,	CI=10.1,	AV=127.1,	BV=127.1,	CV=127.1
AI=10.1,	BI=10.1,	CI=10.1,	AV=127.1,	BV=127.1,	CV=127.0
AI=10.0,	BI=10.1,	CI=10.1,	AV=127.1,	BV=127.2,	CV=127.1
AI=10.0,	BI=10.0,	CI=10.1,	AV=127.2,	BV=127.1,	CV=127.1
AI=10.1,	BI=10.1,	CI=10.1,	AV=126.9,	BV=127.2,	CV=127.1

O procedimento para validação das curvas dos TPs e TCs consistiu em aplicar os passos de tensão e corrente com os mesmos valores definidos no item anterior. Os gráficos das figuras representando a tensão e corrente aplicados com as respostas dos TPs e TCs são mostrados nas Figuras 31, 32 e 33.

Com os testes aplicados de validação, foram obtidos os valores de tensão e corrente, provando que a interface do *smart trafa* respondeu de forma satisfatória com os resultados, estando apta para realização das medições em campo.

Figura 31 – Resposta da tensão lida com a placa *smart trafo* no TP-A pela tensão aplicada Figura 32 – Resposta da tensão lida com a placa *smart trafo* no TP-B pela tensão aplicada

3.8 Integração do dispositivo com Transformador Real

Nesta seção são mostrados os aspectos relacionados a montagem do módulo *smart trafo* junto ao transformador de distribuição no lado da baixa tensão, onde os clientes estão conectados.

Para que a integração fosse realizada, foi necessária customização de um painel

Figura 33 – Resposta da tensão lida com a placa *smart trafa* no TP-C pela tensão aplicada

de abrigo para acomodar o sistema eletrônico de medição.

Devido a limitação de espaço no painel, optou-se por fazer a versão SMD em fibra de vidro da placa *smart trafa*, de forma a acomodá-la no arranjo do painel. Esta placa seguiu o mesmo esquemático do ANEXO B.1, acrescentando aos optoacopladores o circuito de acionamento a relé da Figura 20 caso necessário algum comando remoto Figura 34.

Para o uso da PCB, mesmo processo de calibração e validação da curva descrito no item anterior foi utilizado, pois se trata do mesmo hardware na versão SMD.

A representação do acoplamento da placa *smart trafa* ao transformador de distribuição pode ser visualizada por meio da Figura 35.

O transformador de baixa tensão utilizado como plataforma piloto do *smart trafa* tem como entrada no seu enrolamento primário a tensão de 13,8kV e a saída do seu enrolamento secundário a tensão de 220/127V (Figura 36).

A montagem da instrumentação do *smart trafa* foi feita em um painel hermeticamente fechado com trava, onde foram dispostos conforme a Figura 37.

Alguns periféricos como o conversor RS485/RS232 modelo TCI312-RC da fabricante TECNATRON e o modem GPRS modelo RS2000 da fabricante CAS foram acrescentados ao painel de forma prover a comunicação de dados entre o *smart trafa* e o centro de operações integrados.

O modem GPRS tem sua configuração ajustada para atuar como uma *bridge*, tornando transparente para o canal serial o envio dos dados para o servidor remoto. A interface *smart trafa*

Figura 34 – Placa Eletrônica *Smart Trafo SMD*

Figura 35 – Sistema Smart Trafo Conectado ao Transformador de Distribuição

Para telemetria dos dados do *smart trafa* para o COI, uma estrutura de mensagem ASCII foi desenvolvida para o ATmega8. As leituras das fases dos TP's e TC's são feitas e o resultado é enviado pelo canal serial RS485, onde é convertido para o padrão RS232 utilizando um conversor TCI312-RC para entrada posteriormente no modem GPRS modelo CAS RS2000 que está conectado no receptor remoto da rede.

□ # – Caractere de Inicio da Mensagem.

□ IDDEVICE – Identificador Único do dispositivo (0-255).

Figura 36 – Transformador de Distribuição

- ❑ IDREDE – Identificador da rede em que se encontra o dispositivo (0-255).
- ❑ AV – Valor lido de tensão em volts da fase A (formato: XXX.X).
- ❑ BV – Valor lido de tensão em volts da fase B (formato: XXX.X).
- ❑ CV – Valor lido de tensão em volts da fase C (formato: XXX.X).
- ❑ IA – Valor lido de corrente em amperes da fase A (formato: XXX.X).
- ❑ IB – Valor lido de corrente em amperes da fase B (formato: XXX.X).
- ❑ IC – Valor lido de corrente em amperes da fase B (formato: XXX.X).

