



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

REGINALDO SILVA DOS ANJOS

**SGMIEe - SOFTWARE DE GESTÃO DA MEDIÇÃO
INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FORTALEZA
2013**

REGINALDO SILVA DOS ANJOS

**SGMIEE - SOFTWARE DE GESTÃO DA MEDIÇÃO
INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA**

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

Orientadora:
Prof.^a Ruth Pastôra Saraiva Leão, Ph.D.

Coorientador:
Prof. Otacílio da Mota Almeida, Dr.

FORTALEZA

2013

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Universidade Federal do Ceará

Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

A619s Anjos, Reginaldo Silva dos.

SGMIEE - Software de Gestão da Medição Inteligente de Energia Elétrica / Reginaldo Silva dos Anjos. – 2013.

148 f. : il., enc. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2013.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Coorientação: Prof. Dr. Otacílio da Mota Almeida.

1. Engenharia elétrica. 2. Energia elétrica - Gerenciamento. 3. Redes elétricas. 4. Java. I.
Título.

CDD 621.3

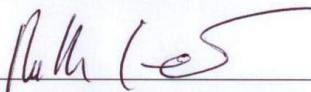
REGINALDO SILVA DOS ANJOS

**SGMIEE - SOFTWARE DE GESTÃO DA MEDIÇÃO
INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA**

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

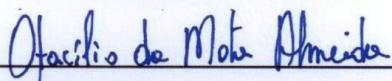
Aprovada em: 29/11/2013.

BANCA EXAMINADORA



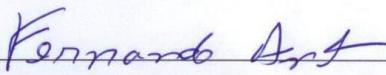
Prof.^a Ruth Pastóra Saraiva Leão, Ph.D. (Orientadora)

Universidade Federal do Ceará (UFC)



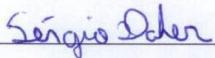
Prof. Otacílio da Mota Almeida, Dr. (Coorientador)

Universidade Federal do Piauí (UFPI)



Prof. Fernando Luiz Marcelo Antunes, Ph.D.

Universidade Federal do Ceará (UFC)



Prof. Sérgio Daher, Dr.-Ing.

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Este trabalho acadêmico é dedicado a Deus e a minha querida família: Aurino e Maria Rita, meus pais, Aurélio e Rejane, meus irmãos. Ainda no ambiente familiar, à amada Hellem. Dedico também a todos os amigos e companheiros que participaram e proporcionaram a realização deste momento pleno e inigualável de conhecimento.

AGRADECIMENTO

Agradeço a Deus pela oportunidade da vida e por todas as bênçãos e glórias recebidas durante a minha existência.

Agradeço aos meus pais, Aurino e Maria Rita, pela afeição, pelo sustento, pela educação, pela paciência, pelos incentivos aos estudos e, principalmente, pelo amor e carinho que me ofereceram, me oferecem e sempre continuarão a me oferecer. A minha gratidão eterna aos meus pais, que me ensinaram a trilhar os caminhos mais compensativos da vida.

Aos meus irmãos, Aurélio e Rejane, que sempre me ensinaram os erros e acertos da vida, de forma correta e cordial, proporcionando-me companheirismo e bem-estar. Devo muito a vocês, meus queridos irmãos.

Àquela que transmitiu amor, confiança, consolo, perseverança e incentivo ao longo deste período da realização do estudo, minha namorada, Monicke Hellem.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE), do Centro de Tecnologia (CT), da Universidade Federal do Ceará (UFC), pela formação nas etapas de graduação e mestrado. Dedico agradecimentos especiais à Prof.^a. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão e ao Prof. Dr. Otacílio da Mota Almeida, pela transmissão de conhecimentos e pela atenção e compreensão que sempre prestaram durante os aconselhamentos nos períodos de sala de aula, das reuniões e da realização deste trabalho acadêmico de pós-graduação.

Gratidão aos amigos e companheiros de pesquisa de laboratório, Antônio Barbosa, Dalton Honório, Janaína Almada, João Paulo, João Victor, Márcio Amora, Obed Vieira, Sérgio Lima, Silas Alysson, Venicio Soares e Wellington Avelino.

Agradecimentos estendidos aos engenheiros Alaim Assis e Henrique Inecco pelo suporte técnico na etapa de desenvolvimento do software. Ao supervisor Ernani Gadelha e aos técnicos Jeremias e Everaldo, do setor de manutenção do CT/UFC, pela execução das instalações do sistema de medição utilizado neste trabalho.

À instituição acadêmica UFC, ao Grupo de Pesquisa em Automação e Robótica (GPAR), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à empresa Eletra Energy Solutions, pela infraestrutura física, pelo suporte financeiro e pelas contribuições técnicas à realização deste trabalho.

“Ah!
Se o mundo inteiro me pudesse ouvir,
Tenho muito pra contar,
Dizer que aprendi...” (Tim Maia)

RESUMO

A modernização dos sistemas elétricos de potência é nos dias atuais um tema de relevância, com destaque à participação do consumidor na geração de energia elétrica e gestão da energia consumida. A automação da Medição Inteligente é uma das principais vertentes e o precursor das Redes Elétricas Inteligentes. Considerando-se este cenário, neste trabalho, apresenta-se um software de gestão da medição inteligente de energia elétrica, denominado SGMIee. Trata-se de uma ferramenta computacional, desenvolvida com tecnologias computacionais de código aberto e gratuito, utilizada para a aquisição, armazenamento, processamento, visualização e gerenciamento das informações registradas em uma infraestrutura de medição inteligente de eletricidade. A plataforma Java e a estrutura de banco de dados MySQL são as principais tecnologias utilizadas no desenvolvimento do software. O SGMIee tem sido aplicado a um sistema de medição inteligente de energia elétrica instalado na infraestrutura do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE), do Centro de Tecnologia (CT), da Universidade Federal do Ceará (UFC). O sistema de medição inteligente de energia elétrica utilizado é composto por 05 unidades de medidores eletrônicos inteligentes trifásicos, 01 unidade de interface de comunicação sem fio, 01 unidade de interface de comunicação via porta ótica e 01 unidade de equipamento *In-Home Display* (IHD). A infraestrutura de medição inteligente é baseada em uma rede RF e disposta em uma topologia *Mesh*, sendo utilizados os protocolos ABNT NBR 14522 e ZigBee para a realização da comunicação entre os equipamentos do sistema. Dados coletados de 05 medidores eletrônicos, instalados em quadros de distribuição de baixa tensão nas unidades do DEE, foram utilizados para testar e validar as funcionalidades do software proposto, sendo considerados aspectos normativos nacionais da área durante as análises dos resultados obtidos. As funcionalidades sobre página fiscal, consumo, faltas de energia, alarmes e gráficos foram implementadas no SGMIee, possibilitando-se o gerenciamento energético baseado em dados de medições e alarmes consultados de forma instantânea ou através de histórico. Após as análises, observou-se que os objetivos definidos para o SGMIee foram atendidos, sendo a disponibilização de uma ferramenta computacional para gerir os dados de medições de parâmetros elétricos, integrada a um cenário de medição inteligente de eletricidade a principal contribuição deste trabalho.

Palavras-chave: Redes Elétricas Inteligentes. Medição Inteligente. Gerenciamento de Medições Inteligentes de Energia Elétrica. Java.

ABSTRACT

The modernization of electric power systems is nowadays a topic of relevance, with emphasis on consumer participation in power generation and management of energy consumption. The automation of Smart Metering is one of the main aspects and the precursor of Smart Grids. Considering this scenario, this paper presents electricity smart metering management software, called SGMIee. It is a computational tool developed with free and open source technologies, used for the acquisition, storage, processing, display and management of recorded information in a smart metering infrastructure for electricity. The Java platform and structure of MySQL database are the main technologies used in software development. The SGMIee has been applied to a smart metering of electricity infrastructure installed in the Department of Electrical Engineering (DEE), the Technology Center (TC), Federal University of Ceará (UFC). The smart metering system used is composed of 05 three-phase smart meters units, 01 wireless communication interface unit, 01 optical interface unit and 01 In-Home Display (IHD) unit. The smart metering infrastructure is based on a RF network and willing in a Mesh topology, protocols being used ABNT NBR 14522 and ZigBee for the realization of communication between the system equipment. Data collected from 05 smart meters installed in low voltage switchboards units DEE, were used to test and validate the functionality of the proposed software, and are considered national normative aspects of the area during the analysis of the results obtained. The features about summary snapshot of electrical quantities measured, consumption, power outages, alarms and charts were implemented in SGMIee, enabling the power management based on measurement data and alarms consulted instantaneously or through history. After the analyzes, it was observed that the objectives for the SGMIee were achieved and the availability of a computational tool for managing measurement data of electrical parameters, integrated with a scenario of electricity smart metering the main contribution of this work.

Keywords: Smart Grids. Smart Metering. Electricity Smart Metering Management. Java.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Sistema Elétrico de Potência tradicional.....	17
Figura 2.2 – Estimativa de crescimento global do consumo de eletricidade para o período 2007-2050.....	18
Figura 2.3 – Modelo conceitual de Redes Elétricas Inteligentes.....	20
Figura 2.4 – Impacto das REI no sistema de energia elétrica.....	22
Figura 2.5 – Áreas tecnológicas envolvidas no contexto de REI.....	25
Figura 2.6 – Distribuição de projetos por faixa de orçamento na Europa.....	28
Figura 2.7 – Distribuição estadual dos projetos nacionais sobre REI catalogados.....	31
Figura 2.8 – Percentuais dos custos totais dos projetos por região.....	31
Figura 2.9 – Infraestrutura AMI e os seus principais componentes.....	34
Figura 2.10 – Modelos de medidores eletrônicos inteligentes de nacionais.....	35
Figura 2.11 – Modelos de equipamentos IHD utilizados em conjunto com os medidores inteligentes.....	37
Figura 2.12 – Exemplo de comunicação entre medidores inteligentes em uma rede RF Mesh.....	43
Figura 2.13 – Comparativo entre as modalidades tarifárias horária branca e a convencional.....	50
Figura 2.14 – Exemplo de softwares de gerenciamento de energia aplicados aos vários setores da rede elétrica.....	53
Figura 2.15 – Softwares de gerenciamento de energia elétrica em uma infraestrutura AMI.....	54
Figura 3.1 – Logo representativo do software SGMIEe.....	59
Figura 3.2 – Esboço do cenário de aplicação do SGMIEe.....	60
Figura 3.3 – Identificações das tecnologias e bibliotecas utilizadas no desenvolvimento do SGMIEe.....	62
Figura 3.4 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo "Frequência da rede".....	66
Figura 3.5 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo "Temperatura Interna".....	67
Figura 3.6 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo "Sequência de fase".....	68
Figura 3.7 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo "Tensão de fase", na aba "Tensão".....	68

Figura 3.8 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo ”Tensão de linha”, na aba “Tensão”.....	69
Figura 3.9 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo ”Bandeira Tarifária Atual”, na aba “Consumo”.....	71
Figura 3.10 – Exemplo do campo ”Registros”, da opção “Período Atual”, na aba “Faltas de energia”	73
Figura 3.11 – Fluxograma de funcionamento do SGMIee.....	77
Figura 3.12 – Bloco de dados de Comando do protocolo ABNT NBR 14522.....	80
Figura 3.13 – Bloco de dados de Resposta do protocolo ABNT NBR 14522.....	81
Figura 3.14 – Disposição dos nós na rede RF Mesh do referido sistema de medição inteligente.....	82
Figura 3.15 – Formato dos pacotes UART ZigBee.....	83
Figura 4.1 – Cenário ilustrativo da infraestrutura de medição inteligente proposta.....	87
Figura 4.2 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 01.....	89
Figura 4.3 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 02.....	89
Figura 4.4 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 03.....	89
Figura 4.5 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 04.....	90
Figura 4.6 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 05.....	90
Figura 4.7 – Medidor eletrônico inteligente utilizado no trabalho.....	91
Figura 4.8 – Conjunto de hardware e software utilizado na aplicação do SGMIee.....	95
Figura 4.9 – Representação dos registros de medições na base de dados interligada ao SGMIee.....	96
Figura 5.1 – Arquivo SGMIee.jar referente ao software da proposta.....	101
Figura 5.2 – Tela de inicialização do SGMIee.....	102
Figura 5.3 – Acesso ao banco de dados e verificação das portas de comunicação na inicialização do SGMIee.....	102
Figura 5.4 – Carregamento da interface gráfica e confirmação de inicialização do SGMIee.....	103
Figura 5.5 – Telas de configuração da comunicação e de mensagem de confirmação do SGMIee.....	104
Figura 5.6 – Tela principal com os dados do medidor selecionado e as abas das funcionalidades do SGMIee.....	104
Figura 5.7 – Aba “Página Fiscal”, do SGMIee.....	105

- Figura 5.8 – Aba “Corrente”, da funcionalidade “Página Fiscal”, do SGMIee..... 107
- Figura 5.9 – Aba “Fator de potência”, da funcionalidade “Página Fiscal”, do SGMIee..... 108
- Figura 5.10 – Aba “Potência”, da funcionalidade “Página Fiscal”, do SGMIee..... 108
- Figura 5.11 – Aba “Direta”, em “Energia”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee..... 110
- Figura 5.12 – Aba “Reversa”, em “Energia”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee..... 110
- Figura 5.13 – Aba “Líquida”, em “Energia”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee..... 111
- Figura 5.14 – Aba “Direta”, em “Demanda”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee..... 112
- Figura 5.15 – Aba “Reversa”, em “Demanda”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee..... 113
- Figura 5.16 – Aba “Líquida”, em “Demanda”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee..... 113
- Figura 5.17 – Aba “Período Anterior”, da funcionalidade “Faltas de energia”, do SGMIee..... 114
- Figura 5.18 – Aba “Período Atual”, da funcionalidade “Faltas de energia”, do SGMIee..... 115
- Figura 5.19 – Aba “Parte I”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee..... 116
- Figura 5.20 – Aba “Parte II”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee..... 117
- Figura 5.21 – Aba “Parte III”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee..... 117
- Figura 5.22 – Aba “Parte IV”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee..... 118
- Figura 5.23 – Aba “Parte V”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee..... 118
- Figura 5.24 – Aba “Parte I”, em “Grupo 02”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee..... 119

- Figura 5.25 – Aba “Parte II”, em “Grupo 02”, da funcionalidade “Alarmes”, do 119 SGMIee.....
- Figura 5.26 – Aba “Fase A”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”, do 120 SGMIee.....
- Figura 5.27 – Gráfico de Tensão (Fase A) gerado através da funcionalidade “Gráficos”, 121 do SGMIee.....
- Figura 5.28 – Aba “Fase B”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”, do 121 SGMIee.....
- Figura 5.29 – Gráfico de Tensão (Fase B) gerado através da funcionalidade “Gráficos”, 122 do SGMIee.....
- Figura 5.30 – Aba “Fase C”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”, do 122 SGMIee.....
- Figura 5.31 – Gráfico de Tensão (Fase C) gerado através da funcionalidade “Gráficos”, 123 do SGMIee.....
- Figura 5.32 – Aba “Todas as fases”, de “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”, do 123 SGMIee.....
- Figura 5.33 – Gráfico de Tensão (Fases A, B e C) gerado através da funcionalidade 124 “Gráficos”, do SGMIee.....
- Figura 5.34 – Gráfico de percentuais das faixas de transgressão de tensão (Fases A, B e 124 C) gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.....
- Figura 5.35 – Aba “Medições”, em “Ativa”, de “Energia”, da funcionalidade 125 “Gráficos”, do SGMIee.....
- Figura 5.36 – Gráfico do perfil da energia ativa gerado através da funcionalidade 125 “Gráficos”, do SGMIee.....
- Figura 5.37 – Aba “Consumo”, em “Ativa”, de “Energia”, da funcionalidade 126 “Gráficos”, do SGMIee.....
- Figura 5.38 – Gráfico do consumo total de energia ativa, por posto tarifário e por 127 bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.....
- Figura 5.39 – Aba “Custos”, em “Ativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, 127 do SGMIee.....

- Figura 5.40 – Gráfico dos custos do consumo de energia ativa, por posto tarifário e por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 128
- Figura 5.41 – Gráfico dos custos, com e sem acréscimo, do consumo de energia ativa, por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 128
- Figura 5.42 – Aba “Medições”, em “Reativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 129
- Figura 5.43 – Gráfico do perfil da energia reativa gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 129
- Figura 5.44 – Aba “Consumo”, em “Reativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 130
- Figura 5.45 – Gráfico do consumo total de energia reativa, por posto tarifário e por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 130
- Figura 5.46 – Aba “Custos”, em “Reativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 131
- Figura 5.47 – Gráfico dos custos do consumo de energia reativa, por posto tarifário e por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 131
- Figura 5.48 – Gráfico dos custos, com e sem acréscimo, do consumo de energia reativa, por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 132
- Figura 5.49 – Aba “Medições”, em “Aparente”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 132
- Figura 5.50 – Gráfico do perfil da energia aparente gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 133
- Figura 5.51 – Aba “Consumo”, em “Aparente”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 133
- Figura 5.52 – Gráfico do consumo total de energia aparente, por posto tarifário e por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee..... 134

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Domínios do modelo conceitual de REI	21
Tabela 2.2 – Identificadores, descrições, quantidade e custos totais dos projetos por subtema catalogado.....	30
Tabela 2.3 – Resumo sobre as principais características das tecnologias de comunicação de AMI.....	39
Tabela 3.1 – Descrições dos tipos de alarmes, dos Grupos 01 e 02, da aba “Alarmes”...	74
Tabela 4.1 – Descrições dos pontos de medição.....	87
Tabela 4.2 – Distâncias aproximadas entre os equipamentos do sistema de medição inteligente.....	88
Tabela 5.1 – Análise geral dos níveis de validação do SGMIee.....	134
Tabela 6.1 – Aplicação e potencial de inovação das funcionalidades do SGMIee.....	138

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CGEE	Centro de Gestão de Estudos Estratégicos
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CRC	<i>Cyclic Redundancy Check</i>
CT	Centro de Tecnologia
CT&I	Ciência, Tecnologia e Inovação
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
GPAR	Grupo de Pesquisa em Automação e Robótica
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
HAN	<i>Home Area Network</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IHD	<i>In-Home Display</i>
JDK	<i>Java SE Development Kit</i>
JRE	<i>Java SE Runtime Environment</i>
JVM	<i>Java Virtual Machine</i>
LAMOTRIZ	Laboratório de Eficiência Energética e Máquinas Motriz
MCTI	Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação
MDMS	<i>Meter Data Management Systems</i>
MI	Medição Inteligente
NAN	<i>Neighborhood Area Network</i>
NIST	<i>National Institute of Standards and Technology</i>
PAN	<i>Personal Area Network</i>
PD&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RF	Radiofrequênciā
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SGMlee	Software de Gestão da Medição Inteligente de Energia Elétrica
SIBMA	Sistema Brasileiro de Multimedição Avançada
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIC	Tecnologias de Informação e Comunicação
UART	<i>Universal Asynchronous Receiver/Transmitter</i>
UE	União Europeia
UFC	Universidade Federal do Ceará
USB	<i>Universal Serial Bus</i>
WAN	<i>Wide Area Network</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Problemática e justificativa	13
1.2	Objetivos do trabalho	15
1.3	Organização do conteúdo	16
2	REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E MEDIÇÃO INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA	17
2.1	Redes Elétricas Inteligentes	17
2.1.1	<i>Definições e modelo conceitual</i>	19
2.1.2	<i>Principais objetivos, características e benefícios</i>	22
2.1.3	<i>Principais áreas tecnológicas envolvidas</i>	24
2.1.4	<i>Perspectivas e iniciativas</i>	26
2.1.4.1	<i>Iniciativas internacionais</i>	27
2.1.4.2	<i>Iniciativas nacionais</i>	29
2.2	Medição Inteligente de energia elétrica	32
2.2.1	<i>A infraestrutura de medição avançada</i>	32
2.2.1.1	<i>Medidores eletrônicos inteligentes, dispositivos IHD e coletores de dados</i>	35
2.2.1.2	<i>Tecnologias de comunicação para AMI</i>	37
2.2.1.3	<i>Sistemas de gerenciamento de dados de medição</i>	40
2.2.1.4	<i>Interoperabilidade e protocolos</i>	40
2.2.1.5	<i>Regulamentação nacional</i>	44
2.2.1.6	<i>Estrutura tarifária, modalidade tarifária horária branca e bandeiras tarifárias</i>	48
2.3	Softwares de gerenciamento de energia elétrica	52
2.4	Estado da arte relacionado	55
2.5	Considerações parciais	57
3	SGMIEE - SOFTWARE DE GESTÃO DA MEDIÇÃO INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA	59
3.1	Descrição geral	59

3.2	Ambiente de aplicação do SGMIee	60
3.3	Tecnologias e recursos utilizados	61
3.4	Detalhes sobre as funcionalidades do SGMIee	64
<i> 3.4.1</i>	<i>Página Fiscal</i>	65
<i> 3.4.2</i>	<i>Consumo de energia e demanda</i>	70
<i> 3.4.3</i>	<i>Faltas de Energia</i>	71
<i> 3.4.4</i>	<i>Alarmes</i>	73
<i> 3.4.5</i>	<i>Gráficos</i>	75
3.5	Fluxograma de funcionamento	77
3.6	Implementação dos protocolos	79
<i> 3.6.1</i>	<i>Definições do protocolo ABNT NBR 14522</i>	80
<i> 3.6.2</i>	<i>Definições do protocolo ZigBee</i>	81
3.7	Considerações parciais	84
4	CENÁRIO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZADO E METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DOS TESTES	86
4.1	Descrição do cenário de medição inteligente de energia elétrica	86
<i> 4.1.1</i>	<i>Pontos de medição</i>	87
<i> 4.1.2</i>	<i>O medidor eletrônico inteligente utilizado</i>	90
<i> 4.1.3</i>	<i>Composição da unidade de gerenciamento da medição inteligente</i>	93
4.2	Metodologia de aplicação e avaliação dos testes	95
<i> 4.2.1</i>	<i>Base amostral utilizada</i>	95
<i> 4.2.2</i>	<i>Ponto de medição escolhido como estudo de caso</i>	96
<i> 4.2.3</i>	<i>Considerações utilizadas nos testes e análises dos resultados</i>	97
4.3	Considerações parciais	100
5	APLICAÇÃO DO SGMIee AOS SISTEMA DE MEDIÇÃO INTELIGENTE DO DEE/CT/UFC	101
5.1	Apresentação e análise dos resultados	101
<i> 5.1.1</i>	<i>Inicialização do software</i>	101
<i> 5.1.2</i>	<i>Configuração de comunicação</i>	103
<i> 5.1.3</i>	<i>Tela principal do SGMIee</i>	104
<i> 5.1.4</i>	<i>Página Fiscal</i>	105

<i>5.1.4.1</i>	<i>Tensão</i>	106
<i>5.1.4.2</i>	<i>Corrente</i>	106
<i>5.1.4.3</i>	<i>Fator de potência</i>	107
<i>5.1.4.4</i>	<i>Potência</i>	108
5.1.5	<i>Consumo de energia e demanda</i>	109
<i>5.1.5.1</i>	<i>Energia</i>	109
<i>5.1.5.2</i>	<i>Demanda</i>	112
5.1.6	<i>Faltas de energia</i>	114
<i>5.1.6.1</i>	<i>Período Anterior</i>	114
<i>5.1.6.2</i>	<i>Período Atual</i>	115
5.1.7	<i>Alarmes</i>	116
<i>5.1.7.1</i>	<i>Grupo 01</i>	116
<i>5.1.7.2</i>	<i>Grupo 02</i>	119
5.1.8	<i>Gráficos</i>	120
<i>5.1.8.1</i>	<i>Tensão</i>	120
<i>5.1.8.2</i>	<i>Energia</i>	125
5.2	Análise geral	134
5.5	Considerações parciais	135
6	CONCLUSÃO	136
6.1	Contribuições do trabalho	137
6.2	Limitações e dificuldades	139
6.3	Conclusões gerais	140
6.4	Trabalhos futuros	140
	REFERÊNCIAS	143

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

If you cannot measure it, you cannot improve it.

