JOÃO PEDRO DE LIMA

**Sistema Embarcado para Avaliação de Viabilidade de Tarifas Dinâmicas:
Tarifa Branca**

São Paulo

2019

JOÃO PEDRO DE LIMA

**Sistema Embarcado para Avaliação de Viabilidade de Tarifas Dinâmicas:
Tarifa Branca**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Ciências

Área de concentração: Energia e Automação Elétricas
Orientador: Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida.

São Paulo

2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

de Lima, João Pedro

Sistema Embarcado para Avaliação de Viabilidade de Tarifas Dinâmicas:
Tarifa Branca / J. P. de Lima, C. Almeida – versão corr. -- São Paulo, 2019.
112 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Tarifa Branca 2.Redes Elétricas Inteligentes I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t. III.Almeida, Carlos

LIMA, J.P. **Sistema Embarcado para Avaliação de Viabilidade de Tarifas Dinâmicas: Tarifa Branca.** São Paulo. 2019. Mestrado Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

Dedico esse trabalho a minha mãe, Alice Lima, e
meu Pai, Pedro Lima, por me ensinarem o valor
do trabalho e como ele pode realizar sonhos

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Carla Lourenço Santos, Ana Beatriz de Lima, Silas Chico Vinício por todo o apoio e incentivo na minha jornada e ao meu professor orientador Carlos Frederico pela oportunidade e dedicação. Além disso a equipe do laboratório por todo apoio durante os ensaios e desenvolvimento do projeto.

Por mais que a ciência evolua e que a tecnologia avance jamais ela vai decifrar a mente humana, pois cada cabeça é um mundo e cada ser humano uma história, jamais caberá numa tese ou num fundamento. Isso faz da humanidade e seu imaginário imensamente complexos e hierárquicos.

Afonso Allan

RESUMO

Esta dissertação apresenta um sistema compatível com medidores eletrônicos homologados pelo INMETRO, que contabiliza o faturamento de clientes de baixa tensão, de modo a auxiliar na tomada de decisão quanto a escolha da modalidade tarifária, visto que a implementação de um novo modelo possa gerar dúvidas com relação ao seu funcionamento. Assim este trabalho tem como principal objetivo do presente trabalho é desenvolver um método eficaz de registro de curva de demanda para clientes de baixa tensão, voltado para simulação de tarifas horárias, com o intuito de mostrar a economia proporcionada por meio do melhor enquadramento tarifário.

Dessa forma, é proposto um módulo eletrônico de baixo custo, aplicando os métodos de desenvolvimento de sistema embarcados para construção da solução através das plataformas *open source* de desenvolvimento *NodeMCU*, *KiCad*, Linguagem *C++*, *MySql* e *Android Studio*.

Palavras-Chave – Distribuição de Energia. Medição. Redes Inteligentes. Sistemas Embarcados. Tarifa Dinâmica. Tarifa Branca.

ABSTRACT

This dissertation proposes an embedded system compatible with electronic power meters, which simulates the billing of White Tariff, according to load profile of customers and compares it with the typical one. The system assists in the decision making of customers, regarding the best tariff modality, as there are doubts regarding the operation of new tariff models. The system is composed by embedded system and API Service. The main objective of this work is to develop an efficient method of recording the demand curve for low voltage customers, aimed at simulating hourly rates, in order to show the economy provided through the best tariff framework.

The proposed system was designed focusing in low cost components, applying the embedded system development methods for building the solution through open source development platforms such as NodeMCU, KiCad, C++ language, PHP language, MySql and Android Studio.

Keywords: Dynamic Rate. Power Distribution. Embedded System. Smart Grids. Dynamic Tariffs. White Tariff.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional	19
Figura 2	Esquema simplificado do sistema proposto	22
Figura 3	Composição das tarifas Branca e Convencional	33
Figura 4	Pilares de desenvolvimento das Smart Grids	40
Figura 5	Da esquerda para a direita temos os seguintes medidores inteligentes Esclarecimentos produzidos pela GE, SMW produzidos pela WEG, Cenro produzidos pela Itron e Linky produzidos pela Edis	42
Figura 6	Resposta dos países da União Europeia ao Directive 2009/72.	42
Figura 7	Centros de pesquisas relacionados a medição inteligentes no Brasil.	43
Figura 8	Ambiente do Laboratório Smart Grid	45
Figura 9	Principais estruturas de comunicação utilizadas em Smart Grids	46
Figura 10	Essência dos sistemas embarcados. Adaptado: “Sistemas Embarcados”	47
Figura 11	Posicionamento de wattímetros para de medição de 2 fios	49
Figura 12	Posicionamento de wattímetros para de medição de 3 fios	49
Figura 13	Posicionamento de wattímetros para de medição de 4 fios	50
Figura 14	Estrutura macro do projeto proposto	54
Figura 15	Estrutura de blocos do hardware desenvolvido	55
Figura 16	Esquema elétrico do sistema de microprocessamento	57
Figura 17	Esquema elétrico do circuito de medição de tensão	58
Figura 18	Esquema elétrico do circuito de medição de corrente	59
Figura 19	Esquema elétrico da Memória de Massa	60
Figura 20	Esquema elétrico da IHM do hardware	60

Figura 21	Esquema elétrico da Alimentação do hardware	61
Figura 22	Configuração da conexão internet via rede WiFi	62
Figura 23	Configuração da conexão internet via rede WiFi	63
Figura 24	Chamada para configuração inicial do sistema	64
Figura 25	Código do periférico de medição.	66
Figura 26	Código destinado ao periférico RCT/NTP	66
Figura 27	Código do periférico de medição	67
Figura 28	Código destinado ao periférico de memória de Massa	68
Figura 29	Código destinado ao periférico de debug pela porta serial	69
Figura 30	Estrutura de serviços desenvolvido	71
Figura 31	Correlação de tabelas do banco de dados do MDM	72
Figura 32	Fluxo do processo de eventos de integração	73
Figura 33	Código para criação e configuração do evento integra_consumo_2fios	73
Figura 34	Tela de Login do APP desenvolvido	74
Figura 35	Tela de Cadastro de Cliente, Tarifas e Feriados do APP desenvolvido	75
Figura 36	Tela de Monitoramento do APP desenvolvido	76
Figura 37	Esquemático projetado montado na protoboard	77
Figura 38	Visão 2d e 3d do protoboard desenvolvido	78
Figura 39	Eletrônica construída para testes em laboratório	78
Figura 40	Cientes cadastrados para os ensaios	79
Figura 41	Tarifas cadastradas para os ensaios	80
Figura 42	Carga utilizada para o ensaio do cliente monofásico	87
Figura 43	Configuração de eventos de falta de energia	90
Figura 44	Configuração da carga para clientes trifásicos	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Subdivisões do sistema de bandeiras tarifárias brasileiro de 2019	31
Tabela 2	Clientes que tem direito a TSEE	32
Tabela 3	Relações entre as tarifas nos diferentes postos [31]	35
Tabela 4	Relações entre as tarifas nos diferentes postos [31]	36
Tabela 5	Resultados do teste End-to-End do processo.	82
Tabela 6	Resultados do ensaio de precisão de tensão	84
Tabela 7	Resultados do ensaio de precisão de Corrente.	85
Tabela 8	Resultados do ensaio de precisão de Potência Ativa (W)	85
Tabela 9	Resultados do ensaio de precisão de consumo em sistemas monofásico.	88
Tabela 10	Resultados do ensaio de precisão de consumo em sistemas bifásico	91
Tabela 11	Resultados do ensaio de precisão de consumo em sistemas Trifásico	94
Tabela 12	Resultados do ensaio de estresse de distância do roteador TL-WR841ND	95
Tabela 13	Resultados do ensaio de estresse de distância do roteador SVG-1202	95
Tabela 14	Anotações de consumo da residência com 4 moradores participante do ensaio	97
Tabela 15	Anotações de consumo da residência com 2 moradores participante do ensaio	98
Tabela 16	Ficha de componentes necessários para confecção do protótipo	102

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Porcentagem de clientes de baixa tensão que não conhecem a funcionalidade da Tarifa Branca	20
Gráfico 2	A esquerda, gráfico da porcentagem de clientes de baixa tensão que não conhecem sua curva. A direita, gráfico dos clientes que se mostram interessados em conhecer melhor sua curva de carga.	20
Gráfico 3	Aceitabilidade das metodologias de amostragem de curva de carga para clientes pertencentes ao grupo B	21
Gráfico 4	Resultados do ensaio de precisão dos sensores	86
Gráfico 5	Resultados do ensaio de consumo em sistemas monofásico	89
Gráfico 6	Resultado da API de faturamento em um cenário monofásico	89
Gráfico 7	Resultados do ensaio de consumo em sistemas bifásico	91
Gráfico 8	Resultado da API de faturamento em um cenário bifásico	92
Gráfico 9	Comparação entre os valores medidos pelo sistema desenvolvido e pelo medidor	94
Gráfico 10	Resultados do ensaio de estresse de tempo de comunicação	96
Gráfico 11	Gastos em reais do dia para o cliente 4 do ensaio	98
Gráfico 12	Gastos em reais do dia para o cliente 2 do ensaio	99

LISTA DE ANEXOS

ANEXO I	Pesquisa sobre os conhecimentos do usuário sobre tarifa branca e seu consumo	109
ANEXO II	Esquemático completo do Projeto	112
ANEXO III	Esquemático do módulo NodeMCU	113
ANEXO IV	Fotos dos ensaios realizados	147

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABIAPE	Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AGC	<i>Apollo Guidance Computer</i>
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMR	<i>Automatic Meter Reading</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CCRB	Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CERR	Companhia Energética de Roraima
CFURH	Contribuições Sobre o Uso de Recursos Hídricos
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CI	Circuito Impresso
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
CPR	<i>Critical Peak Rebates</i>
CVU	Custo Variável Unitário
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EDF	<i>Électricité de France</i>
EDP	Energia de Portugal
EE	Eficiência Energética
EER	Energia de Reserva
ESS	Encargos com Serviço de Sistema
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IDE	Ambiente de desenvolvimento integrado
IHM	Interface Homem Máquina
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IoT	<i>Internet of Things</i>
LREI	Laboratório de Redes Inteligentes

MDC	<i>Meter data collection</i>
MDM	<i>Meter data management</i>
NAPREI	Núcleo de Apoio à Pesquisa em Rede Elétricas Inteligentes
NTP	Network Time Protocol
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCB	<i>Printed circuit board</i>
PCI	Placa de Circuito Impresso
PLD	Preço de Liquidação de Diferença
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PVPC	<i>Precio voluntario para el pequeño consumidor</i>
REIS	Redes Elétricas Inteligentes
REN	Resolução Normativa
RN	Resolução Normativa
RTC	<i>Real Time Clock</i>
RTP	<i>Real Time Protocol</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
ToU	<i>Time-of-Use</i>
TSEE	Tarifa Social de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1	Introdução	18
1.1	Considerações Gerais	18
1.2	Objetivos Gerais	23
1.3	Objetivos Específicos	23
1.4	Organização do Trabalho	23
2	Revisão Bibliográfica	26
2.1	Considerações Iniciais.	26
2.2	Contextualização Regulatória	26
2.2.1	Classificação de Clientes.	26
2.2.2	Modalidades Tarifárias Brasileiras.	28
2.2.2.1	Tarifação Convencional.	28
2.2.2.2	Bandeiras Tarifárias	30
2.2.2.3	Tarifação Social de Energia Elétrica – TSEE	32
2.2.2.4	Tarifa Branca.	32
2.2.2.5	Pré-Pagamento.	36
2.2.3	Modalidades Tarifárias Mundiais.	37
2.2.3.1	Real Time Pricing (RTP).	37
2.2.3.2	Time-of-Use (ToU).	37
2.2.3.3	Critical Peak Pricing (CPP).	38
2.3	Contextualização Tecnológica.	39
2.3.1	Redes elétricas inteligentes (REIs).	41
2.3.2	Medidores Inteligentes.	41
2.3.3	Laboratórios de Redes Inteligentes	44
2.3.4	MDM e MDC.	44
2.3.5	Sistemas Embarcados e Hardware Livre	46
2.3.6	Teorema de Blondel	48
2.4	Literatura Relacionada	50
3	Metodologia - Considerações Iniciais.	53
3.1	Estrutura do Sistema.	53

3.2	Desenvolvimento do Hardware.	54
3.2.1	Microprocessamento	55
3.2.2	Sistema de Medição de Corrente e Tensão	58
3.2.3	Memória de Massa.	59
3.2.4	Interface Homem Máquina.	60
3.2.5	Alimentação.	61
3.3	Desenvolvimento do Firmware.	61
3.4	Desenvolvimento do API Service (MDM)	70
3.5	Confecção do Protótipo.	76
4	Resultados - Considerações Iniciais.	81
4.1	Ensaio end-to-end do Sistema.	83
4.2	Ensaio de Precisão da Medição.	86
4.3	Ensaio de Precisão de Consumo em Sistemas Monofásicos. . .	90
4.4	Ensaio de Precisão de Consumo em Sistemas Bifásicos.	92
4.5	Ensaio de Precisão de Consumo em Sistemas Trifásicos (3 fios) e Sistemas Trifásicos (4 fios - Carga Equilibradas)	94
4.6	Ensaio de Estresse do Sistema.	96
4.7	Ensaio de Campo	96
4.8	Comparação dos resultados com a literatura.	99
5	Conclusão - Considerações Finais	101
	Referência.	101
	Anexos	109

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentadas as justificativas, motivações e uma breve introdução da situação atual das tarifas dinâmicas num cenário global, com o intuito de definir a pesquisa e o desenvolvimento atrelado a esse trabalho. Também são definidos os objetivos gerais e específicos e, ao final, a forma como este documento foi organizado.

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

As *Smart Grids*, ou Redes Elétricas Inteligentes (REIs), são definidas pela CGEE como redes que utilizam de tecnologia digital para gerenciar a troca de informação, como consumo de energia entre o cliente e o fornecedor, com isso possibilitando o controle, redução e melhor distribuição da carga no tempo, e permitindo também uma gama de novos serviços [1].

Para o cenário brasileiro, as REIs são vistas como uma oportunidade de redução de perdas não técnicas, de aumento da confiabilidade e qualidade do sistema, de redução de custos operacionais, de otimização dos ativos e de viabilização de novas modalidades tarifárias, com consequente mudança nos hábitos de consumo [2].

Frutos das REIs, novas opções de tarifação dinâmica foram aplicadas em sistema de distribuição na Europa, nos Estados Unidos e no Canadá, visando analisar a resposta do consumidor à mudança [3]. Assim, seguindo a tendência global, a ANEEL propôs a criação da primeira opção horária para clientes pertencentes ao Grupo B nomeada de Tarifa Branca, através da REN 414/2010 e definida na Resolução Normativa nº479 de 2012.

A Tarifa Branca é destinada a clientes cativos de baixa tensão (BT) pertencentes ao Grupo B, ou seja, com a tensão inferior aos 2.300 Volts, se tornando de fornecimento obrigatório das distribuidoras desde o início de 2018 para clientes com carga média mensal maior que 500 kWh. Sendo também liberada a partir de 2019 para clientes com carga média superior a 250 kWh e para os demais clientes de baixa

tensão a partir de 2020. A Figura 1 ilustra uma comparação de custo e consumo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional.

Figura 1 – Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional

Fonte: ANEEL

A novidade dessa nova opção tarifária são os custos da energia consumida, que variam conforme o horário, sendo eles definidos para cada distribuidora pela ANEEL através de períodos de ponta, fora ponta e intermediário. Assim, quando analisada a Figura 1 é possível concluir que a Tarifa Branca tende a beneficiar os consumidores que apresentarem o pico de sua curva de carga em períodos de fora de ponta, ou aqueles que conseguirem melhor distribuir seu consumo de forma a economizar o custo de sua conta. Porém, por se tratar de uma nova forma de tarifação, ela poderá causar dúvidas que podem influenciar na hora da escolha por parte dos clientes.

Com o intuito de analisar o conhecimento dos clientes pertencentes ao Grupo B sobre as novas opções tarifárias e sobre o seu consumo horário dos clientes de baixa tensão, desenvolvemos um *survey*, o qual através das redes sociais e dos canais de divulgação da USP e de outras universidades, atingiu mais de 300 clientes

pertencentes a 6 distribuidoras de energia espalhadas pelos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. Quando questionados sobre as novas opções tarifárias, 93,7% dos clientes de baixa tensão que participaram do estudo afirmam não conhecer a Tarifa Branca. A estrutura da pesquisa está presente no ANEXO 1. No Gráfico 1 está definida a porcentagem de clientes que afirmam não conhecer a funcionalidade da Tarifa Branca.

O segundo objetivo da pesquisa era entender qual o nível de conhecimento dos consumidores sobre as respectivas curvas de carga, e se com esse nível de conhecimento, seriam capazes de optar pela melhor modalidade tarifária. A pesquisa ilustra que 84,4 % dos clientes participantes do estudo afirmam não ter o conhecimento necessário para conseguir optar melhor modalidade tarifária. Desses clientes, 94,9 % afirmaram estar interessados em conhecer melhor sua curva de carga, com intuito de conseguir analisar os benefícios de novas modalidades de tarifação dinâmica. No Gráfico 2 está representado a resposta do segundo objetivo da pesquisa.

Gráfico 1 – Porcentagem de clientes de baixa tensão que não conhecem a funcionalidade da Tarifa Branca

Gráfico 2 – A esquerda, gráfico da porcentagem de clientes de baixa tensão que não conhecem sua curva de carga. A direita, gráfico dos clientes que se mostram interessados em conhecer melhor sua curva de carga.

Finalizando a pesquisa, foram questionados os clientes que se mostram interessados em conhecer melhor sua curva de carga, qual seria a metodologia mais eficaz, do ponto de vista do consumidor, que mais o auxiliaria na escolha de sua opção tarifária. No Gráfico 3, temos as metodologias mais votadas de amostragem de curva de carga escolhidas pelos clientes de baixa tensão participantes do estudo.

Gráfico 3 – Aceitabilidade das metodologias de amostragem de curva de carga para clientes pertencentes ao Grupo B

Importante destacar que a própria ANEEL já alerta a importância de o consumidor conhecer seu perfil de consumo e a relação da Tarifa Branca com a Convencional antes de optar pela mesma [4]. De acordo com a pesquisa, pode-se perceber que os clientes de baixa tensão não possuem conhecimento suficiente de seu consumo de energia ao longo do dia. Por outro lado, esse conhecimento é necessário para se beneficiar das novas modalidades de tarifação dinâmicas. Portanto, o cliente não pode alcançar as expectativas da agência reguladora ao equilibrar o seu consumo.

Dentre as metodologias sugeridas pela ANEEL para que o consumidor conheça a sua curva de carga está a simulação do consumo com base nos hábitos de clientes e seus equipamentos do cliente. Uma alternativa de amostragem de carga e simulação de faturamento por Tarifa Branca é a utilização de sistemas de simulação

web, como fornecidos por diversas distribuidoras como CEMIG, AES e CPFL, os quais são caracterizadas por serem bem dinâmicas de modo a interagir com o cliente. Essa metodologia depende totalmente de dados fornecidos pelo consumidor.

Outra metodologia sugerida pela ANEEL [4] é a troca do medidor eletrônico comum por um medidor com um construção mais robusta capaz de realizar a leitura do horário, para que, assim, ao final do mês, o cliente consiga comparar o custo da conta com o Tarifa Convencional e Tarifa Branca, garantindo maior precisão dos valores, porém com maior custo.

Para solucionar a falta de conhecimento dos consumidores acerca de seu consumo, é sugerido o desenvolvimento de um sistema embarcado capaz de coletar e armazenar em tempo real a medição de consumo de medidores eletrônicos comuns e multitarefas, de forma a assegurar a precisão da curva de carga do cliente. Assim, para garantir uma interface dinâmica com o usuário, é indicado desenvolver uma aplicação destinada a *smart phones* e computadores, capaz de expor o consumo em tempo real do cliente. Na Figura 2 temos um exemplo de modelo do projeto desenvolvido com essa pesquisa.