A instalação do sistema *smart trafa* foi feita na cidade de São Luiz do Paraitinga - SP, onde a concessionária de energia elétrica ELEKTRO energia tem seu projeto cidade inteligente, que é uma estrutura criada para validar novos conceitos e tecnologias *smart grids*. O módulo foi fixado ao poste da companhia e acoplado junto a rede de distribuição de energia elétrica (Figura 38).

Desde o início da implantação do projeto piloto *smart trafa* em campo, a empresa obteve um histórico de operação e consumo, gerando um estudo de perfil dos clientes, visto que estes também são pequenas geradores de energia que são injetados na rede da companhia.

Figura 37 – Disposição dos instrumentos no painel

A instalação do *smart trafo* em campo comprovou o correto funcionamento dos periféricos e instrumentação utilizados para compor o sistema de medição remoto. Um grande gargalo encontrado ainda nestes tipos de sistema é a qualidade do serviço de prestadores de telefonia móvel.

Figura 38 – Instalação do Transformador em Campo

Conclusão do Trabalho

Neste trabalho foi apresentado um protótipo funcional de um smart trafo que, acoplado a transformadores de distribuição, demonstrou ser uma solução muito eficiente, visto que em outros projetos smart trafo estas soluções tem um custo elevado de implantação.

Ainda dentro dos objetivos foi possível mostrar a integração do firmware embarcado junto ao circuito do medidor polifásico, os ensaios para obtenção dos parâmetros das curvas de calibração e a validação destas curvas utilizando o mesmo *setup*.

Foram apresentados todos os requisitos para montagem do sistema eletrônico assim como os instrumentos utilizados para interface com a rede secundária em um transformador de distribuição de energia elétrica.

O volume de dados obtidos pelo monitoramento de diversos consumidores de energia, possibilitam o estudo e análise das cargas ao longo dos pontos de distribuição, auxiliando no planejamento e manutenção da rede elétrica de forma eficiente e pontual.

Os estudos demonstram que estes dispositivos tem grande importância na otimização da operação e gestão de sistemas de energia elétrica, apontando fatores de ajuste que garantem os níveis fornecidos dentro dos limites adequados, beneficiando consumidores e concessionárias de energia elétrica.

4.1 Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros existe a possibilidade de atualizações e melhorias no hardware eletrônico, com objetivo de atender a normas de compatibilidade eletromagnética e telecomunicações pois o ambiente de trabalho desta interface pode sofrer ações de agentes causadores desses fenômenos. O microcontrolador pode ser substituído por um da família ARM com maior poder de processamento com a capacidade de funcionar com sistema operacional embarcado, executando um maior número de tarefas, além de um gerenciamento de periféricos melhor, visto que as plataformas de desenvolvimento vem com suporte a redes ethernet, Zigbee e a mais recente chamada LoRA.

Referências

- AMARAL, H. L. M. **Desenvolvimento de um smart meter: um estudo sobre eficiência energética através das redes inteligentes**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2014.
- ANALOG DEVICE. **Poly Phase Multifunction Energy Metering IC with Per Phase Information: ADE7758 - Rev. E Datasheet**. 2011.
- ARUN, S.; NAIDU, S. Design and implementation of automatic meter reading system using gsm, zigbee through gprs. **International Journal of Advanced Research in Computer Science and Software Engineering**, v. 2, n. 5, 2012.
- AZIZ, A.; KHALID, S.; MUSTAFA, M.; SHAREEF, H.; ALIYU, G. Artificial intelligent meter development based on advanced metering infrastructure technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 191 – 197, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004425>>.
- BANDEIRA, F. P. M. **Redes de energia elétrica inteligentes: Nota Técnica**. [S.l.]: Consultoria Legislativa, Câmara dos Deputados, 2012.
- BORGES, G. A.; BO, A. P. L.; MARTINS, A. S.; COTTA, L. C.; FERNANDES, M.; FREITAS, G.; BECKMANN, E. D.; FELIX, A. C. C. **Desenvolvimento com microcontroladores Atmel AVR: Apostila Técnica**. Universidade de Brasília (UNB), Laboratório de Controle e Visão por Computador (LCVC), 2008. Disponível em: <<https://lara.unb.br/~gaborges/recursos/notas/nt.avr.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2016.
- CEBRIAN, J. C.; KAGAN, J. V. M. N. Probabilistic assessment of financial losses in distribution network due to fault-induced process interruptions considering process immunity time. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 3, p. 1478–1486, jun. 2015. ISSN 0885-8977.
- CHANG, S. F.; CHEN, C. F.; WEN, J. H.; LIU, J. H.; WENG, J. H.; DONG, J. L. Application and development of zigbee technology for smart grid environment. **Journal of Power and Energy Engineering**, v. 3, n. 4, p. 356–361, 2015.
- CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. **Microgrids and active distribution networks**. [S.l.]: The Institution of Engineering and Technology, 2009.