Lord Kelvin, IEC's first President (1906)

Desde o início das redes de distribuição de energia elétrica, a demanda por dispositivos para medir o consumo e auxiliar os fornecedores a distribuir, tarifar e monitorar a qualidade do serviço esteve presente. A trajetória desde os primeiros instrumentos usados para medir consumo de energia até a tecnologia atual de redes elétricas inteligentes, que usa tecnologia de medição bidirecional, que fornece valor de consumo em tempo real e que permite ligar e desligar, de acordo com a demanda e o preço da eletricidade, tem sido longa e experimentado consideráveis mudanças.

Os instrumentos de medição de hoje evoluíram, permitindo uma medição mais precisa, expandindo em funcionalidades. Os medidores eletrônicos são parte de uma infraestrutura de medição, que possibilita ações de controle, monitoramento, gerenciamento e manutenção, baseadas na coleta, local e remota, e na troca de informações sobre as condições de funcionamento dos equipamentos relevantes do sistema elétrico (GUNGOR, *et al.*, 2013).

Uma infraestrutura de medição para comunicação bidirecional, automática, entre medidores e companhia concessionária e clientes é denominada de Medição Inteligente ou *Smart Metering* (no termo em inglês), considerada uma vertente tecnológica para a implantação efetiva das REI.

1.1 Problemática e justificativa

Considera-se que o passo inicial e fundamental para a efetiva realização das REI é através da infraestrutura de medição avançada. Esse tipo de infraestrutura de medição é composto pelas tecnologias de informação e comunicação (TIC), pelos medidores eletrônicos inteligentes, instalados com um considerável nível de granularidade, e pelos sistemas de gerenciamento da medição (ORACLE, 2012).

A transferência de informações críticas entre os agentes através da rede de medidores é realizada por meio dos recursos de comunicação bidirecional. Informações coletadas sobre as condições de equipamentos interligados na rede, trafegando neste tipo de infraestrutura,

servem para fins de monitoramento, gerenciamento, controle e manutenção do sistema elétrico, tornando mais previsíveis, por exemplo, a produção e a demanda de energia elétrica (WISSNER, 2011), (GUNGOR *et al.*, 2013).

Observa-se que a aplicação da infraestrutura de medição inteligente pode ser relevante para a resolução de questões relacionadas aos sistemas de energia elétrica. Na área de geração, é comentado em Wissner (2011) que através da infraestrutura de medição inteligente, podem-se oferecer melhores níveis de integração entre as redes de geração distribuídas baseadas em fontes renováveis de energia, onde dados sejam disponibilizados e analisados em tempo real, com respectivo encaminhamento aos atores responsáveis do sistema. Comenta-se também que a utilização dos recursos da infraestrutura pode prover rapidez e eficiência ao controle das linhas de transmissão em situações de reserva e realocação de potência.

Como explicado em Wissner (2011), os recursos de medição de energia elétrica viabilizam a implementação de canais bidirecionais de comunicação para a troca de informações entre fornecedores e clientes. A infraestrutura permite a leitura remota de parâmetros de tensões, correntes e potências elétricas, provendo informações quantitativas e qualitativas aos fornecedores sobre consumos individuais dos clientes para melhorar o gerenciamento da rede elétrica. Os medidores de energia elétrica podem servir de pontos de acesso para controle de produção doméstica de eletricidade, bem como para interação e acionamento de cargas, como equipamentos eletrodomésticos e veículos elétricos.

Mediante a possibilidade de acesso automatizado às informações dos vários setores da rede elétrica, observa-se que a implantação do conceito de REI, tem gerado volumes consideráveis de dados. Dados coletados sobre situações de monitoramento de parâmetros elétricos, de falhas, dos estados dos equipamentos, de sinalizações, e das demandas instantâneas supridas, têm sido considerados em estimativas sobre a quantidade de informações, sendo previstos aumentos de até 180 vezes com a utilização de medição inteligente (ORACLE, 2012).

Identifica-se a necessidade de adequados recursos e ferramentas computacionais para armazenamento, acesso, interpretação e análise dos dados de medição, com o intuito de transformá-los em informações úteis aos diversos agentes do setor elétrico. Gerenciar o conteúdo proveniente dos sistemas de medição inteligente de energia elétrica é indispensável ao funcionamento das REI.

Abordagens de desenvolvimento de softwares de gerenciamento deste tipo de aplicação, que auxiliem na obtenção de informações sobre o perfil de utilização da

eleticidade, na implementação de programas de conservação e eficiência energéticas, na previsão e resposta à demanda, na melhoria da qualidade da energia e de serviço, têm sido enfatizadas em recentes pesquisas acadêmicas e produtos comerciais.

Diante do panorama exposto, neste trabalho, a principal contribuição acadêmica está relacionada à proposta de um software de gestão da medição inteligente de energia elétrica, denominado SGMIEe. Trata-se de uma ferramenta computacional utilizada para a aquisição, armazenamento, processamento, visualização e gerenciamento das informações registradas em uma infraestrutura de medição de eletricidade. O SGMIEe tem sido aplicado a um cenário de medição inteligente de energia elétrica instalado na infraestrutura do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE), no Centro de Tecnologia (CT), pertencente à Universidade Federal do Ceará (UFC).

O software SGMIEe é considerado uma evolução das ações de pesquisa do grupo de estudos sobre REI que integra o DEE/CT/UFC, mediante o projeto Sistema de Medição e Gerenciamento de Energia Elétrica junto ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), em parceria com a empresa local Eletra Energy Solutions.

1.2 Objetivos do trabalho

Desenvolver um software de gestão da medição inteligente de energia elétrica para a aquisição, armazenamento, processamento, visualização e gerenciamento dos dados de uma infraestrutura de medição inteligente de eletricidade é o objetivo principal deste trabalho.

Os seguintes objetivos específicos são considerados na realização da proposta:

- Desenvolver um software de gestão da medição inteligente de energia elétrica baseado em tecnologias e ferramentas gratuitas e de código aberto;
- Integrar a ferramenta computacional a medidores inteligentes de energia elétrica por meio de recursos de comunicação sem fio e cabeado;
- Coletar e persistir as informações de medidores inteligentes em uma base de dados computacional estruturada;
- Gerenciar informações de medições sobre tensão, corrente, fator de potência e potência elétrica, realizadas por medidores inteligentes;
- Processar informações de medições sobre consumo de energia e de demanda, realizadas por medidores inteligentes;

- Analisar informações de registros de faltas de energia e de eventos de alarmes configurados em medidores inteligentes;
- Realizar processamentos gráficos sobre tensão e energia elétrica, baseados em dados históricos de medições;
- Disponibilizar gráficos sobre estimativas de custos financeiros relacionados ao consumo de energia elétrica com base na diferenciação tarifária regulamentada.

1.3 Organização do conteúdo

Com o intuito de informar os detalhes acerca da proposta desenvolvida neste trabalho, o conteúdo está organizado em seis capítulos. No Capítulo 1 são contextualizadas as motivações, identificando-se a problemática e a justificativa relacionadas ao trabalho, definidos os objetivos gerais e específicos, assim como é apresentada a estrutura textual do trabalho.

No Capítulo 2 é apresentada uma visão geral das áreas de Redes Elétricas Inteligentes e de Medição Inteligente de energia elétrica. Na primeira parte do capítulo são apresentadas definições conceituais, comentários sobre as principais características, benefícios, iniciativas internacionais e nacionais associadas às REI. Na segunda parte, são descritos os assuntos de Medição Inteligente tratando-se sobre os equipamentos de medição, tecnologias de comunicação, protocolos e aspectos normativos.

A composição, os recursos e detalhes construtivos, bem como cada funcionalidade implementada e o fluxo de funcionamento do software SGMIee são detalhados no Capítulo 3.

O cenário de medição inteligente em que a ferramenta computacional SGMIee tem sido aplicada é abordado em detalhes no Capítulo 4. As principais definições e esclarecimentos adicionais de implementação do SGMIee utilizados nos procedimentos metodológicos para a realização dos testes e nas posteriores análises dos resultados obtidos são enfatizados na parte final do quarto capítulo.

No Capítulo 5, os testes são descritos e os resultados obtidos de cada funcionalidade do SGMIee são analisados. Na parte final do capítulo, uma análise geral é comentada.

Por fim, o Capítulo 6 é dedicado aos comentários acerca das conclusões, contribuições, limitações e das proposições futuras sobre o conteúdo abordado no trabalho.

CAPÍTULO 2

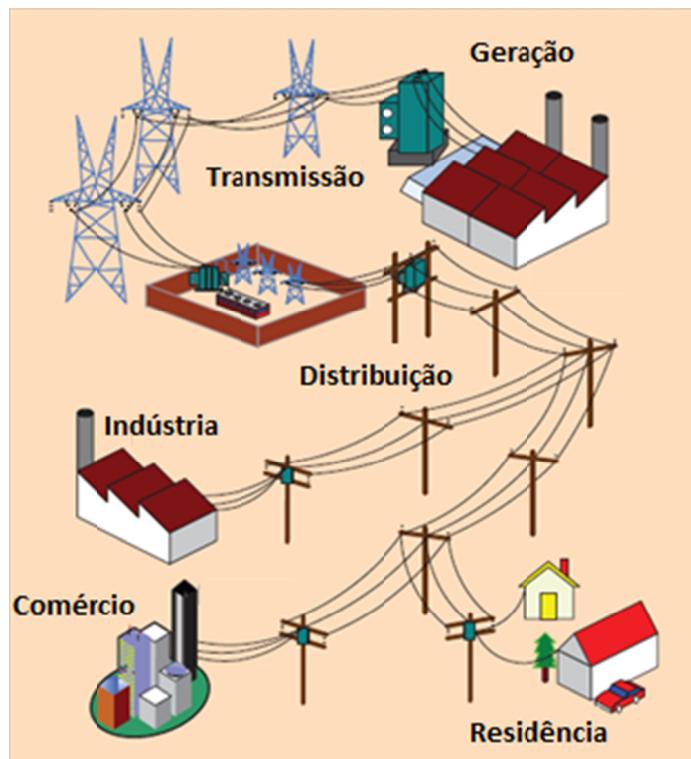
REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E MEDIÇÃO INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Redes Elétricas Inteligentes

Uma infraestrutura de fornecimento de energia elétrica tradicional é composta pelas redes de geração, de transmissão e de distribuição, denominada de Sistema Elétrico de Potência (SEP). Neste sistema, a eletricidade para o uso final é entregue aos consumidores residenciais, comerciais e industriais, mediante as subestações, e as redes de distribuição, as quais recebem os montantes de energia elétrica providos pelas redes de geração via sistema de transmissão, em alta tensão, e, em geral, a longas distâncias dos centros consumidores.

A Figura 2.1 ilustra uma visão geral sobre um SEP tradicional (*YU et al., 2011*).

Figura 2.1 - Sistema Elétrico de Potência tradicional.



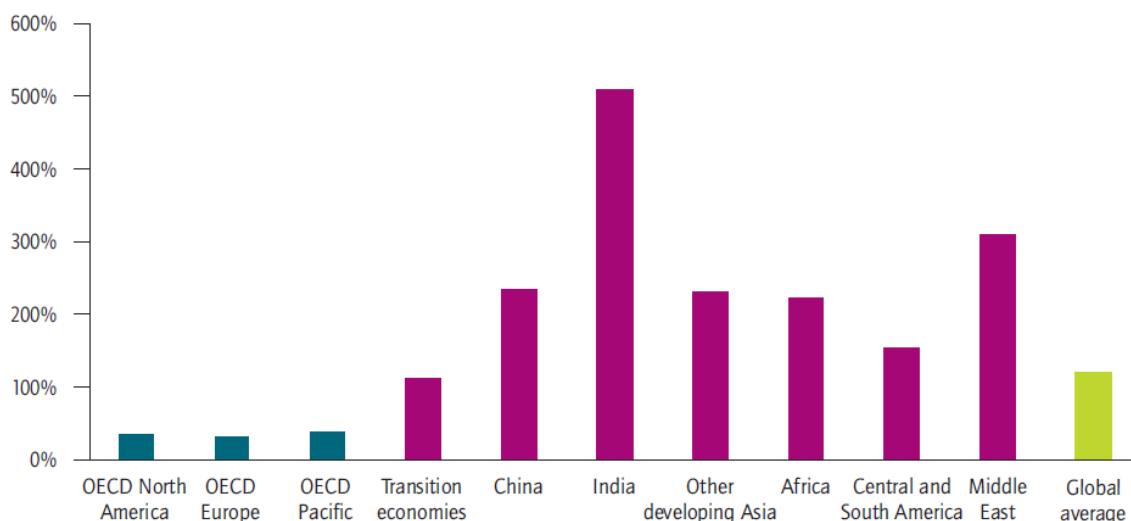
Fonte: Adaptada de (*YU et al., 2011*).

Trata-se de um sistema complexo, com fluxo de energia geralmente unidirecional, desde os subsistemas de geração, passando pelos de transmissão e de distribuição até o pleno fornecimento de eletricidade às unidades consumidoras.

Especialistas consideram que o nível de complexidade dos SEP em diversos países tem crescido nas últimas décadas mediante a necessidade de adaptações e interligações entre os sistemas para suprir o aumento na demanda mundial por eletricidade (PAULINO, 2011).

Estima-se que no período entre os anos de 2007 a 2050, o consumo global de energia elétrica, impulsionado pelos países em desenvolvimento, deverá crescer 117%, como observado em IEA (2011). O gráfico das estimativas de crescimento de consumo por continentes e países é visto na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Estimativa de crescimento global do consumo de eletricidade para o período 2007-2050.



Fonte: (IEA, 2011).

Inerente ao crescimento da demanda de energia elétrica está a necessidade de produção e obtenção de maiores volumes de eletricidade. No cenário de provimento de eletricidade, há a premissa básica de se equilibrar o montante de demanda de consumo à disponibilidade energética. Neste caso, são necessários aos países, investimentos em infraestrutura dos SEP proporcionais à demanda que se estima suprir.

Desafios operacionais, tecnológicos, econômicos e ambientais têm sido enfrentados pela indústria de energia elétrica. As infraestruturas envelhecidas das redes elétricas, constituídas por equipamentos de medição e proteção defasados tecnologicamente, a necessidade de suprimento de formas flexível e confiável, a utilização de fontes de energias renováveis para a geração de eletricidade, mediante os apelos ambientais e de sustentabilidade decorrentes das mudanças climáticas, bem como a busca pelo provimento de novos serviços ofertados, exemplificam alguns destes desafios (GRZEIDAK *et al.*, 2011).

Como forma de adequação diante dos recentes desafios enfrentados e do futuro, é consenso entre a maioria dos governos, fornecedores, fabricantes, universidades e centros de pesquisa e especialistas da área, bem como dos consumidores a necessidade em melhorar os

níveis de confiabilidade, disponibilidade, flexibilidade, qualidade, eficiência e inovação dos SEP, modernizando-os e revitalizando-os.

Esforços para modernizar os SEP têm sido realizados no sentido de promover suporte à inserção de fontes de energia renováveis na geração, à gestão eficiente dos ativos, ao melhor desempenho da operação, à redução dos índices de perdas técnicas e comerciais e a maior interação com os consumidores (CGEE, 2012). Trata-se de uma concepção sobre características, recursos e tecnologias para a modernização do setor elétrico, denominada Redes Elétricas Inteligentes (REI) ou *Smart Grids* (no termo em inglês).

2.1.1 Definições e modelo conceitual

As Redes Elétricas Inteligentes são consideradas como a próxima geração dos SEP. Amplamente debatida no cenário mundial, várias são as definições e os conceitos encontrados na área de energia elétrica para as REI.

A operação do SEP para equilibrar os níveis de produção e de consumo de eletricidade fazendo-se uso da eletrônica de potência, das tecnologias de comunicação e de armazenamento de energia corresponde a uma definição para REI dada em Hashmi, Hanninen e Maki (2011).

É comentado em Hassan e Radman (2010) que através de uma REI, torna-se possível a entrega de eletricidade da fonte geradora aos consumidores utilizando-se tecnologias digitais para economizar energia, reduzir os custos e aumentar a confiabilidade, a transparência, a conectividade, a automação e a coordenação entre os componentes da rede elétrica.

Conforme Berrio e Zuluaga (2012), uma REI corresponde a uma rede elétrica automatizada e distribuída com fluxos de dados de parâmetros elétricos e de controle. Nesta definição, o papel fundamental das trocas de informações na infraestrutura da rede elétrica é destacado.

Considerando uma visão de integração entre os subsistemas, Guimarães *et al.* (2013) define as REI como redes elétricas com nível de inteligência que permite os geradores, distribuidores e consumidores de eletricidade terem conhecimento em tempo real dos requisitos operacionais e da capacidade do sistema entre si.

A abordagem dada para a definição de REI em IEA (2011) é similar à observada em Guimarães *et al.* (2013). Redes elétricas utilizam tecnologias digitais e avançadas para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade de todas as fontes geradoras com o

propósito de atender as demandas diferenciadas dos consumidores finais. Aspectos de confiabilidade, resiliência, estabilidade e eficiência são relacionados às capacidades de operação de todo o sistema pelos geradores, operadores de rede, consumidores e interessados no mercado de energia elétrica.

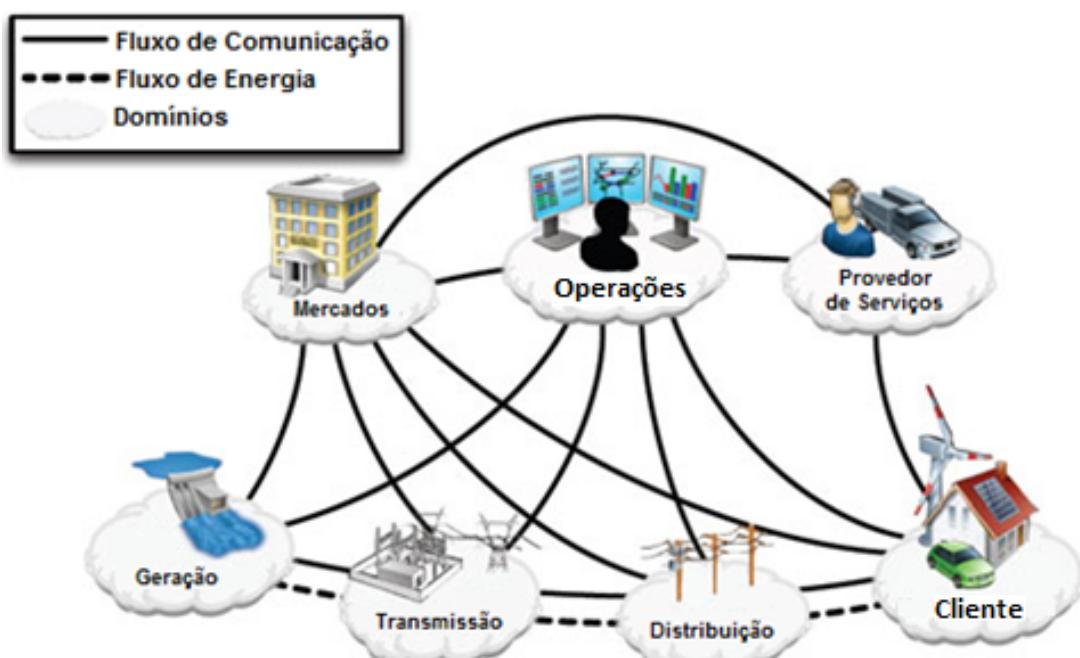
Abordagens comerciais são observadas nas concepções de empresas líderes em soluções para integração das redes elétricas. Em Landis+Gyr (2013b), as REI representam a modernização que proporcionam a eficiência e eficácia das redes de distribuição, com a abertura do caminho para a liberalização do mercado e permitem a utilização otimizada da capacidade instalada.

As REI usam sensores, medidores, controladores digitais e ferramentas analíticas para automatizar, monitorar e controlar o fluxo bidirecional das operações de energia, da usina geradora à tomada (IBM, 2013b). Infraestruturas de redes elétricas interligadas por plataformas de redes de comunicações que conectam medidores e subestações aos centros de operação, com suporte a funções de controle, de gerenciamento e de aplicações para concessionárias é a definição explicitada em Silver Spring Networks (2013b) para estas redes.

Tratadas como modelos conceituais constituídos por sete principais domínios (Geração, Transmissão, Distribuição, Cliente, Mercados, Operações e Provedor de Serviços) interligados entre si, encontra-se em NIST (2009) uma descrição abstrata sobre as REI.

A Figura 2.3 ilustra o referido modelo conceitual de REI.

Figura 2.3 – Modelo conceitual de Redes Elétricas Inteligentes.



Fonte: Adaptada de (NIST, 2009).

Como explicado no relatório em NIST (2009), o referido modelo conceitual consiste em diversos domínios, onde cada qual contém muitas aplicações e atores que são conectados por associações, através de interfaces em cada ponto final. Neste modelo, são definidos os princípios, as estratégias de segurança cibernética relacionadas e as metodologias a serem usadas no desenvolvimento da arquitetura dos domínios. A Tabela 2.1, adaptada de NIST (2009), contém breves descrições sobre as relações dos atores com cada domínio do modelo.

Tabela 2.1 – Domínios no modelo conceitual de REI.

Domínio	Atores do domínio
Cliente	Relacionado aos usuários finais da eletricidade, os quais podem assumir os papéis de produtores e consumidores ¹ , além de gerenciarem os próprios produção e consumo.
Mercados	Relacionado aos operadores e participantes do mercado de energia, os quais trocam preços e equilibram a oferta e a demanda dentro dos sistemas de energia.
Provedor de Serviços	Relacionado aos executores de serviços de suporte aos processos de negócios públicos e privados dos produtores, distribuidores e dos consumidores.
Operações	Relacionado aos operadores da rede responsáveis pelo correto funcionamento e gerenciamento do sistema de energia.
Geração	Relacionado às unidades e equipamentos responsáveis pela geração de eletricidade por diversificadas fontes de energia.
Transmissão	Relacionado aos operadores regionais e nacionais responsáveis por manter a estabilidade no sistema elétrico, mediante o equilíbrio entre oferta e demanda nas redes de transmissão de eletricidade.
Distribuição	Relacionado aos agentes que possibilitam a distribuição da eletricidade, criada no domínio da Geração e transportada pelo domínio da transmissão ao domínio Cliente.