Figura 2 – Esquema simplificado do sistema proposto

1.2 OBJETIVOS GERAIS

O principal objetivo do presente trabalho é desenvolver um método eficaz de registro de curva de demanda para clientes de baixa tensão, voltado para simulação de tarifas horárias, com o intuito de mostrar a economia proporcionada por meio do melhor enquadramento tarifário.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Com o atual cenário regulatório e com base nos resultados de pesquisa, foi possível definir os seguintes objetivos específicos:

- Projetar um sistema compatível com qualquer medidor homologado pelo INMETRO, que simule o consumo de clientes BT quando aplicado à Tarifa Branca.
- Propor uma interface de interação com o cliente de baixa tensão, de modo a expor seu consumo em tempo real e alertar sobre os horários críticos das tarifas horárias.
- Auxiliar os clientes de BT na escolha de sua modalidade tarifária, visto que a implementação do novo modelo de tarifas possa gerar dúvidas em relação ao seu funcionamento.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este documento será dividido em cinco capítulos, sendo eles: Introdução, Revisão Bibliográfica, Metodologia, Resultados e Conclusões. Buscando ressaltar o objetivo de cada capítulo, está descrito a seguir o escopo deles:

- Capítulo 1 – Introdução:

Na Introdução serão contextualizadas as motivações, objetivos e tópicos a serem estudados com o intuito de definir a pesquisa e o desenvolvimento atrelado a essa dissertação. Além disso, foram identificados os pontos de contribuição da pesquisa quando contextualizados com o setor elétrico atual.

- Capítulo 2 – Revisão bibliográfica:

A Revisão Bibliográfica está dividida em duas vertentes, sendo elas os estudos regulatórios de implementação e incentivo a novas tarifas dinâmicas e os estudos de novas tecnologias que permitem a cobrança de medição horária. No tópico de estudo regulatórios, são definidas as principais iniciativas e posicionamento de órgãos regulatórios mundiais e nacionais sobre a implementação de tarifa dinâmicas.

Neste capítulo também são apresentados trabalhos relacionados que auxiliaram o desenvolvimento desta pesquisa. também mostrando como elas se mostraram relevantes para o desenvolvimento deste projeto.

- Capítulo 3 – Metodologia:

Nesse capítulo é exposto a metodologia, ferramentas utilizadas e ensaios utilizados para o desenvolvimento do *Hardware*, *Firmware*, *API Headless* (MDC) e do aplicativo para plataformas *Android* projetados neste trabalho. Além disso são mostradas as principais dificuldades encontradas durante o processo de desenvolvimento do sistema proposto.

Esse capítulo foi subdividido para cada ferramenta desenvolvida, ou seja: Estruturação do Sistema, Desenvolvimento do Hardware, Desenvolvimento do Firmware, Desenvolvimento MDM e MDC.

- Capítulo 4 – Resultados:

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos através dos testes *end-to-end* do processo, teste de precisão dos dados e estabilidade do sistema embarcado quando estressado em laboratório.

- Capítulo 5 – Conclusões

Nesse capítulo estão expostas as conclusões encontradas a partir dos resultados deste trabalho e quais são os pontos de melhorias para esse mesmo projeto.

Capítulo 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo está descrito a revisão bibliográfica do trabalho, a qual está dividida em estudos regulatórios de implementação e incentivo a novas tarifas dinâmicas e as tecnologias que permitem a cobrança de medição horária. Por fim, são exibidas as referências e como se mostraram relevantes para o desenvolvimento do trabalho.

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Primeiramente, nos estudos regulatórios são definidas as principais iniciativas e posicionamentos dos órgãos regulatórios mundiais e nacionais sobre a implementação de tarifa dinâmicas. Em segundo momento, é apresentada uma contextualização de temas relativos a REIs, medidores inteligentes, medição de consumo, corrente e tensão e as referências que auxiliaram o desenvolvimento deste trabalho.

2.2 CONTEXTUALIZAÇÃO REGULATÓRIA

É de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a regularização das tarifas de energia das concessionárias de distribuição de energia. Desde 1995 é estabelecido o valor de fornecimento por distribuidora, de modo a incentivar a distribuição eficiente da energia. Dessa forma, a ANEEL, seguindo a tendência global, tem investido nos últimos anos na evolução da tarifação, através de projetos relacionados com tarifas dinâmicas, sociais e pré-faturadas.

Assim, este capítulo se destina a entender as características e hábitos dos clientes de baixa tensão brasileiros e como os órgãos reguladores vem focando os estudos em implementação das modalidades tarifárias no cenário brasileiro e mundial.

2.2.1 Classificação de clientes

Os consumidores de energia elétrica são classificados conforme o nível da tensão fornecida a sua instalação, podendo ser classificado como Grupo A, para

tensão entre 2,3 [kV] até 138 [kV], ou como Grupo B, para tensões inferiores a 2,3 [kV].

Os clientes pertencentes ao Grupo A podem escolher o modo que serão tarifados desde 2010, podendo ser pela tarifa convencional ou pelas tarifas horo-sazonais Azul ou Verde [5]. Esse grupo é subdividido em:

- Subgrupo A1 – Clientes com tensão de fornecimento igual a 230 [kV] ou superior;
- Subgrupo A2 – Clientes com tensão de fornecimento entre 88 [kV] e 138 [kV];
- Subgrupo A3 – Clientes com tensão de fornecimento de 69 [kV] ou entre 30 [kV] e 44 [kV];
- Subgrupo A4 – Clientes com tensão de fornecimento entre 2,3 [kV] e 25 [kV];
- Subgrupo AS – Clientes com fornecimento de energia subterrânea com tensão inferior a 2,3 [kV].

O grupo B atualmente é tarifado de modo convencional com sinalização de bandeiras tarifárias, sendo permitido para clientes de baixa renda concorrerem pelo benefício da tarifa TSEE (Tarifa Social de Energia Elétrica). Outras tarifas previstas para esse grupo são a Tarifa Branca e a de Pré-Pagamento. Além da classificação por nível de tensão, os clientes pertencentes ao Grupo B são subdivididos segundo seu perfil em:

- Subgrupo B1 – Residencial: Clientes que residem em zona urbana, sendo divididos em clientes comuns e baixa renda (comum, indígena, prestação continuada de assistência social e multifamiliar);
- Subgrupo B2 – Rural: Clientes que residem em zona rural, cooperativa de eletrificação rural ou de serviço público de irrigação;
- Subgrupo B3 – Demais Classes: Clientes de baixa tensão que se dedicam a indústria e ao comércio de serviços de transporte (exceto tração elétrica), comunicação, entidades filantrópicas, templos religiosos, áreas de uso comum de condomínios, iluminação de rodovias, semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito;
- Subgrupo B4 – Poder Pública: Subgrupo destinado a consumos de energia público com iluminação, tração elétrica, água, esgoto, saneamento e consumo próprio.

Este trabalho visa estudar os clientes que serão impactados com a regulação da Tarifa Branca, assim levando em consideração o cenário dos clientes do Grupo B, mais especificamente dos subgrupos B1, B2 e B3.

2.2.2 Modalidades tarifárias brasileiras

As modalidades podem ser definidas como um conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas [6]. Dessa forma, são definidas as principais formas de tarifação vigentes e em estudo pela ANEEL para os clientes pertencentes ao Grupo B, os quais são o foco deste trabalho.

2.2.2.1 Tarifação convencional

A tarifação convencional é caracterizada por taxar o consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência do cliente com uma tarifa independente do horário, dia ou período ano de consumo. Atualmente, no Brasil existem dois tipos de tarifação convencional, a tarifa Binômia e a Monômio.

A modalidade Binômia é tarifação pelo fornecimento de energia elétrica ativa junto com a demanda faturável do cliente sendo aplicada somente para o Grupo A que tenham uma demanda contratada maior ou igual a 150 kW e que tenham nos últimos 6 meses um consumo maior ou igual a 30.000 kWh/mês, durante no mínimo três ciclos consecutivos e completos.

A modalidade Monômio atual forma de tarifação de clientes de baixa tensão é a tarifa de consumo de energia elétrica de cada cliente, independentemente da hora de consumo. Tal modalidade, desde 2015, passou a levar em consideração os períodos do ano em que a energia é consumida através do Sistema de Bandeiras Tarifárias, os quais indicam o custo em função das condições de geração da energia elétrica, será explicada no próximo capítulo desta dissertação.

As tarifas convencionais, tanto a Monômio como a Binômia, visam ressarcir os custos operacionais e investimentos em expansão para os prestadores de serviço. Assim, podemos destacar os seguintes pontos da formação de preço de energia elétrica:

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) – Responsável por ressarcir a distribuidora pelos investimentos em expansão da rede, custo

operacionais, manutenção da rede elétrica e transporte de energia, como definido pelo Módulo 7 do PRORET [7]. Sendo os custos de transporte de energia divididos da seguinte maneira:

- TUSD Fio A – Custos por uso de ativos de terceiros como o uso de rede básicas de fronteira e de outras distribuidoras;
 - TUSD Fio B – Custos da própria distribuidora em ativos, reintegração e custos de operação e manutenção.
- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) – Responsável por ressarcir o transmissor pelos de investimento em expansão da rede, custo operacionais e manutenção da rede elétrica. A TUST pode ser dividida da seguinte maneira segundo a Resolução Normativa nº 67/2004:
 - TUST RB – Gastos relativa ao uso das instalações da Rede Básica;
 - TUST FR – Gastos relativos aos transformadores de potência que tenham tensão inferior a 230 [kV];
 - DIT – Tarifa relativa às demais instalações da transmissão.
- Tarifa de Energia – Custo de aquisição da energia elétrica em [R\$/MWh], definido pela ANEEL de forma a faturar mensalmente a distribuidora referente ao consumo de energia contrata, o qual pode ser realizado das seguintes maneiras:
 - Tarifa de Energia – Parcela responsável por ressarcir os custos da energia comprada previamente em leilão;
 - Tarifa de Encargos – Para ressarcir encargos com serviço de sistema (ESS), energia de reserva (EER), pesquisa e desenvolvimento (P&D), eficiência energética (EE) e contribuições sobre o uso de recursos hídricos (CFURH);
 - Tarifa de Perdas – Recupera as perdas de energia da rede básica relacionado ao mercado de referência energética;
- Custos das Perdas Elétricas – Responsável por ressarcir as perdas elétricas relacionadas ao transporte de energia, como transformação de eletricidade em calor, perdas dielétricas e nos núcleos dos transformadores, sendo denominadas Perdas Técnicas e um valor

limitado pela ANEEL das perdas não técnicas, causadas por problemas na medição e furto de energia;

- Encargos Setoriais – Valores estabelecidos pela ANEEL para ressarcir a necessidades setoriais para desenvolvimento, sendo esses encargos voltados para: CCC, RGR, TFSEE, CDE, ESS, PROINFA, P&D, ONS e CFURH.

Os encargos são divididos pela ANEEL em duas parcelas, A e B. A primeira representa o custo da transmissão, dos encargos setoriais e da compra de energia, podendo ser definida como os custos que não dependem diretamente do gerenciamento da distribuidora.

A parcela B é dedicada aos custos para a distribuição de energia, assim englobando custos com: remuneração de capital, operacionais, remuneração de investimentos e cota de depreciação. Esses custos são subtraídos dos custos com outras receitas, do índice de correção monetária e do fator de eficiência X presentes no contrato de concessão ou de permissão da distribuidora. O processo de reajuste tarifário da parcela B ocorre anualmente, sendo hoje responsável por 17% em média da tarifa de energia. Após o cálculo das parcelas energéticas são tributados o ICMS e o PIS/CONFINS, os quais equivalem a aproximadamente 30% do custo da tarifa.

Por fim, destaca-se que mesmo a tarifa convencional Monômio sendo automática e compulsória desde o início da instalação da rede brasileira, ela cada ano vem sofrendo complementos, de forma a se adaptar ao perfil energético, social e territorial brasileiro, o que mostra que a tarifação no Brasil vem evoluindo conforme seu cenário elétrico.

2.2.2.2 Bandeiras Tarifárias

Instituída na Resolução Normativa nº 547 e aprovada pela ANEEL 626/14, o sistema de Bandeiras Tarifárias está em vigor desde janeiro de 2015 e desde então é o responsável por repassar custos adicionais em função das condições de geração elétrica [11].

O sistema é dividido em 3 bandeiras: Verde, Amarela e Vermelha. Cada bandeira é subdividida em quatro patamares de custo de energia, sendo revistos anualmente os valores pela ANEEL. Destaca-se que o Sistema de Bandeiras ainda não são válidas para o estado de Roraima, pois a Boa Vista Energia e a CERR não fazem parte do

Sistema Interligado Nacional (SIN). Na Tabela 1 estão representados os patamares da tarifa.

Sendo definida uma única bandeira para todos os clientes, é importante entender que os custos de reajustes de tarifas sempre levam em consideração o cenário da geração e são acrescidos pela bandeira vigente em cada mês. Sendo definido no Submódulo 6.8 do PRORET e atualizada pela Resolução Normativa nº 760/2017, as Bandeiras Tarifárias são definidas através da comparação do Custo Variável Unitário (CVU) da última usina a ser despachada com o limite pré-estabelecido, o qual é limitado em 50% do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) [13].

Bandeira/Patamares	O que representa:	Acréscimo do custo do kWh:
Verde	Condições favoráveis na geração de energia	--
Amarela	Condições pouco favoráveis na geração de energia	R\$ 0,010
Vermelha – Pat. 1	Condição crítica na geração de energia	R\$ 0,030
Vermelha – Pat. 2	Condição muito crítica na geração de energia	R\$ 0,050

Tabela 1 - Subdivisões do sistema de bandeiras tarifárias brasileiro de 2019 [12]

No ano em que foi implementado o Sistema de Bandeiras Tarifárias chegou-se a arrecadar aproximadamente R\$ 1,08 Bilhões no saldo da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT). O dinheiro arrecadado foi alocado para as distribuidoras de forma que elas repassem o valor para a conta de compensação de variação de valores de itens que fazem partes da parcela A [14]. Essa tarifa se destacou pelo forte trabalho realizado pela ANEEL em parceria com as distribuidoras para conscientização dos clientes, de modo a permitir que eles consigam atuar de forma favorável a situação atual da geração de energia elétrica do país.

2.2.2.3 Tarifação Social de Energia Elétrica – TSEE

Regularizada em 2010 pela lei n 12.212 e pelo decreto n 7.583, a TSEE é um desconto fornecido para clientes BT de baixa renda, que estejam inscritos no Cadastro Único e respeitem as regras presentes na Tabela 2 [10]. Essa tarifa foi definida para auxiliar clientes carentes a não entrarem na irregularidade devido à falta de dinheiro. Por isso, a ANEEL definiu que clientes tarifados com TSEE não têm o direito de optar pela Tarifa Branca, uma vez que ela já é mais vantajosa para o consumidor.

Clientes	PCM (kWh)	Desconto (%)
<ul style="list-style-type: none">Famílias Indígenas e Quilombos	< 50	100
<ul style="list-style-type: none">Famílias com renda mensal per capita menor ou igual a 0,5 salário mínimo;Famílias com renda mensal até 3 salários mínimos que possua portador de doença ou deficiência que precise de necessidades especiais;Pessoas que já recebiam o benefício de prestação continuada da assistência social (BPC)	< 30	65
	30 < PCM < 100	40
	100 < PCM < 220	10

Tabela 2 - Clientes que tem direito a TSEE

2.2.2.4 Tarifa Branca

Em conformidade à Resolução Normativa nº733/2016, clientes cativos com média de consumo anual maior que 500 [kW/h] podem optar pela tarifa desde janeiro de 2018. As residências com média de consumo entre 250 [kW/h] e 500 [kW/h] passaram a ter a possibilidade de aderir a partir de 2019. Todavia os clientes com consumo menor que 250 [kW/h] poderão optar pela mudança a partir de 2020 apenas [20].

A Tarifa Branca é caracterizada como tarifação diferenciada para cada horário de utilização durante o dia, sendo definido três patamares de custo pela Resolução Normativa– REN nº414/2010 [8]:

- Ponta – Período de 3 horas com o custo mais elevado, demarca o horário de maior consumo da rede, exceção para os finais de semana e feriados;

- Intermediário – Período que antecede e precede o horário de maior demanda da rede com duração total de duas horas, exceção para os finais de semana e feriados;
- Fora Ponta – Período de menor custo energia, o qual é válido para todo período que não seja Ponta ou Intermediário. Os valores de cada período tarifário são apontados em conformidade à revisão anual, porém permissíveis a variação sazonal através das bandeiras tarifárias.

A distinção entre os módulos tarifários para a Tarifa Branca é dada mediante ao cálculo da TUSD (Tarifa de Uso da Rede de Distribuição), sendo que as outras partes como a TE (Custo da Energia Elétrica para Revenda) permanecem idênticas às da Tarifa Convencional. A Figura 3 mostra composição da Tarifa Branca e a Tarifa Convencional.

A Tarifa Branca se mostra vantajosa para clientes residenciais, rurais, comerciais e indústrias que já apresentem um consumo de energia fora do horário de ponta ou para aqueles que conseguem gerenciar seu consumo durante o período de fora de ponta, sendo que a ANEEL recomenda um estudo de curva de carga antes da mudança [8]. Havendo interesse do usuário em aderir à mudança de tarifa, é responsabilidade da distribuidora o fornecimento de todo o equipamento de medição em até 30 dias, sendo o único dever do consumidor adequar o seu padrão de entrada de energia às normas.

Cabe destacar que é permissível ao cliente retornar à tarifação convencional, todavia o procedimento tão somente poderá ser realizado 6 meses após a solicitação da mudança para a Tarifa Branca, de forma a viabilizar o retorno do investimento nos equipamentos [9].

Figura 3 - Composição das tarifas Branca e Convencional

Adaptado: [9].

O processo regulatório da Tarifa Branca teve seu início com a Consulta Pública nº 011/2010 criada pela ANEEL que deu origem ao tópico “*IV - Sinais de preço e tarifação da Baixa Tensão*” na Nota Técnica nº 219/2010 [21]. Essa consulta com 14 participantes, sendo que grupos como AES-Sul[22], Mercados de Energia [23] e CEMIG [24] apontaram que a sinalização de preço para clientes BT era um positivo, outros participantes como a ABRACEEL também concordou com a essa sinalização, mas apontaram a necessidade de existir um período de antecedência, de modo a proporcionar maior clareza para a distribuidora se preparar adequadamente, e de forma a preparar seus consumidores para tais mudanças [25]. Já a TR Consultoria apontou o volume de investimento requerido está associado à tecnologia para atingir os objetivos esperados [26]. Em contrapartida, órgãos como ABIAPE [27] e ABRADDEE, quando questionados, classificaram como o tema como controverso, argumentando que não se deve pensar em novas tarifas com intuito de melhorar o fator de carga sistêmico e que alguns projetos de P&D já apontaram para necessidade de equidade na estrutura tarifária, recomendando a utilização dos sinais de demanda como resposta a tais problemas [28].

Assim, tendo respostas positivas em sua maioria durante a consulta pública, a ANEEL começou a trabalhar na regularização da já então nomeada Tarifa Branca. Durante o processo de regularização ocorreram 2 audiências públicas, sendo elas:

- Audiência Pública nº 120/2010 [32], usada para tratar sobre a proposta da Tarifa Branca, teve como frutos os seguintes documentos Nota Técnica nº 360/2010 [33] e Nota Técnica nº 362/2010[34] que geraram a REN nº 464/2011[30]. Tais documentos propuseram os princípios básicos já apresentados e aprovados em outras resoluções, como divisão em três patamares, opções dos clientes, liberdade do cliente de optar por ela ou por se manter a Tarifa Convencional e os cálculos para e composição das novas tarifas. Além disso, foi definido PRORET Submódulo 7_3 - Cálculo Tarifa Aplicação [31], a qual seria a proporção de cada patamar quando comparada com a Tarifa Convencional, essa relação está descrita na Tabela 3.