- CYRILLO, I. O. **Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo (USP), Escola Politécnica, São Paulo, 2011.
- FALCÃO, D. M. Integração de tecnologias para viabilização da smart grid. In: **III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–5.
- FANG, X.; MISRA, S.; XUE, G.; YANG, D. Smart grid-the new and improved power grid: A survey. **IEEE communications surveys & tutorials**, IEEE, v. 14, n. 4, p. 944–980, 2012.
- FUGITA, S. D. **Smart meter integrado a analisador de qualidade de energia para propósitos de identificação de cargas residenciais**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo (EESC-USP), São Carlos, 2014.
- FUMAGALLI, E.; SCHIAVO, L.; DELESTRE, F. **Florence. Service quality regulation in electricity distribution and retail**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2007.
- GELLINGS, C. W. **The smart grid: enabling energy efficiency and demand response**. [S.l.]: The Fairmont Press, Inc., 2009.
- GROB, G. R. Future transportation with smart grids & sustainable energy. In: **6th International Multi-Conference Systems Signals and Devices**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5.
- HARO, M. A. **Desenvolvimento de abordagem inteligente para controle de tensão na rede de baixa tensão de sistemas de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos, University of São Paulo (EESC-USP), São Carlos, 2015.
- HERZOG, A. L. O brasil na onda dos smart grids. edição 1040. In: **Revista Exame**. Editora Abril, 2016. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/revista-exame/o-brasil-na-onda-das-smart-grids/>>. Acesso em: 13 mar. 2016.
- IEA, I. E. A. World energy outlook 2011. **International Energy Agency**, p. 666, 2011.
- INSTITUTO LATEC. **Tecnologia que Monitora Rede Elétrica Inicia Comercialização Nacional**. 2016. Disponível em: <http://www.institutoslactec.org.br/?post_type=menu-noticias&p=5936>. Acesso em: 11 fev. 2016.
- JIANG, T.; YU, L.; CAO, Y. **Energy Management of Internet Data Centers in Smart Grid**. Springer Berlin Heidelberg, 2015. (Green Energy and Technology). ISBN 9783662456767. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=EzsLBgAAQBAJ>>.
- JUNG, S.-M.; KIM, T.-K.; SEO, H.-S.; LEE, S.-J.; KWAK, J. The prediction of network efficiency in the smart grid. **Electronic Commerce Research**, Springer, v. 13, n. 3, p. 347–356, 2013.
- LAMIM, H. **Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil**. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, Brasília - DF, 2013.