Fonte: Adaptada de (NIST, 2009).

Nota-se que o modelo conceitual descrito em NIST (2009) aborda um contexto em alto nível para o entendimento e análise da interconexão e interoperabilidade que deve haver nas REI.

¹ A palavra Prosumidor (*Prosumer*, no termo em inglês) é comumente utilizada para designar o cliente na situação simultânea de produtor e consumidor de energia elétrica (CGEE, 2012).

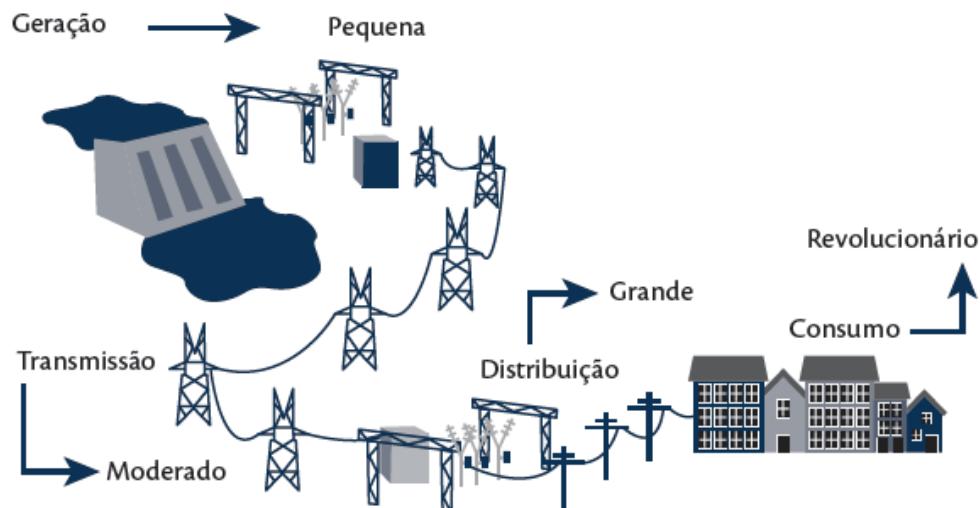
No âmbito nacional, recentemente o órgão governamental Centro de Gestão e Estudos Energéticos (CGEE), ligado ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), divulgou o documento técnico “Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional”, disposto em CGEE (2012). Neste estudo, que congrega uma visão panorâmica da temática, REI são compreendidas como as redes elétricas que utilizam tecnologias digitais avançadas com o intuito de monitorar e gerenciar, em tempo real, o fluxo e o transporte de eletricidade, através de informações bidirecionais, entre os subsistemas de fornecimento e o cliente final.

Na elaboração do estudo, observa-se que as concepções verificadas em IEA (2011) e em NIST (2009) serviram de base para as descrições sobre REI. Em consonância também com as descrições observadas em Landis+Gyr (2013b), IBM (2013b) e Silver Spring Networks (2013b), o estudo afirma que uma gama de novos serviços com a possibilidade de abertura para novos mercados está relacionada à implantação das REI. Oportunidades de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) também são comentadas.

2.1.2 Principais objetivos, características e benefícios

Considerando-se as transformações provindas da implantação das REI, impactos diferenciados nos subsistemas são estimados. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) considera que os impactos das REI nos subsistemas de geração serão relativamente reduzidos, moderados nos de transmissão, relevantes nos de distribuição, enquanto que nos de consumo serão revolucionários. A Figura 2.4 exemplifica os níveis de modificações esperadas em um SEP (CGEE, 2012).

Figura 2.4 – Impacto das REI no sistema de energia elétrica.



Fonte: (CGEE, 2012).

Com os níveis de controle e automação disponíveis e relativamente estáveis nos subsistemas de geração e de transmissão, as principais mudanças deverão ocorrer nos processos compreendidos entre o subsistema de distribuição e os consumidores.

Mediante a complexidade e a abrangência da implantação das REI, são observados focos diferenciados em cada país que pretende utilizar este modelo na modernização das redes elétricas. As realidades mercadológicas e tecnológicas, bem como a busca de satisfatórios retornos econômicos e de eficiência operacional são enfatizados na implantação das REI em determinados países desenvolvidos e em desenvolvimento. Por exemplo, no contexto comparativo de REI, a melhoria de confiabilidade de serviço é menos enfatizada no Japão, o qual o tempo médio anual de faltas de energia por cliente é de apenas 16 minutos, do que nos Estados Unidos, cujo mesmo registro de tempo ultrapassa 120 minutos (ARNOLD, 2011). No Brasil, a busca por redução dos níveis de perdas técnicas e comerciais e a troca do parque de medidores de energia elétrica são focadas.

Em geral, considera-se dotar as redes elétricas de equipamentos e infraestrutura de comunicação, possibilitando o intercâmbio das informações de medições, alarmes e configurações, com o propósito de automatizar a gestão das redes. A inserção de fontes renováveis na matriz energética, a diminuição dos custos operacionais, a melhoria da qualidade de serviço, as promoções da eficiência energética e da sustentabilidade ambiental, assim como favorecer a participação mais ativa do consumidor perante seu consumo são objetivos almejados através das REI (EDP, 2010).

Tornar a produção e a entrega de eletricidade mais rentáveis, prover dados eletrônicos e ferramentas auxiliares que possibilitem os consumidores realizarem tomadas de decisões e o controle pessoal dos custos decorrentes do consumo de energia, reduzir as emissões de gases de efeito estufa originados pela geração de eletricidade, melhorar a confiabilidade do serviço e preparar a rede para o suporte à utilização de veículos elétricos são motivações adicionais.

A seguir, é listado um conjunto de objetivos, características e benefícios gerais relacionados ao contexto da implantação das REI observados em IEA (2011), CGEE (2012), EDP (2010) e Arnold (2011):

- Promover a inserção de diferentes opções de fontes renováveis para a geração de eletricidade;
- Minimizar os impactos ambientais através da utilização de fontes renováveis e das reduções das perdas técnicas e comerciais, auxiliando na redução da emissão de gases de efeito estufa;

- Integrar tecnologias digitais avançadas de comunicação, de medição e de controle em vias bidirecionais;
- Otimizar os processos de predição, planejamento e operação da rede baseados nas informações coletadas em tempo real;
- Permitir a expansão flexível da rede elétrica de forma planejada e confiável;
- Tornar ágeis as operações em situações de resposta da demanda com tomadas de decisões para redirecionar fluxos de energia rapidamente;
- Aumentar a gestão dos ativos da rede elétrica;
- Realizar reconfiguração e restauração automáticas da rede diante de distúrbios, falhas e eventos inesperados, como desastres naturais e ataques;
- Melhorar os níveis de controle, diagnóstico e de solução relacionados à qualidade da energia elétrica;
- Prover informações sobre a utilização individual da energia elétrica aos consumidores, oferecendo ferramentas auxiliares nas gestões de consumo e dos custos com eletricidade;
- Permitir maior interação com os consumidores, considerando-se o perfil de consumo nos processos de planejamento e operação da rede;
- Ofertar suporte necessário às futuras demandas de veículos elétricos;
- Gerenciar a medição inteligente de energia elétrica;
- Reduzir os custos operacionais e de manutenção nos processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Favorecer os mercados competitivos de energia em cenários de microgeração e geração distribuída;
- Promover a eficiência energética.

2.1.3 Principais áreas tecnológicas envolvidas

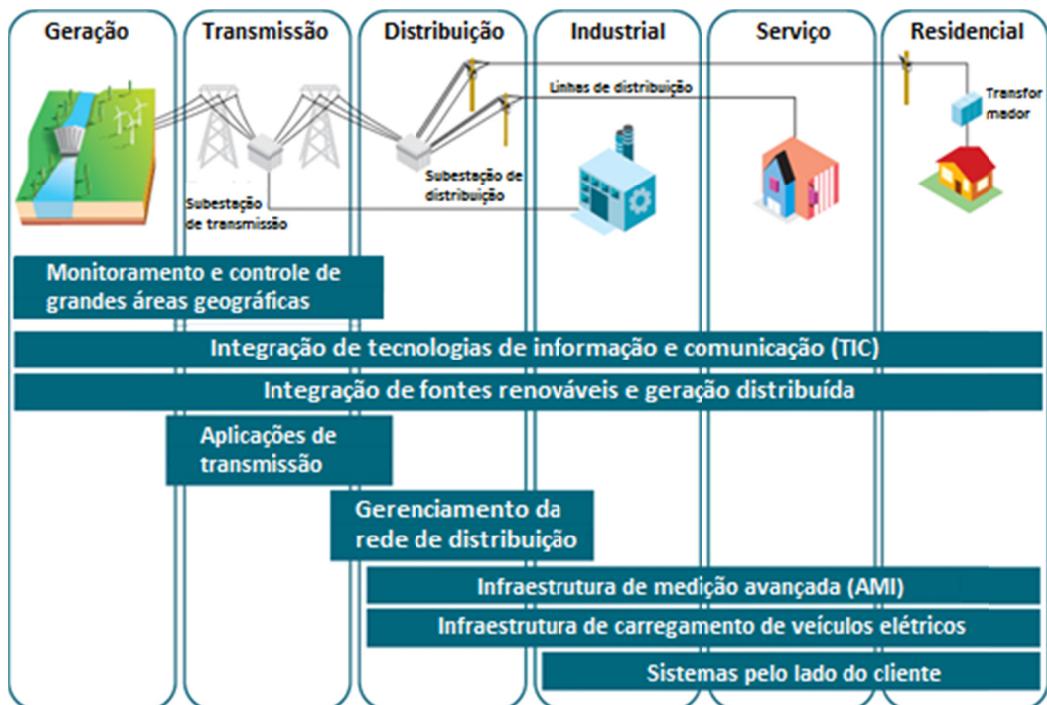
Mediante os objetivos, características e benefícios relacionados à implantação das REI, uma variedade de áreas tecnológicas que abrangem todo o sistema elétrico está envolvida.

Interessantes delimitações do escopo destas áreas tecnológicas das REI são citadas em IEA (2011) e em CGEE (2012). O conjunto relacionado aos setores de geração, transmissão, distribuição e consumo é formado por oito principais áreas tecnológicas:

1. Monitoramento e controle de grandes áreas geográficas;
2. Integração de tecnologias de informação e comunicação²;
3. Integração de fontes renováveis e geração distribuída;
4. Aplicações de melhoria da transmissão;
5. Gerenciamento da rede de distribuição;
6. Infraestrutura de medição avançada³;
7. Infraestrutura de carregamento de veículos elétricos⁴;
8. Sistemas pelo lado do cliente⁵.

Através da Figura 2.5 é possível visualizar as referidas áreas tecnológicas e a relação de integração com cada setor do sistema elétrico (IEA, 2011).

Figura 2.5 – Áreas tecnológicas envolvidas no contexto de REI.



Fonte: Adaptada de (IEA, 2011).

Podem-se observar os níveis de integração das áreas tecnológicas com cada setor elétrico. As áreas tecnológicas 2 e 3 são empregadas em todos os setores. A área 2 desempenha importante papel, uma vez que é considerada essencial para o pleno funcionamento das REI, interligando os diversos setores. A área 3 é enfatizada em cenários de microgeração e de crescente inserção de fontes renováveis diversificadas para o equilíbrio da oferta e demanda de energia no sistema.

² Correspondente ao termo em inglês *Information and Communications Technology* (ICT).

³ Correspondente ao termo em inglês *Advanced Metering Infrastructure* (AMI).

⁴ Correspondente ao termo em inglês *Electric Vehicle* (EV).

⁵ Correspondente ao termo em inglês *Customer-side systems* (CS).

A área 1 costuma ser aplicada aos componentes constituintes dos setores de geração, transmissão e distribuição. A controlabilidade e a capacidade de transporte de eletricidade nas linhas são melhoradas pela utilização de aplicações da área 4 no setor de transmissão. Os processos de automação em subestações da área 5 permitem o gerenciamento do setor de distribuição quanto à identificação de faltas, à reconfiguração automática e controles dos níveis elétricos de tensão e potência reativa.

As infraestruturas correspondentes às áreas 6 e 7 devem ser utilizadas ao longo dos setores de distribuição até o atendimento dos consumidores industriais, de serviços e residenciais. Os processos de medição, coleta, armazenamento e análise de dados de consumo e de parâmetros elétricos dos consumidores, de detecção de perdas e furtos, de sinalização de tarifação diferenciada, assim como a conexão e a desconexão remota da unidade consumidora são providos pela infraestrutura da área 6, com comunicação bidirecional. Recursos auxiliares ao suprimento da demanda devido ao abastecimento energético de veículos elétricos na rede deverão ser providos pela área 7.

Aplicados às unidades consumidoras industriais, de serviços e residenciais, os sistemas da área 8 correspondem às ferramentas computacionais de gerenciamento do consumo, aos aparelhos inteligentes, aos dispositivos de armazenamento de energia e à geração distribuída.

Cada área tecnológica envolvida é formada por um conjunto de tecnologias individuais, sendo algumas destas consideradas com utilizações amadurecidas e outras necessárias de desenvolvimentos, testes e demonstrações.

De acordo com IEA (2011), baseado em projetos relacionados existentes, os recursos de hardware, de software e de comunicação utilizados nas áreas 2, 4 e 6 são considerados maduros. Os demais são considerados em desenvolvimento, com a necessidade de implantações em larga escala para observação de testes.

Quanto à tendência de desenvolvimento, as áreas 4 e 5 são consideradas com um nível moderado. As demais são consideradas com um nível rápido.

2.1.4 Perspectivas e iniciativas

Como observado em CGEE (2012), as REI denotam modelos tecnológicos com uma vasta diversidade de tecnologias e equipamentos, com benefícios e potenciais oportunidades relacionados à inovação tecnológica e ao desenvolvimento de novos produtos e serviços a todos os setores do sistema elétrico de potência.

Por se tratar de uma temática recente e com considerável potencial de desenvolvimento de Ciência, Tecnologia e Inovação (CT&I), diversas nações tem planejado, testado e implementado as suas ações e objetivos estratégicos quanto às REI.

Através de iniciativas como projetos piloto e provas de conceitos, são realizados testes variados objetivando-se quantificar, qualificar e analisar os resultados obtidos. Os resultados geralmente refletem as possibilidades de contribuição de determinadas tecnologias mediante os objetivos estratégicos estimados. Nestes casos, a avaliação é realizada considerando-se os desempenhos funcionais almejados, os aspectos mercadológicos e custos de implantação envolvidos, a regulamentação normativa local, a interoperabilidade entre sistemas existentes e a percepção de aceitação das tecnologias junto aos usuários (HERNANDES *et al.*, 2011).

Em geral, os recursos e equipamentos tecnológicos são implantados em cenários planejados e controlados, em pequenas e médias escalas de aplicação.

Este processo de realização de testes permite o reconhecimento do potencial de geração de valor das tecnologias, mediante os desafios operacionais e adequações necessárias, fornecendo uma identificação de um modelo de referência específico a ser utilizado em larga escala. O conhecimento adquirido tende a subsidiar diretrizes e ajustes na estratégia para a implantação das REI. Há também o direcionamento para a formação de recursos humanos qualificada para operá-las, em seus diversos domínios.

No mundo, centenas de projetos com ênfases total e parcial no desenvolvimento das tecnologias das REI têm sido impulsionados por investimentos públicos e privados. A seguir, são comentadas algumas das iniciativas internacionais e nacionais relevantes sobre REI.

2.1.4.1 Iniciativas internacionais

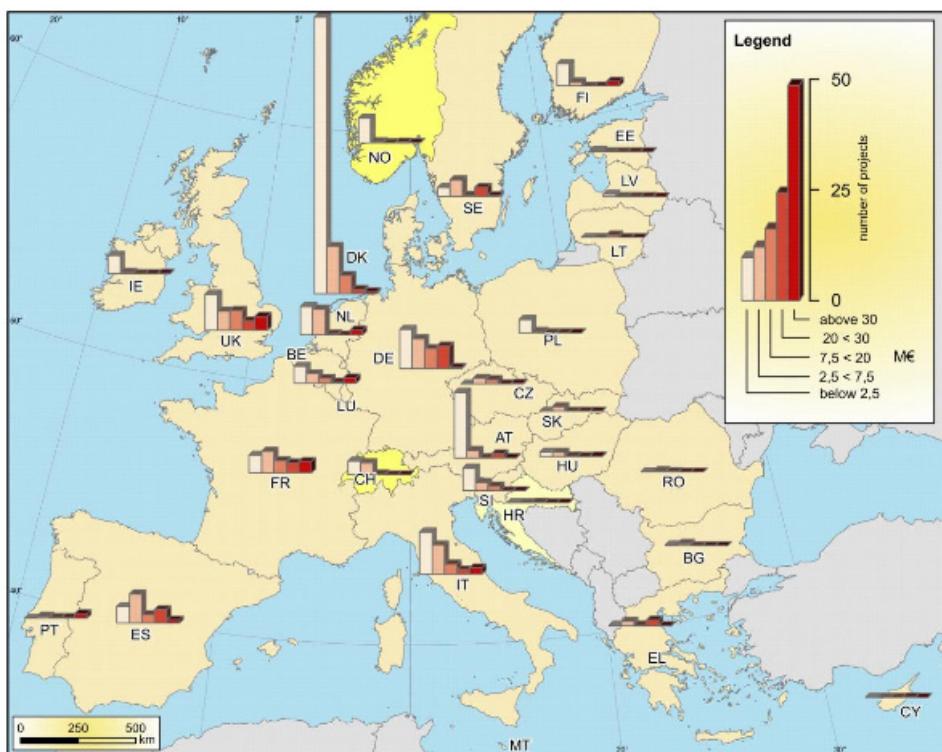
No cenário internacional, as principais iniciativas relacionadas às REI começaram as ações dos projetos piloto por volta da década de 2000. Nos anos de 2009 e 2010, foi observada, a nível mundial, implantações aceleradas dos projetos demonstrativos decorrentes dos estímulos e investimentos governamentais para o propósito.

Segundo dados do ano de 2010, divulgados em WEF (2010), mundialmente existiam cerca de 90 projetos piloto relacionados às REI. No ano seguinte, 219 projetos foram catalogados apenas no continente europeu, totalizando mais de €5 bilhões em investimentos (GIORDANO *et al.*, 2011).

Uma atualização na catalogação dos projetos revelou a quantidade de 371 projetos em 30 países europeus (UE27, Croácia, Suíça e Noruega), em 2012. Trata-se de 90 relacionados apenas à medição inteligente e 281 às REI em geral. Destes 281 projetos, 130 são demonstrativos e 151 de PD&I, conforme European Comission (2013).

A Figura 2.6 exibe a distribuição do número de projetos por país de acordo com a faixa de orçamento, em milhões de euros.

Figura 2.6 – Distribuição de projetos por faixa de orçamento na Europa.



Fonte: (EUROPEAN COMISSION, 2013).

Observa-se que na Dinamarca há um considerável número de projetos de pequena escala. Na França, Reino Unido e Alemanha há projetos em todas as faixas de orçamento.

Cerca de 80% dos projetos têm como organizações participantes as empresas concessionárias de energia e os operadores do sistema de distribuição. As universidades e os centros de pesquisa estão envolvidos em 70% dos projetos. As empresas fabricantes de equipamentos e soluções estão inseridas em 45%, enquanto as de telecomunicações e informática correspondem em 35% e os operadores dos sistemas de transmissão em 20% dos projetos (EUROPEAN COMISSION, 2013).

Motivadores para uma ação de redução gradativa das emissões de gases de efeito estufa têm sido buscados pelas iniciativas desenvolvidas na Europa. Ações estas relacionadas à utilização de fontes de energia consideradas limpas, de microgeração distribuída e à

eficiência energética. Nos Estados Unidos, o foco das iniciativas tem sido a melhoria da eficácia da rede, com a minimização das perdas. Nos continentes da Ásia e Pacífico, as ações correspondem a melhorias no atendimento à demanda, mediante mercados tecnológicos emergentes (CGEE, 2012).

Em CGEE (2012) pode ser encontrada uma descrição detalhada sobre as principais iniciativas internacionais em REI. Nota-se que em países asiáticos, como China e Coréia do Sul, os projetos têm recebido investimentos para o desenvolvimento e implantação a médio e longo prazos. No Japão, há a incorporação de fontes de energias renováveis na geração de eletricidade, da medição inteligente e dos veículos elétricos. Na Índia, as ações estão ligadas aos setores de geração, transmissão, distribuição e qualidade de energia.

Nos Estados Unidos e em países europeus os passos iniciais para as futuras REI foram dados através da implantação de consideráveis projetos de infraestruturas de medição avançada e de carregamento de veículos elétricos, bem como de geração distribuída. Na Itália, há projetos que combinam os dispositivos, tecnologias de comunicação e serviços com o monitoramento avançado. As iniciativas na Austrália, em geral, têm enfatizado o subsídio de informações sobre os custos e os benefícios de implantação das REI através de um considerável projeto piloto demonstrativo (CGEE, 2012).

2.1.4.2 Iniciativas nacionais

Por se tratar de uma estrutura complexa e de ampla abrangência no setor elétrico, a migração e a plena implantação das REI no setor elétrico são influenciadas pelas ações de iniciativas e desenvolvimento por parte das entidades governamentais e setoriais, como os ministérios federais, as agências reguladoras, as empresas de fornecimento de eletricidade, as de fabricação de equipamentos e soluções de comunicação e as de serviços operacionais.

Na perspectiva de adequar o conceito das REI para a realidade e necessidades do setor elétrico nacional, parcerias entre concessionárias, universidades e centros de pesquisa, empresas fabricantes de equipamentos e prestadoras de serviços têm resultado em programas e projetos de PD&I.

Segundo dados expostos em CGEE (2012), 178 projetos foram catalogados em programas de PD&I coordenados pela ANEEL. O montante financeiro estimado para o apoio aos trabalhos de desenvolvimento supera os R\$ 411 milhões.

Na Tabela 2.2 estão dispostos os identificadores, as descrições, as quantidades e os custos totais dos projetos, por subtema das REI, definido na catalogação da ANEEL.

Tabela 2.2 – Identificadores, descrições, quantidade e custos totais dos projetos por subtema catalogado.