Grupo/Tarifa	Kp/Con	Kint/CON	Kfp/CON
B/Branca	5,00	3,00	Kz

Tabela 3 - Relações entre as tarifas nos diferentes postos [31]

Sendo Kz a relação entre a tarifa fora de ponta da Modalidade Tarifária Branca e a Tarifa Convencional. Kz foi definido pela ANEEL como um valor, atual de 0,55, para todos os subgrupos [31].

- Audiência Pública nº 29/2012: criada com ANEEL principalmente para tratar sobre o Parâmetro Kz da Tarifa Branca para consumidores da Baixa Tensão, tendo a participação de 9 instituições [35]. Em resumo, as contribuições sugeriram a mudança de Kz por subgrupo do cliente, e que a definição dos mesmos seja baseada na curva típica do consumidor com o menor consumo relativo no posto ponta, levando ao uso de um valor maior para Kz. Em resposta, a ANEEL, na Nota Técnica nº 197/2012 [36] e na Resolução Normativa nº479/2012, aceitou a sugestão da mudança do Kz por subgrupos (B1,B2,B3), porém negou o uso do maior coeficiente, pois o mesmo não deve ser um empecilho para a migração dos usuários [37].
- Audiência Pública 043/2013: essa audiência foi criada com o intuito de obter subsídios à proposta de regulamentação acerca das disposições comerciais para a aplicação da Modalidade Tarifária Horária BRANCA e contou com mais de 24 participantes. A ABRADÉE defendeu a postergação da implementação da nova tarifa. As principais argumentações são relativas aos custos de investimento e o despreparo dos clientes frente a mudança, havendo a possibilidade de perda de receita e insuficiência na distribuição da carga durante o dia [38]. As distribuidoras em geral, como AES Brasil [39], Grupo EDP [40], Light [41] e CPFL [42] apontaram sua insatisfação com os tempos de implementação e de arrependimento por parte dos clientes, assim como buscaram limitar a instalação de medidores inteligentes em 0,05% do seu parque de medidores. Mesmo com tantas colocações negativas, em contrapartida a ANEEL manteve os prazos gerados e, na Resolução Normativa nº733/2016, regularizou a obrigatoriedade de fornecimento da Tarifa Branca por parte das distribuidoras.

Com as análises do cenário tarifário nacional, é possível observar a necessidade do sistema em atender todos os subgrupos, B1 B2 e B3, que não possuam TSEE e Pré-Pagamento. Na Tabela 4 foi representado a estrutura tarifária para clientes brasileiros do Grupo B.

Estrutura tarifarias para clientes brasileiras pertencentes ao grupo B						
Grupo B	Característica	Tarifa Convencional	Tarifa Branca	TSEE	Bandeiras	Pré-Pagamento
B1	Residencial	Disponível	Opcional* exceto clientes com TSEE ou Pré-Pagamento	Opcional	Obrigatória**	Opcional
B2	Rural	Disponível	Opcional*		Obrigatória**	Opcional
B3	Demais Classes	Disponível	Opcional*		Obrigatória**	Opcional
B4	Poder Público	Disponível			Obrigatória**	

Tabela 4 - Relações entre as tarifas nos diferentes postos [31]

A literatura decorrente da discussão da nova modalidade tarifária no Brasil expõe como a ANEEL tem observado os benefícios gerados na implementação de tarifas dinâmicas em outros países, e as apostas nos novos modelos tarifários para auxiliar os clientes, além de melhorar a distribuição do consumo durante o dia de forma a favorecer as distribuidoras.

2.2.2.5 Pré-pagamento

A ANEEL ainda estuda tornar obrigatório a modalidade de Pré-Pagamento, a qual possibilita que os clientes comprem crédito para recarga de energia antes da mesma ser consumida. Ela foi regularizada pela REN 610 de abril de 2014 [15], sendo, atualmente, opcional para a distribuidora fornecer ou não o serviço [16], e de responsabilidade dela em comunicar a ANEEL apresentando um relatório indicando a quantidade de consumidores, tecnologia utilizada e localidade com no mínimo 30 dias de antecedência a implementação. Em complemento, a regulação define que, clientes, para aderirem ao pré-pagamento, não poderão optar pela Tarifa Branca.

Apesar de ser uma modalidade de alto investimento, atualmente esta modalidade é estudada pelas concessionárias através de projetos de P&D que visam analisar a recepção dos clientes a essa tarifa de forma a garantir que o investimento em tais tecnologias seja bem aceito.

2.2.3 Modalidades tarifárias mundiais

Devido ao crescimento exponencial da instalação de medidores inteligentes de baixa tensão, alguns países já usufruem dos benefícios das tarifas dinâmicas para clientes de baixo consumo, como ocorre na Europa em geral, na Índia e nos Estados Unidos. Dessa forma, pode-se definir as principais formas de tarifação dinâmicas que estão em estudo para clientes de baixa tensão ao redor do mundo.

2.2.3.1 Real Time Pricing (RTP)

A RTP é uma tarifa construída da análise minuto a minuto da movimentação do mercado de energia levando em consideração a quantidade de energia total de que a distribuidora tem vendido naquele momento, sem base fixa para variação, ou seja, a mesma tarifa varia minuto a minuto seguindo o consumo geral da rede. Essa tarifa exige um alto desempenho da rede de telecomunicação dos medidores, como também o bom conhecimento do cliente sobre o seu comportamento de consumo, uma vez que a todo momento a cobrança pelo fornecimento de energia está respondendo de maneira dinâmica às mudanças de preço.

Esse modelo de tarifa já é aplicado em alguns estados do Estados Unidos da América, como Illinois, e por países europeus, como a Espanha, através do sistema de *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC) que está em vigor desde 2014. Os clientes que optam por essa opção tarifa são informados através de dois valores: *Day-Ahead Hourly Price*, que é o valor estimado para o horário do dia anterior; e *Real-Time Hourly Price*, que é valor que será cobrado naquele horário da tarifa.

Como a RTP reflete as condições em tempo real e fornece o melhor sinal disponível sobre o valor marginal da energia em um local, acaba apresentando volatilidade dos dados que pode gerar dificuldades na compreensão e aceitação do consumidor mais leigo ou mal instruído [17].

2.2.3.2 Time-of-Use (ToU)

A ToU é a tarifa que é definida previamente para um determinado período, normalmente anual. Assim, diferente dos clientes que optam pela RTP, os clientes que optam pela ToU conseguem saber com uma grande antecedência o valor que

será cobrado para determinado período do dia e do ano, permitindo que o cliente consiga se programar melhor em relação a seu consumo. Esse modo de tarifação leva em consideração os horários de pico durante cada dia da semana e a sazonalidade da geração de energia elétrica. Quando se considera o cenário nacional, nota-se que a ANEEL tem aplicado os mesmos princípios no país a Tarifa Branca, a qual estabelece no período de um ano os horários e preços de consumo de maneira diferenciada, conforme o dia e a hora.

Atualmente esta modalidade já é implementada nos consumos de água e gás em diversos países do mundo. No caso da energia elétrica, essa modalidade também está presente em localizações como a França, com a “*Heures pleines heures creuses*”, Toronto, no Canadá, com a definição da *TOU Prices*, Portugal, que estabeleceu uma cobrança horária nacional através de sugestões das distribuidoras em um projeto regulatório da ERSE e em países da América Latina, como o Uruguai, com as opções de *Tarifa Doble Horario Residencial* e *Tarifa Triple Horario Residencial* [29].

2.2.3.3 Critical Peak Pricing (CPP)

A CPP tem como característica mensurar os custos relativos a extremos anuais do fornecimento de energia, para assim estabelecer um período onde será cobrando uma tarifa elevada pré-definida. O cliente é informado com poucos dias de antecedência, normalmente um dia, da ocorrência da CPP. Os reguladores estabelecem a quantidade máxima que podem ocorrer a CPP em um determinado período, e quanto tempo esse período de alto custo pode durar. Normalmente, os períodos mais críticos para a distribuição são os de temperatura extremas, devido à necessidade do uso de equipamentos de aquecimento e resfriamento residencial.

Essa modalidade é utilizada nos Estados Unidos, destacando o estado da Califórnia, no qual ocorreram os primeiros pilotos e idealização da mesma, e pelo estado da Connecticut. Nesses estados a CPP apresenta uma estrutura diferenciada por hora para definir os custos e os períodos de cada cobrança. Outra variação da CPP é *Critical Peak Rebates* (CPR), que se utiliza do mesmo princípio da CPP, porém, ao invés de cobrar a mais do cliente, visa ressarcir-lo de um percentual da cobrança, caso ele atinja uma meta regulada. Isso é feito para cada cliente da concessionária.

Por fim, é interessante destacar que tal modalidade é comumente utilizada juntamente com a tarifação por ToU, visando analisar o tempo de forma horária e sazonal, como ocorre na França, por meio da aplicação de ajuste conhecido como EDF Tempo, e no Brasil, com as Bandeiras Tarifárias. Tais mecanismos fazem uso de características da CPP, quando se opta por uma modalidade do tipo ToU.

Sobre a contextualização global das tarifas dinâmicas, observa-se que clientes em geral não têm uma grande aceitação por tarifas flutuantes, buscando mais optar por modalidades que definam os preços antecipadamente [18]. Outro ponto importante a ser destacado é o trabalho necessário das distribuidoras na disponibilização de dados de consumo e preços para os consumidores finais, buscando sempre mantê-los informados e preparados para reagir positivamente ao cenário em tempo real [19].

2.3 CONTEXTUALIZAÇÃO TECNOLÓGICA

Primeiramente, no tópico de estudos tecnológicos, foram abordados os principais projetos relacionados a REIs, destacando sua história, características e resultados obtidos no Brasil e no mundo. Em seguida, foi apresentado o cenário atual da medição e as principais tecnologias de medição inteligentes utilizadas atualmente em território nacional.

Posteriormente, foram indicadas as tecnologias e metodologias utilizadas para desenhar a curva de carga de clientes de baixa tensão de modo a atender a demanda necessária que as novas opções tarifárias estão apresentando. Por fim, foi mapeado o cenário atual de desenvolvimento de sistemas embarcados, a estruturação de banco de dados e a construção de aplicações para redes inteligentes.

2.3.1 Redes elétricas inteligentes

Redes elétricas inteligentes, ou *Smart Grids* [43], é uma terminologia recente para a aplicação de conceitos de tecnologia da informação e automação no sensoramento das redes elétricas de distribuição e transmissão. Ou seja, essa terminologia é aplicada para fazer referência à pesquisa de soluções que garantam o nível de confiabilidade de dados e fornecimento de energia, melhorando assim, a relação entre a concessionária e seus consumidores. O desenvolvimento das REIs tem como um de seus objetivos promover a conscientização dos consumidores, o

aumento da acomodação de autoprodutores, a viabilização de novos produtos e serviços da distribuidora, a melhora da qualidade de energia e da eficiência energética, a otimização dos ativos e a melhora do tempo de resposta da concessionária em casos de distúrbios, ataques e desastres naturais [57]. A Figura 4 exhibe os pilares em que o desenvolvimento de REIs se baseia.

Figura 4 - Pilares de desenvolvimento das REIs

Na idealização das REIs, os clientes são considerados peças chaves para o sucesso. Eles são responsáveis por usufruir da tecnologia e contribuir para o controle de carga. Assim, tecnologias como as *Smart Homes* e *Smart Monitors*, buscam fornecer dados de medição em tempo real da residência ao cliente, além da possibilitar o controle a distância de seus equipamentos.

Outro foco das REIs é a otimização dos ativos dos clientes através do seu controle dinâmico. Esse pilar se dedica a previsão da realização de manutenções preventivas de maneira precisa e otimizada, de acordo com o tempo de vida útil do equipamento. Tais ações só são possíveis através do conhecimento de equipamento e do seu histórico de manutenção.

Quando se refere a qualidade de energia, as REIs têm buscado promover um melhor controle da necessidade de cada cliente e, assim, permitir que a concessionária atenda aos limites estabelecidos para os diversos indicadores. Nesse novo ambiente, viabiliza-se, inclusive, a precificação da qualidade de energia. Para isto, é importante o uso de equipamentos que permitam o controle de ações que

interfiram na qualidade de energia e a mitigação de distúrbios, como surtos produzidos por manobras, descargas atmosféricas, distorções harmônicas e curtos-circuitos. Outra preocupação das REIs relacionada a qualidade de energia, é a capacidade de um sistema em se manter em funcionamento na ocorrência de situações de ataques cibernéticos aos equipamentos de automação e tecnologia da informação, indicando a necessidade de restrição de acesso entre os equipamentos da rede elétrica e os equipamentos de TI [60].

Outro alicerce importante das REIs é o incentivo a criação de tecnologias sustentáveis como:

- O desenvolvimento da mobilidade urbana, com a criação de veículos elétricos;
- Tecnologias de geração distribuída;
- Evolução no controle de iluminação de vias públicas.

Logo, pode-se perceber que, de modo geral, os pilares de desenvolvimento das REIs visam melhorar o serviço de fornecimento de energia elétrica ao cliente. Nesse contexto, o conhecimento do cliente sobre as características do seu consumo ganha importância, de modo a permitir usufruir plenamente das novas funcionalidades disponibilizadas através da tecnologia agregada na rede elétrica.

2.3.2 Medidores inteligentes

Os medidores inteligentes, ou *Smart Meters*, são definidos como dispositivos que registram o consumo de energia elétrica e as transmitem pelo menos uma vez por dia a central de medição. Eles possuem processador, armazenamento e recursos de comunicação [61] e podem proporcionar serviços como: tarifação dinâmica, monitoramento de consumo, análise antifraude, corte e religa, entre outros.

Tendo as pesquisas no assunto se iniciado ainda nos anos de 1997, os medidores inteligentes têm sido alvo de estudos, tanto para o desenvolvimento de novas tecnologias, como para a implementação em REIs em diversos pontos do mundo, destacando a Europa, Estados Unidos, China e Canadá. Há diversas empresas com projetos de desenvolvimento de medidores inteligentes, como: Landis+Gyr, WEG (SMW), GE (ACLARA), ENDIS (LINKY), ITRON (CENTRO), entre outras. Um dos grandes desafios da atualidade é criar um protocolo que possibilite que todos os medidores se comuniquem de forma a montar uma rede independente do fornecedor. Esse é o primeiro passo para integração de outras utilidades como gás,

água e outros sensoriamentos aos medidores e, assim, na mesma rede. A Figura 5 mostra diversos modelos de medidores inteligentes.

Figura 5 - Exemplos de medidores inteligentes presentes no mercado. *Da esquerda para a direita temos os seguintes medidores inteligentes ESCLARECIMENTOS produzidos pela GE, SMW produzidos pela WEG, CENRO produzidos pela ITRON e LINKY produzidos pela EDIS*

No cenário global, diversos órgãos regulatórios têm incentivado e estabelecido metas de atualização para medidores inteligentes. O parlamento europeu e o conselho da união europeia, definiram na diretiva 2009/72 a obrigação de todos os estados da união europeia a repor 80% dos medidores danificados por medidores inteligentes até 2020, sendo obrigatório 100% do mesmo até 2022 [56]. A Figura 6 mostra a forma de sinal como os países estão se comprometendo na adesão da diretiva 2009/72.

Figura 6 - Resposta dos países da união europeia a diretiva 2009/72.

Adaptado: Joint Research Centre [58]

Quando analisado o contexto brasileiro, os projetos voltados para implementação de REIs no Brasil, com tecnologias medição inteligentes importadas, tiveram seu lançamento no ano de 2007. Já quando se refere a incentivo ao desenvolvimento de medidores inteligentes com tecnologia nacional, só surgiram projetos no ano de 2011. A Figura 7 mostra a quantidade de centros de estudos de medição inteligente por região do país.

Figura 7 - Centros de pesquisas relacionados a medição inteligentes no Brasil

Adaptado: Institute for Energy and Transport (IET) [59]

A regulação brasileira não tem planos definidos para atualização massiva de medidores inteligentes, sendo hoje definido na resolução normativa 502 de 2012, que a concessionária deve fornecer um medidor básico ao consumidor sem custo. Caso o consumidor queira um medidor mais avançado, ele deve arcar com os custos do equipamento. Apesar de não regular uma mudança massiva, a ANEEL incentiva a instalação de medidores inteligentes através da regulação de tarifas, como a Tarifa Branca e de Pré-Pagamento, que exigem de tecnologia avançada de medição para o funcionamento.

2.3.3 Laboratório de Redes Inteligentes

Construído com o intuito de estudar em ambiente controlado às novas tecnologias de medição, automação, informação e distribuição, o laboratório de redes inteligentes é um ambiente utilizado em ensaios das distribuidoras e para incentivar e possibilitar a aprendizagem de redes inteligentes dentro da universidade.

O primeiro laboratório de REIs da América Latina foi fruto da parceria entre o NAPREI/USP e a distribuidora EDP Brasil, através de um projeto de P&D. O Laboratório de Redes Inteligentes da USP foi inaugurado no ano de 2017 contanto com o desenvolvimento de um emulador de carga, uma ilha de medição de cargas, e uma plataforma para a análise de redes elétricas com topologia, entre outras ferramentas [55].

Durante os ensaios deste trabalho foram utilizados os medidores instalados na ilha de medição, o emulador de carga, o emulador de redes elétricas e um sistema MDM (*Meter Data Management*) para simular cenários reais de consumo de carga de clientes de baixa tensão e eventos na rede, de forma a analisar a resposta do sistema desenvolvido em um cenário real. Na Figura 8 está representado a ambiente completo do laboratório e o que foi utilizado no desenvolvimento deste trabalho.

2.3.4 Meter Data Management (MDM) e Meter Data Collection (MDC)

O termo MDM refere-se a ferramentas criadas para armazenar, controlar e utilizar dados de consumo, além de permitir a criação de serviços que possibilitem o controle do consumo por parte dos clientes [47]. O termo MDM refere-se a ferramentas idealizadas para integrar conceitos de *Big Data*, juntamente às redes elétricas e já vêm sendo apresentadas como a chave do sucesso das REIs [48].

Diretamente correlacionado aos MDMs, os MDCs foram construídos com o intuito de coletar as informações medidas pelos medidores inteligentes, proporcionando uma infraestrutura avançada de medição (AMI - *Advanced Metering Infrastructure*) com a funcionalidade de leitura automática de medidores (AMR - *Automatic Meter Reading*) [46].

AMR é a estrutura que faz automaticamente a leitura dos valores medidos de forma unilateral, onde o medidor atua de maneira ativa na transferência de dados para o sistema centralizado de processamento, o MDC. O MDC serve como receptor e assim atua de maneira passiva às leituras enviadas pelo medidor inteligente. A AMI é

a estrutura que permite um caminho bilateral entre a central de informação e o medidor, permitindo que seja enviado comandos da central, solicitando medições ou mandando executar ações, como corte e religa. A Figura 9 mostra as principais diferenças entre as estruturas de medição.

Figura 8 - Ambiente do Laboratório Smart Grid

Adaptado: [55]

Dentre as principais funcionalidades utilizadas do laboratório para os ensaios, se destacam o emulador de carga e o SinapGrid. O SinapGrid é um sistema com um histórico de dados de consumo de clientes de baixa, o qual consegue atuar como um simulador de carga de forma a projetar no emulador de carga uma curva de carga real com eventos pré-programados, como falta, corte e religa. Já o emulador é responsável por construir a rede fisicamente respeitando a curva enviada pelo SigepGRID, além disso no laboratório essa rede é medida por medidores reais que permitem uma comparação entre o sistema desenvolvido e um equipamento de medição real.