- LI, Q.; ZHOU, M. The future-oriented grid-smart grid. **Journal of Computers**, v. 6, n. 1, p. 98–105, 2011.
- LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT, S. D. C. **Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação**. 1. ed. [S.l.]: Livro de Minicursos do SBRC 2015, 2015.
- MAZLOOMZADEH, A.; SALEHI, V.; MOHAMMED, O. Soft synchronization of dispersed generators to micro grids for smart grid applications. In: **2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7.
- MELLO, A. P. C.; SPERANDIO, M.; PFITSCHER, L. L.; BERNADON, D. P. Planejamento da reconfiguração automática de sistemas de distribuição. In: **Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA**. [S.l.: s.n.], 2012.
- MME. **Relatório - Smart Grid - Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes: Relatório resultante do Grupo de Trabalho instaurado pela Portaria MME nº 440/2010**. [S.l.]: Ministério de Minas e Energia, Brasília, Brasil, 2010.
- MORAWIEC, M.; LEWICKI, A.; KRZEMINSKI, Z. Power electronic transformer for smart grid application. In: **2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.
- PETERNELLI, L. A. **Regressão Linear e Correlação**. 2014.
- PIMENTEL, P. Smart trafo - inovação brasileira para acelerar a implantação do conceito smart grid. In: **Revista O Setor Elétrico**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 44–54.
- PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 1 - Introdução**. Rev. 6. ANEEL. 61pp. 2012.
- _____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Rev. 5. ANEEL. 76pp. 2014.
- _____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Rev. 6. ANEEL. 75pp. 2015.
- SABAHI, M.; GOHARRIZI, A. Y.; HOSSEINI, S. H.; SHARIFIAN, M. B. B.; GHAREHPETIAN, G. B. Flexible power electronic transformer. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 25, n. 8, p. 2159–2169, 2010.
- SPATTI, D. H.; SILVA, I. N.; USIDA, W. F.; FLAUZINO, R. A. Regulação automática de tensão em transformadores de subestação de distribuição usando implementação fuzzy. **Sba Controle & Automação**, v. 22, n. 2, p. 169–183, Abril 2011.
- TREETECH. **Cases de Sucesso: Sistema de Digitalização Smart Trafo**. 2015. Disponível em: <<http://treetech.com.br/cases/sistema-de-digitalizacao-smart-trafo>>. Acesso em: 03 abr. 2015.
- VISHAY. **Optocoupler, Phototransistor Output, with Base Connection: 4N25 Datasheet**. Document Number: 83725 132 Rev. 1.8. 2010.

WANG, Z.; YU, K. The research of power electronic transformer (pet) in smart distribution network. In: **2010 International Conference on Power System Technology**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7.

Anexos

Códigos do *Firmware*

A.1 Calibração dos TC e TP

```
//*****
//  CURVAS DE CALIBRAÇÃO Firmware Smart Trafo ver 1.1 (17/03/2015)
//
//*****
//
//TP-A
#define a1v 0.000216652652252908 //coeficiente angular TP-A
#define b1v 0.0214297336101200 //coeficiente linear TP-A
//TP-B
#define a2v 0.000217173608685211 //coeficiente angular TP-B
#define b2v 0.452300194905691 //coeficiente linear TP-B
//TP-C
#define a3v 0.000216722883839989 //coeficiente angular TP-C
#define b3v 0.104168212902467 //coeficiente linear TP-C
//TC-A
#define a1i 0.00645559887894968 //coeficiente angular TC-A
#define b1i 2.43715077530175 //coeficiente linear TC-A
//TC-B
#define a2i 0.00647097313623833 //coeficiente angular TC-B
#define b2i 2.36493945889093 //coeficiente linear TC-B
//TC-C
#define a3i 0.00645810862509349 //coeficiente angular TC-C
#define b3i 2.52024535475287 //coeficiente linear TC-C

//função conversão unidades Engenharia
//parâmetros: a coeficiente angular
//b coeficiente linear
//Vbits Variável independente (registrador ADE7758)
float convUndEng( float a, float b, float vbits)
{ return(a*vbits+b); }
//*****
```

A.2 Programa que Processa os Dados Aquisitados dos TPs

```

*****
*   PROGRAMA PROCESSA DADOS AQUISITADOS DOS TPS   (V)
*
*****

clear
clc

[ia,ib,ic,va0,vb0,vc0] = textread('C:\RTBT\PRE_PROG\220volts.txt','%s %s %s %s %s %s','
    delimiter',' ');
A = regexp(va0,'\d+','match');
B = regexp(vb0,'\d+','match');
C = regexp(vc0,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\220volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va1,vb1,vc1] = textread('C:\RTBT\PRE_PROG\215volts.txt','%s %s %s %s %s %s','
    delimiter',' ');
A = regexp(va1,'\d+','match');
B = regexp(vb1,'\d+','match');
C = regexp(vc1,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\215volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va2,vb2,vc2] = textread('C:\RTBT\PRE_PROG\210volts.txt','%s %s %s %s %s %s','
    delimiter',' ');
A = regexp(va2,'\d+','match');
B = regexp(vb2,'\d+','match');

```

```

C = regexp(vc2, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\210volts.txt', 'w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va3,vb3,vc3] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\205volts.txt', '%s %s %s %s %s %s', '
    delimiter', ',', ');
A = regexp(va3, '\d+', 'match');
B = regexp(vb3, '\d+', 'match');
C = regexp(vc3, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\205volts.txt', 'w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va4,vb4,vc4] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\200volts.txt', '%s %s %s %s %s %s', '
    delimiter', ',', ');
A = regexp(va4, '\d+', 'match');
B = regexp(vb4, '\d+', 'match');
C = regexp(vc4, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\200volts.txt', 'w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va5,vb5,vc5] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\195volts.txt', '%s %s %s %s %s %s', '