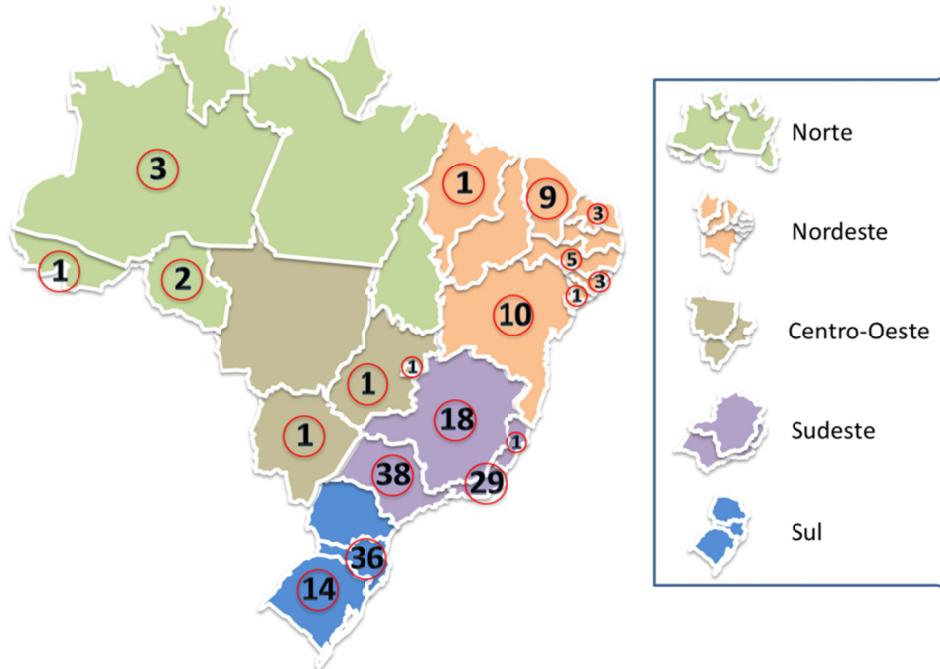
ID	Descrição	Quantidade de projetos	Custos totais (R\$ milhões)
RI01	Sistemas de medição inteligente de energia elétrica, incluindo novos modelos e testes de novas funcionalidades de medidores eletrônicos	20	29,04
RI02	Automação da distribuição, incluindo sistemas de supervisão das redes de distribuição de energia elétrica	38	54,55
RI03	Geração distribuída, microgeração e microredes	38	100,61
RI04	Sistemas de armazenamento distribuídos e baterias	07	12,58
RI05	Veículos elétricos, híbridos, plugáveis, sistemas de carregamento e supervisão associados	05	9,84
RI06	Telecomunicações para REI	23	43,23
RI07	Tecnologias da Informação para REI	16	27,81
RI08	Prédios e residências inteligentes e interação do consumidor com as REI	16	31,66
RI09	Novos serviços para o consumidor final sobre as REI, como os serviços de medição de água e gás, de segurança, de comunicação e os de eficiência energética	01	0,49
RI10	Outros	14	101,49
Total		178	411,30

Fonte: Adaptado de (CGEE, 2012).

Dentre os subtemas identificados, RI02 e RI03 têm substanciais destaques referentes à quantidade de projetos e aos valores investidos. Em conjunto, os projetos relacionados à automação da distribuição e à geração distribuída correspondem a 42,69% da quantidade total e 37,72% do fomento financeiro geral.

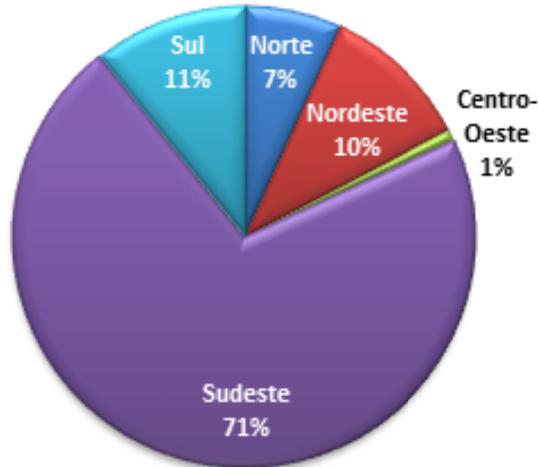
As Figuras 2.7 e 2.8 ilustram, respectivamente, a distribuição estadual e os percentuais dos custos totais dos projetos catalogados.

Figura 2.7 – Distribuição estadual dos projetos nacionais sobre REI catalogados.



Fonte: Adaptada de (CGEE, 2012).

Figura 2.8 – Percentuais dos custos totais dos projetos por região.



Fonte: Adaptada de (CGEE, 2012).

Impulsionada pelas consideráveis quantidades de projetos catalogadas nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo, a região Sudeste se demonstra como o foco concentrado de recursos financeiros investidos.

Os principais motivadores para esse destaque decorrem da representatividade da região Sudeste como centro nacional de consumo de energia, bem como pelas elevadas quantidades de concessionárias, empresas fabricantes, prestadoras de serviços, universidades e centros de pesquisa instalados na região, aponta o estudo em CGEE (2012).

2.2 Medição Inteligente de energia elétrica

Como comentado, os objetivos de modernizar os sistemas elétricos, permitindo-se fazer uso da eletricidade de forma mais eficiente em um ambiente melhor controlado e com satisfatório nível de sustentabilidade através das REI devem ser viabilizados pela inserção das tecnologias de informação e comunicação, integradas aos dispositivos eletrônicos de medição e atuação neste contexto de transformação.

A integração dos diferentes equipamentos medidores, sensores e atuadores, os quais agregam características de automação, às tecnologias de informação e comunicação aos SEP, é abordada pela área tecnológica das REI referenciada como Medição Inteligente (MI) ou *Smart Metering* (no termo em inglês).

A implementação dos recursos que promovem as funcionalidades de MI aplicadas ao contexto dos sistemas elétricos modernos é considerada fundamental e um passo inicial para a implantação das REI. Através desta implementação de medição avançada, informações registradas, transmitidas e processadas, em tempo real, sobre o estado dos equipamentos, o consumo energético dos clientes, são essenciais para o monitoramento, controle e tomada de decisão nas redes elétricas perante as necessidades demandadas pelos consumidores (YU *et al.*, 2011).

2.2.1 A infraestrutura de medição avançada

Um completo sistema composto por medidores eletrônicos inteligentes de energia elétrica, *Smart Meters* (no termo em inglês), dotados de recursos de processamento, armazenamento e comunicação de informações de medição, configuração e estado, sendo interligados bidirecionalmente, em rede, a softwares responsáveis pela coleta automática, periódica e remota dos dados registrados é uma definição encontrada em CGEE (2012) para Medição Inteligente.

A estrutura de recursos relacionados aos equipamentos de medição e às tecnologias de informação e comunicação é denominada de Infraestrutura de Medição Avançada (AMI, na sigla em inglês). Conjuntamente, a inserção das tecnologias de comunicação aos medidores inteligentes possibilita um fluxo em via bidirecional para o intercâmbio de informações que subsidiam dados sobre a quantidade, o tempo e o preço do consumo de eletricidade às concessionárias e clientes.

Em várias redes elétricas convencionais, soluções para a realização de monitoramento da carga em transformadores, de leitura remota dos medidores com fins de tarifação e controle SCADA⁶ já existem, sendo denominadas de Leitura Automática da Medição (AMR, na sigla em inglês), como explicado em Hassan e Radman (2010).

A infraestrutura AMI corresponde a uma evolução dos sistemas AMR iniciais implantados em áreas urbanas, dotando-as de novas funções, equipamentos e comunicação em duas direções.

Conforme comentado em IEA (2011) e Sciamana (2010), a infraestrutura AMI agrega funcionalidades às REI relacionadas à:

- Capacidade ao consumidor de aquisição, armazenamento e análise de dados históricos ou em tempo real sobre a quantidade de consumo de energia;
- Melhorias referentes à facilidade e redução dos custos operacionais nos processos de leitura, tarifação e cobrança sobre as demandas individuais;
- Possibilidade de diagnósticos e relatórios mais detalhados baseados nos diferenciados perfis de carga da rede;
- Sinalização remota aos consumidores pelas concessionárias sobre configurações e avisos, como indicações de estruturas tarifárias diferenciadas e de manutenções programadas na rede;
- Inspeção remota sobre o correto funcionamento dos medidores inteligentes, para identificar, localizar e tomar decisões em situações de falhas na rede;
- Detecção de perdas e furtos de eletricidade em casos de reincidência de ligações clandestinas ou adaptações ilegais nas instalações da rede;
- Realização de conexão e desconexão remota dos pontos de ligação das unidades consumidoras aos ramais da rede elétrica;
- Envio de comandos remotos para controle e automação dos equipamentos da rede e aparelhos eletrodomésticos inteligentes⁷;
- Integração de sistemas viabilizando produtos e serviços inovadores;
- Rearranjo de cargas pelo lado dos consumidores⁸ em ações remotas de desligamentos específicos⁹, para a redução dos picos de demanda;

⁶ Correspondente à *Supervisory Control and Data Acquisition*, no termo em inglês (ELIPSE SOFTWARE, 2013).

⁷ Correspondente à *Smart Appliances*, no termo em inglês (ECIL INFORMÁTICA, 2013b).

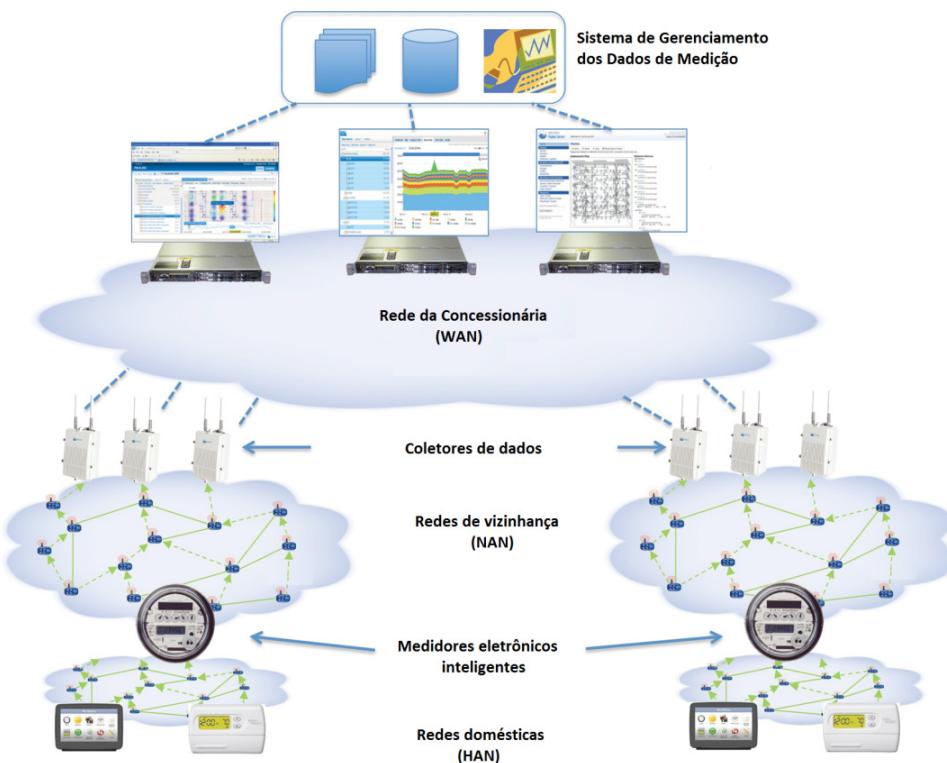
⁸ Correspondente à *Demand Response*, no termo em inglês (SCIAMANA, 2010).

⁹ Correspondente à *Load Shedding*, no termo em inglês(SCIAMANA, 2010).

- Vabilização do consumo de energia elétrica baseado em pré-pagamento;
- Melhoria dos níveis de qualidade de serviço através de informações das frequências, durações e abrangências das faltas de energia;
- Disponibilização de informações sobre as intensidades e desequilíbrios baseadas nos níveis elétricos de tensão e corrente em tempo real, auxiliando na melhoria dos índices de qualidade de energia;
- Utilização de funções de gerenciamento baseadas nas tecnologias de informação e comunicação para operação de sistemas de gerenciamento de energia e de distribuição¹⁰.

A composição de uma infraestrutura AMI é feita com equipamentos de hardware, tecnologias de comunicação, protocolos e softwares (ARENAS-MARTINEZ, 2010). Através da Figura 2.9, pode-se observar o esboço de uma infraestrutura AMI e os seus principais componentes (ACRA; THAKER, 2010).

Figura 2.9 – Infraestrutura AMI e os seus principais componentes.



Fonte: Adaptada de (ACRA; THAKER, 2010).

Medidores eletrônicos inteligentes, visualizadores do consumo de energia domésticos, coletores de dados, interfaces de comunicação e servidores correspondem, em geral, aos equipamentos de hardware.

¹⁰ Correspondentes à *Energy/Distribution Management Systems (EMS/DMS)*, nos termos e siglas em inglês (ROHJANS *et al.*, 2010).

Tecnologias de informação e de comunicação cabeadas e sem fio correspondem às TIC, enquanto que os sistemas de repositório e de gerenciamento dos dados de medição às ferramentas computacionais (IEA, 2011).

2.2.1.1 Medidores eletrônicos inteligentes, dispositivos IHD e coletores de dados

Medidores Eletrônicos Inteligentes, conhecidos simplificadamente como Medidores Inteligentes são equipamentos digitais, providos de interfaces de comunicação bidirecionais, que mensuram, registram, armazenam localmente e transferem periodicamente, às concessionárias de energia elétrica, informações sobre os níveis de parâmetros elétricos, alarmes e os valores dos montantes de consumo de eletricidade de cada unidade consumidora participante da rede elétrica (ARENAS-MARTINEZ, 2010).

No contexto de REI, os medidores inteligentes também são habilitados a receberem informações remotamente originadas nos sistemas de controle e gerenciamento das concessionárias, através da infraestrutura AMI, para a realização de configurações, ativação/desativação de cargas, sinalizações de tarifas e avisos, bem como para comandar e prover serviços de forma integrada aos aparelhos domésticos inteligentes da rede doméstica correspondente.

A Figura 2.10 ilustra exemplos de modelos de medidores eletrônicos inteligentes fabricados no país (LANDIS+GYR, 2013c), (ECIL INFORMÁTICA, 2013a) e (ELETRA ENERGY SOLUTIONS, 2013b).

Figura 2.10 – Modelos de medidores eletrônicos inteligentes de nacionais.



Fonte: Adaptada de (LANDIS+GYR, 2013c), (ECIL INFORMÁTICA, 2013a) e (ELETRA ENERGY SOLUTIONS, 2013b).

Considerando-se a aplicação dos medidores inteligentes de energia elétrica nos cenários de REI, as seguintes características e funcionalidades são geralmente observadas nestes tipos de equipamentos (LANDIS+GYR, 2013c), (ECIL INFORMÁTICA, 2013a), (ELETRA ENERGY SOLUTIONS, 2013b) e (BEARD, 2008):

- Porta de comunicação serial (RS-232) e saída de pulsos;
- Leituras instantâneas e formação de memória de massa baseados em medições de grandezas elétricas de tensão, corrente, fator de potência, potência, energias e demandas ativa e reativas, defasagens angulares e distorções harmônicas;
- Medições em 04 quadrantes;
- Mostrador visual eletrônico de cristal líquido parametrizável;
- Registro de dados sobre o perfil de carga de consumo por postos tarifários;
- Comutação de limitação de carga através de relé comandado remotamente;
- Alarmes de detecção, notificação e resposta sobre violações físicas, de alterações de firmware e de falhas físicas do equipamento;
- Comunicação com equipamentos visualizadores residenciais de consumo;
- Configurações de parâmetros e atualizações de firmware remotamente;
- Registros de interrupções e de faltas de energia, como marcações de data e hora, frequência e duração dos eventos;
- Registros de indicadores de qualidade de energia.

Uma funcionalidade observada nestes tipos de medidores de eletricidade é a possibilidade de comunicação sem fio com equipamentos mostradores visuais residenciais, denominados de *In-Home Display* (IHD, na sigla em inglês).

Esses são referentes a dispositivos instalados na residência do consumidor que interagem com os medidores inteligentes para a atualização e disponibilização temporária de informações sobre o consumo atual de energia elétrica, indicações de tarifação e eventos registrados. Em geral, são programáveis, dotados de tela de visualização de cristal líquido, iluminação de sinalização e interface de comunicação sem fio.

Quando interligados, a interação entre o medidor eletrônico inteligente e o IHD possibilita a visualização de informações importantes sobre o perfil de carga, monitoramento do posto tarifário vigente e mensagens de comunicação de eventos programados.

Isto enfatiza um dos principais objetivos listados no modelo conceitual das REI, relacionado à participação do consumidor na interação com o sistema elétrico, uma vez que há o estímulo para a mudança de padrões de consumo através de um maior nível de consciência dos consumos individuais dos clientes.

A Figura 2.11 ilustra modelos de equipamentos IHD (GEO, 2012), (OWL, 2013), (CURRENT COST, 2013) e (ENERGY AWARE, 2013).

Figura 2.11 – Modelos de equipamentos IHD utilizados em conjunto com os medidores inteligentes.



Fonte: Adaptada de (GEO, 2012), (OWL, 2013), (CURRENT COST, 2013) e (ENERGY AWARE, 2013).

Os equipamentos intermediários, localizados entre os medidores inteligentes instalados nas unidades consumidoras e os sistemas de gerenciamento dos dados de medição executados nos centros de operação e controle das concessionárias, responsáveis pela coleta, armazenamento temporário e transmissão das informações de medição em uma determinada área de cobertura são conhecidos como Coletores, Concentradores de dados ou *Gateways* (no termo em inglês) (ARIAN *et al.*, 2011).

Os coletores de dados organizam o fluxo de trocas de informações entre os pontos extremos da infraestrutura AMI. Possuem, no mínimo, duas opções de interface de comunicação que permitem as adaptações necessárias de protocolo e tecnologia de comunicação para intercambiar os dados trafegados.

Dispostos em níveis hierárquicos primários, secundários e terciários, gerenciam vários medidores inteligentes em conjuntos de áreas de abrangência de vizinhança. Possibilitam também a conexão com equipamentos de manutenção externos, através de portas específicas.

2.2.1.2 *Tecnologias de comunicação para AMI*

A rede formada pelas tecnologias de comunicação são essenciais à infraestrutura AMI e, consequentemente ao pleno funcionamento das REI. Dados de medição, estado de equipamentos, sinais de controle e comandos são trafegados bidirecionalmente pelas conexões estabelecidas entre as interfaces de comunicação ligadas aos dispositivos (ARIAN *et al.*, 2011).

Mediante as necessidades de cobertura da conectividade entre os dispositivos, as tecnologias de comunicação são integradas formando redes domésticas, de vizinhança e de amplas áreas (HAN, NAN, WAN¹¹, respectivamente, nas siglas em inglês).

¹¹ Correspondentes, respectivamente, a *Home Area Network*, *Neighborhood Area Network* e *Wide Area Network*, nos termos em inglês (NIYATO; WANG, 2012).

As transmissões de informações realizadas em áreas locais e internas às unidades consumidoras, entre os medidores inteligentes, os equipamentos IHD e os aparelhos eletrodomésticos são realizadas na abrangência doméstica de algumas dezenas de metros em redes HAN.

Equipamentos coletores de dados e medidores inteligentes interagem entre si em áreas de vizinhança NAN. Em Niyato e Wang (2012) é comentado que os dispositivos integrados em múltiplas HAN formam o escopo de uma rede NAN. Os fluxos de dados nestes tipos de rede são realizados em alcances de algumas centenas de metros.

A camada de rede WAN refere-se às interconexões entre as unidades consumidoras e os sistemas de gerenciamento e controle da medição, com distâncias envolvidas da ordem de quilômetros.

Por exemplo, em uma situação de interação entre os integrantes destas redes, os medidores inteligentes mensuram o consumo de eletricidade dos dispositivos que compõem a HAN correspondente. Periodicamente, os medidores de cada HAN, caso seja necessário para alcançar os coletores de dados, interagem entre si, repassando os registros medidos até os respectivos concentradores, pelas NAN relacionadas. Os sistemas de gerenciamento dos dados de medição são providos destas informações transmitidas ao longo das WAN que os interligam à infraestrutura AMI.

Na infraestrutura AMI, as categorias de tecnologias de comunicação cabeadas e sem fio, costumam ser empregadas, em redes privadas ou públicas, para permitirem as conexões entre os pontos da rede.

As tecnologias de comunicação sem fio normalmente escolhidas para compor este tipo de infraestrutura são as de Radiofrequência e as de rede celulares 3G e 4G. IEEE 802.15.1 (Bluetooth), IEEE 802.15.4 (ZigBee), IEEE 802.11 (Wi-Fi¹²), IEEE 802.16 (WiMAX¹³) e GPRS¹⁴ são exemplos destes tipos de tecnologias sem fio aplicadas.

As TIC cabeadas utilizadas no cenário de AMI, como explicado em California Energy Comission (2012), correspondem aos condutores óticos e metálicos da própria rede elétrica. Trata-se, respectivamente, das tecnologias de Fibra Ótica e PLC¹⁵.

A Tabela 2.3 contém as informações resumidas sobre as principais características das tecnologias de comunicação citadas:

¹² Correspondente à “The Standard Wireless Fidelity”, no termo em inglês (WI-FI ALLIANCE, 2013).

¹³ Correspondente à World Interoperability for Microwave Access, no termo em inglês (IEEE 802.16).

¹⁴ Correspondente à General Packet Radio Service, no termo em inglês (02 UK, 2009).

¹⁵ Correspondente à Power Line Communications, no termo em inglês (VAN ENGELEN; COLLINS, 2010).

Tabela 2.3 – Resumo sobre as principais características das tecnologias de comunicação de AMI.

Tecnologia de comunicação	Taxa de transmissão	Alcance	Características gerais	Tipo de rede
IEEE 802.15.1 (Bluetooth)	1, 3 e 24 Mbps (2,45 GHz)	10 m 250 kbps (2,4 GHz)	<ul style="list-style-type: none"> Aplicação em controle de cargas domésticas; Monitoramento online de aplicações. 	HAN
IEEE 802.15.4 (ZigBee)	40 kbps (915 MHz) 20 kbps (868 MHz)	10 – 90 m	<ul style="list-style-type: none"> Aplicação em controle de cargas domésticas. 	HAN e NAN
IEEE 802.11 (Wi-Fi)	1 – 600 Mbps	10 – 500 m	<ul style="list-style-type: none"> Escalabilidade e tolerante a falhas; Aplicação de métodos de criptografia dos dados. 	HAN e NAN
IEEE 802.16 (WiMAX)	75 Mbps	50 km	<ul style="list-style-type: none"> Aplicação de métodos de criptografia dos dados. 	WAN
GPRS	115 kbps	10 – 50 km	<ul style="list-style-type: none"> Monitoramento remoto para distribuição. Transmissão guiada luminosa; 	WAN
Fibra Ótica	até 10 Gbps (monomodo)	100 km	<ul style="list-style-type: none"> Sem interferências; Baixa taxa de atenuação. 	WAN
PLC	até 200 Mbps (faixa larga) até 500 kbps (faixa estreita)	Ao longo da rede elétrica	<ul style="list-style-type: none"> Transmissão através da rede elétrica; Sofre interferências eletromagnéticas. 	WAN

Fonte: Adaptada de (CGEE, 2012).

Abordagens mais amplas sobre vantagens, desvantagens, custos e aplicações para as tecnologias de comunicação cabeadas e sem fio mencionadas acima podem ser encontradas em CGEE (2012), Beard (2012), Wi-Fi Alliance (2013), IEEE 802.16 (2013), O2 UK (2009), Van Engelen e Collins (2010) e Bluetooth Sig Inc. (2013).

2.2.1.3 Sistemas de gerenciamento de dados de medição

Com a implantação de uma infraestrutura de medição avançada em um cenário de REI, prevê-se um considerável aumento do volume de pacotes de dados trafegados na rede, provenientes das trocas de informações entre as unidades consumidoras e as concessionárias.