Devido a sua gama de serviço e a necessidade de uma inteligência de coleta de informação onde o medidor é passivo, o MDC na estrutura AMR se mostra um software mais complexo de ser construído [61].

Figura 9 - Principais estruturas de comunicação utilizadas em Smart Grids

Fonte: Autor

2.3.5 Sistemas Embarcados e *Hardware* Livre

Um sistema embarcado é composto por um sistema eletrônico microprocessados de uso específico, a qual se dedica todos recursos computacionais como memória, poder de processamento a um único processo com um conjunto de tarefas já pré-definidas [49]. Sendo uma combinação de hardware e firmware, os sistemas embarcados são estruturados com o microprocessamento centralizado e com periféricos, com as funcionalidades exemplificadas a seguir:

- Variáveis de entrada - Sensores Analógicos e Digitais (Corrente, Tensão, Temperatura, Luminosidade etc.);
- Variáveis de saída - Sinalização (LED, Buzzers), Acionamento (Motores);
- Interligação com outros sistemas - Comunicação (Serial, USB, Wireless, Internet, ZigBee);
- Interface homem-máquina - Visores (LCD, Touch Screen) e acionadores (Botões, Chaves)

Na Figura 10 temos representado a estrutura comum de um sistema embarcado e seus periféricos.

Figura 10 - Essência dos sistemas embarcados.
Adaptado: "Sistemas Embarcados" [49]

Idealizados entre os anos 60 e 70, o primeiro sistema embarcado desenvolvido foi o *Apollo Guidance Computer* (AGC) através de portas NOR, com apenas 1,024 MHz de *clock*. Ele foi responsável por controlar a aeronave do programa Apollo. Com a evolução de componentes como transistores, microprocessadores e CIs, as eletrônicas revolucionaram as indústrias automotiva, aeronáutica, medição, telecomunicação, distribuição, automação e de tecnologia da informação. Em paralelo, com *software open source*, nos anos 70 surgiu o conceito de *hardware* livre, a princípio dedicado de plataformas para desenvolvimento de esquemáticos e PCIs apenas em universidades.

Nos anos 2000, com evolução da *internet* e a popularização de *hardwares* livres, a quantidade de projetos que se aplica sistemas embarcado em IoTs (*Internet of Things*) vem crescendo de forma exponencial nesse século. Isso se deve a acessibilidade às eletrônicas embarcadas terem gerado muito compartilhamento de informações através da *internet*.

Dentre as principais plataformas de desenvolvimento embarcado que surgiram desde o início dos anos 2000, destacam-se:

-
- Arduino: iniciado em 2005, o projeto Arduino trata de uma eletrônica aberta de baixo custo com *easy-to-use hardware* e *easy-to-use software* [51]. Tendo mais de um milhão de placas Arduino e suas variações vendidas ao redor do mundo, uma de suas grandes vantagens é a facilidade de uso, a qual permite que usuários sem conhecimento em eletrônica consigam realizar diversos projetos com os seus módulos envolvendo sensoramento, sinalização, comunicação e outros [53]. Ele é pode ser programado em C/C++ e apresenta uma interface própria, nomeada IDE. O projeto Arduino hoje tem mais de dez variações, onde apesar da variação de dimensão e processamento prevalece o uso de microprocessadores da ATMEL, sendo também incluído uma porta USB para programação e alimentação de 5V.
 - BeagleBoard: desenvolvido pela Texas Instruments em 2008, o BeagleBoard trata-se de uma plataforma de *hardware* aberto com um microprocessador ARM Cortex-A8 de 700-MHz, 256 MB de memória RAM e *slot* microSD para expansão da memória interna. Ela vem pronta para conexão internet via *jack Ethernet*, conector USB com biblioteca para utilização de mouse e teclado e fonte de alimentação de 5V [55]. Diferente de outros *hardwares* abertos apresentado, esse já pode ser considerado um microcomputador devido a sua capacidade executar sistemas operacionais como Android, Windows Embedded CE e Linux [54]. O mesmo, porém, se mostra menos maleável no nível de baixa programação, sendo mais dedicado para *softwares* mais complexos desenvolvidos em Java, Node e Python.
 - NodeMCU: desenvolvida em 2013, o NodeMCU foi projetado com um *chip* ESP8226 e um antena para comunicação WiFi. Essa plataforma se diferencia pela capacidade de armazenar *web services*, realizar conexões com a WiFi sem a necessidade um microprocessador dedicado, e o pelo seu tamanho reduzido [52]. Perante a acessibilidade, a eletrônica pode ser programada em LUA, C++ ou Micro Python. O NodeMCU ganhou o prêmio de melhor *hardware* para IoT no IoT Awards 2015/2016 [7], devido ao seu desempenho e a sua acessibilidade.

2.3.6 Teorema de Blondel

Em vista que o trabalho tem como objetivo realizar a medição de sistema de baixa tensão, é primordial o entendimento do Teorema de Blondel, para estruturação

da rede de sensoriamento. O teorema foi elaborado pelo francês André Blondel em 1893 com o intuito de simplificar medições de sistemas polifásicos e consequentemente melhorar a validação dos valores medidos. O teorema de Blondel basicamente consiste:

Numa carga alimentada por um sistema polifásico de N fios, a potência total absorvida pela carga é obtida da soma das leituras em $N-1$ wattímetros ligados de modo que, cada uma das bobinas amperimétricas dos $N-1$ Wattímetros esteja inserida num dos $N-1$ fios, e às bobinas voltimétricas estejam ligadas com um terminal em comum com a bobina amperimétrica e o outro terminal conectado no N -ésimo fio [44].

Assim para cargas monofásicas e bifásicas (2 fios) é necessário apenas um wattímetro conectado conforme representado na Figura 11, para se obter a potência ativa consumida.

Figura 11 - Posicionamento de wattímetros para de medição de 2 fios

Já para sistemas como bifásico (3 fios) e trifásicos (3 fios) são necessários, segundo o teorema de Blondel, a utilização de 2 wattímetros. A potência total consumida ativa equivale a soma dos wattímetros [45], como representados na Figura 12.

Figura 12 - Posicionamento de wattímetros para de medição de 3 fios

Quando pensamos em redes a 4 fios para cargas de baixa tensão podemos pensar em dois cenários: trifásico (4 fios) de cargas equilibradas e trifásicos (4 fios) de cargas desequilibradas [45]. Para o primeiro a potência média ativa continua sendo a soma das 3 leituras e para o segundo equivale a 3 vezes a leitura do wattímetro. Na Figura 13 está representado às conexões para medições das redes com 4 fios. Na prática, para consumidores de baixa tensão, não é possível garantir que o consumo dele seja realizado de forma equilibrada.

Figura 13 - Posicionamento de wattímetros para de medição de 4 fios

2.4 LITERATURA RELACIONADA

Nesta seção serão apresentados trabalhos que buscam de maneiras diferentes encontrar a mesma solução para o objetivo deste documento, com isso é também discutido os pontos de equidade e diferença entre eles.

Em [19] os autores propuseram a utilização de pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso para simulação da Tarifa Branca. O projeto consiste em um programa de P&D aplicado na COELCE, tendo em vista analisar e desenhar a curva carga dos clientes cativos, de modo a determinar o modelo tarifário mais proveitoso. Como metodologia, o trabalho desenvolvido em [19] foi estruturado em cinco módulos, sendo eles: identificação do cliente do domicílio, caracterização da edificação, apontamento da posse de equipamentos e seus hábitos de uso, coleta de dados socioeconômicos e identificação do comportamento quanto a conservação de energia. Além do PPSH, também foi pretendido por meio do estudo a comutação do medidor residencial por equipamentos de medição avançada, detentores de maior memória de massa, com frequência de armazenamento de 15 minutos, e um medidor dedicado a leitura da potência de cada tomada, com dados coletados no período de uma semana.

Com a realização da pesquisa de hábitos de consumo e a coleta de dados, em [19] os autores aplicaram as informações obtidas ao desígnio de analisar o proveito dos modelos tarifários para cada residência, mediante um experimento matemático que buscou simular a curva de carga dos clientes, de modo a auxiliá-los no assentimento da Tarifa Branca. Já em [48], os autores buscaram o desenvolvimento de um medidor de energia para avaliação da adesão à Tarifa Branca através de uma eletrônica dedicada. Para os circuitos de medição de corrente e tensão, optou-se pelo sensor SCT-013 e um divisor de tensão respectivamente, desse modo os escritores de [48] propuseram que o cálculo da potência fosse realizado matematicamente pelo microprocessador.

Para transmissão dos dados, foi sugerido em [48] a utilização de rede WiFi através SoC ESP8266, que possui um microprocessador unicamente dedicado a tratativa do protocolo WiFi. Como interface para com cliente, o trabalho proposto em [48] optou pela utilização da *API ThingSpeak*, sendo uma plataforma *open source* dedicada para desenvolvimento de IoT. Buscando comprovar a funcionalidade do sistema, em [48] os autores realizaram testes de linearidade do transformador de corrente, para validar a medição do sensor, de comunicação com a rede WiFi, considerando a distância, e de precisão através de simulações de carga fixas.

Observando a literatura, é possível notar a possibilidade de maior desenvolvimento referente à precisão dos dados medidos, o custo dos equipamentos e a interface de comunicação com o cliente. As referências sugerem para a medição, a utilização de entrevistas diretamente dependentes dos conhecimentos dos usuários ou a implementação de um novo sistema para o cálculo da potência ativa.

Em contraposto, o método sugerido no presente trabalho consiste nos cálculos de integração do consumo serem realizados via *software*, de modo a minimizar gastos e obter maior precisão com a utilização somente de um microprocessador sem a necessidade de um integrador. Para garantir a viabilidade de funcionamento, é inescusável que o gerenciamento dos processos também ocorra no ESP8266, de forma que seja esse o único microprocessador de sistema. Para isso foi projetado a utilização NodeMCU como *kit* de desenvolvimento para o ESP8266.

A fim de garantir maior facilitação ao entendimento de clientes sobre o funcionamento de cada modelo tarifário, é recomendado o desenvolvimento de um serviço que realizará a integração via API em PHP entre o sistema embarcado, banco

de dados MySQL e os aplicativos (Android, IOs e Web) de maneira independente, onde as informações de consumos serão armazenadas no banco de dados diferencial, tendo os resultados de faturamento expostos na API, se contrapondo ao apresentado em [48]. O trabalho apresentado em [48] indica a utilização da *API ThingSpeak*, sendo essa um ambiente dedicado ao desenvolvimento de plataformas de IoT, dificultando, assim, a interatividade e facilidade de utilização para com o usuário.

Além pontos previamente citados, outro diferencial no presente trabalho pode ser notado acerca da compatibilidade com qualquer tipo de rede dos clientes de baixa tensão, sendo realizada a integração para cálculo do consumo por meio de *software*. Em [48] esse aspecto é tratado através uso do ADE7753, que possui funcionalidade exclusiva para sistemas monofásicos.

Capítulo 3

METODOLOGIA

Neste capítulo é exposto a metodologia, ferramentas utilizadas e ensaios utilizados para o desenvolvimento do Hardware, Firmware, API headless (MDC) e do Aplicativo para plataformas Android (MDM) projetados. Além disso, serão expostas as principais dificuldades encontradas durante o processo de desenvolvimento do sistema proposto.

3 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo é subdividido para cada ferramenta desenvolvida, ou seja, nos subcapítulos: Estruturação do Sistema, Desenvolvimento do Hardware, Desenvolvimento do Firmware, Desenvolvimento MDM e MDC.

3.1 ESTRUTURAÇÃO DO SISTEMA

Para atingir os objetivos apresentados, o presente trabalho propõe o desenvolvimento um sistema que será capaz de auxiliar os consumidores de baixa tensão acerca das vantagens da Tarifa Branca, conforme o sistema representado na Fig. 14. Nesse contexto, pode-se dividir esse o trabalho em quatro itens:

- Sistema Embarcado: sistema necessário para a medição da potência ativa da rede do consumidor e chamada API via rede WiFi;
- *API Headless*: serviço desenvolvido para possibilitar o armazenamento da leitura da potência no banco de dados e expor de maneira estruturada às mesmas para o *front-end*;
- Estruturação do Banco de Dados: responsável por realizar o armazenamento da potência medida e integralizar o consumo através de eventos;
- Aplicação Android (APP): *front-end* desenvolvido para possibilitar um acesso rápido e prático do usuário com o seu faturamento e os dados medidos.

Figura 14 – Macro-estrutura proposta para o trabalho

Assim, a abordagem proposta se diferencia em três aspectos dos demais trabalhos encontrados na literatura, concernente aos objetivos indicados: a possibilidade de medição de sistemas bifásicos e trifásicos, a estrutura do *hardware* e no desenvolvimento próprio de integração e exposição de dados.

Para organizar as versões do desenvolvimento do trabalho foi utilizado Git, juntamente com a plataforma do GitHub, possibilitando o compartilhamento numa ferramenta aberta a outros desenvolvedores. O *link* a seguir está presente toda histórico de *commits* do desenvolvimento: <https://github.com/JoaoLima93/SEBC>.

3.2 DESENVOLVIMENTO DO *HARDWARE*

O sistema embarcado proposto conta com um *hardware* embarcado dedicado, com todos os recursos computacionais, como memória e processamento, a um único processo [50]. Tais equipamentos já estão presentes em de outros equipamentos da distribuição, como *smart controls*, *smart meters*, luminárias inteligentes, *TADs*, relés de corte/religa a distância, etc.

O sistema projetado conta com um microprocessador centralizado com acesso aos periféricos de medição, memória de massa, interface humano-máquina, alimentação, comunicação *wireless* e real time clock (RTC). A Figura 15 apresenta o diagrama de blocos.

Figura 15 - Estrutura de blocos do *hardware* desenvolvido

Nas seções a seguir, serão apresentados os periféricos e os componentes escolhidos, apontando suas vantagens e desvantagens. O esquemático completo do sistema está presente no ANEXO II deste trabalho.

3.2.1 Microprocessamento

Sendo responsável por gerenciar todos os processos do sistema, o microprocessador dedicado a esse desenvolvimento precisa ser capaz de coletar os dados de entrada do medidor, trabalhando com uma frequência elevada, que seja capaz de orquestrar a leitura de seis sensores com medição de tempo. Assim, o processador deve ter um processamento adequado para realizar essas tarefas

Perante as entradas e saídas do microprocessador, o mesmo deve ter idealmente seis portas analógicas que serão utilizadas para a entrada de três sensores de corrente e três sensores de tensão, além de ter sete entradas digitais destinadas aos outros periféricos.

Acerca das características físicas do microprocessador, é necessário que o mesmo apresente uma dimensão reduzida devido à possibilidade de o sistema ficar alocado em pontos como a caixa de medição e a caixa de distribuição, além de ser capaz de trabalhar em uma variação de temperatura entre -10 °C e 70 °C, assim como é regulamentado pelo INMETRO na RTM431/2007 [63].

Outro ponto que foi observado para a escolha do microprocessador é a facilidade de desenvolvimento, levando em consideração se o mesmo apresenta um

sistema eletrônico para desenvolvimento com uma quantidade de documentação e bibliotecas que possibilitem dedicar o tempo no desenvolvimento da construção do processo, ao invés de preparação do ambiente para o desenvolvimento.

Dessa forma, o microprocessador escolhido foi o ESP8266, responsável pelo gerenciamento dos periféricos de: cálculo de RTC), interação humano-máquina, acesso a rede WiFi, armazenamento da memória de massa, coleta e transmissão dos dados de medição. Importante destacar que o ESP 8226 foi desenvolvido especificamente para aplicação em projetos de IoT [8], possibilitando gerenciamento total do processo e a codificação do protocolo WiFi.

Esse ESP8266 foi desenvolvido pela *ESPRESSIF SYSTEMS* e trabalha com até 160 MHz de frequência, aproximadamente dez vezes a frequência de processamento de um microcontrolador *ATMega* ou oito vezes a velocidade de um processador da família PIC16F [3]. Outras características importantes do processador são: a memória flash interna com 4 MB e a memória RAM de 20 kB, além de ser alimentado por uma tensão de 3,3 [V].

Com relação às características físicas, o ESP8266 tem dimensão de 5 mm por 5 mm, consegue trabalhar com temperaturas entre -40 °C e 125 °C. Visando ampliar a capacidade do *chip*, a *Aí-Thinker* desenvolveu módulos expandindo alguns componentes de memória para o mesmo, o qual a princípio foi desenvolvido para ser um módulo WiFi, possibilitando o acesso a outros microprocessadores.

A seguir são apresentadas duas características diferenciais desse *chip* que contribuíram para sua escolha:

- RTC: o RTC é um sistema de processamento que tem como função efetuar a contagem de tempo de maneira precisa, devendo possuir baixo coeficiente de atraso e adiantamento (R. M. Almeida, 2011). A princípio, o sistema pretendia dedicar um periférico inteiro ao RTC, porém o ESP8266 apresenta um RTC e conexão com Network Time Protocol (NTP) através da biblioteca “rtctime.md”, a qual permite uma dupla validação do horário, além de possibilitar o trabalho em stand-by em casos de falta de energia, dispensando a utilização de hardware exclusivo para o RTC, assegurando também precisão de microssegundos, seguindo com base no UNIX EPOCH [9]. É importante destacar que apesar do RTC interno apresentar uma precisão inferior à dos módulos externos, o *hardware*

do *chip* atende perfeitamente a presente necessidade, em vista que a variação de preços da Tarifa Branca estabelece em intervalo de minutos.

- Conexão WiFi: o ESP8266 foi projetado com protocolo Wi-Fi 802.11 b/g/n integrado de 2,4 GHz, conexão de até 300 MBps e uma MCU de baixo consumo integrado de 32 bits, além de apresentar uma antena integrada. Dessa maneira, foi escolhido o uso da *Internet* via comunicação WiFi para transmissão dos dados do sistema, devido a sua popularidade e a módulo NodeMCU já trabalhar com o protocolo do mesmo.

Outra consideração levada importante para utilização desse microprocessador foi o seu módulo de desenvolvimento, o NodeMCU. Ele ganhou o prêmio de melhor *hardware* para IoT no *IoT Awards 2015/2016*, devido ao seu desempenho e a sua acessibilidade [7].

Além das vantagens apresentadas, é importante destacar que um dos limitantes do chip ESP8622 é a pouca quantidade de saídas digitais e analógicas existentes, o que não será um ponto crítico para o desenvolvimento, em vista da quantidade de sensores utilizados. Para contornar essa limitação foi necessário a utilização de um multiplexador analógico para estender a quantidade de portas do mesmo. A Figura 16 mostra o esquemático do sistema de microprocessamento.

Figura 16 - Esquema elétrico do sistema de microprocessamento

Para a execução do projeto foi utilizado o *kit* de desenvolvimento NodeMCU, o qual é um *hardware open source* que conta com o processador ESP8266 e pode ser

programado via porta micro USB através da IDE desenvolvimento do Arduino. No ANEXO III deste trabalho foi apresentado o esquemático completo do Módulo NodeMCU.

3.2.2 Sistema de Medição de Corrente e Tensão

Para o sistema embarcado ser compatível com qualquer medidor de energia de baixa tensão é fundamental que ele seja capaz de medir redes monofásicas, bifásicas e trifásicas, assim, respeitando a teorema de Blondel. O circuito de medição foi projetado para dois sensores de tensão média, dois sensores de corrente média e um sistema multiplexador analógico de sinal. O multiplexador se mostra necessário devido ao ESP8266 apresentar somente uma única entrada analógica.

Em relação à medição da tensão, foi projetado o circuito divisor resistivo acompanhado de um optoacoplador H11AA1. Esse circuito é responsável por reduzir a tensão da rede para a faixa de 0 V até 3,3 V, linearizar e isolar o mesmo da entrada analógica do multiplexador. A Figura 17 mostra o circuito de medição de tensão projetado.