```

```

        delimiter',',');
A = regexp(va5, '\d+', 'match');
B = regexp(vb5, '\d+', 'match');
C = regexp(vc5, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\195olts.txt','w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va6,vb6,vc6] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\190volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    delimiter',',');
A = regexp(va6, '\d+', 'match');
B = regexp(vb6, '\d+', 'match');
C = regexp(vc6, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\190volts.txt','w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va7,vb7,vc7] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\185volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    delimiter',',');
A = regexp(va7, '\d+', 'match');
B = regexp(vb7, '\d+', 'match');
C = regexp(vc7, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\185volts.txt','w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);

```



```
fclose(fileID);
```

```
[ia,ib,ic,va8,vb8,vc8] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\180volts.txt','%s %s %s %s %s %s', 'delimiter',' ');
A = regexp(va8,'\d+','match');
B = regexp(vb8,'\d+','match');
C = regexp(vc8,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\180volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);
```

```
[ia,ib,ic,va9,vb9,vc9] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\175volts.txt','%s %s %s %s %s %s', 'delimiter',' ');
A = regexp(va9,'\d+','match');
B = regexp(vb9,'\d+','match');
C = regexp(vc9,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\175volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);
```

```
[ia,ib,ic,va10,vb10,vc10] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\170volts.txt','%s %s %s %s %s %s', 'delimiter',' ');
A = regexp(va10,'\d+','match');
B = regexp(vb10,'\d+','match');
C = regexp(vc10,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
```

```

valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\170volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

```

```

[ia,ib,ic,va11,vb11,vc11] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\165volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va11,'\d+','match');
B = regexp(vb11,'\d+','match');
C = regexp(vc11,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\165volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

```

```

[ia,ib,ic,va12,vb12,vc12] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\160volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va12,'\d+','match');
B = regexp(vb12,'\d+','match');
C = regexp(vc12,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\160volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

```

```

[ia,ib,ic,va13,vb13,vc13] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\155volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va13,'\d+','match');
B = regexp(vb13,'\d+','match');
C = regexp(vc13,'\d+','match');
numsA = [A{:}];

```

```

valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\155volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va14,vb14,vc14] = textread('C:\RTBT\PRE_PROG\150volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va14,'\d+','match');
B = regexp(vb14,'\d+','match');
C = regexp(vc14,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\150volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va15,vb15,vc15] = textread('C:\RTBT\PRE_PROG\145volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va15,'\d+','match');
B = regexp(vb15,'\d+','match');
C = regexp(vc15,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\145volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va16,vb16,vc16] = textread('C:\RTBT\PRE_PROG\140volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va16,'\d+','match');
B = regexp(vb16,'\d+','match');
C = regexp(vc16,'\d+','match');

```

```

numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\140volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va17,vb17,vc17] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\135volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va17,'\d+','match');
B = regexp(vb17,'\d+','match');
C = regexp(vc17,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\135volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va18,vb18,vc18] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\130volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va18,'\d+','match');
B = regexp(vb18,'\d+','match');
C = regexp(vc18,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\130volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va19,vb19,vc19] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\125volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va19,'\d+','match');
```

```

B = regexp(vb19, '\d+', 'match');
C = regexp(vc19, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\125volts.txt', 'w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va20,vb20,vc20] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\120volts.txt', '%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter', ',');
A = regexp(va20, '\d+', 'match');
B = regexp(vb20, '\d+', 'match');
C = regexp(vc20, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\120volts.txt', 'w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va21,vb21,vc21] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\115volts.txt', '%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter', ',');
A = regexp(va21, '\d+', 'match');
B = regexp(vb21, '\d+', 'match');
C = regexp(vc21, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\115volts.txt', 'w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va22,vb22,vc22] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\110volts.txt', '%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter', ',');

```

```

A = regexp(va22, '\d+', 'match');
B = regexp(vb22, '\d+', 'match');
C = regexp(vc22, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\110volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va23,vb23,vc23] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\105volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va23, '\d+', 'match');
B = regexp(vb23, '\d+', 'match');
C = regexp(vc23, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\105volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va24,vb24,vc24] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\100volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    'delimiter',' ');
A = regexp(va24, '\d+', 'match');
B = regexp(vb24, '\d+', 'match');
C = regexp(vc24, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\100volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va25,vb25,vc25] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\95volts.txt','%s %s %s %s %s %s',