Considerando-se uma situação real em que um medidor inteligente registre dados sobre parâmetros elétricos a intervalos de consumo de eletricidade de uma unidade consumidora a cada 10 minutos, durante um período anual, serão gerados cerca de 52560 registros. Observando a quantidade estimada, pela empresa italiana Enel, de implantação de 212 milhões de medidores inteligentes, até o ano de 2014, como explicitado em Depuru *et al.* (2011), entre 2014 e 2015 deverão ser formados mais de 11,14 trilhões de registros, apenas relacionados à medição de parâmetros e ao consumo energético.

Repositórios capazes de armazenar consideráveis volumes de dados de medição associados ao completo parque de medidores inteligentes instalados em uma rede elétrica são conhecidos como Sistemas de Gerenciamento de Dados de Medição (MDMS, na sigla em inglês) (BEARD, 2008).

Em geral, os sistemas MDM são baseados em estruturas de bancos de dados relacionais. Há também propostas de melhoria de escalabilidade e segurança para sistemas MDMS utilizando-se o armazenamento das informações em estruturas computacionais em nuvem (EMETER, 2013) e (TU *et al.*, 2010). Em Arenas-Martinez *et al.* (2010), há quatro tipos de arquiteturas para o armazenamento e processamento das medições comentados.

Os registros de medições persistidos nos MDMS são disponibilizados para acesso aos demais sistemas computacionais das concessionárias, os quais os filtram e os processam, gerando informações úteis para a elaboração de consultas, diagnósticos e planejamento sobre os perfis de funcionamento das redes elétricas.

2.2.1.4 Interoperabilidade e protocolos

Historicamente, os setores industriais, comerciais e de serviços não costumam trabalhar juntos e desenvolver produtos, equipamentos e sistemas em consonância. Percebe-se que diversos fabricantes de equipamentos, provedores de tecnologias de informação e comunicação e fornecedores de serviços customizam os seus produtos comerciais, de acordo com as estratégias tecnológicas e interesses comerciais proprietários.

Esta forma individualizada de conduzir os desenvolvimentos dos produtos limita eventuais possibilidades de interação com produtos dos demais fabricantes. Sem um enfoque que priorize a busca por padronização de processos de desenvolvimento de produtos, a interoperabilidade entre equipamentos e sistemas é dificultada, tornando-se, em muitos casos, complexa e inviável.

Mediante a concepção das REI, um dos principais requisitos para o pleno funcionamento das redes elétricas é a possibilidade de equipamentos, tecnologias de informação e comunicação, bem como os sistemas computacionais serem interoperáveis. Expandir a colaboração internacional entre os governos, empresas e centros de pesquisa, no desenvolvimento de padrões para os processos e recursos das REI é considerada uma forte recomendação, encontrada nos relatórios e documentos técnicos relacionados, para a implantação do modelo conceitual (IEA, 2011).

No contexto de Medição Inteligente, por ser dedicada a realizar a troca de volumes consideráveis de informações entre vários domínios da rede elétrica, é essencial que sejam realizadas especificações de protocolos padrões para vários equipamentos e sistemas da infraestrutura AMI. As principais ações de padronização são por definições de protocolos que viabilizem a interoperabilidade dos dispositivos junto as TIC utilizadas nesta infraestrutura.

Como disposto em Gungor *et al.* (2013), American National Standards Institute (ANSI), International Electrotechnical Commission (IEC), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), International Organization for Standardization (ISO), International Telecommunication Union (ITU), Third Generation Partnership Project (3 GPP), Korean Agency for Technology and Standards (KATS) e o Joint Information Systems Committee (JISC) são, reconhecidamente, organizações relevantes que realizam especificações de protocolos para as REI.

Considerando-se a importância dos medidores inteligentes para a infraestrutura AMI e desta para o pleno funcionamento das REI, iniciativas buscam especificar, implementar e testar protocolos para a troca de informações de medição e de controle de equipamentos.

Relacionados à organização americana ANSI, três especificações são observadas: a C12.18, a C12.19 e a C12.22. A primeira refere-se à especificação de um padrão para a comunicação bidirecional de estruturas de dados mediante a porta ótica dos medidores inteligentes (ANSI, 2006).

A segunda é sobre uma estrutura de dados em tabela, baseada no formato de arquivo XML¹⁶ para a transferência de dados entre os medidores inteligentes e os sistemas de companhias de serviços públicos (ANSI, 2008a). As diretrivas para interoperabilidade do padrão C12.19 em situações de comunicações com medidores inteligentes que utilizam o método de criptografia AES são regidas pela terceira especificação (ANSI, 2008b).

Observa-se a integração entre as definições do IEC 61850, IEC 61968 e IEC 61970. O modelo de dados comum, denominado Common Information Model (CIM), é definido para ser aplicado aos setores de distribuição e de transmissão, mediante o IEC 61968 e IEC 61970. Aplicado às ações de comunicação entre os sistemas de automação de subestações e os equipamentos de transmissão e de distribuição, o padrão IEC 61850, subdividido em dez partes, faz uso do modelo CIM para compatibilizar as informações intercambiadas.

A organização ZigBee Alliance, através da associação de mais de 300 membros, entre fabricantes de semicondutores, empresas de tecnologia, empresas de manutenção e prestadoras de serviços, especificou o protocolo proprietário ZigBee, largamente utilizado em arquiteturas de redes sem fio de curto alcance. Conforme descrito em Digi (2013), o protocolo ZigBee atua diretamente na camada física de radiofrequência, nas faixas 868 MHz, 900 MHz e 2.4 GHz, especificada pelo padrão IEEE 802.15.4. O protocolo ZigBee permite a comunicação de dados através de dispositivos interconectados em ambientes comerciais e industriais sem fio, baseados em radiofrequência.

Uma implementação definida pelo protocolo ZigBee tem sido consideravelmente utilizada em cenários de medição avançada. Trata-se da capacidade de suporte às redes em malha (*Mesh*, no termo em inglês). Nesta situação, os dispositivos conectáveis, denominados de “nós”, podem ser interligados com outros nós por múltiplas opções de caminhos.

A disposição dos caminhos possíveis é gerenciada e atualizada através de uma tabela de roteamento contendo a lista de nós ativos. Em Digi (2013) é definido que a atualização dinâmica da tabela de roteamento permite a reconfiguração de rotas em novas configurações da rede, proporcionando estabilidade em condições de falha e desativação dos nós.

As aplicações deste protocolo, em geral, são para monitoramento e controle, como em sistemas de automação prediais, em infraestruturas AMR, controle de iluminação e equipamentos médicos.

¹⁶ Correspondente à eXtensible Markup Language, no termo em inglês (W3C, 2010).

Na Figura 2.12, pode-se observar um esboço das conexões entre os nós, baseadas no protocolo ZigBee, dispostos em uma rede com topologia *Mesh* e comunicação de radiofrequência (2,4 GHz), em um cenário de medição inteligente (LANDIS+GYR, 2013d).

Figura 2.12 – Exemplo de comunicação entre medidores inteligentes em uma rede RF *Mesh*.



Fonte: Adaptada de (LANDIS+GYR, 2013d).

A descrição do padrão *Distribution Line Message Specification* (DLMS) é referenciada pelo IEC 61334-4-41. Trata-se de um padrão para uma modelagem estruturada da troca de dados entre medidores e sistemas computacionais. Aplicações para a leitura remota de medidores de energia elétrica, de água, de gás e de temperatura são suportadas pelo referido protocolo (SOUZA, 2013).

No contexto nacional de medição inteligente, embora ainda não se tenha um protocolo padrão aberto e atual, o qual atenda às necessidades de implementações inerentes à infraestrutura AMI, algumas iniciativas podem ser listadas.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) atualizou em 2008, a norma técnica ABNT NBR 14522. Esta norma define o padrão de intercâmbio no sistema de medição de energia elétrica, com o intuito de compatibilizar as trocas de informações entre os sistemas e equipamentos de medição de energia de diferentes procedências (ABNT, 2008). Diversos fabricantes nacionais de medidores eletrônicos de energia elétrica, implementam o referido protocolo em seus modelos comerciais (LANDIS+GYR, 2013c), (ECIL INFORMÁTICA, 2013a) e (ELETRA ENERGY SOLUTIONS, 2013b).

Através de uma iniciativa de parceria entre a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) e o Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife

(CESAR), com recursos de P&D do Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), uma versão piloto do Sistema Brasileiro de Multimedição Avançada (Sibma) está sendo desenvolvido.

A ideia é criar uma especificação nacional de protocolo aberto para automatizar e padronizar a medição de energia elétrica à distância, desde a concessionária até o consumidor, sem qualquer interferência humana, em um cenário de REI. Medidores inteligentes e chaves religadoras telecomandadas são componentes focados pela padronização. Segundo divulgado em Souza (2013), a primeira fase de desenvolvimento do projeto foi de definições teóricas. No momento, o projeto está na segunda fase cujo planejamento é o de elaborar, até dez./2013, um protótipo baseado nas definições da fase anterior e testá-lo em escala reduzida em 2014.

2.2.1.5 Regulamentação nacional

A necessidade de padronização de produtos e de regulamentação das diretrivas do setor elétrico para a implantação das REI no Brasil tem sido encarado como um desafio. Segundo comentado em CGEE (2012), acredita-se que através da realização de ações regulatórias governamentais acerca da temática para o cenário nacional, o desenvolvimento das REI seja considerável, influenciada pela eventual atratividade financeira para a comercialização dos produtos e serviços relacionados.

As ações de regulamentação sobre temáticas relacionadas ao setor elétrico nacional são de responsabilidade da ANEEL. O órgão governamental, embora com alguns atrasos de resultados, tem desempenhado iniciativas no sentido de regulamentar as temáticas de implantação dos sistemas de medição de energia elétrica, das modalidades de faturamento pré-pago, da estrutura tarifária com a questão da modicidade tarifária aos consumidores atendidos em baixa tensão (CGEE, 2012).

Em junho de 2012, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 0098/2012-SRD/ANEEL. O documento apresenta a análise das contribuições recebidas através da Audiência Pública – AP nº 43/2010, referente ao estabelecimento dos requisitos mínimos dos sistemas de medição de energia elétrica instalados em unidades consumidoras do Grupo B (DLMS, 2013).

De forma resumida, o documento expõe os principais fatos acontecidos para a realização de marcos regulatórios relacionados aos sistemas de medição de eletricidade. A seguir, são listados e comentados os respectivos fatos dos marcos regulatórios até o presente ano:

Ano de 2008

- (Atividades e reuniões iniciais): as atividades de estudos sobre a temática dos equipamentos eletrônicos de medição foram iniciadas através de reuniões técnicas da agência reguladora junto aos fabricantes de medidores, provedores de tecnologias, distribuidoras e ao Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Os debates ocorreram acerca das funcionalidades, custos, tecnologias e a regulamentação metrológica dos equipamentos.
- (Seminário Internacional sobre Medição Eletrônica): realização de reuniões e palestras com representantes nacionais, de empresas e associações do setor elétrico, e internacionais, da Itália, da Espanha e do Canadá.
- (Divulgação da Nota Técnica nº 0227/2008-SRD/ANEEL): exposição dos principais tópicos abordados durante o referido Seminário, com recomendação da instauração de Consulta Pública relacionada.

Ano de 2009

- (Instauração da Consulta Pública – CP nº 015/2009): sobre tópicos de interesse e apresentadas perguntas específicas para estimular contribuições. O período de envio de contribuições foi de 30/01/2009 a 30/04/2009.
- (Realização de uma missão técnica a Portugal, Espanha e Itália): os servidores da Agência objetivaram conhecer e acompanhar as experiências destes países na implantação em grande escala da medição inteligente.
- (Divulgação da Nota Técnica nº 0059/2009-SRD/SRC/ANEEL): expôs as principais informações e as conclusões da missão.
- (Divulgação da Nota Técnica nº 0107/2009-SRD/ANEEL): relatando as principais contribuições recebidas no âmbito da CP nº 015/2009.
- (Sessão da Audiência para o Público Interno – API): debater o assunto com as diversas superintendências da ANEEL. O período de contribuições estendeu-se até o dia 23/09/2009.
- (Divulgação da Nota Técnica nº 117/2009-SRD/ANEEL): análise das contribuições recebidas na API.
- (Realização de missão técnica aos Estados Unidos): os servidores da Agência objetivaram conhecer e acompanhar as experiências norte-americanas na implantação de medição inteligente.

Ano de 2010

- (Portaria MME nº 440, de 15 de abril de 2010): criação do Grupo de Trabalho pelo Ministério de Minas e Energia – MME com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente – Smart Grid.
- (Divulgação da Nota Técnica nº 219/2010-SRE-SRD/ANEEL): instauração da Consulta Pública nº: 011/2010.
- (Instauração da Consulta Pública - CP nº 011/2010): realização das atividades relacionadas à regulamentação de tarifas diferenciadas. O prazo de recebimento das contribuições foi de 16/07/2010 a 31/08/2010.
- (Divulgação da Nota Técnica nº 0044/2010–SRD/ANEEL): instauração de Audiência Pública no intuito de coletar subsídios para Resolução Normativa acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B.
- (Instauração da Audiência Pública – AP nº 43/2010): obter subsídios e informações adicionais para estabelecimento de Resolução Normativa acerca dos requisitos mínimos para os medidores eletrônicos em unidades consumidoras em baixa tensão. O período de envio de contribuições foi de 01/10/2010 a 17/12/2010
- (Instauração da Audiência Pública – AP nº 120/2010): obter subsídios e informações adicionais referentes à alteração da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.
- (Chamada de P&D Estratégico nº 011/2010): apresentar a motivação, as características e os critérios para execução de projeto sobre o “Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente”, o qual foi desenvolvido conjuntamente por diversas empresas do setor elétrico nacional.

Ano de 2011

- (Publicação da Resolução Normativa – REN nº 464): aprovação do Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, definindo-se as diretrizes de cálculo para aplicação da tarifa horária em baixa tensão – a tarifa branca.

Ano de 2012

- (Aprovação da Agenda Regulatória indicativa da ANEEL pela Portaria nº 282): tarefas para definir os critérios para a migração da modalidade de faturamento a serem realizadas no biênio 2012/2013.
- (Nota Técnica nº 0073/2011-SRD-CGA-ASS-SPG-SGE-SPE-SMA/ANEEL): divulgação dos resultados de um projeto piloto, pelo qual foram realizados estudos de análise custo-benefício sobre a implantação dos medidores eletrônicos para consumidores de baixa tensão.
- (Publicação da Resolução Normativa – REN nº 482): estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.
- (Divulgação da Nota Técnica nº 0098/2012 - SRD/ANEEL): proposta de Resolução Normativa com base na avaliação do processo de Audiência Pública nº 43/2010. Na parte de Anexo do documento, foi divulgado o Relatório de Análise de Contribuições referente à AP nº 43/2010.
- (Divulgação da Resolução Normativa nº 502): regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B.

Ano de 2013

- (Divulgação da Resolução Normativa nº 547): estabelecimento dos procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias.

Dentre os marcos regulatórios relacionados à especificação dos sistemas de medição, a divulgação e vigência da Resolução Normativa nº 502, em 07/08/2012, é considerada um dos principais passos para a implantação da medição inteligente no Brasil. Nela consta a regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. Esta decisão normativa influencia diretamente nas Resoluções Normativas nº 464, 482 e 547, uma vez que os sistemas de medição de energia elétrica viabilizam várias definições especificadas nas referidas resoluções.

Analizando-se a Resolução Normativa nº 502 (ANEEL, 2012b), observa-se que o sistema de medição das unidades consumidoras enquadradas na modalidade tarifária branca deve apurar, observando a regulamentação técnica metrológica específica, o consumo de

energia elétrica ativa em pelo menos quatro postos tarifários, devendo ser programáveis o início e o fim de cada posto.

As informações sobre o valor de energia elétrica ativa consumida acumulada por posto tarifário e a identificação do posto tarifário corrente devem ser disponibilizadas em mostradores internos ao medidor, em dispositivos visualizadores externos ao medidor e internos às unidades consumidoras ou, a critério da distribuidora, em meios alternativos que facilitem o acesso às informações pelo consumidor.

Nota-se que o acúmulo de energia reativa, mesmo separado por posto tarifário, não será obrigatória a exibição ao consumidor. Outra definição da Resolução Normativa nº 502 é que a diferença de custo entre o sistema de medição básico e o com recursos adicionais deverá ser de responsabilidade do consumidor interessado (ANEEL, 2012b).

Os equipamentos IHD poderão ser utilizados para a disponibilização das informações ao consumidor. Softwares de gerenciamento também poderão servir como meio alternativo de acesso aos dados de consumo e de atualização da bandeira tarifária vigente. Há também a possibilidade da unidade consumidora não optar pelo faturamento baseado na modalidade tarifária branca, permanecendo segundo a modalidade convencional pela qual é tarifada. Caso opte pela diferenciação tarifária em postos horários, o medidor instalado deverá registrar o consumo em postos tarifários e ser oferecido sem ônus à unidade consumidora.

As informações devem estar disponíveis por meio de saída específica para aquisição de dados existente no próprio medidor. Quando dotados de sistema de comunicação, a distribuidora deve adotar procedimentos e tecnologias que assegurem a segurança dos dados trafegados e das informações de caráter pessoal coletadas das unidades consumidoras, sendo vetado à distribuidora, o repasse dos dados coletados das unidades consumidoras a terceiros sem a devida autorização.

Quanto ao faturamento da unidade consumidora na modalidade tarifária branca, a distribuidora deve utilizar sistema de medição, com a funcionalidade de apuração do consumo de energia elétrica em postos tarifários, aprovado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO).

2.2.1.6 Estrutura tarifária, modalidade tarifária horária branca e bandeiras tarifárias

Pelo disposto no conteúdo da Resolução Normativa nº 502, nota-se que a implantação da estrutura tarifária baseada na modalidade tarifária horária branca deverá vigorar em breve.

O advento de sistemas de medição com capacidade para apuração dos montantes de energia elétrica, consumidos em até 04 postos tarifários proverá os recursos básicos essenciais para este funcionamento.

Como disposto em ANEEL (2012b), os sistemas de medição regulamentados deverão ser adotados pelas distribuidoras em até 18 meses após a publicação da respectiva resolução normativa. Considerando-se a data de divulgação em ago./2012, estima-se que a implantação dos sistemas ocorra até fev./2014.

Embora se tenha uma previsão de início de efetiva implantação da nova opção de modalidade tarifária para as unidades consumidoras do Grupo B, o documento normativo dos sistemas de medição não contemplam os detalhamentos sobre os procedimentos comerciais a serem seguidos para o oferecimento da modalidade tarifária branca ao consumidor. Estes procedimentos foram estabelecidos na Resolução Normativa nº 479 (ANEEL, 2012d).

Como definido em ANEEL (2012f), a estrutura tarifária refere-se ao conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

Atualmente, a estrutura tarifária aplicada no setor elétrico é formada por duas modalidades tarifárias: a convencional e a horária. O conceito de modalidade tarifária correspondente ao conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas (ANEEL, 2012f).

A modalidade tarifária convencional é aplicada sem distinção horária. Para as unidades consumidoras pertencentes ao grupo A, pode ser aplicada de forma binômia, com tarifas únicas para a demanda de potência e o consumo de energia. Para o grupo B, a tarifa única, monômia, para o consumo de energia (ANEEL, 2012d).

A modalidade tarifária horária é formada por três tipos: a azul, a verde e, mais recentemente, a branca. A modalidade tarifária horária azul é aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. Neste tipo, para a tarifação da demanda de potência, há uma tarifa para horário de ponta e uma para horário fora de ponta. Considerando-se a tarifação do consumo de energia, há uma tarifa para horário de ponta em período úmido, uma tarifa para horário de ponta em período seco, uma tarifa para horário fora de ponta em período úmido e uma tarifa para horário fora de ponta em período seco.

A modalidade tarifária verde é aplicada às unidades consumidoras do grupo A, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência.

Para a tarifação da demanda de potência, há uma única tarifa. Considerando-se a tarifação do consumo de energia, há uma tarifa para horário de ponta em período úmido, uma tarifa para horário de ponta em período seco, uma tarifa para horário fora de ponta em período úmido e uma tarifa para horário fora de ponta em período seco.

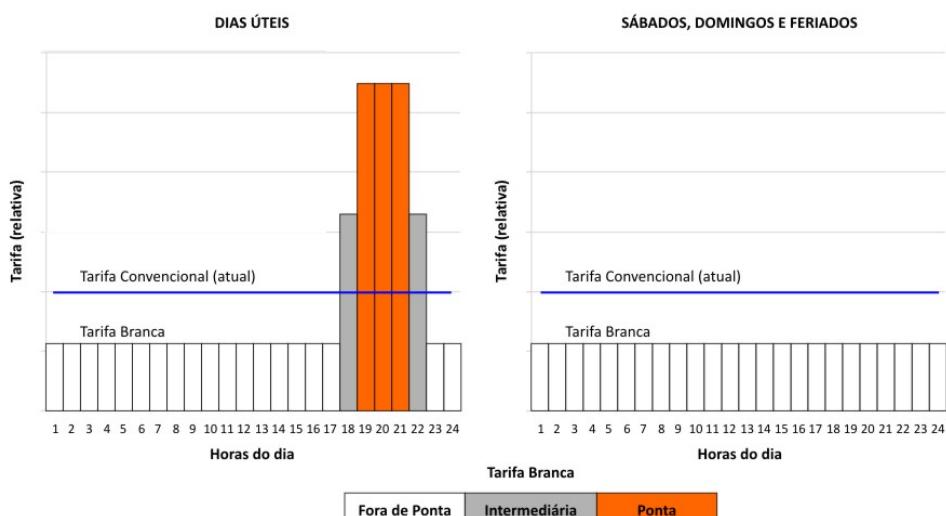
O período seco corresponde aos sete meses consecutivos de faturamento, do mês de maio a novembro. O período úmido corresponde aos cinco meses consecutivos, de dezembro de um ano a abril do ano seguinte (ANEEL, 2012f).

Recentemente, uma proposta de nova modalidade tarifária horária foi criada e regulamentada, com o objetivo de readequar o hábito de consumo de eletricidade, minimizar a necessidade de expansão da rede da distribuidora para suprimento da demanda em horário de pico e eventual redução do valor total pago pelo consumo de energia.

Trata-se da modalidade tarifária horária branca, aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. Neste caso, para o consumo de energia, há uma tarifa para o posto tarifário ponta, uma para o posto tarifário intermediário e outra para o posto tarifário fora de ponta (ANEEL, 2012d).

A Figura 2.13 ilustra um comparativo entre as modalidades tarifárias horária branca e a convencional (ANEEL, 2013b).

Figura 2.13 – Comparativo entre as modalidades tarifárias horária branca e a convencional.



Fonte: Adaptada de (ANEEL, 2013b).

No intervalo de horário compreendido das 18h às 21h, a tarifa correspondente ao posto tarifário de ponta é aplicada. No intervalo de horário correspondente a uma hora antes do início do intervalo de ponta e uma hora depois do fim do intervalo de ponta, isto é, das 17h às 18h e das 21h às 22h, a tarifa do posto tarifário intermediário é aplicada. No intervalo de horário das 23h de um dia até às 16h do outro dia, a tarifa fora de ponta é aplicada.