Figura 17 - Esquema elétrico do circuito de medição de tensão

Para a medição da corrente eficaz, foi selecionado a utilização do um sensor de corrente não invasivo SCT013, que consegue medir até 30A com saída de tensão de até 1 V [11]. A Figura 18 mostra o esquemático do circuito de medição de corrente.

Figura 18 - Esquema elétrico do circuito de medição de corrente

O SCT013 foi escolhido devido ao baixo custo e a facilidade de instalação, além de não necessitar da utilização e cálculo de uma resistência de carga, pois o mesmo já vem junto ao sensor, ou seja, o sensor trabalha com uma saída de tensão. No ANEXO IV está presente o datasheet da família SCT013 utilizado. Assim não são monitorados às potências reativa e aparente do sistema, em vista que elas não são utilizadas para o faturamento BT.

3.2.3 Memória de Massa

Dentre as preocupações da ANEEL acerca da tarifação dinâmica, destaca-se a necessidade de um sistema com memória de massa, assim como já é definido no Módulo 5 do PRODIST para as Tarifas Azul e Verde. Nesses casos os medidores devem apresentar memória massa que armazene até 37 dias. Desse modo, foi escolhida a implementação de um periférico através de uma entrada para cartão microSD no dispositivo, exclusivo para armazenamento das medidas de consumo, horário e outras informações que venham a ser reguladas pela ANEEL. Essa decisão foi tomada com base nas características do dispositivo, como suas dimensões, capacidade de armazenamento e praticidade de manipulação, que permite fácil manutenção no equipamento e também realizar upload via rede Wi-Fi. A Figura 19 mostra as conexões do equipamento.

Figura 19 - Esquema elétrico da memória de massa

3.2.4 Interface Homem-Máquina (IHM)

O periférico de IHM de sistema embarcado é responsável por transmitir as informações do sistema, auxiliar o usuário na instalação, configuração e manutenção do equipamento. Devido à limitação do sistema e quantidade de saídas digitais e analógicas do ESP8266, não foram implementadas telas LCDs e outras interfaces. Com isso foram incluídos no projeto: dois LEDs de sinalização e 2 botões destinados a *reboot* e *bootloader* de informação dos clientes. Os dois LEDs têm intuito de sinalizar se o *hardware* está sendo alimentado pela rede elétrica e se o mesmo está conectado à *Internet*. Pensando na instalação e na manutenção do sistema, as configurações ocorrerão via API, sendo utilizado um *push-button*, que pressionado por mais de cinco segundos inicializa o código de *bootloader* do sistema. Na Figura 20 foi representada a IHM desenvolvida.

Figura 20 - Esquema elétrico da IHM do *hardware*

3.2.5 Alimentação

A alimentação do projeto necessita de tensões contínuas com dois níveis, 5 V e 3,3 V, pois o microprocessador trabalha a 3,3 V e os outros componentes a 5 V. Para atingir esses níveis, foi utilizado uma fonte externa contínua com no máximo 7 V, que conectada ao *hardware*, limita através de reguladores LM7803 e LM7805 as tensões em 3,3 e 5 V, respectivamente. Como o módulo NodeMCU já tem o regulador de LM7803, foi necessária somente a inclusão do regulador do LM7805.

Buscando proteger o sistema de alimentação reversa, foi utilizado o diodo retificador *Schottkey* 1N5819, por sua capacidade de condução em baixo nível de tensão e por sua característica de apresentar menor corrente de fuga quando polarizado de maneira reversa. Na Figura 21 foi representado o periférico de alimentação do sistema embarcado.

Figura 21 - Esquema elétrico da alimentação do *hardware*

3.3 DESENVOLVIMENTO DO FIRMWARE

O *firmware* do sistema embarcado foi projetado para ser responsável por gerenciar os processos de medir corrente e tensão residencial e calcular a potência instantânea da residência para assim enviar as informações via API ao banco de dados, através da rede WiFi, como também controlar outros periféricos com o cálculo do RTC interno do microprocessador, gestão da memória de massa e do periférico de IHM, como esquematizado na Figura 22.

Figura 22 - Configuração da conexão internet via rede WiFi

Primeiramente para conectar a eletrônica a *Internet* através do uso do protocolo *WiFi* e da antena do NodeMCU foi utilizado a biblioteca “WiFiUdp.h”. Essa biblioteca permite conectar o sistema embarcado desenvolvido com o serviço de APIs (MDC) desenvolvido. A configuração inicial do sistema será realizada após o boot loader ser acionado, chamará a API “vinculaCliente.php” responsável para atualizar os dados básicos para funcionamento do sistema: ID do cliente, acesso à rede *internet* local (rede, usuário e senha). Informações que serão originalmente atualizadas via o APP e armazenados no banco de dados do sistema. Na Figura 23 foi representada a chamada da API realizada para atualizações básicos do cliente

```
// ----- Definições de variáveis -----  
#include <WiFiUdp.h>  
const char* ssid      = "*****";      // Nome do seu WIFI (SSID)  
const char* password  = "*****";      // Senha do WIFI  
const char* host       = "*****";      // IP do Servidor  
  
// ----- Setup da conexão WiFi -----  
// Configuracao da conexão WiFi  
WiFi.mode(WIFI_STA);  
WiFi.begin(ssid, password);  
  
while (WiFi.status() != WL_CONNECTED) {  
    delay(500);  
    Serial.print(".");  
}  
Serial.println("");  
Serial.println("WiFi connected");  
Serial.println("IP address: ");  
Serial.println(WiFi.localIP());  
  
// ----- Conexão no loop principal código -----  
// Verificando Conexão  
if (!client.connect(host, httpPort)) {  
    digitalWrite(Led_Conexao, LOW);  
    return;  
}  
// Realizando a Chamada da API  
client.print(String("GET ") + url + " HTTP/1.1\r\n" +  
             "Host: " + host + "\r\n" +  
             "Connection: close\r\n\r\n");
```

Figura 23 - Configuração da conexão internet via rede *WiFi*

Após os dados de tensão e corrente serem lidos pelo *firmware*, os mesmos são convertidos de valores de sinal analógica para os valores reais de Volts (V) e Ampère (A). Ainda no *firmware* é calculada a potência ativa por fase. Para se realizar a medição do fator de potência, os cálculos de energia ativa através dos sensores de tensão e o sensor de corrente SCT de sinal foi utilizada a biblioteca “EmonLib.h” [64], a qual é uma biblioteca *open source* desenvolvida para o projeto *OpenEnergyMonitor*

e pode ser utilizado em sistemas *Arduino* e *Raspberry*, permitindo determinar ângulo de potência com erro de 2º até 7º graus [65]. Na Figura 24 foi representada a chamada para bootloader do sistema.

```
// ----- Definições de variáveis -----  
#include <WiFiUdp.h>  
const char* ssid      = "*****";      // Nome do seu WIFI (SSID)  
const char* password  = "*****";      // Senha do WIFI  
const char* host       = "*****";      // IP do Servidor  
  
// ----- Chamada para atualização de dados do cliente -----  
// Botão de bootloader  
byte carregaCliente = digitalRead(bootloader);  
if((inStringCL == "") or (carregaCliente == true)) {  
    Serial.print("Atualizando Cliente ..... ");  
    String url1 = "/sebc/IntegraSE/vinculaCliente.php?";  
    url1 += "num_medidor=";  
    url1 += num_medidor;  
    client.print(String("GET ") + url1 + " HTTP/1.1\r\n" +  
        "Host: " + host + "\r\n" +  
        "Connection: close\r\n\r\n");  
    unsigned long timeout2 = millis();  
    while (client.available() == 0) {  
        if (millis() - timeout2 > 5000) {  
            Serial.println(">>> Client Timeout !");  
            client.stop();  
            return;  
        }  
    }  
    delay(1000);  
    char status[32] = {0};  
    client.readBytesUntil('\r', status, sizeof(status));  
    if (strcmp(status, "HTTP/1.1 200 OK") != 0) {  
        return;  
    }  
    // Skip HTTP headers  
    char endOfHeaders[] = "\r\n\r\n";  
    if (!client.find(endOfHeaders)) {  
        return;  
    }  
    String caraConct;      // Char para conectar informação  
    while (client.available()) {  
        caraConct = client.read();  
        if(encontraBarra == 0){  
            if(caraConct == "_"){  
                encontraBarra = 1;  
            }  
            inStringCL += caraConct;  
        }  
        if(encontraBarra == 1){  
            if(caraConct == "_"){  
                encontraBarra = 2;  
            }  
            inStringRE += caraConct;  
        }  
        if(encontraBarra == 2){  
            inStringSE += caraConct;  
        }  
    }  
    ssid      = inStringRE;  
    password  = inStringSE;  
    Serial.println(inStringCL);  
}  
  
id_cliente = inStringCL.toInt();
```

Figura 24 - Chamada para configuração inicial do sistema

Para utilização da biblioteca é necessário calcular o valor da variável de calibração. Essa variável é utilizada para ajustar as leituras de corrente e tensão no sistema. Com o NodeMCU temos uma porta de entrada analógica e é necessário o uso de um multiplexador. Assim, foi necessário alterar o código fonte da biblioteca “EmonLib.h” para variar às portas do multiplexador durante às leituras de tensão e corrente, sendo “digitalWrite (14, HIGH)” antes das leituras de tensão e “digitalWrite (14, LOW)” antes das leituras de corrente.

Para determinar as constantes de calibração do sensor de tensão, precisa-se calcular a relação do divisor de tensão (R_d) e a relação do transformador de tensão e multiplicá-los (R_t). Assim sendo o divisor de tensão constituído por resistências de 390 k Ω e 220 k Ω , tem-se R_d igual a 1,56, possibilitando a redução da tensão pelo optoacoplador de 227 V para 4,47 V. Também se tem que R_t é igual a 45,4, possibilitando um constante de calibração da tensão de 71,01.

Pode-se determinar a constante de calibração para o sensor de corrente, através da divisão entre corrente do primário e a multiplicação da corrente e a resistência de carga do secundário. Assim, quando a saída do sensor SCT013 foi de 1V [65], a corrente do primário será de 30 A. Com isso temos que a variável de calibração do sensor igual a 30. Na Figura 25 estão presentes as configurações da biblioteca.

Para coletar o horário da medição será utilizada a biblioteca de RTC chamada “NTPClient.h” do ESP8266, juntamente com a validação do protocolo NTP a cada ciclo, buscando assegurar a hora exata da medição [66]. Os dados horários serão enviados juntamente com as medidas de potência calculadas através da API de atualização de leitura e armazenados no banco de dados para, posteriormente, serem utilizados no cálculo de faturamento. Para utilização dessa biblioteca foi necessário configurar o fuso horário e um servidor brasileiro para coletar o horário para cada leitura. Na Figura 26 está presente o código utilizado para configuração do protocolo NTP juntamente com RTC. Por fim, na Figura 27 foram apresentados os códigos para a leitura, a calibração e o envio pela API dos medidores de corrente e tensão.

```

//Arquivo EmonLib.CPP
//----- Configurações de Variaveis -----
#include "EmonLib.h"

EnergyMonitor Monitor_A;
EnergyMonitor Monitor_B;
EnergyMonitor Monitor_C;

const int Sensores      = 0;           // Porta de Entrada dos Sensores
const int Mux0          = 12;         // Porta de MUX 0
const int Mux1          = 13;         // Porta de MUX 1
const int Mux2          = 14;         // Porta de MUX 2

double Irms_a           = 0;
double V_a              = 0;
double fp_a             = 0;
double leitura_a        = 0;
double Irms_b           = 0;
double V_b              = 0;
double fp_b             = 0;
double leitura_b        = 0;
double Irms_c           = 0;
double V_c              = 0;
double fp_c             = 0;
double leitura_c        = 0;

//----- Configurações de Setup -----

Monitor_A.current(Sensores,30);
Monitor_A.voltage(Sensores,71.1,1.7);

Monitor_B.current(Sensores,30);
Monitor_B.voltage(Sensores,71.1,1.7);

Monitor_C.current(Sensores,30);
Monitor_C.voltage(Sensores,71.1,1.7);

pinMode(Mux0, OUTPUT);
pinMode(Mux1, OUTPUT);
pinMode(Mux2, OUTPUT);

```

Figura 25 - Código do periférico de configuração da medição.

```

// ----- Definições de variaveis - -----
#include <NTPClient.h>
// Configurando Servidor NTP Brasil
WiFiUDP ntpUDP;
NTPClient timeClient(ntpUDP, "a.stl.ntp.br", -3 * 3600, 60000);

// ----- Setup do RTC -----
// Inicialização do RTC
timeClient.begin();

// ----- Loop do RTC -----
// Atualiza Horário
timeClient.update();
// construção da Url para chamada da API
String url = "/sebc/IntegraSE/incluiConsumo.php?";
url += "leitura_a=";
url += leitura_a;
url += "&leitura_b=";
url += leitura_b;
url += "&id_cliente=";
url += id_cliente;
url += "&hora_consumo=";
url += timeClient.getFormattedTime();

```

Figura 26 - Código destinado ao periférico RCT/NTP

```

/----- Configurações das ações de medição -----

digitalWrite(Led_Energia, HIGH);

timeClient.update();

// Sensor de Potencia A
digitalWrite(Mux0, LOW);
digitalWrite(Mux1, LOW);
Monitor_A.calcVI(20,2000);

Irms_a = Monitor_A.Irms;
V_a = Monitor_A.Vrms;
fp_a = Monitor_A.powerFactor;
leitura_a = Monitor_A.realPower;

delay(100);

// Sensor de Potencia B
digitalWrite(Mux0, LOW);
digitalWrite(Mux1, HIGH);
Monitor_B.calcVI(20,2000);

Irms_b = Monitor_B.Irms;
V_b = Monitor_B.Vrms;
fp_b = Monitor_B.powerFactor;
leitura_b = Monitor_B.realPower;

delay(100);

// Sensor de Potencia C
digitalWrite(Mux0, HIGH);
digitalWrite(Mux1, LOW);
Monitor_C.calcVI(20,2000);

Irms_c = Monitor_C.Irms;
V_c = Monitor_C.Vrms;
fp_c = Monitor_C.powerFactor;
leitura_c = Monitor_C.realPower;

delay(100);

// Chamada da API
String url = "/sebc/IntegraSE/incluiConsumo.php?";
url += "leitura_a=";
url += leitura_a;
url += "&leitura_b=";
url += leitura_b;
url += "&leitura_c=";
url += leitura_c;
url += "&id_cliente=";
url += id_cliente;
url += "&hora_consumo=";
url += timeClient.getFormattedTime();

```

Figura 27 - Código do periférico de medição

Buscando evitar possíveis instabilidades geradas pela rede WiFi e criar um histórico de leituras, todas as leituras serão armazenadas no arquivo “Leituras.txt” e todos às leituras que foram feitas e por algum motivo não integraram, serão armazenados no arquivo “leituraNaoIntegrada.txt”, sendo os arquivos presentes no cartão micros [67]. Para isso foi utilizado às bibliotecas padrões do arduino <SPI.h> e <SD.h>.

Para o formato armazenado no microSD, foi elegido armazenar a chamada de API por completa do serviço “sebc/IntegraSE/incluiConsumo.php”, assim visando facilitar o uso da *string* em casos futuros de reenvio de informação. Na Figura 28 foi apresentado o código destinado ao periférico de memória de massa.

```
// ----- Definições de variáveis -----  
//Criando a referencia dos arquivos no Microprocessador  
#include <SPI.h>  
#include <SD.h>  
  
File leituraSD;  
File leituraNaoIntegradaSD;  
  
// ----- Loop principal do codigo -----  
  
//Armazena no leituras.txt todas chamadas realizada  
leituraSD = SD.open("leituras.txt",FILE_WRITE);  
if (leituraSD) {  
    leituraSD.println(url);  
}  
// Armazena no leituraNaoIntegrada.txt todas chamadas não realizadas  
unsigned long timeout = millis();  
while (client.available() == 0) {  
    if (millis() - timeout > 5000) {  
        Serial.println(">>> Client Timeout !");  
        client.stop();  
        return;  
        leituraNaoIntegradaSD = SD.open("leituraNaoIntegrada.txt",FILE_WRITE);  
        if (leituraNaoIntegradaSD) {  
            leituraNaoIntegradaSD.println(url);  
        }  
    }  
}
```

Figura 28 - Código destinado ao periférico de memória de Massa

Buscando *debugar* o sistema de medição durante o desenvolvimento, foi configurada uma conexão serial da porta USB embutida na NodeMCU com o computador. Apesar de ser uma funcionalidade para *debug*, foi de extrema

importância para o sucesso do desenvolvimento do sistema. Na Figura 29 foram apresentadas as configurações necessárias para *debug* pela porta serial.

```
// ----- Setup da saida Serial -----  
// Configuracao da saida Serial  
Serial.begin(115200);  
delay(10);  
  
// ----- Loop Informações da Saida Serial-----  
  
Serial.print("=====");  
Serial.print("Requesting URL: ");  
Serial.println(url);  
Serial.println();  
Serial.print("inStringCL: ");  
Serial.println(inStringCL);  
Serial.print("Id_cliente: ");  
Serial.println(id_cliente);  
Serial.print("Tensão A: ");  
Serial.println(V_a);  
Serial.print("Corrente A: ");  
Serial.println(Irms_a);  
Serial.print("Potencia A: ");  
Serial.println(leitura_a);  
Serial.print("Tensão B: ");  
Serial.println(V_b);  
Serial.print("Corrente B: ");  
Serial.println(Irms_b);  
Serial.print("Potencia B: ");  
Serial.println(leitura_b);  
Serial.println("Leitura OK");  
Serial.print("Tensão C: ");  
Serial.println(V_c);  
Serial.print("Corrente C: ");  
Serial.println(Irms_c);  
Serial.print("Potencia C: ");  
Serial.println(leitura_c);  
Serial.println("Leitura OK");  
delay(1000);
```

Figura 29 - Código destinado ao periférico de debug pela porta serial

Assim, as informações devem ser enviadas para o banco de dados, através da rede juntamente com o ID de identificação do medidor, que serve como chave para tabela do banco de dados. Para o desenvolvimento desse *firmware* foi utilizada a linguagem C++, a qual é compatível com a IDE do arduino. O *firmware* completo desenvolvido foi apresentado no ANEXO V desta dissertação.

Por fim, é importante destacar que o código desenvolvido consome 25% do espaço de armazenamento e utilizou 42% da memória dinâmica disponível do NodeMCU, o que é um ótimo resultado possibilitando futuros desenvolvimentos no sistema.

3.4 DESENVOLVIMENTO DO API SERVICE

Com intuito de integrar um sistema embarcado ao banco de dados e também integrar o banco de dados ao aplicativo desenvolvido, foi desenvolvido um serviço de API responsável por receber, armazenar e gerenciar as informações de medição. O serviço foi estruturado como uma *API Headless*, portanto, podemos desenvolver um novo ambiente em vários canais (Web, Android Apps, IOS Apps).

A API MDM foi desenvolvida em PHP com 21 serviços para inserção e atualização de clientes, preço de tarifa comum e branca, leitura de energia e outros serviços para integração com o sistema embarcado e outros dispositivos. A Figura 30 mostra a estrutura do serviço de API criado. Todos os serviços desenvolvidos estão presentes no ANEXO VI.

Como observado os serviços de API foram estruturados conforme sua funcionalidade, assim sendo divididos em dois grandes grupos: integração dos sistemas embarcados e integração das aplicações.

Os serviços pertencentes ao grupo de “IntegraSE,” são dedicados a integração do sistema embarcado com o banco de dados, composto pelos jobs “incluirConsumo.php” e “vinculaCliente.php”, que são consumidos pelo *firmware* do sistema embarcado para inclusão de leitura e coletar dados do cliente, respectivamente.