```

```

        delimiter',';')
A = regexp(va25,'\d+','match');
B = regexp(vb25,'\d+','match');
C = regexp(vc25,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\95volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia,ib,ic,va26,vb26,vc26] = textread('C:\RTBT\PRE_PROC\90volts.txt','%s %s %s %s %s %s',
    delimiter',';')
A = regexp(va26,'\d+','match');
B = regexp(vb26,'\d+','match');
C = regexp(vc26,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
valorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
valorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
valorC=str2double(numsC);
G=[valorA;valorB;valorC];
fileID = fopen('C:\RTBT\90volts.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

```

A.3 Programa que Processa os Dados Aquisitados dos TCs

```

*****
*   PROGRAMA PROCESSA DADOS AQUISITADOS DOS TCS   (A)
*
*****

clear
clc

[ia0,ib0,ic0] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\100mA.txt','%s %s %s','delimiter',';')
);
A = regexp(ia0,'\d+','match');
B = regexp(ib0,'\d+','match');
C = regexp(ic0,'\d+','match');

```

```

numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\100mA.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia1,ib1,ic1] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\200mA.txt','%s %s %s','delimiter',' ');
A = regexp(ia1,'\d+','match');
B = regexp(ib1,'\d+','match');
C = regexp(ic1,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\200mA.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia2,ib2,ic2] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\300mA.txt','%s %s %s','delimiter',' ');
A = regexp(ia2,'\d+','match');
B = regexp(ib2,'\d+','match');
C = regexp(ic2,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\300mA.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

[ia3,ib3,ic3] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\400mA.txt','%s %s %s','delimiter',' ');
A = regexp(ia3,'\d+','match');
B = regexp(ib3,'\d+','match');

```



```

C = regexp(ic3, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\400mA.txt', 'w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

```

```

[ia4,ib4,ic4] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\500mA.txt', '%s %s %s', 'delimiter', ',', '
');
A = regexp(ia4, '\d+', 'match');
B = regexp(ib4, '\d+', 'match');
C = regexp(ic4, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\500mA.txt', 'w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

```

```

[ia5,ib5,ic5] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\600mA.txt', '%s %s %s', 'delimiter', ',', '
');
A = regexp(ia5, '\d+', 'match');
B = regexp(ib5, '\d+', 'match');
C = regexp(ic5, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\600mA.txt', 'w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

```

```

[ia6,ib6,ic6] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\700mA.txt','%s %s %s','delimiter',' ');
A = regexp(ia6,'\d+','match');
B = regexp(ib6,'\d+','match');
C = regexp(ic6,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\700mA.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

```

```

[ia7,ib7,ic7] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\800mA.txt','%s %s %s','delimiter',' ');
A = regexp(ia7,'\d+','match');
B = regexp(ib7,'\d+','match');
C = regexp(ic7,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\800mA.txt','w');
fprintf(fileID,'%d %d %d \n',G);
fclose(fileID);

```

```

[ia8,ib8,ic8] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\900mA.txt','%s %s %s','delimiter',' ');
A = regexp(ia8,'\d+','match');
B = regexp(ib8,'\d+','match');
C = regexp(ic8,'\d+','match');
numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\900mA.txt','w');

```

```
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);

[ia9,ib9,ic9] = textread('C:\RTBT_CORRENTE\PRE_PROC\1000mA.txt','%s %s %s','delimiter',' ',
    '');
A = regexp(ia9, '\d+', 'match');
B = regexp(ib9, '\d+', 'match');
C = regexp(ic9, '\d+', 'match');
numsA = [A{:}];
ialorA=str2double(numsA);
numsB = [B{:}];
ialorB=str2double(numsB);
numsC = [C{:}];
ialorC=str2double(numsC);
G=[ialorA;ialorB;ialorC];
fileID = fopen('C:\RTBT_CORRENTE\1000mA.txt','w');
fprintf(fileID, '%d %d %d \n', G);
fclose(fileID);
```

Projeto da Placas de Circuitos Impresso

B.1 Diagrama de Blocos do ATmega8, Circuito Esquemático e Layout do PCB

Figura 39 – Diagrama de blocos do ATmega8

Figura 40 – Circuito Esquemático

Figura 41 – Layout do PCB