Em dias úteis, nos postos tarifários intermediário e ponta, as tarifas cobradas são mais elevadas. Em fora de ponta, a tarifa é reduzida, inclusive servindo para todas as 24h dos dias de sábados, domingos e feriados (ANEEL, 2013b).

Por ser uma modalidade tarifária de adesão opcional por parte das unidades consumidoras, um bom indicativo para optar ou não pela mudança de tarifação é a análise da diferença entre o valor da tarifa convencional e a tarifa branca fora de ponta. Quanto maior esta diferença, mais indicada é a opção de adesão à nova modalidade tarifária horária branca (ANEEL, 2013b).

Ainda sobre a estrutura tarifária aplicada aos sistemas elétricos, o conceito de bandeiras tarifárias também é associado. Trata-se de um sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar, aos consumidores faturados, pela distribuidora, por meio da tarifa de energia, os custos atuais da geração de energia elétrica (ANEEL, 2012f).

Como explicado em ANEEL (2013a), a sinalização da sistemática das bandeiras tarifárias acompanha a representação dos níveis de água nos reservatórios dos parques geradores de usinas hidrelétricas.

Quando os níveis de água armazenada nos reservatórios estão em níveis considerados favoráveis, a sinalização é representada pela bandeira verde. Em caso contrário, quando há pouca água armazenada, em níveis desfavoráveis, a sinalização é representada pela bandeira vermelha. Na situação intermediária de reserva de água, com níveis menos favoráveis, a bandeira amarela representa a sinalização.

Através da sinalização pelas cores das bandeiras, analogamente comparada as de um semáforo de trânsito, os consumidores terão a percepção de como está a situação mensal dos custos para a geração e abastecimento de eletricidade.

Como disposto em ANEEL (2013a), a tarifação para cada bandeira é a seguinte:

- Verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Amarela: a tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos;
- Vermelha: a tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

Os valores denominados Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE) de cada subsistema são calculados mensalmente, pelos especialistas do órgão governamental Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), compondo o valor de comparação para indicação da cor de sinalização da respectiva bandeira tarifária a vigorar.

A ANEEL disponibiliza mensalmente, no site da agência, as informações sobre a bandeira tarifária vigente e o histórico de acionamento, por subsistema interligado pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como o calendário previsto de divulgação das bandeiras. Os subsistemas do SIN são: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Como definido em ANEEL (2012b), o período entre as datas 01/06/2013 e 31/12/2013 será realizado o Ano-Teste, com o intuito de simular os resultados obtidos com a aplicação hipotética das bandeiras amarela e vermelha, assim como de divulgar aos consumidores os procedimentos de aplicação do sistema de bandeiras. A aplicação efetiva das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras deverá ser a partir de jan./2014.

2.3 Softwares de gerenciamento de energia elétrica

Os dados de medições gerados na infraestrutura AMI, após serem armazenados, servem de subsídio para o processamento em sistemas de softwares computacionais nos centros de operação e controle das concessionárias.

Pelo lado das concessionárias, os dados consolidados e disponibilizados pelos MDMS precisam relativamente de pouco processamento para serem trabalhados como informações úteis, uma vez que os alarmes e as medições registradas geralmente contêm informações adequadas para as análises técnicas pertinentes ao gerenciamento e controle da distribuição.

Contudo, nota-se que, pelo lado do cliente, para que sejam mais bem interpretadas e auxiliem na análise dos perfis de consumo, dos níveis de eficiência energética e dos custos financeiros relacionados, as medições devem passar por processamentos gráficos e matemáticos, sendo exibidas em interfaces amigáveis e de fácil entendimento. Diante desta visão, torna-se necessário calcular e disponibilizar, aos clientes, as informações que refletem o quanto de eletricidade foi consumido em períodos de pico, intermediários e fora de pico.

Há vários tipos de sistemas computacionais com funcionalidades administrativas e operacionais que permitem a gestão das redes elétricas em diversas aplicações. Sistemas supervisórios de controle e de aquisição de dados, de gerenciamento de falhas, de gestão de

clientes, de gerenciamento da distribuição, de informação geográfica, de registro de eventos e de gerenciamento de energia elétrica são exemplos de aplicações que processam as medições (TANG, 2011). A Figura 2.14 ilustra uma plataforma com softwares de gerenciamento de energia elétrica aplicada nos setores da cadeia energética (C3 ENERGY, 2013).

Figura 2.14 – Exemplo de softwares de gerenciamento de energia aplicados aos vários setores da rede elétrica.



Fonte: (C3 ENERGY, 2013).

As informações processadas são disponibilizadas aos fornecedores, distribuidores e, com o advento das REI, aos consumidores. Benefícios proporcionados pelos sistemas de gerenciamento de energia elétrica, identificados em CGEE (2012) e Ferreira (2012), são:

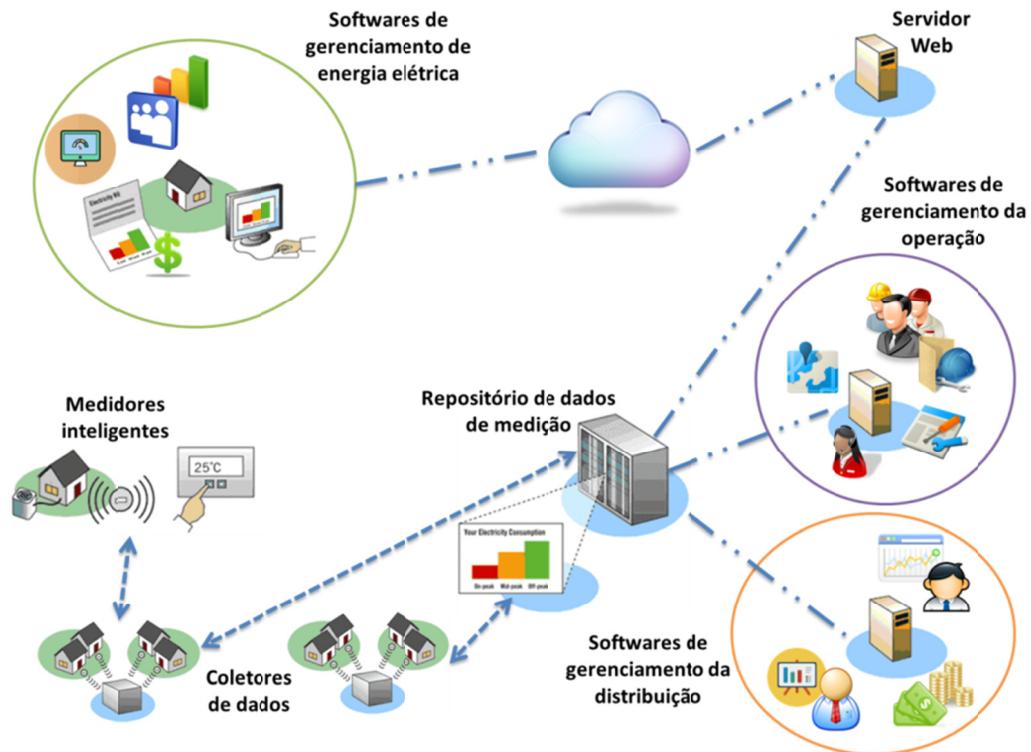
- Leitura remota das informações registradas nos medidores inteligentes;
- Processamento e consolidação dos dados de medição sobre parâmetros elétricos de tensão, corrente, fator de potência, demanda e harmônicos;
- Exibições gráficas e relatóriais, em tempo real ou em histórico, das medições;
- Interfaces gráficas com dados sobre alarmes e avisos dos parâmetros monitorados para verificação de situações de sobrecarga, de regulação de tensão, do fator de potência e das distorções harmônicas de tensão e corrente;
- Identificação automática dos circuitos em situações de desenergização, auxiliando na rapidez de reestabelecimento do fornecimento de eletricidade;
- Acompanhamento dos custos operacionais relacionados aos fornecimentos setoriais de eletricidade, viabilizando eventuais reduções dos custos;
- Gestão dos montantes gerais e por área de consumo de energia elétrica;
- Fornecimento de informações para processos de auditoria e gestão interna;
- Envio remoto de comandos de configuração, alarmes e avisos das concessionárias às unidades consumidoras;
- Administração doméstica pelos clientes, dos custos de faturamento de energia, através do acesso aos valores de tarificações diferenciadas e aos valores financeiros referentes aos consumos acumulados diários e mensais;

- Ações de controle programadas, mediante análise das informações úteis, melhorando os níveis de eficiência da rede elétrica;
- Previsão de demanda e tarifação por tempo de uso;
- Gestão de ativos da rede elétrica pelas concessionárias;
- Gerenciamento dos processos relacionados aos sistemas de pré-pagamento e de corte e religação remotos de unidades consumidoras junto à rede elétrica;
- Atualizações remotas dos firmwares dos medidores, IHD e coletores de dados;
- Fornecimento de produtos e serviços inovadores, agregando valor comercial em novas áreas de mercado do setor elétrico;
- Realização de programas de incentivo à eficiência energética, promovendo campanhas e promoções junto a aplicativos de redes sociais.

Em situações onde a infraestrutura AMI já está consolidada e em pleno funcionamento, é comum as concessionárias disponibilizarem aplicações computacionais de gerenciamento de energia elétrica aos usuários. O acesso é feito por meio de portais web, em versões desktop instaláveis ou por meio de aplicativos para execução em dispositivos móveis.

A Figura 2.15 ilustra um exemplo dos softwares utilizados no gerenciamento de energia elétrica, pelo lado da concessionária e lado do cliente (OGE, 2013).

Figura 2.15 – Softwares de gerenciamento de energia elétrica em uma infraestrutura AMI.



Fonte: Adaptada de (OGE, 2013).

2.4 Estado da arte relacionado

Mediante o levantamento bibliográfico realizado sobre trabalhos relacionados à medição inteligente e os sistemas de gerenciamento de energia elétrica, foi possível observar considerável volume de propostas para cenários de redes HAN. No geral, notam-se soluções com equipamentos de hardware e software com certos níveis de comunicação entre si para a transmissão dos dados a serem armazenados e processados. Tecnologias de comunicação sem fio são utilizadas em vários dos casos pesquisados.

As ferramentas computacionais comumente abordadas em trabalhos recentes referem-se à aplicações web, para execução via navegadores, e para dispositivos móveis. Interfaces gráficas que facilitam a disponibilização das informações de consumo de energia com interação dos usuários também são notadas em propostas acadêmicas e comerciais.

Considerando um cenário residencial para o monitoramento do consumo de eletricidade, em Kulkarni *et al.* (2011) é possível observar comentários sobre as principais características, funcionalidades e limitações de sistemas compostos por hardware e software destinados à exibição de informações de consumo de energia por aparelhos eletrodomésticos em uma residência. São analisados 14 sistemas de monitoramento de energia próprios para ambientes domésticos, capazes de exibir informações gráficas sobre o estado atual de consumo em telas de cristal líquido. Em alguns dos sistemas abordados no estudo, há a possibilidade de integração com sensores e até dispositivos móveis.

Em Manana *et al.* (2009), é comentada uma solução contendo um medidor, denominado DANCA, de parâmetros elétricos de tensão, corrente, potência e energia da instalação total, dotado de interface de comunicação Ethernet, pela qual torna-se possível a conexão via IEEE 802.11b (WiFi) a um servidor web para a transferência de dados de medição a serem consultados em tempo real. Uma aplicação web de interface gráfica com o usuário é utilizada para a consulta das informações de medições diárias. Opções para a escolha do tipo de parâmetro a ser lido e para a exibição de informações sobre a equivalência entre o consumo de energia elétrica e a emissão de CO₂ estão presentes na aplicação web.

Neste caso, trata-se de uma solução com baixo custo de implementação, uma vez que utiliza componentes de hardware com implementações de servidor web e interface de comunicação que aproveita a conectividade WiFi presente no ambiente para a transferência dos dados de medição. São observadas limitações relacionadas à questões de segurança das informações registradas pelo medidor.

Um sistema de gerenciamento doméstico com portal web para acesso às informações de consumo é observado em Cheah *et al.* (2012). Trata-se de um desenvolvimento acadêmico de um sistema de gerenciamento de consumo doméstico que utiliza o protocolo ZigBee para a comunicação com o medidor eletrônico. O portal web é desenvolvido com Microsoft WebMatrix e ASP.NET, com a execução da aplicação em sistemas baseados em Windows ou Linux. A estrutura de armazenamento dos dados é através da tecnologia de banco de dados Microsoft SQL Server 2008. Funcionalidades sobre o perfil e os custos do consumo de energia diário, separados por horário, são implementadas graficamente na aplicação web.

Uma abordagem diferenciada para a visualização das informações em um sistema de gerenciamento de consumo de eletricidade é observado em Pal *et al.* (2011). Os autores propõem um sistema de gerenciamento baseado em um concentrador de informações de consumo doméstico. Um equipamento Set Top Box é utilizado com um gateway entre a concessionária, o medidor de energia e os aparelhos eletrodomésticos. A ideia é fazer uso do aparelho de televisão para a visualização das informações gerenciadas, mediante a utilização de uma aplicação web disponibilizada pela concessionária. Navegação através de *widgets*, gráficos de consumo diário, semanal ou mensal, bem como opções de configuração de tarifas são características que podem ser observadas na proposta. Limitações sobre processamentos estatísticos dos dados são comentadas neste caso.

Em Silver Spring Networks (2013a), observa-se um software web para gerenciamento de informações de medições de consumo de energia. Trata-se do CustomerIQ Energy Portal, uma solução comercial que permite o gerenciamento, processamento e visualização dos dados de medição de energia elétrica. Dentre as funcionalidades disponíveis pelo portal, são observadas a geração de relatórios com estimativa de gastos mensais, e a visualização de históricos de consumo e dos valores atuais da tarifação. Informações sobre o impacto ambiental relacionado ao perfil de consumo também integram a proposta.

Soluções em plataformas computacionais semelhantes para gerenciamento energético doméstico foram observadas em C3 Energy (2013), AlertMe (2013) e Opower (2013). A solução AlertMe, utilizada por mais de 10000 clientes, é composta por equipamentos de hardware e software, com suporte multiprotocolos, pelos quais são providos serviços de gestão de energia. Nesta solução, há aplicações em uma estrutura de computação em nuvem que podem ser acessadas pelos consumidores através de computadores ou dispositivos móveis.

Em C3 Energy (2013), 10 soluções de software são destinadas às concessionárias, para análise da rede elétrica, e 03 para consumidores, diferenciadas para residências, comércios e empresas. O funcionamento da plataforma C3 Energy é baseado na interação com diversas outras plataformas públicas e privadas, através de um modulo integrador, para a consulta, análise e disponibilização gráfica das informações processadas, de forma global, aos usuários.

O software Opower, em Opower (2013), permite a criação de relatórios de energia aos clientes, os quais analisam seus consumos de energia e realizam ações para as economias financeira e energética correspondentes. Uma funcionalidade nesta solução é a possibilidade de interação com redes sociais. Mediante os perfis de consumo de energia, os clientes podem confrontar os valores individuais com as médias registradas em estabelecimentos similares, comparar e competir com os valores de conhecidos e amigos, assim como participar de programas de premiação de economia de eletricidade. Há uma aplicação web de teste que permite a simulação na rede social com os dados reais, pela qual há comparações com mais de 19 milhões de unidades consumidoras. A solução é aplicada junto a mais de 75 concessionárias e empresas provedoras de serviços de energia, atuando em vários estados americanos, tendo contabilizado mais de 25 milhões de relatórios gerados até o ano de 2012.

Considera-se que as funcionalidades observadas nas soluções Silver Spring Networks (2013a), C3 Energy (2013), AlertMe (2013) e Opower (2013) são coerentes com as características de implantação de sistemas de gerenciamento de energia elétrica, uma vez que auxiliam na redução de consumo de eletricidade, na redução de custos e na conservação ambiental.

2.5 Considerações parciais

Os conceitos básicos sobre as Redes Elétricas Inteligentes e Medição Inteligente de energia elétrica foram abordados neste capítulo. Objetivou-se realizar uma visão introdutória e abrangente sobre as principais características relacionadas às temáticas.

Através dos comentários sobre as definições acerca das REI realizadas, pode-se observar a importância desta modernização junto às redes elétricas convencionais. Diante dos altos níveis de abstração e complexidade inerentes ao entendimento da infraestrutura, do funcionamento, dos agentes envolvidos, dos desafios e das aplicações das REI, nota-se uma quantidade considerável de definições sobre o assunto. Considera-se que esta característica seja um reflexo decorrente da ampla discussão que o tema tem gerado mundialmente.

Observa-se que as definições explicitadas em IEA (2011) e NIST (2009) tem tido notáveis aceitações por especialistas desta área, sendo amplamente citadas em relatórios governamentais, divulgações comerciais e trabalhos acadêmicos. Por se tratar de uma divulgação governamental nacional, bem como por serem baseadas nos relatórios (IEA, 2011) e (NIST, 2009), considera-se que as definições abordadas em CGEE (2012), em sua maioria, são satisfatórias para o entendimento sobre REI, logo sendo adotadas neste trabalho.

Prevê-se que a utilização dos medidores inteligentes de energia elétrica beneficiarão os consumidores quanto a melhores níveis de gerenciamento do uso de eletricidade, uma vez que poderão disponibilizar informações sobre o respectivo consumo, quase em tempo real, de forma a auxiliar a previsão de faturas mais precisas e na utilização eficiente dos recursos energéticos. No Brasil, há a perspectiva de que a utilização dos equipamentos medidores possam melhorar as ações de interação entre as concessionárias e os consumidores, através da sinalização automática da tarifação vigente, por exemplo.

Como visto de forma breve, há várias opções de tecnologias que podem ser aplicadas para viabilizar as transferências bidirecionais de dados na infraestrutura AMI. Em vários cenários de implementação da medição inteligente, agrupamentos de tecnologias cabeadas e sem fio são empregados nos trechos entre os medidores inteligentes das unidades consumidoras e os pontos de controle e gerenciamento das concessionárias.

Com as futuras mudanças na estrutura tarifária nacional, em relação às inserções das bandeiras tarifárias e da modalidade tarifária branca, nota-se que haverá um estímulo ao gerenciamento pelo lado da demanda (GLD)¹⁷, considerado um dos principais benefícios das REI. A utilização da infraestrutura AMI, principalmente pela figura do medidor inteligente, deve facilitar a prática de GLD baseado neste método tarifário.

Atualmente, o consumo e os custos financeiros referentes à quantidade de eletricidade utilizada nas unidades consumidoras são reportados aos clientes em ciclos mensais. Contudo, na maioria dos casos, ainda não são disponibilizadas aos clientes, detalhamentos sobre o perfil de consumo periódico, o nível de eficiência energética e os impactos ambientais associados às instalações.

Esta realidade poderá ser mudada em breve com adoção das tecnologias advindas da infraestrutura AMI, onde os registros atualizados em tempo real pelos medidores inteligentes subsidiarão os dados necessários às aplicações computacionais, sendo disponibilizadas informações adequadas à efetiva gestão dos recursos energéticos por parte do consumidor.

¹⁷ Esta característica corresponde ao conceito de *Demand Side Management* (DSM) (STRBAC, 2008).

CAPÍTULO 3

SGMIEE - SOFTWARE DE GESTÃO DA MEDIÇÃO INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA

O software SGMIEe é uma evolução das ações de pesquisa do grupo de estudos sobre REI pertencente ao Departamento de Engenharia Elétrica (DEE), da Universidade Federal do Ceará (UFC). Dentre os conteúdos abordados pelo grupo, questões relacionadas à infraestrutura e ao gerenciamento da medição de energia elétrica, modelagem de dados para a troca de informações de medição, integração de dispositivos multiagentes com sistemas supervisórios e aspectos de monitoramento e supervisão de microrredes têm sido contempladas nas investigações.

Destas ações, o SGMIEe é um resultado prático das pesquisas sobre a temática de Medição Inteligente de energia elétrica, uma das áreas tecnológicas fundamentais às implementações das REI. A presente proposta é considerada um prosseguimento dos estudos e desenvolvimentos expostos em Dos Anjos *et al.* (2012).

3.1 Descrição geral

SGMIEe é a denominação para a ferramenta computacional aplicada à medição de eletricidade, desenvolvida como proposta deste trabalho. Trata-se do Software de Gestão da Medição Inteligente de Energia Elétrica, utilizado para a aquisição, armazenamento, processamento, visualização e gerenciamento das informações registradas em uma infraestrutura de medição inteligente de eletricidade.

A Figura 3.1 ilustra o logo representativo do software SGMIEe desenvolvido.

Figura 3.1 – Logo representativo do software SGMIEe.



Fonte: Elaborada pelo autor.

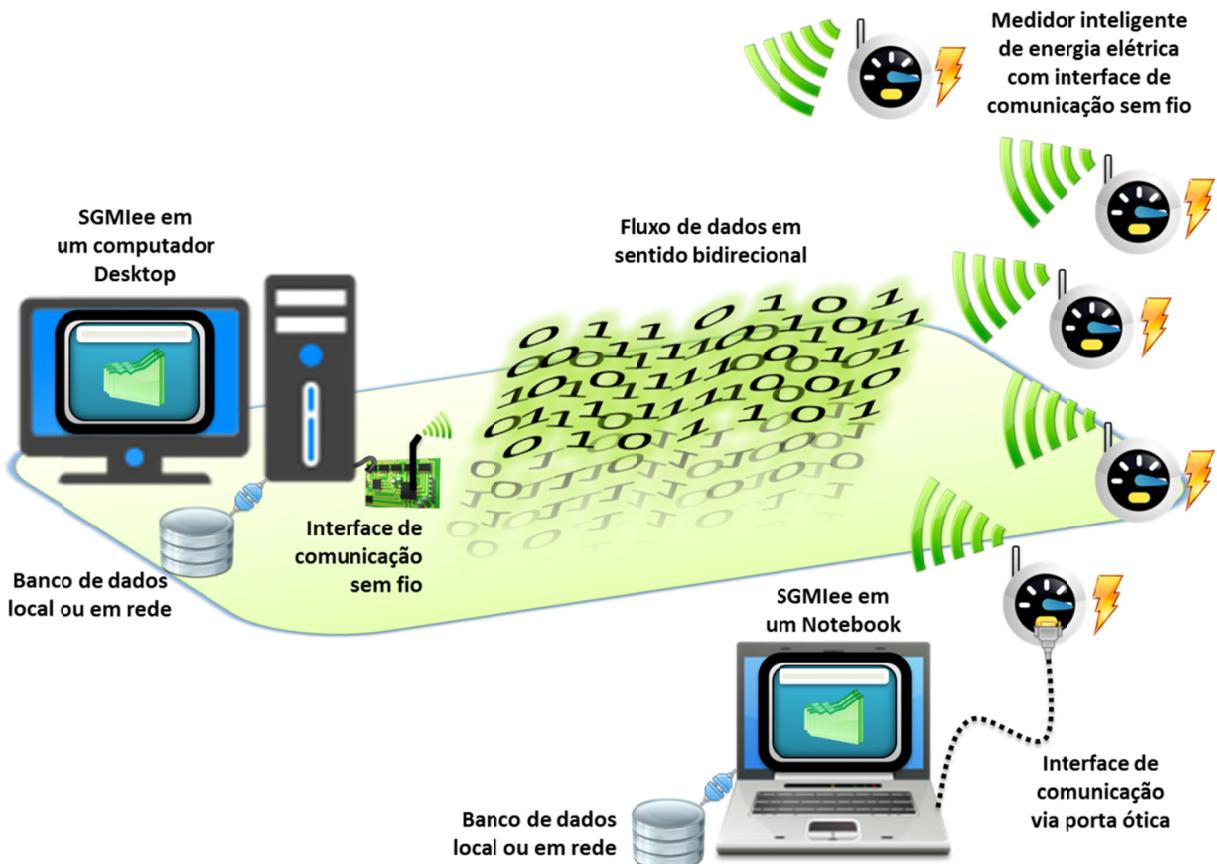
A ideia do software é a de realizar interações de comunicação, de forma local ou remota, entre a unidade servidora, onde o SGMIee é executado, e os medidores eletrônicos inteligentes, instalados em uma determinada região da rede elétrica, para as transferências dos dados de medição, com consequentes ações de gestão da medição de energia elétrica.