Os serviços do grupo “IntegraAplicacoes”, foram criados com as estruturas *Headless*, permitindo a integração com qualquer plataforma de *front-end*, podendo ser Web, Android APP e iOS APP. Neste trabalho foi desenvolvido uma aplicação Android para validar a API, que será posteriormente tratado. Esse grupo de serviços foi estruturado por módulo de “Postos Tarifários”, “Novos Usuários”, “Tipo de Rede” e “Feriados”, para permitir alterações nesses objetos e no módulo “Consumo Cliente”, destinado para construção da tela de monitoramento, a seguir será explicado a necessidade de cada objetivo para a funcionalidade do sistema:

Figura 30 - Estrutura de serviços desenvolvido

- **Novos Usuários:** além de permitir o cadastro de usuários, o serviço viabiliza o controle de acesso dos usuários, permitindo que usuários comuns só tenham acesso ao seu consumo e que distribuidores atuem como administradores, podendo acessar toda a rede. Nessa API foi criado todo o cadastrado de usuários, com os dados de nome, *login*, senha, tipo de rede, número do medidor, acesso a rede local, perfil e o aceite dos termos de uso do sistema.
- **Postos Tarifários:** serviço destinado a cadastrar e alterar preços e horários das tarifas, além de possibilitar o cadastro de novas tarifas e se às bandeiras tarifárias interferem no preço do cliente;
- **Tipo de Rede:** serviço destinado para cadastrar, alterar ou excluir os tipos de rede possíveis na instalação elétrica do cliente. O cadastro do tipo de rede é feito com os dados de nome, quantidade de fases e quantidade de fios. Essa API é de extrema importância para o processo de integralização do consumo;
- **Feriados:** como a Tarifa Branca atualmente apresenta um custo diferentes para finais de semanas, nesse serviço foi criado uma API destinada para definir os

dias não úteis da semana, em vista que eles variam de município para município.

- Consumo Cliente: serviço criado diretamente para monitorar o consumo do cliente, assim ele retorna os valores de consumo horário, diário e mensal faturado tanto pela Tarifa Comum como pela Tarifa Branca, além de informar a tarifa atual em vigor.

Visando validar todas às APIs desenvolvidas, antes mesmo de serem utilizadas pelo APP, foi utilizado o *software POSTMAN* para automatizar os testes de chamadas de API e possibilitar a construção de um serviço mais robusto [68]. Com isso foram criados 40 testes, que englobam todo o código da API criada. O arquivo em formato JSON da resposta deles estão presentes no Github do sistema.

O sistema de banco de dados escolhido para o MDM foi o MySQL, que é responsável por armazenar todas as informações e, com os eventos da agenda, calcular o consumo de energia por meio da integração da potência medida no tempo. A Figura 31 mostra a estrutura do banco de dados e a relação entre as tabelas. No ANEXO VIII estão presentes os códigos para criação das tabelas e eventos do banco. Optou-se pelo MySQL como banco de dados devido a facilidade de integração com a linguagem PHP, e por se tratar de uma ferramenta *open source* com uma ampla documentação criada pelas comunidades [69].

Figura 31 - Correlação de tabelas do banco de dados do MDM

Com intuito de integralizar o consumo, foram criados 3 eventos no banco de dados para integralizar as cargas, de acordo com a quantidade de fios da mesma.

Assim, os eventos criados foram chamados de “integra_consumo_2fios”, “integra_consumo_3fios” e “integra_consumo_4fios”. Os eventos podem ser divididos em três passos: cálculo da potência ativa total, integração dos consumos e o faturamento. Na Figura 32 explica de maneira detalhada os processos dos eventos de integração.

Os eventos foram configurados para serem executados a cada 1 minuto, mesmo que na API atualmente só mostrarmos os resultados de consumo e custo de hora em hora, é possível expor o mesmo no nível de minutos. Na Figura 33 está presente o código para configuração realizada no banco do evento “integra_consumo_2fios”, os outros dois códigos de integração podem ser encontrados no ANEXO VIII.

Figura 32 - Fluxo do processo de eventos de integração

```
-- Ativação dos eventos de integração
set event_scheduler =ON;
select @@event_scheduler;

-- Integração de instalações elétricas com 2 fios por minuto
-- Cliente Monofásico (1Fases e 2Fios) e Bifásico (2 Fases e 2 Fios)
CREATE EVENT integra_consumo_2fios
ON SCHEDULE EVERY 1 MINUTE
COMMENT 'Integraliza o consumo do cliente com 2 fios por minuto'
DO insert into CALC_CONSUMO (ID_CLIENTE, CONSUMO, CUSTO_TARIFA_NORMAL, CUSTO_TARIFA_BRANCA, DATA_CONSUMO)
select
    cc.id as ID_CLIENTE,
    ((sum(l.leitura_a)/count(l.leitura_a))/60) as CONSUMO,
    ((sum(l.leitura_a)/count(l.leitura_a))/60)*avg(tc.preco_kwh) as CUSTO_TARIFA_NORMAL,
    if(f.dia_util='T',((sum(l.leitura_a)/count(l.leitura_a))/60)*avg(tb.preco_kwh)
    ,((sum(l.leitura_a)/count(l.leitura_a))/60)*avg(tbf.preco_kwh)) as CUSTO_TARIFA_BRANCA,
    max(l.hora_web) as DATA_CONSUMO
from leituras l
left join cadastro_cliente cc on cc.id =l.id_cliente
left join tarifas tb on tb.inicio_periodo < time(l.hora_consumo)
and tb.fim_periodo > time(l.hora_consumo)
and tb.id_tarifa = 2
left join feriados f on f.data = date(l.hora_web)
left join tarifas tbf on tbf.id = 5
left join tarifas tc on tc.id_tarifa = 1
where l.hora_web > date_sub(now(),interval 1 minute) and cc.tipo_rede in (1,5) group by cc.id;
```

Figura 33 - Código para criação e configuração do evento integra_consumo_2fios

Importante destacar que a API foi construída com o intuito de atender os requisitos de simular a Tarifa Branca para o cliente, porém isso não impede futuras extensões para melhoria de exposição dos dados via serviços de API.

Buscando facilitar a análise dos cálculos da API e validar a funcionalidade dela, considerou-se o desenvolvimento de uma aplicação para servir como a responsável por ser a interface de todo o sistema para com o usuário. A aplicação foi desenvolvida para sistema Android, tendo em vista que a plataforma mais utilizada para acesso web, com 89% de adesão dos usuários [70]. Assim, a aplicação permite que os clientes tenham acesso a todas as informações de consumo de energia necessários para conhecer seu perfil de carga.

A aplicação foi construída em três telas: *login*, cadastro e monitoramento. Para gerenciar os acessos de cada usuário e suas respectivas contas, foram desenvolvidas as telas de *login* e cadastro, onde o usuário pode ser o administrador de uma distribuidora e ter acesso a todos os dados ou um cliente e ter acesso apenas ao seu consumo residencial. Nas Figura 34 e 35 estão presentes às telas de *login* e cadastro do aplicativo desenvolvido.

Figura 34 - Tela de login do app desenvolvido

A aplicação desenvolvida permite comparar o consumo, quando faturados pela Tarifa Convencional e Tarifa Branca. A tela de monitoramento mostra o valor do consumo atual e mensal, além de mostrar a curva de carga do consumidor do consumidor e o faturamento deles. Outra função concebida é o sistema de alerta dos postos horários, de forma a mostrar as faixas de ponta, intermediário e fora-ponta representados pelas cores vermelho, amarelo e verde respectivamente. A tela foi idealizada para conscientizar os clientes que a Tarifa Branca se mostra vantajosa, para perfis que consigam manter seu consumo fora do período de ponta. Na Figura 36 foi apresentada a tela de monitoramento desenvolvida.

Figura 35 - Tela de cadastro e atualização de clientes e tarifas no app desenvolvido

Para o desenvolvimento dessa aplicação para smartphones foi utilizado o *Android Studio* como IDE (*Integrated Development Environment*), a qual é disponibilizada gratuitamente com as limitações da licença Apache. Como linguagem de desenvolvimento foi utilizada a linguagem Java, para desenvolvimento da interface com o usuário e com acesso a SQL para consultas no banco de dados.

Figura 36 - Tela de monitoramento do app desenvolvido

Por fim, é importante destacar que para o desenvolvimento do gráfico da tela de monitoramento do aplicativo, foi utilizado a biblioteca *PhilJay/MPAndroidChart* [72], a qual possibilitou uma tratativa mais simplificada do uso de gráficos para desenvolvimento de aplicativos *Android*.

3.5 CONFECÇÃO DO PROTÓTIPO

Com intuito de testar e validar na prática o equipamento projetado quando conectado num cenário real de medição, foi confeccionado um protótipo do sistema embarcado, configurando um servidor para executar os serviços de API e popular o banco de dados com informações de clientes, tarifas e preços.

Em complemento, é importante destacar que foi construído um equipamento para ensaiar medidores de cargas monofásicas, bifásicas, trifásicas (3 fios) e trifásicas equilibradas (4 fios). Logo, não foi confeccionado um equipamento para ensaiar

cargas de 4 fios desequilibradas, pois o mesmo apresenta uma estrutura idêntica de integração de consumo como aquela feita para cargas bifásicas a 3 fios, sendo que o único diferencial é o acréscimo da leitura da terceira fase. De todos os modos, foram ensaiadas cargas trifásicas a 3 fios, para as quais é necessário utilizar uma fase como referência, ao invés do neutro, como acontece para os sistemas a 4 fios.

A confecção do *hardware* do equipamento foi dividida em três etapas, a primeira etapa foi a construção do projeto numa ferramenta que possibilitasse a elaboração dos documentos para confecção. Assim, para essa função foi elegido o *Kicad*. Ele é um *software* livre capaz de auxiliar no desenvolvimento de esquemáticos elétricos, lista de componentes, criação de *footprints*, a criação de PCBs e ainda possibilita visualização 3D do projeto [62]. Com o esquemático montado, foram realizados testes para cada periférico de maneira individual em *protoboard*, com intuito de validar seus sinais e encontrar possíveis erros no projeto. Com todos os periféricos montados e testados, todos os equipamentos foram montados no *protoboard*, para assim serem executados os testes propostos do sistema. Na Figura 37 foi apresentada uma foto do esquemático em *protoboard*.

Figura 37 - Esquemático projetado montado no *protoboard*

Com o sistema projetado validado, na segunda etapa foi elaborado PCB Layout do Kicad a PCB do sistema embarcado. A PCB foi construída com a dimensão de 8,5 cm de largura por 6 cm de comprimento, com componentes *through-hole*, devido a sua facilidade de manuseio. Para os conectores dos sensores optou se pelo conector

banana para os sensores de tensão e um conector *jack p2* para os sensores de corrente. Outra característica marcante do projeto foi a utilização de conectores para o módulo do NodeMCU, sendo o *jack* do *microSD* alocado do lado oposto do *hardware*. Na Figura 38 está presente a visão dois 2D e o 3D do *protoboard* projetado.

Figura 38 - Visão 2d e 3d do *protoboard* desenvolvido

Por fim, na terceira parte foi elaborada uma versão beta da placa para validar *footprints* e outros posicionamentos do equipamento através do teste *end-to-end*, os quais os resultados foram descritos no próximo capítulo desta dissertação. Para a confecção da PCB foi utilizado o método de transferência de calor e com auxílio do perclorato de Ferro a placa foi corroída. Após corroída, foi testada a continuidade da mesma em laboratório, visando validar o circuito. Na Figura 39 foi apresentado o resultado da eletrônica confeccionada.

Figura 39 - Eletrônica construída para testes em laboratório

O projeto da PCB foi disponibilizado no GitHub, juntamente com suas versões atualizadas, apresentando algumas melhorias decorrentes dos testes realizados em laboratório.

Para configuração do servidor foi considerado a utilização de serviços de nuvem, como os disponibilizados pela AWS e AZURE, possibilitando o acesso da máquina em qualquer local, bem como a possibilidade do escalonamento da máquina em casos de urgência. No cenário da distribuição de energia elétrica, entende-se que esse seria o cenário adequado para a implementação de um serviço, todavia devido ao custo e baixo período de uso gratuito desses serviços, optou-se por utilizar uma máquina local, a qual atende de maneira equivalente quando se atém ao cenário residencial.

Assim, para a configuração do servidor local foi escolhida a utilização da ferramenta XAMPP, que atua como uma plataforma que facilita a instalação e a configuração de serviços como PHP, Perl, MySQL e MariaDB [71]. Assim, foi necessário configurar os serviços de MySQL e PHP pela ferramenta. Para ter acesso de maneira remota a máquina foi utilizada a ferramenta *AnyDesk*, que possibilitou o acesso remoto do computador para acompanhamento dos resultados no banco de dados e manutenções nos serviços durante ensaios em laboratório.

Com o intuito de trabalhar em um cenário mais parecido com o real, foi necessário cadastrar dados reais no banco de dados, como: cadastros dos preços, períodos das tarifas, clientes e feriados.

Foram cadastrados quatro clientes com diferentes tipos de redes, sendo elas monofásico, bifásico (a 3 fios), trifásico (a 3 fios) e trifásico (a 4 fios equilibrado). Na Figura 40 foram apresentados os clientes cadastrados no sistema para os ensaios.

+ Opções

			id	nome	num_medidor	tipo_rede	termos_uso	login	senha	perfil	rede	senha_rede	ativo	▲ 1
☐				1	Joao Lima	22051993	1	1	joao.lima	joao.lima	A	ENERQ_S01	*****	T
☐				2	Pedro Lima	8121971	2	1	pedro.lima	pedro.lima	U	ENERQ_S01	*****	T
☐				3	Carla Santos	22101995	3	1	carla.santos	cs	U	ENERQ_S01	*****	T
☐				4	Alice Lima	24121970	5	1	alice.lima	a24	U	ENERQ_S01	*****	T

Figura 40- Clientes cadastrados para os ensaios

Tendo como base o simulador de tarifas da ANEEL, foram cadastrados todos os patamares da Tarifa Branca e a Tarifa Convencional para os ensaios. Na Figura 41 foram apresentadas as tarifas cadastradas no sistema para os ensaios.

+ Opções												
<div>←T→</div>				id	id_tarifa	nome_tarifa	tarifa_dinamica	periodo_consumo	preco_kwh	inicio_periodo	fim_periodo	aceita_Bandeira
☐				1	1	Convencional	F		0.2590	00:00:00	00:00:00	T
☐				2	2	Branca	T	Ponta	0.5179	18:00:00	21:00:00	T
☐				3	2	Branca	T	Fora de Ponta_1	0.2241	00:00:00	18:00:00	T
☐				4	2	Branca	T	Fora de Ponta_2	0.2241	22:00:00	24:00:00	T
☐				5	2	Branca	T	Intermediario_1	0.3262	17:00:00	18:00:00	T
☐				6	2	Branca	T	Intermediario_2	0.3262	21:00:00	22:00:00	T

Figura 41- Tarifas cadastradas para os ensaios

Por fim, foram cadastrados todos os finais de semana e feriados da cidade de São Paulo, durante o período de agosto de 2018 até fevereiro de 2019, para validar as diferentes variações de preço nos dias não úteis para a Tarifa Branca.

Com a construção do *hardware* embarcado e às configurações sistêmicas feitas, foram realizados os testes apresentados no capítulo 4 desta dissertação, os quais visam apontar melhorias ao projeto e apresentar seus limites quando dispostos a um cenário real de consumo de carga, além de comparar resultados com outros trabalhos relacionados. A simulação de tal cenário só foi possível graças aos equipamentos presentes no Laboratório de Smart Grid da USP.

Capítulo 4

RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através dos testes end-to-end, teste de precisão dos dados e estabilidade do sistema embarcado quando estressado em laboratório.

4 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Para validação do sistema, foram realizados quatro ensaios, com o objetivo de estressar o equipamento de forma a validar sua funcionalidade e definir seus limites no quesito de precisão de medição, distância de comunicação e estabilidade da rede.

4.1 ENSAIO *END-TO-END* DO SISTEMA

O primeiro ensaio consiste em um teste *end-to-end*, que se baseia em montar a estrutura demonstrada na Figura 14 e acompanhar todo processo instalação e utilização do equipamento, se atendo a observar o fluxo de dados pelo sistema. Para validar o fluxo de dados foram criados *logs* na transição de equipamento. Assim, o teste constituiu em realizar a instalação do sistema embarcado beta em um medidor eletrônico BT, alimentá-lo com uma tensão constante de 127 V, e corrente de 5 A na fase A e 4 A na fase B durante uma hora. Por simplicidade, não foi considerado defasagem angular entre a tensão e as correntes. Como o ensaio foi iniciado às 8 horas da manhã de um dia da semana, o faturamento de Tarifa Branca desse consumo deve estar calculado com base no patamar de fora ponta.

Dessa forma, nesse ensaio foi avaliada a capacidade do sistema em:

- calcular a potência através dos sensores projetados para a medição;
- enviar a informação junto com o dado horário via rede WiFi;
- mostrar o consumo em reais tarifada com a tarifa branca via aplicação em um *smartphone*;
- criar uma memória de massa no cartão microSD.

Para a realização do ensaio foi utilizado um medidor bifásico do laboratório acoplado com o emulador de carga, o qual foi configurado manualmente, e um alicate amperímetro para medição da corrente e tensão.

Na Tabela 5 estão presentes resultados esperados em cada passo do teste do processo e a comparação com o resultado do teste *end-to-end* obtido em laboratório.

	ESPERADO	RESULTADOS
Leitura Corrente A	5,00 A *	4,87 A**
Leitura Tensão A	127,56 V*	126,50 V**
Leitura Corrente B	4,00 A *	3,91 A**
Leitura Tensão B	126,80 V*	125,80 V**
Valor da hora inicial e final medida	08:00:00 - 09:00:00	08:00:04 - 08:59:58
Integração do consumo por minuto	1,36 kWh	1,32 kWh
Resposta da API de consumo por hora	81,28 kWh	82,59 kWh
Resposta da API de Fat. Comum e Branco	R\$ 21,05 / R\$ 18,21	R\$ 21,39 / R\$ 18,50
Informação mostra no Aplicativo	<ul style="list-style-type: none"> - Patamar - Verde - Con. Atual - 1,36 kWh - Con. Horário - 81,28 kWh - Con. Diário - 81,28 kWh - Con. Mensal - 81,28 kWh - Fat. Branco - R\$ 21,05 - Fat. Comum - R\$ 18,21 	<ul style="list-style-type: none"> - Patamar - Verde - Con. Atual - 1,32 kWh - Con. Horário - 82,59 kWh - Con. Diário - 82,59 kWh - Con. Mensal - 82,59 kWh - Fat. Branco - R\$ 21,39 - Fat. Comum - R\$ 18,50
Armazenamento do Log no microSD	/sebc/IntegraSE/incluiConsumo.php?leitura_a=81.28&leitura_b=81.28&leitura_c=0&id_cliente=&hora_consumo=08:00:00	/sebc/IntegraSE/incluiConsumo.php?leitura_a=82.59&leitura_b=82.59&leitura_c=0.0.1&id_cliente=&hora_consumo=08:00:04

**Dados médios medidos com o multímetro durante o ensaio*

***Média de tensão e corrente expostos na porta serial*

Tabela 5 - Resultados do teste End-to-End do processo

Com os resultados apresentados pode-se concluir, que a função básica de medição, transmissão, faturamento, exposição dos dados do sistema estão de acordo com o esperado e a escrita de *log* no cartão de dados está como esperado. Porém, com esse teste pode-se apontar algumas melhorias no sistema embarcado beta desenvolvido e no aplicativo desenvolvido, sendo elas:

-
- utilização de um conector terminal de compressão de parafuso no lugar dos conectores banana utilizados para medição dos sensores de tensão, essa mudança traria mais segurança na hora da instalação;
 - posicionamento do MicroSD, na posição projetada dificulta a retirada, assim seria interessante invertê-lo para facilitar o manuseio;
 - para uma futura instalação é necessário considerar uma maneira de fixar o equipamento na parede, sendo uma das soluções encontradas a utilização de caixa de passagem de elétrica. Isto aumentaria a segurança do equipamento e evitaria uma quantidade de fios consideráveis expostos.
 - tempo de atualização da página do APP de monitoramento, que é projetado para atualizar a cada dez segundos. O mesmo poderia ser aumentado para evitar problemas de solicitações devido a alguma lentidão na *Internet*. Assim com esse ensaio sugere-se o aumento para no mínimo o valor de um minuto.