3.2 Ambiente de aplicação do SGMIee

O SGMIee é referente a uma aplicação desktop, que utiliza os recursos da porta de comunicação, onde a interface de comunicação, cabeada ou sem fio, está inserida no computador, para viabilizar as transmissões e recepções dos registros de medição de energia elétrica. O aplicativo acessa uma base de dados relacional para organizar e persisti-los estruturalmente, e disponibiliza uma interface visual para controle das informações processadas para a devida gestão da medição.

A Figura 3.2 ilustra um esboço do cenário de medição inteligente de energia elétrica que o software SGMIee é aplicado.

Figura 3.2 – Esboço do cenário de aplicação do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como visto na Figura 3.2, o software SGMIee pode ser executado em um computador desktop ou em um notebook. A interface de comunicação que viabiliza as transferências dos dados, de comandos e de respostas, em fluxos bidirecionais, entre a unidade computacional e os medidores, pode ser sem fio ou via porta ótica.

Os dados transferidos são recebidos, decodificados, validados e armazenados pelo SGMIee. Em ambos os casos, a aplicação computacional é conectada a uma base de dados estruturada, a qual pode ser configurada para ser acessada localmente ou em rede, permitindo a persistência e a consulta aos dados de medição transferidos.

Eventualmente, após o processamento dos dados, as informações úteis à gestão da medição são disponibilizadas graficamente ao usuário, através da interface visual do SGMIee.

Os medidores inteligentes de energia elétrica, instalados em campo, são dotados de interface de comunicação sem fio e através da porta ótica. Os equipamentos medidores, através das interfaces de comunicação em radiofrequência são dispostos e interligados em uma topologia de rede em malha, também conhecida como *RF Mesh*, em uma abrangência de vizinhança, conhecida como rede NAN.

3.3 Tecnologias e recursos utilizados

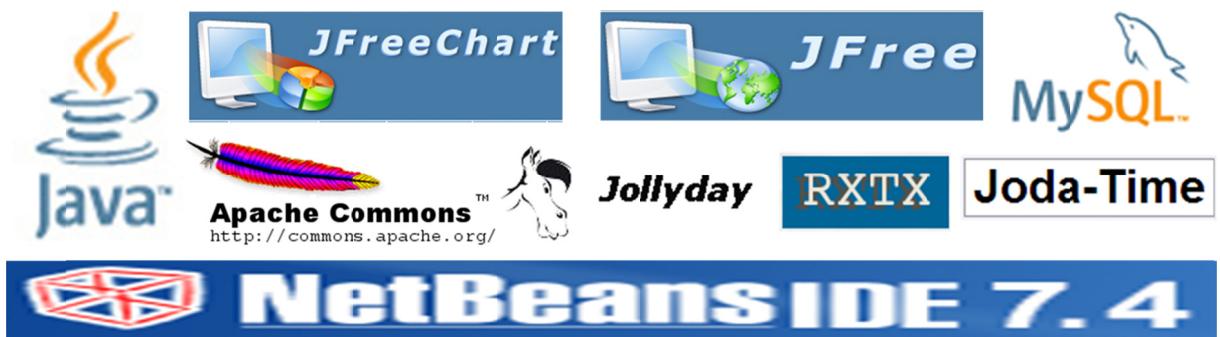
A seguir, são listados as principais tecnologias e recursos utilizados no desenvolvimento do SGMIee:

- Java SE Development Kit – versão 1.7.0 update 45 (32-bit);
- Java HotSpot(TM) Client VM – versão 24.45-b08 (32-bit);
- Java SE Runtime Environment 1.7.0_45-b18 (32-bit);
- NetBeans IDE – versão 7.4 (Build 201310111528);
- API Commons Codec – versão 1.8;
- API JCalendar – versão 1.4;
- API JCommon – versão 1.0.20;
- API JFreeChart – versão 1.0.16;
- API Joda-Time – versão 2.3;
- API Jollyday – versão 0.4.7;
- API RX-TX – versão 2.1.7r2;
- API SteelSeries for Swing – versão 3.9.30;
- API Trident – versão 6.3;

- MySQL JDBC Driver – versão 5.1.23;
- MySQL Community Edition – versão 5.6.14.0 (64-bit);
- MySQL Workbench – versão 6.0 Build 6.0.7.11215 (64-bit);
- Protocolo ABNT NBR 14522 – versão 2008 atualizada;
- Protocolo ZigBee (ZigBee-PRO, baseado no ZigBee specification r17).

A Figura 3.3 ilustra as identificações das tecnologias e bibliotecas utilizadas no desenvolvimento e implementação do SGMIEe.

Figura 3.3 – Identificações das tecnologias e bibliotecas utilizadas no desenvolvimento do SGMIEe.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Por ser uma versão de aplicação desktop, o desenvolvimento do software SGMIEe foi baseado na tecnologia Java, através da plataforma Java SE, das ferramentas JRE e JDK¹⁸. A ferramenta JRE fornece o conjunto de bibliotecas básicas, a Máquina Virtual Java (JVM, no termo em inglês) e outros componentes necessários para o ambiente de execução de aplicativos Java. O kit JDK incorpora a JRE e contém adicionalmente os compiladores e depuradores necessários aos desenvolvimentos das aplicações (ORACLE, 2013a).

A tecnologia Java é considerada um padrão global para desenvolvimento de aplicações móveis, jogos, web, servidores e desktop. Nos últimos 20 anos, estima-se que a tecnologia Java tenha sido incorporada mundialmente em mais de três bilhões de equipamentos e sistemas, segundo informado em Oracle (2013b).

Em ambientes desktop, essa tecnologia pode ser usada para a criação de aplicações com interfaces ricas para o cliente, conteúdo multimídia e internet. Conforme comentado em Oracle (2013b), a plataforma Java SE é pré-instalada em mais de 97% de todos os sistemas desktop empresariais. É suportada pelos sistemas operacionais Microsoft Windows, Linux, Mac OS e Oracle Solaris OS. Não há a necessidade de reescrever todas as partes da aplicação em situações de mudança do ambiente de sistema operacional.

¹⁸ Correspondentes, respectivamente, aos termos em inglês *Java Platform, Standard Edition Runtime Environment* e *Java Platform, Standard Edition Development Kit* (ORACLE, 2013a).

Através da tecnologia Java, pode-se utilizar uma madura forma de análise, projeto, modelagem e programação baseada no paradigma de Orientação a Objeto (OO). As funcionalidades de um software Java podem ser utilizadas de forma dinâmica durante a execução, mediante os conceitos de abstração, encapsulamento, herança e polimorfismo (DEITEL; DEITEL, 2012).

É observada uma considerável quantidade de bibliotecas relacionadas à tecnologia Java. Os códigos adicionais suportam implementações com recursos gráficos, multimídia, textuais, comunicação, persistência, datas, impressões, redes, dentre outros. Há diversas comunidades de desenvolvedores oficiais e colaborativas que reportam correções, propõem novos recursos, especificam técnicas e práticas de programação, auxiliando frequentemente na atualização da tecnologia.

Outra importante característica que justifica a utilização ampla da tecnologia Java é que se trata de uma plataforma gratuita para aquisição e desenvolvimento de aplicações (ORACLE, 2013a). A utilização de Java pode ajudar a reduzir os custos de desenvolvimento de aplicações computacionais. Daí, a justificativa para a escolha da plataforma no desenvolvimento do SGMIee.

Dentre a variedade de ambientes de desenvolvimento integrados¹⁹ que suportam a tecnologia Java, o Netbeans IDE é uma ferramenta gratuita, sob as licenças CDDL²⁰ 1.0 e GNU GPL²¹ v2, que permite o desenvolvimento de aplicações desktop, web e mobile, com suporte a múltiplas linguagens de programação, provendo funcionalidades de edição de código-fonte, gerenciamento de projetos, desenvolvimento de interfaces visuais e incorporação de códigos adicionais, como bibliotecas e *plug-ins* (ORACLE, 2013b). Observa-se que há uma frequente atualização da ferramenta de desenvolvimento em relação às atualizações da tecnologia Java.

Na implementação do SGMIee, foram utilizadas API²² adicionais para viabilizar a integração entre os vários componentes e recursos do software. A API Commons Codec é utilizada para suporte às ações de codificação e decodificação em base numérica hexadecimal. A JCalendar é utilizada para prover componentes gráficos relacionados à seleção de datas, no formato de calendário.

¹⁹ Corresponde ao termo em inglês *Integrated Development Environment* (ORACLE, 2013b).

²⁰ Corresponde ao termo em inglês *Common Development and Distribution License* (ORACLE, 2013b).

²¹ Corresponde ao termo em inglês *GNU General Public License* (ORACLE, 2013b).

²² Correspondente ao termo em inglês *Application Programming Interface* (DEITEL; DEITEL, 2012).

As API JFreeChart e JCommon, em conjunto, são utilizadas na criação de gráficos. Joda-Time contém classes e métodos que facilitam as manipulações de objetos de data e hora. Jollyday é utilizada para suporte a ações que envolvem manipulações de feriados nacionais. O acesso aos recursos das portas de comunicação é realizado pela API RX-TX. SteelSeries, em união com Trident, oferecem vários componentes gráficos customizados e indicados para a representação de resultados de medições.

No SGMIee, a tecnologia de banco de dados estruturado utilizada é baseada nos recursos do MySQL. Trata-se de um Sistema de Gerenciamento de Banco de Dados (SGBD), de código aberto, que utiliza a sintaxe padrão SQL²³ para consultas estruturadas dos registros, tendo vasta popularidade mundial em aplicações de banco de dados.

A versão MySQL Community Edition corresponde à base de dados efetiva, sendo o MySQL JDBC Driver o recurso que provê a interface de conexão entre a aplicação Java e o banco de dados. O MySQL Workbench corresponde a uma ferramenta visual utilizada para a modelagem e a administração do banco de dados. Estas versões da tecnologia MySQL são gratuitas, havendo comunidades ativas nos suportes e desenvolvimentos frequentes (ORACLE, 2013d).

3.4 Detalhes sobre as funcionalidades do SGMIee

Registros de medições de parâmetros elétricos, bem como de alarmes e de configurações correspondem aos dados utilizados no software. Estes dados são transmitidos, localmente ou remotamente, através de interações entre os medidores eletrônicos inteligentes, instalados na rede elétrica, e a unidade computacional onde estão agregados o software SGMIee e a interface de comunicação.

Os processamentos e gerenciamentos das informações de medição de energia elétrica são possibilitados através das seguintes funcionalidades propostas no software:

- Página Fiscal: relacionada às informações de tensões elétricas de fase e de linha, correntes elétricas de fase e de neutro, fatores de potência por fase e trifásico e potências elétricas ativa, reativa (indutiva e capacitiva) e aparente por fase e trifásicas;

²³ Correspondente ao termo em inglês *Structure Query Language* (ISO, 2012).

- Consumo: relacionada às informações de consumo de energias e de demandas ativa, reativa (indutiva e capacitiva) e aparente, por posto tarifário, nos sentidos direto e reverso;
- Faltas de energia: relacionada às informações dos últimos 40 registros de faltas de energia e às informações resumidas das interrupções de energia;
- Alarmes: relacionada às informações dos últimos registros de eventos de alarmes configurados previamente nos medidores inteligentes;
- Gráficos: relacionada ao processamento gráfico, por período, das informações coletadas de energias ativa, reativa (indutiva e capacitiva) e aparente, bem como das tensões elétricas de fase. É referente também às informações resumidas, por período, dos consumos das energias ativa, reativa (indutiva e capacitiva) e aparente, e das estimativas de gastos financeiros com as energias ativa e reativa (indutiva e capacitativa).

As ações implementadas no SGMIee possibilitam o gerenciamento energético baseado em dados de medições e alarmes consultados de forma instantânea ou através de histórico.

As funcionalidades baseadas em dados consultados de forma instantânea e que refletem os registros em tempo real correspondem à Página Fiscal, Consumo, Faltas de Energia e Alarmes. As ações da funcionalidade de Gráficos são baseadas em consultas de registros históricos de medição, armazenados no banco de dados. Os detalhes de implementação das funcionalidades são apresentadas adiante.

3.4.1 Página Fiscal

Através desta funcionalidade, as informações de medição referentes à data e hora da última atualização, frequência da rede, temperatura interna e sequência de fase podem ser observadas ao ser clicado o botão “Atualizar”, no campo “Atualização”.

O campo “Atualização” exibe as informações sobre a data e a hora da última atualização da funcionalidade “Página Fiscal” efetuada. No campo “Frequência da rede” é mostrada a informação do valor da frequência, em hertz (Hz), juntamente com a classificação do estado de adequação junto à rede elétrica. A informação sobre o valor da temperatura interna do medidor, em graus Celsius (°C), é exibida no campo “Temperatura Interna”. No campo “Sequência de fase”, a ordem entre as fases é informada.

Após esta ação, as informações são exibidas nos respectivos campos, sendo habilitadas as abas referentes à “Tensão”, “Corrente”, “Fator de potência” e “Potência”. As descrições dos valores exibidos nestas abas são:

- Tensão: são informados os valores eficazes instantâneos das tensões de fase e de linha, em volt (V), assim como os ângulos das tensões de fase, em graus ($^{\circ}$);
- Corrente: são informados os valores eficazes instantâneos das correntes de fase e de neutro, em amperes (A), assim como os ângulos das defasagens entre as tensões e correntes, em graus ($^{\circ}$);
- Fator de Potência: são informados os valores eficazes instantâneos dos fatores de potência por fase e trifásico, assim como as respectivas características reativas por fase e trifásica;
- Potência: são informados os valores eficazes instantâneos das potências ativa, em watts (W), reativa, em volt-ampere-reativo (var) e aparente, em volt-ampere (VA), por fase e trifásico.

Para o campo “Frequência da rede”, foi implementado um tratamento visual da informação, considerando-se as condições dispostas sobre Variação de Frequência, no Módulo 8, da documentação normativa nacional PRODIST (ANEEL, 2012a).

Os limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz são estabelecidos como condições adequadas para a operação dos sistemas elétricos em regime permanente.

Diante disto, as condições implementadas para diferenciação de cor e do texto informativo do componente, correspondem aos seguintes critérios:

- $(59,9 \text{ Hz} \leq \text{Valor medido} \leq 60,1 \text{ Hz})$:
 - Cor: Amarela;
 - Texto informativo: “ADEQUADA”.
- $(\text{Valor medido} < 59,9 \text{ Hz}) \text{ ou } (\text{Valor medido} > 60,1 \text{ Hz})$:
 - Cor: Preta;
 - Texto informativo: “CRÍTICA”.

A Figura 3.4 ilustra exemplos para as situações comentadas.

Figura 3.4 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo ”Frequência da rede”.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para o campo “Temperatura Interna” do medidor, foi implementado um tratamento visual da informação considerando-se as especificações técnicas dos medidores eletrônicos inteligentes utilizados no sistema de medição de energia elétrica. Os limites de temperatura situados entre -10º e 80º são especificados como condições adequadas para a operação dos referidos equipamentos.

Neste caso, os seguintes critérios foram considerados:

- (-10°C ≤ Valor medido ≤ 80°C):
 - Cor: Branca;
 - Texto informativo: “ADEQUADA”.
- (Valor medido < -10°C) ou (Valor medido > 80°C):
 - Cor: Preta;
 - Texto informativo: “CRÍTICA”.

A Figura 3.5 ilustra exemplos para as situações comentadas.

Figura 3.5 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo ”Temperatura Interna”.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para o campo “Sequência de fase”, foi implementado um tratamento visual da informação considerando-se o sentido de sucessão de fases em sistema de componentes simétricas trifásicas. A defasagem angular de 120º em atraso entre os fasores de tensão elétrica caracteriza o sentido direto, enquanto que a defasagem angular de 120º em avanço caracteriza o sentido inverso.

Neste caso, os seguintes critérios foram considerados:

- (Valor calculado = Defasagem angular de 120º em atraso):
 - Cor: Branca;
 - Texto principal: “DIRETA”.
- (Valor calculado = Defasagem angular de 120º em avanço):
 - Cor: Branca;
 - Texto principal: “INVERSA”.

A Figura 3.6 ilustra exemplos para as situações comentadas.

Figura 3.6 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo ”Sequência de fase”.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na aba “Tensão”, da funcionalidade “Página Fiscal”, os campos “Tensão de fase” e “Tensão de linha” contêm as informações das classificações do estado de adequação, junto à rede elétrica, e os valores eficazes, separados por fase e por entre fases, respectivamente. Para o campo “Tensão de fase”, foi implementado um tratamento visual da informação considerando-se as condições dispostas sobre Tensão em Regime Permanente, no Módulo 8, da documentação normativa nacional PRODIST (ANEEL, 2012a).

Na referida norma, são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente. Para os pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V), as condições para diferenciação de cor e do texto informativo do componente implementadas correspondem aos seguintes critérios:

- ($201 \text{ V} \leq \text{Valor medido} \leq 231 \text{ V}$):
 - Cor: Amarela;
 - Texto informativo: “ADEQUADA”.
- ($189 \text{ V} \leq \text{Valor medido} < 201 \text{ V}$) ou ($231 \text{ V} < \text{Valor medido} \leq 233 \text{ V}$):
 - Cor: Laranja;
 - Texto informativo: “PRECÁRIA”.
- ($\text{Valor medido} < 189 \text{ V}$) ou ($\text{Valor medido} > 233 \text{ V}$):
 - Cor: Preta;
 - Texto informativo: “CRÍTICA”.

A Figura 3.7 ilustra exemplos para as situações comentadas.

Figura 3.7 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo ”Tensão de fase”, na aba “Tensão”.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na aba “Tensão”, para o campo “Tensão de linha”, foi implementado um tratamento visual da informação considerando-se as condições dispostas sobre Tensão em Regime Permanente, no Módulo 8, da documentação normativa nacional PRODIST (ANEEL, 2012a).

Na referida norma, são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente. Para os pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V), as condições para diferenciação de cor e do texto informativo do componente implementadas correspondem aos seguintes critérios:

- ($348 \text{ V} \leq \text{Valor medido} \leq 396 \text{ V}$):
 - Cor: Amarela;
 - Texto informativo: “ADEQUADA”.
- ($327 \text{ V} \leq \text{Valor medido} < 348 \text{ V}$) ou ($396 \text{ V} < \text{Valor medido} \leq 403 \text{ V}$):
 - Cor: Laranja;
 - Texto informativo: “PRECÁRIA”.
- ($\text{Valor medido} < 327 \text{ V}$) ou ($\text{Valor medido} > 403 \text{ V}$):
 - Cor: Preta;
 - Texto informativo: “CRÍTICA”.

A Figura 3.8 ilustra exemplos para as situações comentadas.

Figura 3.8 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo ”Tensão de linha”, na aba “Tensão”.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O campo “Ângulo da tensão de fase” informa sobre os ângulos, em graus ($^{\circ}$), por fase.

Na aba “Corrente”, o campo “Corrente de fase” contém as informações sobre os valores das amplitudes das correntes, em ampere (A), por fase. O valor eficaz da corrente de neutro é observado no campo “Corrente de neutro”.

Os ângulos das defasagens entre tensão e corrente, em graus ($^{\circ}$), observados em cada fase, são representados no campo “Defasagem entre tensão e corrente”.

Na aba “Fator de potência”, as informações do fator de potência de deslocamento por fase são exibidas no campo “Fator de potência por fase” e o trifásico no campo “Fator de

potência trifásico”. As características reativas associadas a cada fator de potência são visualizadas, por fase, no campo “Característica reativa da fase” e, trifásica, no campo “Característica reativa trifásica”.

Na aba “Potência”, as informações sobre a potência ativa, em watts (W), reativa, em volt-ampere-reativo (var), e aparente, em volt-ampere (VA), por fase, são visualizadas nos campos “Potência ativa por fase”, “Potência reativa por fase” e “Potência aparente por fase”, respectivamente. Os valores trifásicos de potência ativa, reativa e aparente, podem ser observados nos campos “Potência ativa trifásica”, “Potência reativa trifásica” e “Potência aparente trifásica”, respectivamente.

3.4.2 Consumo de energia e demanda

As informações sobre a data e hora da última atualização e a indicação da bandeira tarifária mensal vigente são visualizadas diretamente nesta funcionalidade.

Através do campo “Atualização”, as informações da bandeira tarifária atual, das energias e das demandas nos sentidos direto, reverso e líquido podem ser atualizadas ao clicar no botão “Atualizar”.

No campo “Bandeira Tarifária Atual” é exibida a indicação da bandeira tarifária vigente. Esta informação é atualizada pela consulta ao banco de dados. Para este campo, foi implementado um tratamento visual da informação, considerando-se as condições dispostas sobre as Bandeiras Tarifárias, no Submódulo 7.1 (Procedimentos Gerais), do Módulo 7 (Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição), da documentação normativa nacional PRORET (ANEEL, 2012g), assim como o acionamento mensal das Bandeiras Tarifárias em ANEEL (2013a).

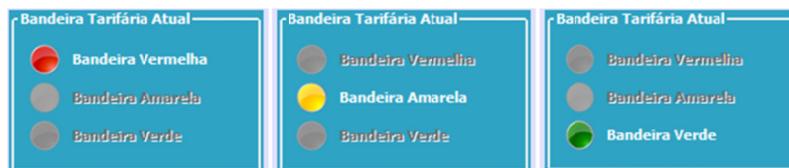
Na referida norma, o sistema de Bandeiras Tarifárias é representado pelas Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha. As condições para diferenciação da cor e do texto informativo do componente correspondem aos seguintes critérios:

- Vigência da Bandeira Vermelha:
 - Cor: Vermelha;
 - Texto informativo: “Bandeira Vermelha”.
- Vigência da Bandeira Amarela:
 - Cor: Amarela;
 - Texto informativo: “Bandeira Amarela”.

- Vigência da Bandeira Verde:
 - Cor: Verde;
 - Texto informativo: “Bandeira Verde”.

A Figura 3.9 ilustra exemplos de tratamentos visuais para o campo ”Bandeira Tarifária Atual”, na aba “Consumo”.