Apesar de ser um teste básico de funcionamento, ele se mostra necessário para identificar pontos de melhoria para a utilização do usuário final. Com esse teste também consegue-se concluir que a informação lida no medidor está trafegando de maneira correta pelo sistema. No ANEXO IX foram apresentadas fotos tiradas durante o ensaio *end-to-end*.

4.2 ENSAIO DE PRECISÃO DA MEDIÇÃO

O segundo ensaio consiste em validar a precisão da medição da corrente, tensão e o, consecutivamente, o cálculo da potência ativa medida. Para esse ensaio foram utilizados também medidor elétrico bifásico a 3 fios, o simulador de carga e um alicate amperímetro para validação da medição. Assim, foi realizado um ensaio de 1 hora onde a tensão entre as fases A e B foi definida em três patamares, sendo eles: 0 V no instante inicial, 127 V no instante de 3 minutos até o de 30 minutos e 220 V no instante de 30 minutos até o final do ensaio. Além disso, foi realizada uma rampa de corrente com um aumento de 0,5 A para cada 3 minutos de ensaio, deixando a tensão e corrente sempre em fase. Nas Tabelas 6, 7 e 8 foram apresentados os resultados do ensaio de precisão da tensão, corrente e da potência ativa.

ENSAIO DE PRECISÃO DE TENSÃO			
MINUTOS	TENSÃO MEDIDA DO MULTÍMETRO (V)	TENSÃO MEDIDA NO SISTEMA EMBARCADO [V]	ERRO DA TENSÃO MEDIDA [%]
0	0,00	0,00	0,00
3	127,56	126,50	-0,83
6	127,56	126,00	-1,22
9	125,20	126,00	0,64
12	127,00	126,00	-0,79
15	127,30	126,30	-0,79
18	127,56	126,00	-1,22
21	128,60	124,00	-3,58
24	126,40	128,50	1,66
27	126,92	125,00	-1,51
30	224,30	222,50	-0,80
33	220,80	222,30	0,68
36	223,87	221,00	-1,28
39	223,87	221,00	-1,28
42	223,87	220,40	-1,55
45	220,30	221,00	0,32
48	220,60	220,70	0,05
51	221,00	221,00	0,00
54	223,87	224,50	0,28
57	224,00	224,50	0,22

Tabela 6 - Resultados do ensaio de precisão de tensão

ENSAIO DE PRECISÃO DE CORRENTE			
MINUTOS	CORRENTE MEDIDA NO MULTÍMETRO [A]	CORRENTE MEDIDA NO SISTEMA EMBARCADO [A]	ERRO DA CORRENTE MEDIDA [%]
0	0,04	0,03	0,00
3	0,52	0,51	-1,92
6	1,00	0,98	-2,20
9	1,56	1,59	1,67
12	2,00	2,06	2,91
15	2,50	2,45	-1,94
18	3,01	3,04	1,05
21	3,51	3,51	0,11
24	4,03	4,03	-0,12
27	4,50	4,50	-0,06
30	5,00	4,97	-0,61
33	5,51	5,52	0,18
36	6,09	5,99	-1,61
39	6,52	6,54	0,35
42	7,01	6,98	-0,49
45	7,55	7,45	-1,35
48	8,01	7,96	-0,63
51	8,52	8,43	-1,04
54	9,04	8,94	-1,08
57	9,56	9,34	-2,34

Tabela 7 - Resultados do ensaio de precisão de Corrente.

Ensaio de precisão de Potência Ativa (W)			
Minutos	Potência Instantânea Medidor (W)	Cálculo da potência Sistema Embarcado (W)	Erro da Potência medida [%]
0	0,00	0,00	0,00
3	66,33	64,52	-2,74
6	127,56	123,23	-3,40
9	195,31	199,84	2,32
12	254,00	259,33	2,10
15	318,25	309,63	-2,71
18	383,96	383,25	-0,18
21	451,39	435,70	-3,47
24	509,39	517,23	1,54
27	571,14	562,16	-1,57
30	1121,50	1105,67	-1,41
33	1216,61	1227,12	0,86
36	1363,37	1324,27	-2,87
39	1459,63	1445,99	-0,93
42	1569,33	1537,44	-2,03
45	1663,27	1645,95	-1,04
48	1767,01	1756,59	-0,59
51	1882,92	1863,31	-1,04
54	2023,78	2007,63	-0,80
57	2141,44	2095,95	-2,12

Tabela 8 - Resultados do ensaio de precisão de Potência Ativa (W).

Na Figura 42 foi apresentado o gráfico mostrando os erros de cada grandeza durante o ensaio para cargas resistivas.

Gráfico 4 - Resultados do ensaio de precisão dos sensores.

Assim tem-se que a margem de confiança calculada para a medição de tensão de $\pm 0,98\%$ e para medição de corrente de $\pm 1,14\%$ e, consecutivamente, a de potência é de $\pm 1,77\%$.

4.3 ENSAIOS DA PRECISÃO DE CONSUMO EM SISTEMAS MONOFÁSICOS

O terceiro ensaio consiste na validação do consumo e faturamento calculado pelo o sistema embarcado quando conectado a um cliente monofásico. Para esse ensaio foi utilizado a plataforma SINAPGrid, juntamente com o módulo central do emulador de redes de distribuição do Laboratório de Smart Grid da USP. Foi emulada uma carga real completa de 24 horas no medidor ELO2131 classe B. A carga simulada foi uma carga monofásica AN com uma demanda de curva típica do SINAPGrid, assim apresentando cargas capacitivas e indutivas. Na Figura 43 foi apresentada a carga do cliente utilizada nos ensaios.

Figura 43- Carga utilizada para o ensaio do cliente monofásico

A simulação foi construída com tempo mínimo entre eventos de 20 segundos e com uma escala de tempo de 4 minutos de tempo real para cada 1 hora no tempo simulado. Isso possibilitou o acompanhamento do ensaio por completo em laboratório, sendo necessário apenas a multiplicação dos resultados dos medidores e da eletrônica pelo fator de conversão de tempo, que de 15. Na Tabela 9 está representado o consumo lido pelo medidor ELO2131 e os resultados do sistema embarcado durante a simulação já ajustados com o fator de conversão.

Horas	Consumo medido pelo medidor [kWh]	Consumo medido sistema desenvolvido [kWh]
1	0,476	0,465
2	0,426	0,414
3	0,391	0,386
4	0,375	0,391
5	0,361	0,368
6	0,352	0,347
7	0,374	0,375
8	0,389	0,393
9	0,409	0,428
10	0,431	0,430
11	0,451	0,470
12	0,43	0,427
13	0,476	0,463
14	0,49	0,512
15	0,459	0,465
16	0,508	0,512
17	0,526	0,526
18	0,53	0,540
19	0,588	0,595
20	0,688	0,695
21	0,63	0,640
22	0,626	0,630
23	0,612	0,620
24	0,548	0,560

Tabela 9 - Resultados do ensaio de precisão de consumo em sistemas monofásico.

Na Figura 44 foi representada a comparação entre os valores medidos no ensaio pelo sistema desenvolvido e pelo medidor ELO2131. Com isso, concluiu-se que a margem de confiança para uma carga real é de $\pm 1,44\%$ para sistemas monofásicos.

Gráfico 5- Resultados do ensaio de consumo em sistemas monofásico.

Construído com base na resposta da API de faturamento de energia, a Figura 45 mostra a comparação de faturamento comum com a Tarifa Branca em Reais [R\$]. A resposta apresentada no Android foi aquela ilustrada na Figura 36 desta dissertação.

Gráfico 6- Resultado da API de faturamento em um cenário monofásico.

4.4 ENSAIOS DA PRECISÃO DE CONSUMO EM SISTEMAS BIFÁSICOS

Esse ensaio consiste na validação do consumo e faturamento calculado pelo o sistema embarcado quando conectado a um cliente bifásico. Para esse ensaio foi utilizado o SINAPGrid juntamente com o módulo central para emular uma carga real durante o período crítico da Tarifa Branca, ou seja, das 15 de 23 horas. Foi utilizado um medidor da Siemens classe B. A carga simulada foi uma carga bifásica ABN com uma demanda de curva típica do SINAPGrid, assim apresentando um fator de potência menor que 1.

A simulação foi construída com a mesma configuração apresentada no ensaio anterior, por toda via, foi adicionado um evento de falta trifásico na barra da carga às 18:25 e a eliminação da mesma às 18:40. Na Figura 46 foi representada a configuração do evento criado.

Figura 43 - Configuração de eventos de falta de energia

Na Tabela 10 foi apresentado o consumo, já com ajuste nos tempos medidos, no medidor e no sistema embarcado durante a simulação, e já ajustados com o fator de conversão.

Horas	Consumo medido pelo medidor [kWh]	Consumo medido sistema desenvolvido [kWh]
15	0,51	0,53
16	0,54	0,55
17	0,53	0,56
18	0,18	0,25
19	0,69	0,688
20	0,63	0,65
21	0,625	0,64
22	0,61	0,63
23	0,55	0,55
24	0,51	0,53

Tabela 10 - Resultados do ensaio de precisão de consumo em sistemas bifásico.

Na Figura 47 foi representada a comparação entre os valores medidos no ensaio pelo sistema desenvolvido e pelo medidor. Na Figura 48 foi apresentado o faturamento exposto pela API. Com isso, conclui-se que a margem de confiança para uma carga real é de $\pm 1,92\%$ para sistemas bifásicos.

Gráfico 7 - Resultados do ensaio de consumo em sistemas bifásico.

Gráfico 8 - Resultado da API de faturamento em um cenário bifásico.

Com esses ensaios conseguimos notar o aumento de imprecisão do equipamento quando submetido a uma falta de energia, o qual atingiu um erro de quase 5%, sendo o valor mais alto dos ensaios. Esse se trata de um ponto de atenção, onde há necessidade de trabalhar a frequência de atualização do sistema e a precisão da leitura, quando as tensões e correntes medidas tendem a zero.

4.5 ENSAIOS DA PRECISÃO DE CONSUMO EM SISTEMAS TRIFÁSICOS (3 FIOS) E SISTEMAS TRIFÁSICOS (4 FIOS - CARGAS EQUILIBRADAS)

Esse ensaio consiste na validação do uso do sistema embarcado em sistemas trifásicos, assim foram ensaiados os dois casos diferentes de integração, sendo eles o sistema trifásico a 3 fios e o a 4 fios com carga equilibrada. Não foi construído um equipamento para ensaiar cargas a 4 fios desequilibradas, pois as mesmas apresentam estrutura de integração similar ao caso de cargas bifásicas a 3 fios, sendo necessário apenas o acréscimo de mais uma leitura, diferentemente dos casos a 3 fios onde utiliza-se uma fase como referência, ao invés do neutro, como todos os outros casos, ou dos casos dos 4 fios com carga equilibrada, onde pode-se determinar a potência por meio de um único sensor.

Para esses dois ensaios foi utilizada a mesma estrutura que conta com a utilização do sistema SINAPGrid, juntamente com o módulo central, para emular uma

carga, durante o período crítico da Tarifa Branca, ou seja, das 17 de 23 horas. Também foi utilizado um medidor Siemens IM300 classe B. A carga simulada foi uma carga trifásica com uma demanda construída de maneira empírica. Na Figura 49 foi apresentada a carga do cliente utilizada nos ensaios.

Figura 44 - Configuração da carga para clientes trifásicos

A simulação foi construída com a mesma configuração apresentada no ensaio do monofásico, sendo apenas necessário configurar a carga para apresentar a estrutura ABC no ensaio a 3 fios e ABCN no ensaio a 4 fios equilibrado. Na Tabela 11 foram apresentados os dados de consumo medidos pelo medidor e pelo o sistema embarcado durante a simulação, já com os ajustes no tempo feitos e com o fator de conversão.

Na Figura 50 foi representado a comparação entre os valores medidos no ensaio pelo sistema desenvolvido e pelo medidor. Com isso, conclui-se que a margem de confiança para uma carga real é de $\pm 1,52\%$ para sistemas trifásicos 3 fios e $\pm 1,88\%$ para sistemas trifásicos 4 fios em cargas equilibradas.

Horas	Consumo medido sistema desenvolvido para sistema 3 fios [kWh]	Consumo medido sistema desenvolvido para 4 Fios Equilibrado [kWh]	Consumo medido pelo medidor [kWh]	Consumo medido sistema desenvolvido para sistema 3 fios [kWh]
19	0,472	0,467	0,47	0,464
20	0,567	0,59	0,567	0,589
21	0,653	0,66	0,655	0,666
22	0,187	0,192	0,186	0,19
23	0,281	0,285	0,28	0,287
24	0,754	0,764	0,752	0,77

Tabela 11 - Resultados do ensaio de precisão de consumo em sistemas Trifásico.

Gráfico 9 - Comparação entre os valores medidos pelo sistema desenvolvido e pelo medidor

4.6 ENSAIO DE ESTRESSE DO SISTEMA

Foram realizados dois ensaios de estresse do equipamento para encontrar seus limites de distância e percentual de perda de pacotes durante um período de 24 horas.

Primeiramente, para determinar o limite de distância de comunicação do sistema, foi realizado um experimento que consiste na medição do tempo em

segundos de resposta do sistema embarcado para as diferentes distâncias entre o medidor e o roteador, a qual foi progressivamente aumentada durante o ensaio. O ensaio foi realizado em dois ambientes: local totalmente aberto e dentro de uma residência com paredes e portas entre os equipamentos. Importante destacar que os ensaios foram feitos com dois roteadores diferentes, sendo eles o roteador TL-WR841ND da TP-Link e com roteador SVG-1202 da Motorola. Os resultados dos ensaios de estresse de distância do equipamento foram apresentados na Tabela 12 com o uso do roteador TL-WR841ND e da Tabela 13 com uso do roteador SVG-1202.

Distância [m]	1	3	5	7	9	11	13	15	16
Lugar Aberto [s]	5	5	6	6	6	6	7	6	-
Lugar Fechado [s]	5	5	6	6	6	8	-	-	-

Tabela 12 - Resultados do ensaio de estresse de distância do roteador TL-WR841ND

Distância [m]	1	3	5	7	9	11	13	15	16
Lugar Aberto [s]	5	5	6	6	7	6	8	-	-
Lugar Fechado [s]	5	5	6	7	8	10		-	-

Tabela 13 - Resultados do ensaio de estresse de distância do roteador SVG-1202

Assim, considerando-se o menor valor de tempo de comunicação com os roteadores, tem-se que o limite de trabalho do equipamento é de até 15 metros em ambiente aberto e até 12 metros em ambiente fechado, quando se utiliza um roteador residencial comum. Porém, é claro roteadores mais potentes, ou até mesmo com uso de extensores, o desempenho quanto a distância de distância pode melhorar.

Em um segundo momento, buscando encontrar a quantidade de perda de pacotes durante um período de 24 horas, foi realizado um ensaio que consiste em instalar o equipamento e deixá-lo lendo informações pelo período de um dia completo. Para esse ensaio foi utilizado um medidor de energia monofásico e o emulador de carga. Para obter essa informação foi comparada a quantidade leituras armazenadas no arquivo de erros do microSD com as leituras presentes do no banco de dados. Na Figura 52 foram ilustradas essas quantidades.

Gráfico 10 - Resultados do ensaio de estresse de tempo de comunicação

Assim, no período de 24 horas houve 17280 leituras, sendo 16479 integradas no sistema e 801 a quantidade de perdas de pacote. No período em questão isso corresponde a 4,6%. Esse resultado indica a necessidade de uma integração menor. Para melhorar esse quesito, uma possível alternativa é a construção de uma fila FIFO, juntamente com a criação de um evento que atualiza diariamente os consumos do dia.

4.7 ENSAIO DE CAMPO

Esse ensaio foi realizado com o intuito de validar a utilização do equipamento em uma instalação elétrica real. O ensaio consiste na instalação do equipamento desenvolvido na caixa de distribuição de um cliente cativo durante um período de 24 horas.

O ensaio foi realizado durante o dia 16 de julho de 2019 com duas residências da cidade de São José dos Campos – São Paulo clientes da EDP. Os domicílios participantes do ensaio são compostos por 4 e 2 residentes, com consumo médio de 231 kWh e 147kWh por mês respectivamente.

A fim complementar o ensaio e entender o hábito de consumo durante o dia observado, os moradores contabilizaram o uso de equipamentos elétricos e o período durante todo o dia. Na Tabela 14 está presente as anotações de consumo da residência de 4 moradores participante do ensaio desconsiderando equipamentos que funcionaram o dia inteiro modem de internet, receptor de Tv a cabo, geladeira e equipamentos que trabalham *stand alone*.

Início	Fim	TV	Vídeo Game	Micro-ondas	Chuveiro	Carregando PC	Carregando Celular	Lâmpada Sala	Lâmpada Cozinha	Lâmpada Quarto	Lâmpada Banheiro
00:00	00:59					01:00					
01:00	01:59					01:00	01:00				
02:00	02:59					01:00	01:00				
03:00	03:59					01:00	01:00				
04:00	04:59					01:00	01:00	00:05		10:00	00:05
05:00	05:59					01:00	01:00				
06:00	06:59						01:00				
07:00	07:59						01:00				
08:00	08:59			00:01		00:46	01:00				
09:00	09:59	00:30				01:00					
10:00	10:59	00:11		00:17		01:00			00:43	00:12	
11:00	11:59	00:33			00:12	01:00					
12:00	12:59			00:51		01:00					
13:00	13:59					01:00					
14:00	14:59					01:00					
15:00	15:59	00:25				01:00					
16:00	16:59	01:00		00:03		01:00			00:12		
17:00	17:59	00:20		00:32		01:00	00:06	00:07	00:09		
18:00	18:59	00:09		00:01		01:00	00:30	01:00	00:03	00:19	00:01
19:00	19:59		00:50		00:20	00:07	01:00	01:00	00:51	00:38	00:24
20:00	20:59		00:30				01:00	01:00	00:30		
21:00	21:59				00:06		01:00	01:00	01:00	00:44	00:10
22:00	22:59				00:08		01:00	01:00	00:20	00:40	00:15

Tabela 14 – Anotações de consumo da residência com 4 moradores participante do ensaio

Na Tabela 15 está presente as anotações de consumo da residência de 2 moradores participante do ensaio desconsiderando equipamentos que funcionaram o dia inteiro modem de internet, receptor de tv a cabo, geladeira, roteador e monitor que trabalham *stand alone*.

Início	Fim	TV 1	TV 2	Sanducheira	Micro-ondas	Chuveiro	PC Ligado	Carregando Celular	Torneira Elétrica	Lâmpada Cozinha	Lâmpada Quarto	Lâmpada Banheiro
00:00	00:59						01:00					01:00
01:00	01:59						01:00					01:00
02:00	02:59						01:00					01:00
03:00	03:59							01:00				
04:00	04:59	00:10				00:07		01:00				
05:00	05:59	01:00						01:00				
06:00	06:59	00:50						01:00		00:20		00:02
07:00	07:59							01:00				

08:00	08:59							01:00				
09:00	09:59							01:00				
10:00	10:59							01:00				
11:00	11:59									00:03		
12:00	12:59											
13:00	13:59											
14:00	14:59											
15:00	15:59									00:21		
16:00	16:59			00:02		00:10				01:00		
17:00	17:59				00:20				00:10	01:00		
18:00	18:59	01:00								01:00	01:00	
19:00	19:59	01:00	01:00							01:00	01:00	01:00
20:00	20:59	01:00	01:00							01:00	01:00	01:00
21:00	21:59		00:47				00:13			00:30		01:00
22:00	22:59						01:00					01:00
23:00	23:59						01:00					01:00

Tabela 15 – Anotações de consumo da residência com 4 moradores participante do ensaio

Na Figura 53 foi apresentado o faturamento exposto pela API do cliente 1. Co cliente gastou no total do dia 12 kWh no dia custando R\$ 3,13 reais na tarifa convencional e R\$ 4,04 reais na tarifa Branca. Assim com esses dados e analisamos, que a curva de carga do cliente não é adequada a tarifa Branca.

Gráfico 11 – Gastos em reais do dia para o cliente 1 do ensaio

Na Figura 54 foi apresentado o faturamento exposto pela API do cliente 2. Co cliente gastou no total do dia 8,6 kWh no dia custando R\$ 2,33 reais na tarifa convencional e R\$ 2,40 reais na Tarifa Branca. Analisando a curva de carga, a Tarifa

Branca atualmente não se mostra adequada, porém com um pouco de esforço do cliente para dissipar seu consumo a mesma seria adequada para a sua instalação.

Gráfico 12 – Gastos em reais do dia para o cliente 2 do ensaio

4.8 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM A LITERATURA

Esta seção tem o intuito de comparar os resultados com as principais literaturas que apresentam o mesmo objetivo, [19] e [48], de forma a destacar as diferenças positivas e negativas da abordagem proposta.

Quando se compara com [19], a presente abordagem se mostra mais precisa com relação ao cálculo da potência consumida, em vista que se utiliza de um equipamento para monitoração e uma pesquisa de hábitos de consumo.

Um ponto que poderia agregar bastante valor para a presente abordagem, seria uma pesquisa prévia de hábitos de consumo e de posse de equipamentos, juntamente com uma prévia apresentação da Tarifa Branca, como foi proposto em [19]. Assim, pode-se utilizar o próprio aplicativo criado neste trabalho de mestrado para executar a pesquisa.

Os resultados obtidos, quando comparados com [48], nota-se que ambos apresentaram a precisão de um o medidor classe A para leitura de cargas monofásicas. No entanto, para a abordagem aqui proposta o diferencial recai na possibilidade de ler cargas bifásicas, trifásicas (3 Fios) e trifásicas (4 fios) com uma precisão equivalente a um medidor classe A.

Outro ponto importante de comparação é o preço que foi realocado dos componentes de integração e microprocessamento para ser utilizado na compra dos componentes de medição. No caso, a abordagem proposta se baseou em componentes de baixo custo e ferramentas gratuitas para o seu desenvolvimento.

Um ponto em que o resultado da presente abordagem se mostrou inferior foi relativo à distância de comunicação com o roteador, sendo o trabalho [48] alcançou 18 metros e, no presente caso, no máximo 16 metros. Assim, trata-se um ponto de atenção para a otimização da comunicação via WiFi dos processos propostos.

Por fim a presente abordagem, quando comparada com [48] apresenta sua em sua maior vantagem o desenvolvimento de uma API própria para utilização como um software dedicado a integração e exposição de dados. Tal aspecto permite uma maior flexibilidade, disponibilização de dados e uma melhor plataforma para o cliente.

Capítulo 5

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo estão as conclusões encontradas a partir dos resultados do trabalho e quais são os pontos de melhorias para esse mesmo projeto. Além disso esse capítulo conclui os resultados apresados, discuti os custos envolvendo da confecção do equipamento, avalia o uso de ferramentas open source no desenvolvimento do projeto e discute tópicos que ainda podem ser abordados com o uso do mesmo sistema desenvolvido.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A implementação de novas opções tarifárias está em crescente no cenário de distribuição, tornando assim importante analisar a posição do cliente de baixa tensão perante as mudanças, em vista que o consumidor é a peça chave para os objetivos dessa nova regulação. Deste modo este trabalho propõe uma solução que possibilita a avaliação de tarifa para o cliente de baixa tensão com baixo custo, buscando aplicar os conceitos de IoTs utilizando de *softwares* e *hardwares Open Source*.

Como apontado nos resultados, o sistema embarcado apresenta um erro de medição de tensão igual 0,98%, um erro de corrente 1,44%, um erro de potência igual 1,77% e um erro médio de cálculo de consumo igual 1,92% quando comparados com medidores inteligentes classe B. Além disso, com o ensaio, encontramos um limitante de 12,5 metros de distância entre o equipamento com o roteador e a porcentagem de 4,6% de perdas de pacote. Assim analisando os limites apresentados juntamente com o ensaio realizado em uma residência comum, o equipamento mostra-se capaz de possibilita o cliente a conhecer sua curva de carga, assim ajudando a tomada de decisão de qual será a melhor opção tarifaria para sua moradia.

Com os ensaios além dos limites apresentados, foi possível definir um serie de melhorias no protótipo hardware, na integração e na aplicação Android. No hardware os ensaios apontaram uma necessidade de melhoria na posição do cartão microSD e dos conectores dos sensores, assim como a troca do conector banana por um com terminal de compressão de parafuso, além da necessidade uma fixação adequada para o equipamento. Acerca da aplicação, o principal ponto de melhoria esteve

relacionado ao tempo de atualização automático da página, o qual estava muito rápido e acabava atrapalhando a visualização do usuário.

Sendo uma das preocupações buscar uma solução ser baixo custo, o projeto apresentado focou em reduzir ao máximo seus custos através da utilização de um único microprocessador de baixo custo, NodeMCU, para o controle dos processos e para o processamento do protocolo WiFi e da realização de cálculos de potência via software, o que economizou a utilização de um chip integrador para cada sensor acoplado. Desta maneira o projeto apresentado conseguiu atingir um custo entre R\$ 30,00 para sistemas mais simples e R\$ 60,00 para sistemas trifásicos de quatro fios, sendo esse custo podendo ser reduzido quando produzido em grande escala. A ficha com os componentes necessários para confecção do protótipo está presente na tabela 16.

Componente	Qntd.	Custo [R\$/uni]	Site de Referência
NodeMCU	1	R\$ 5,14	AliExpress
SCT013	3	R\$ 16,96	AliExpress
Conector MicroSD	1	R\$ 7,35	AliExpress
Optoacoplador H11AA1	3	R\$ 0,42	AliExpress
Outros componentes (Resistencia, Capacitor, LED, Multiplexador, Jack Banana, Jack P2 e Jack de Alimentação)	1	R\$ 2,07	Baú da Eletrônica

Tabela 16 – Ficha de componentes necessários para confecção do protótipo

Um ponto interessante do trabalho é que ele ilustrou um processo de confecção de sistema para REIs aplicando os conceitos de IoT juntamente com o desenvolvimento de sistemas embarcados, assim unindo dois tópicos atuais e relevantes para dois seguimentos da elétrica: Sistemas de Potência e Sistemas Eletrônico.

Também é importante que destacar que a ampla disponibilidade de sistema *Open Source* foi um ponto fundamental para a diminuição do custo do desenvolvimento desse projeto, sendo as ferramentas: *KiCad*, *Android Studio*, *NodeMCU*, *Arduino*, *PHP* e *MySQL*.

Assim seguindo o conceito *hardware* e *software* livres, os esquemáticos, lista de componentes, *footprints* do hardware, também como firmware, API e APP

desenvolvidos são livres e estão disponíveis no GitHub de forma que outros usuários possam replicar o projeto como também desenvolver novos ensaios e features em cima dele, como ensaiar a performance do sistema em múltiplos medidores, analisar a respostas de usuários reais ao uso do sistema, a criação de apps para Web e IOS, entre outras possibilidades.

Por fim é nítido com todos os pontos apresentados, que o trabalho além de atingir seu objetivo principal de desenvolver um sistema embarcado que auxilia o cliente de baixa a escolher melhor tarifa para sua rede, também foi além e abordou outras temas relevantes ao cenário atual elétrico como Tarifas Dinâmicas, Smart Grids, IoT e entre outros.

REFERÊNCIAS

- [1] BRASIL, CGEE. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (Org.). Redes elétricas inteligentes: contexto nacional. Brasília: Tatiana de Carvalho Pires, 2012. APA.
- [2] Portal O Setor Elétrico. "Smart grid é o futuro certo da distribuição de energia elétrica?". Disponível em: <<https://www.osestoreletrico.com.br/smart-grid-e-o-futuro-certo-da-distribuicao-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: dezembro/2018.
- [3] Miranda, Ana Elisa Vigário. "Estudo de modelos de tarifas dinâmicas para Portugal." (2015).
- [4] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Tarifas Consumidores. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores>>. Acesso em: dezembro/2018.
- [5] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n 414/2010
- [6] PROCEL. Manual de Tarificação. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>Acesso em: Dezembro/2018.
- [7] ANEEL: "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 5"
- [8] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Tarifa Branca. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: julho/2017.
- [9] ABRADÉE. Tarifas de Energia. 2017. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: julho/2017
- [10] PLANALTO. Decreto. Decreto n 7.583/2010.

-
- [11] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 593/2013 e 626/2014
- [12] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Bandeiras Tarifárias Consumidores. 2016. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800>.
Acesso em: dezembro/2018.
- [13] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n 760/2017
- [14] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n 689/2015
- [15] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n 610/2014
- [16] ANEEL. Tarifas Consumidores. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/pre-pagamento/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: dezembro/2018.
- [17] HOGAN, William W. Time-of-use rates and real-time prices. John F. Kennedy School of Government, Harvard University, 2014.
- [18] SOUZA, Reinaldo Castro. Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no. 2016. Tese de Doutorado. PUC-Rio.
- [19] Limberger, Marcos Alexandre Couto, Reinaldo Castro Souza, and Rodrigo Flora Calili. “Estudo da tarifa branca para classe residencial pela medição de consumo de energia e de pesquisas de posse e hábitos.” Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro (2014).
- [20] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n 733/2016
- [21] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Consulta Pública n 193/2010
- [22] AES SUL. CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 011 /2010.
- [23] Mercados de Energia Consultoria. CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 011 /2010.

-
- [24] CEMIG. CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 011 /2010.
- [25] ABRACEEL. CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 011 /2010.
- [26] TR. CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 011 /2010.
- [27] ABIAPE. CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 011 /2010.
- [28] ABRADÉE. CONTRIBUIÇÕES REFERENTE À AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 011 /2010.
- [29] UTE. Plan Intelligent, más confort a menor precio. Disponível em: < <https://portal.ute.com.uy/articulos/plan-inteligente-mas-confort-menor-precio/>>. Acesso em: julho/2019.
- [30] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n 464/2011
- [31] ANEEL: “Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Módulo 7.3”
- [32] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. 1ª Fase da Audiência 120/2010.
- [33] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Audiência Pública n 360/2010
- [34] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n 362/2010
- [35] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Audiência Pública n 29/2012
- [36] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica n 197/2010
- [37] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n 479/2012
- [38] ABRADÉE. CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA 043/2013.
- [39] AES Brasil. CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA 043/2013.

-
- [40] EDP. CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA 043/2013.
- [41] LIGHT SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO S.A. CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA 043/2013.
- [42] CPFL. CONTRIBUIÇÃO AO PROCESSO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA 043/2013.
- [43] UNESP. Notas de Aula. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/cap1_circuitos-trifasicos.pdf> Acesso em: Dezembro/2018.
- [44] FEUP. Laboratório de Máquinas. Disponível em: <https://paginas.fe.up.pt/maquel/TLME/LME_2Watt.pdf> Acesso em: Dezembro/2018.
- [45] UNICAMP. Notas de Aula EA611. Disponível em: <http://www.decom.fee.unicamp.br/~cardieri/NotasdeAula_EA611/EA611_NotasAula_12.pdf> Acesso em: Dezembro/2018.
- [46] Geschickter, C.: The Emergence of Meter Data Management (MDM): A Smart Grid Information Strategy Report. GTM Research (2010)
- [47] Mashima, Daisuke, and Alvaro A. Cárdenas. "Evaluating electricity theft detectors in smart grid networks." International Workshop on Recent Advances in Intrusion Detection. Springer, Berlin, Heidelberg, 2012.
- [48] Lemos, Ivan Pedrotti. "Medidor de Energia para Avaliação da Adesão à Tarifa Branca em Smart Grids." (2017).
- [49] Mehl. Aulas Embarcadas. Disponível em: <<http://www.eletrica.ufpr.br/mehl/te200/aulas/embarcados.pdf>> Acesso em: Dezembro/2018.
- [50] ACOSTA, Roberto et al. Open source hardware. 2009. Tese de Doutorado. Massachusetts Institute of Technology.
- [51] Arduino. Introduction. Disponível em: <<https://www.arduino.cc/en/Guide/Introduction#>> Acesso em: Dezembro/2018.
- [52] NodeMCU. Index. Disponível em: <http://www.nodemcu.com/index_en.html> Acesso em: dezembro/2018

-
- [53] Novatec. Arduino Básico. Disponível em: <<https://s3.novatec.com.br/capitulos/capitulo-9788575224045.pdf>> Acesso em: Dezembro/2018.
- [54] Gerald Coley. BeagleBone Black System Reference Manual. Disponível em: <http://sonalikothonari.com/wp-content/uploads/2017/01/bbb_system_ref_manual.pdf> Acesso em: Dezembro/2018.
- [55] ROSA, Luiz H. L. et al. A Laboratory infrastructure to support utilities in attaining power quality and Smart Grid goals. In: **Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on**. IEEE, 2016. p. 312-317.
- [56] Parlamento Europeu. Jornal Oficial da União Europeia. Directiva 72/2009.
- [57] Joint Research Centre. Smart Metering deployment in the European Union. Disponível em: <<https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union/>>. Acesso em: dezembro/2018.
- [58] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n 502/2012
- [59] INSTITUTE FOR ENERGY AND TRANSPORT - JOINT RESEARCH CENTER. Project Maps. 2016. SMART-NRG. Homepage. 2016. Disponível em: <<http://gain.di.uoa.gr/smart-nrg>>. Acesso em: 03 jun. 2016.
- [60] MCDANIEL, Patrick; MCLAUGHLIN, Stephen. Security and privacy challenges in the smart grid. IEEE Security & Privacy, n. 3, p. 75-77, 2009
- [61] Ramyar Rashed Mohassel, Alan Fung, Farah Mohammadi, Kaamran Raahemifar. A survey on Advanced Metering Infrastructure. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol 63, 2014, pp. 473-484.
- [62] Kicad PCB. Kicad EDA. Disponível em: <<http://kicad-pcb.org/>>. Acesso em: janeiro/2019.
- [63] INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. RTM431/2007.

-
- [64] GitHub openenergymonitor. EmonLib. Disponível em: <<https://github.com/openenergymonitor/EmonLib/>>. Acesso em: janeiro/2019.
- [65] GitHub openenergymonitor. EmonLib calibration theory. Disponível em: <<https://github.com/openenergymonitor/learn/blob/master/view/electricity-monitoring/ctac/emonlib-calibration-theory.md/>>. Acesso em: Janeiro/2018.
- [66] GitHub Arduino Libraries. NTPClient. Disponível em: <<https://github.com/arduino-libraries/NTPClient/>>. Acesso em: janeiro/2019.
- [67] GitHub Arduino. ESP8266 WiFi. Disponível em: <<https://github.com/esp8266/Arduino/tree/master/libraries/ESP8266WiFi/>>. Acesso em: janeiro/2019.
- [68] Postman. Installation and updates. Disponível em: <https://learning.getpostman.com/docs/postman/launching_postman/installation_and_updates/>. Acesso em: janeiro/2019
- [69] MySQL. "Why MySQL?". Disponível em: <<https://www.mysql.com/why-mysql/>>. Acesso em: janeiro/2018
- [70] Cetec, Celular torna-se o principal dispositivo de acesso à internet aponta CETIC. Disponível em: < <https://cetic.br/noticia/celular-torna-se-o-principal-dispositivo-de-acesso-a-internet-aponta-cetic-br/>>. Acesso em: janeiro/2019.
- [71] APACHE Friends. XAMPP Apache + MariaDB + PHP + Perl. Disponível em: <https://www.apachefriends.org/pt_br/index.html/>. Acesso em: janeiro/2019.
- [72] GitHub PhilJay. MPAndroidChart. Disponível em: <<https://github.com/PhilJay/MPAndroidChart/>>. Acesso em: janeiro/2018.

ANEXOS

Este capítulo é destinado a documentar os esquemáticos e softwares desenvolvidos, além de expor os principais datasheets utilizados para o desenvolvimento desse projeto.

ANEXO I - Pesquisa sobre os conhecimentos do cliente sobre Tarifa Branca e seu consumo

The image shows a Google Form titled "Novas opções tarifárias de energia elétrica" (New tariff options for electricity). The form is set against a purple and light purple background. It includes a privacy notice, a mandatory field for the user's city, a question about their knowledge of the "Tarifa Branca" (White Tariff), and a "PRÓXIMA" (Next) button. At the bottom, there is a disclaimer about not sending passwords via Google Forms.

Novas opções tarifárias de energia elétrica

Todos dados serão utilizados para fins acadêmicos e serão tratados com sigilo.

***Obrigatório**

Qual cidade que você mora? *

Sua resposta

Você sabe o que é tarifa Branca e como ela funciona? *

☐ Sim

☐ Não

PRÓXIMA

Nunca envie senhas pelo Formulários Google.

Novas opções tarifárias de energia elétrica

Tarifa Branca

Tarifa Branca é nova forma de cobrança de energia elétrica que entrará em vigor no Brasil nos próximos anos, onde o preço da energia varia conforme o horário que ela está sendo consumida. Nos dias úteis, o valor da Tarifa Branca varia em três horários: 19 a 20 horas mais caro, 17 as 18 e das 21 as 22 horas tem um preço intermediário e o restante do dia apresentam um preço mais barato que a tarifa atual.

Tal opção tarifaria se mostra vantajosa para consumidores que apresentam consumo fora dos horários onde o preço está elevado e para aqueles que conseguem melhor controlar sua carga de forma a distribuir o consumo. Quem não optar por essa modalidade continuará sendo faturado pelo sistema atual.

VOLTAR

PRÓXIMA

Nunca envie senhas pelo Formulários Google.

Novas opções tarifárias de energia elétrica

*Obrigatório

Você acha que conhece o seu consumo de energia durante cada hora do dia a ponto de conseguir optar ou não pela tarifa Branca? *

- ☐ Sim
- ☐ Não

Caso não, você gostaria de ter uma forma de saber seu consumo horário?

- ☐ Sim
- ☐ Não

Qual seria a melhor forma de receber essa informação: *

- ☐ Fazer simulação do seu consumo, com base no conhecimento dos seus hábitos de uso dos seus eletrodomésticos.
- ☐ Receber em tempo real o seu consumo e o quando está economizando com a tarifa branca através de aplicativo, softwares, etc.
- ☐ Receber uma simulação da tarifa branca junto a sua conta, com base no seu consumo.
- ☐ Outro: _____

VOLTAR

ENVIAR

Nunca envie senhas pelo Formulários Google.

ANEXO II - Esquemático completo do Projeto

[illegible]

ANEXO IV – Fotos dos Ensaios Realizados

Da esquerda para a direita de baixo para cima:

- Ensaio End-To-End do Projeto
- Ensaio da precisão de consumo para clientes Monofásicos:
- Ensaio da precisão de consumo para clientes Bifásicos (3 Fios):
- Ensaio da precisão de consumo para clientes Trifásico (3 Fios e 4 fios equilibrados)