Figura 3.9 – Exemplos de tratamentos visuais para o campo ”Bandeira Tarifária Atual”, na aba “Consumo”.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Após esta ação, as informações são exibidas nos respectivos campos, sendo habilitadas as abas referentes à “Energia” e à “Demanda”:

- Energia: são informados os valores instantâneos dos totalizadores de consumo das energias ativa, em quilowatt-hora (kWh), reativas indutiva e capacitiva, ambas em quilovolt-ampere-reactivo-hora (kvarh) e aparente, em quilovolt-ampere-hora (kVAh), por posto tarifário. Os respectivos valores, considerando-se os sentidos de fluxo de consumo, são visualizados pelas abas Direta, Reversa e Líquida;
- Demanda: são informados os valores das demandas das potências ativa, em watts (W), reativas indutiva e capacitiva, ambas em volt-ampere-reactivo (var), referentes ao último intervalo de medição. São mostrados também os valores das máximas demandas ativa, reativas indutiva e capacitativa, registradas por posto tarifário, assim como as demandas ativa, reativas indutiva e capacitativa acumuladas, por posto tarifário e total. Os respectivos valores considerando-se os sentidos de fluxo de demanda são visualizados pelas abas Direta, Reversa e Líquida²⁴.

3.4.3 Faltas de Energia

Informações sobre a data e hora e o tempo de duração (em dias, horas, minutos e segundos) de até 40 eventos efetivos de falta de energia são exibidas nesta funcionalidade. São mostradas também as informações sobre a data e hora da última atualização e os detalhamentos em quantidade de ocorrências e duração total (em dias, horas, minutos e segundos) das faltas de energia. Informações semelhantes sobre frequências e duração total por tipo de interrupção (de acordo com o tempo de duração) são visualizadas.

²⁴ Para a aba “Líquida”, neste caso, as informações sobre os valores das máximas demandas ativa, reativa indutiva e reativa capacitativa não são exibidas em virtude da incoerência temporal de cálculo resultante.

Os 40 últimos eventos de faltas de energia são registrados e separados de acordo com a data de reposição de demanda (fechamento de fatura). As informações por separação de período são verificadas através das abas:

- Período Anterior: são informados os respectivos valores, considerando-se as datas de registros dos eventos de faltas de energia anteriores à data de reposição de demanda;
- Período Atual: são informados os respectivos valores, considerando-se as datas de registros dos eventos de faltas de energia após a data de reposição de demanda, até o momento da atualização das informações.

As informações sobre a quantidade de ocorrências e a duração total dos registros de faltas de energia são encontradas no campo “Total”. As frequências e as durações de todos os registros de faltas de energia classificados como interrupções momentâneas, temporárias e permanentes, podem ser observadas, respectivamente, nos campos “Interrupções Momentâneas”, “Interrupções Temporárias” e “Interrupções Permanentes”.

Na aba “Faltas de energia”, para o campo “Registros”, tanto para a opção “Período Anterior, quanto para a opção “Período Atual”, foram implementados tratamentos visuais da informação considerando-se parcialmente as condições dispostas sobre Variação de Tensão de Curta Duração, no Módulo 8, da documentação normativa PRODIST (ANEEL, 2012a).

Na referida norma, quanto à duração, as variações de tensão de curta duração são classificadas em Momentâneas e Temporárias. Com o caráter qualitativo das informações sobre faltas de energia registradas nos medidores inteligentes, implementou-se, como proposta, uma terceira opção de classificação referente às faltas Permanentes. Em virtude da não disponibilização dos valores das amplitudes das tensões durante os eventos em que as referidas variações ocorrem, a classificação quanto à amplitude da tensão em relação à de referência não é implementada nesta funcionalidade.

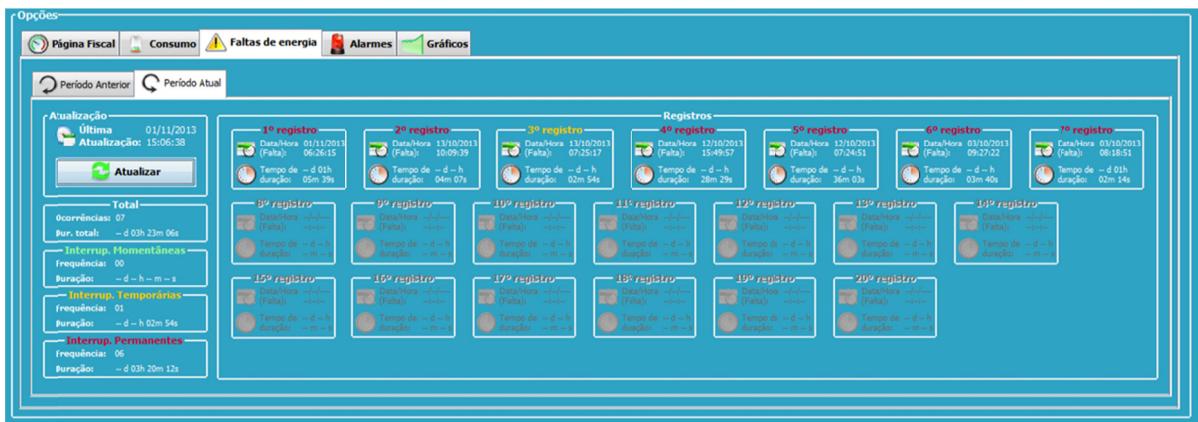
As condições implementadas para diferenciação de cor do componente correspondem aos seguintes critérios:

- (Tempo de duração do registro de falta de energia $\leq 3s$):
 - Tipo de interrupção: Momentânea;
 - Cor: Verde.
- ($3s < \text{Tempo de duração do registro de falta de energia} < 3m$):
 - Tipo de interrupção: Temporária;
 - Cor: Amarela.

- (Tempo de duração do registro de falta de energia > 3m):
 - Tipo de interrupção: Permanente;
 - Cor: Vermelha.

A Figura 3.10 ilustra um exemplo para as situações comentadas.

Figura 3.10 – Exemplo do campo ”Registros”, da opção “Período Atual”, na aba “Faltas de energia”.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.4.4 Alarmes

As informações sobre a data e hora e sobre 25 tipos de alarmes são verificadas através desta funcionalidade. Os alarmes são registrados pela quantidade acumulada de ocorrências, pelas datas e horas de início e de fim e pelo tempo de duração de cada um.

Os 25 alarmes são divididos em dois grupos (Grupo 01 e Grupo 02), sendo ainda divididos em partes pelas abas conforme:

- Parte I (Grupo 01): alarmes sobre os limites de fator de potência, de temperatura, de corrente diferencial e de sobrecorrente;
- Parte II (Grupo 01): alarmes sobre os limites inferior e superior das tensões precária e crítica;
- Parte III (Grupo 01): alarmes sobre inversão de fase, falta de fase, corrente sem tensão e desequilíbrio de corrente;
- Parte IV (Grupo 01): alarmes sobre acionamento de relé, acionamento do botão reset, sem sincronismo nas últimas 24h e falha de hardware;
- Parte V (Grupo 01): alarmes sobre interferências eletromagnéticas e de luminosidade, assim como fluxo reverso;
- Parte VI (Grupo 02): alarmes do limite de demanda e presença de fase após relé;

- Parte VII (Grupo 02): alarmes sobre alterações de parâmetros de configuração, atualização de firmware e atuação de *watchdog*.

Na Tabela 3.1, são observadas as descrições dos tipos de alarmes, dos Grupos 01 e 02, separados por parte, exibidos no SGMIEe.

Tabela 3.1 – Descrições dos tipos de alarmes, dos Grupos 01 e 02, da aba “Alarmes”.

Tipo de Grupo	Parte	Denominação	Valor de referência	Descrição
01	I	Limite de fator de potência	< 0,92	Evento que registra a ultrapassagem inferior do valor medido ao de referência
01	I	Limite de temperatura	-10 à 80° C	Evento que registra a ultrapassagem inferior ou superior do medido à referência
01	I	Limite de corrente diferencial	10%	Evento que registra a ultrapassagem superior do valor medido ao de referência
01	I	Limite de sobrecorrente	10%	Evento que registra a ultrapassagem superior do valor medido ao de referência
01	II	Limite inferior de tensão precária	$189 \text{ V} \leq \text{Valor} \leq 201 \text{ V}$	Evento que registra a equivalência do valor medido ao de referência
01	II	Limite superior de tensão precária	$231 \text{ V} < \text{Valor} \leq 233 \text{ V}$	Evento que registra a equivalência do valor medido ao de referência
01	II	Limite inferior de tensão crítica	Valor < 189 V	Evento que registra a equivalência do valor medido ao de referência
01	II	Limite superior de tensão crítica	Valor > 233 V	Evento que registra a equivalência do valor medido ao de referência
01	III	Inversão de fase	-----	Evento que registra a ligação errônea de fases nos bornes de entrada
01	III	Falta de fase	$V_A, V_B \text{ ou } V_C = 0V$	Evento que registra a detecção de falta de uma fase
01	III	Corrente sem tensão	$I_A, I_B, I_C \text{ ou } I_N > 0 \text{ A}$ $(V_A, V_B, V_C = 0V \text{ e } V_{AB}, V_{BC} \text{ e } V_{CA} = 0V)$	Evento que registra a presença de correntes de fase e de neutro sem a detecção de tensões de linha e de fase
01	III	Desequilíbrio de corrente	Valor > 10% entre fases	Evento que registra a ultrapassagem do valor medido, referente à maior diferença entre as correntes de fase, em relação ao de referência
01	IV	Acionamento de relé	Abertura ou fechamento	Evento que registra as ações de abertura e fechamento do relé
01	IV	Acionamento do botão reset	Pressionamento do botão interno	Evento que registra a ação de pressionamento do botão interno de reinicialização

01	IV	Sem sincronismo nas últimas 24h	Atualização de data e hora	Evento que registra a ausência de atualização da data e da hora por mais de 24h
01	IV	Falha de hardware	Rotinas de auto teste	Evento que registra a ocorrência de defeito de hardware na execução das rotinas de teste
01	V	Interferência eletromagnética	80 mT <Valor< 500 mT	Evento que registra a existência de intensidades de campo magnético induzido de acordo com o valor de referência
01	V	Interferência de luminosidade	Espectro de luz visível	Evento que registra a detecção de luz incidente fora do valor de referência
01	V	Fluxo reverso	Sentido de fluxo de energias ativa e reativa	Evento que registra o sentido de fluxo das energias ativa e reativa da carga para a fonte
02	I	Limite de demanda	20 kW	Evento que registra a ultrapassagem do valor medido em relação ao de referência
02	I	Presença de fase após relé	$V_A, V_B, V_C \neq 0V$ e $V_{AB}, V_{BC} \text{ e } V_{CA} \neq 0V$ (com relé aberto)	Evento que registra a detecção da presença de tensão após os relés de corte e religamento
02	II	Alterações de parâmetros de configuração	Parâmetros de configuração e de fechamento de fatura	Evento que registra as atualizações dos parâmetros de referência
02	II	Atualização de firmware	Programa instalado no hardware	Evento que registra as atualizações da versão do firmware interno
02	II	Atuação de watchdog	Reset de funcionamento do hardware	Evento que registra a reinicialização do hardware em situações de funcionamento inconsistente

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.4.5 Gráficos

Através da funcionalidade “Gráficos”, pode-se consultar nas abas “Tensão” e “Energia”, mediante um intervalo de datas selecionado, as informações históricas sobre as medições elétricas de tensão e energia.

O campo “Intervalo de datas” corresponde ao espaço para a seleção do intervalo do período a ser consultado. As datas inicial e final podem ser selecionadas através de componentes gráficos de calendários, atualizados dinamicamente, de acordo com as datas de registros de medições coletadas.

Ao pressionar o botão “Atualizar”, as informações do campo “Registros” são processadas e preenchidas. Neste campo, há um resumo sobre a quantidade total de registros e a duração total do intervalo consultado.

As informações resumidas sobre os processamentos gráficos acerca das medições das tensões são disponibilizadas conforme as abas:

- Fase A (Tensão): no campo “Medições” são verificadas as informações sobre o menor, médio e maior valores de tensão na fase A, registradas no intervalo considerado. No campo “Faixas de transgressão”, as informações sobre as faixas adequada, precária e crítica são exibidas. O gráfico correspondente é gerado, com os valores das medições e as marcações do valor médio total e das faixas de referência de tensão elétrica;
- Fase B (Tensão): idem às descrições da aba anterior para a fase B;
- Fase C (Tensão): idem às descrições da aba anterior para a fase C;
- Todas as fases (Tensão): no campo “Medições” são verificadas as informações sobre o menor e o maior valor de tensão, entre todas as fases, registradas no intervalo considerado. No campo “Faixas de referência”, são exibidas as informações sobre as faixas: precária e crítica. O gráfico correspondente é gerado, com os valores das medições e as marcações das faixas de transgressão de tensão;

As informações resumidas sobre os processamentos gráficos acerca das medições das energias são disponibilizadas conforme as abas:

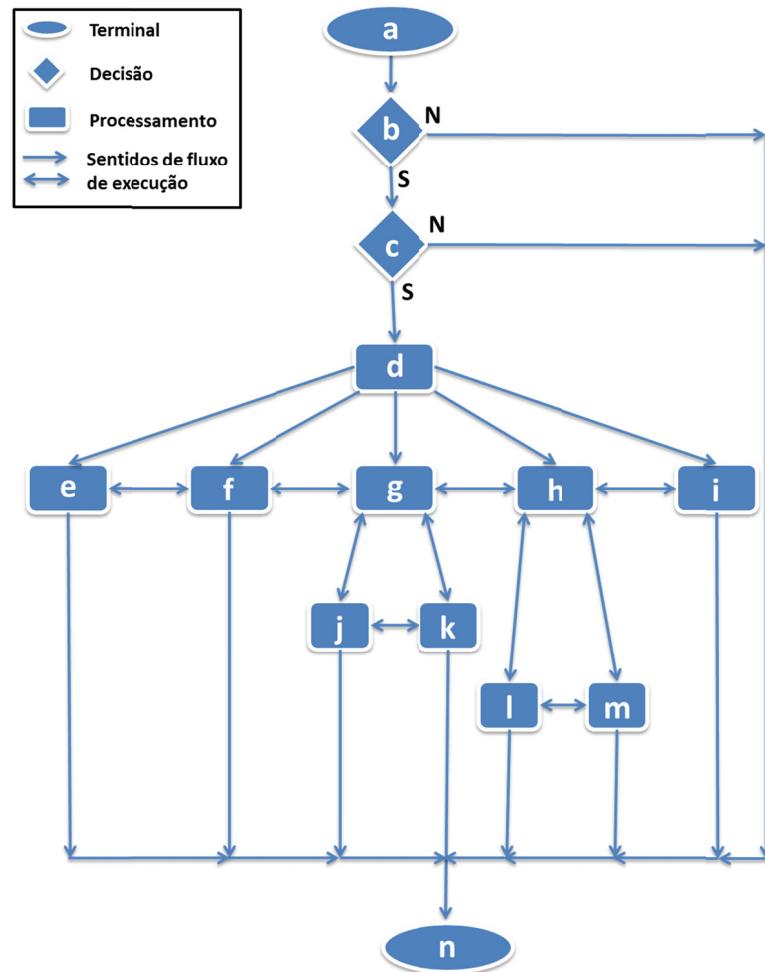
- Medições (Energia Ativa): no campo “Valores registrados” são exibidas as informações sobre o menor, médio e maior valores de energia ativa registradas no intervalo considerado. O gráfico correspondente é gerado, com os valores das medições e a marcação do valor médio total de energia ativa;
- Consumo (Energia Ativa): no campo “Consumo (kWh)”, as informações sobre consumo de energia ativa, separado por bandeira tarifária ocorrida no intervalo selecionado e distinta por posto tarifário são exibidas. Os valores totais também são disponibilizados pelo campo “Geral”. O gráfico correspondente é gerado, contendo os respectivos valores por tipo de bandeira e posto tarifários;
- Custos (Energia Ativa): no campo “Custos (R\$)”, as informações sobre os gastos de energia ativa, separados por bandeira tarifária ocorrida no intervalo selecionado e distinta por posto tarifário são exibidas. Os valores totais também são disponibilizados pelo campo “Geral”. O gráfico correspondente é gerado, contendo os respectivos valores por tipo de bandeira e posto tarifários;
- Medições (Energia Reativa): idem às descrições da aba Medições (Energia Ativa), aplicadas aos registros de energia reativa;

- Consumo (Energia Reativa): idem às descrições da aba Consumo (Energia Ativa), aplicadas aos registros de energia reativa;
- Custos (Energia Reativa): idem às descrições da aba Custos (Energia Ativa), aplicadas aos registros de energia reativa;
- Medições (Energia Aparente): idem às descrições da aba Medições (Energia Ativa), aplicadas aos registros calculados de energia aparente;
- Consumo (Energia Aparente): idem às descrições da aba Consumo (Energia Ativa), aplicadas aos registros calculados de energia aparente.

3.5 Fluxograma de funcionamento

Baseado nas 05 principais funcionalidades detalhadas anteriormente, um fluxograma foi elaborado para indicar o sentido principal de execução do software. A Figura 3.11 ilustra o fluxograma de funcionamento do SGMIee.

Figura 3.11 – Fluxograma de funcionamento do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tomando-se a orientação para fluxogramas observada em ISO (1985), “a” e “n” são terminais, “b” e “c” representam decisões e “d”, “e”, “f”, “g”, “h”, “i”, “j”, “k”, “l” e “m” representam processamentos.

Aplicado ao funcionamento do SGMIee, têm-se que:

- “a”: início da execução do programa;
- “b”: verifica se há conexão com o banco de dados;
- “c”: verifica se há porta de comunicação disponível;
- “d”: seleciona identificador do medidor;
- “e”: atualiza todas as informações da Página Fiscal;
- “f”: atualiza todas as informações de Consumo;
- “g”: seleciona período das Faltas de Energia;
- “h”: seleciona grupo dos Alarmes;
- “i”: seleciona intervalo de consulta dos Gráficos;
- “j”: atualiza todas as informações do Período Anterior;
- “k”: atualiza todas as informações do Período Atual;
- “l”: atualiza todas as informações do Grupo 01;
- “m”: atualiza todas as informações do Grupo 02;
- “n”: final da execução do programa.

Através da inicialização do software SGMIee, o sentido de fluxo é iniciado em “a”. Em seguida, uma primeira decisão é realizada em “b”, referente à existência de conexão com o banco de dados. Em caso negativo, há a finalização do fluxo através de “n”, uma vez que a falta de conexão com o banco de dados é uma situação que inviabiliza várias ações de gerenciamento implementadas em SGMIee, sendo finalizado por segurança.

Havendo conexão com o banco de dados, o sentido de fluxo segue, sendo realizada logo em seguida mais uma decisão, em “c”, para verificar se há porta de comunicação disponível. Essa verificação também é fundamental para o propósito implementado no SGMIee, visto que transmissões entre o software e os medidores inteligentes são realizadas via interface de comunicação conectada a alguma porta de comunicação da unidade computacional. Novamente, a finalização em “n” é realizada por questão de segurança.

Encontrada alguma porta de comunicação disponível em “c”, o fluxo de funcionamento prossegue até o processamento “d”, o qual representa a tela principal do SGMIee carregada para que seja realizada a seleção do medidor desejado. Em seguida, as informações do medidor inteligente selecionado são exibidas na tela principal e as abas das 05

funcionalidades são habilitadas ao usuário. Este pode escolher atualizar qualquer uma delas, representadas por “e”, “f”, “g”, “h” e “i”.

Atualizando-se todas as informações em qualquer uma das funcionalidades “e” ou “f”, ou então, selecionando-se o intervalo de consulta desejado em “i”, o fluxo é prosseguido com os respectivos resultados e conduzido a uma eventual finalização do SGMIee. Os fluxos bidirecionais, como em “e”-“f”, “f”-“g”, “g”-“h”, “h”-“i”, “g”-“j”, “g”-“k”, “j”-“k”, “h”-“l”, “h”-“m” e “l”-“m” indicam que o usuário pode escolher atualizar as informações de outra funcionalidade sem a necessidade de finalização do SGMIee.

Por exemplo, escolhendo atualizar as informações das Faltas de Energia em “g”, há opções para atualizar as do Período Anterior, em “j”, ou as do Atual, em “k”. Caso a escolha seja pela atualização das informações dos Alarmes, em “h”, as do Grupo 01 podem ser atualizadas em “l” e as do Grupo 02 em “m”.

Como seguimento dos fluxos após os processamentos realizados em “e”, “f”, “j”, “k”, “l”, “m” e “i”, é possível a finalização em “n”.

3.6 Implementação dos protocolos

No software SGMIee, as ações de transferências dos dados de medição são implementadas baseadas no protocolo ABNT NBR 14522 (2008), utilizado para o intercâmbio de informações para sistemas de medição de energia elétrica, e, também, no protocolo ZigBee, utilizado em redes de comunicação sem fio aplicadas em atividades de monitoramento e controle.

Neste trabalho, a utilização do ABNT NBR 14552 (2008) ocorre pela necessidade de compatibilização nas trocas de informações de medições entre o SGMIee e os medidores eletrônicos inteligentes, que são implementados com o referido protocolo pelo fabricante. Considerando que os componentes do sistema de medição inteligente de energia elétrica utilizado neste estudo possuem recursos de comunicação sem fio baseados no protocolo ZigBee, as especificações do referido protocolo também foram agregadas às ações de comunicação realizadas no SGMIee.

Breves definições e detalhamentos de implementação sobre ambos os protocolos utilizados são dadas a seguir.

3.6.1 Definições do protocolo ABNT NBR 14522

Observa-se que as especificações do protocolo ABNT NBR 14522 (2008) são implementadas em diversos equipamentos para sistemas de medição de eletricidade, pelos principais fabricantes nacionais de soluções para o setor de energia elétrica, como verificado em Landis+Gyr (2013a), Elo (2013), Ecil Informática (2013c) e Nansen (2013).

Os medidores eletrônicos inteligentes, fornecidos pela empresa Eletra Energy Solutions, utilizados na infraestrutura de medição inteligente deste trabalho, têm o protocolo ABNT NBR 14522, versão 2008, implementado no firmware interno.

Como definido em ABNT (2008), trata-se de um padrão para a troca de informações compatível entre os diferentes equipamentos de um sistema de medição de energia.

Dentre os 13 tipos de comunicações de dados especificados na norma, para este trabalho, foram utilizadas as especificações para o tipo convencional Leitor-Medidor. Neste caso, o Leitor é o equipamento que inicia o estabelecimento da conexão e solicita o envio das informações ao Medidor.

Nesse protocolo, as interações para transferências de blocos de dados são realizadas por meio de comandos, enviados pelo Leitor ao Medidor, e de respostas, enviados pelo Medidor ao Leitor, assim como sinalizadores de comunicação para sincronização (ENQ), confirmação (ACK), erro (NAK) e atraso (WAIT).

Existem comandos com resposta simples, onde há apenas um bloco de dados respondido, e com resposta composta, com retorno formado por mais de uma resposta. Os comandos para leitura de parâmetros instantâneos exemplificam o primeiro tipo, enquanto que os comandos para a leitura da memória de massa exemplificam o segundo.

Há 67 comandos especificados no protocolo ABNT NBR 14522, sendo 23 de leitura, 36 de alteração e configuração, 2 de inicialização, 2 de informação, 1 de conexão, 1 de transferência, 1 estendido e 1 reservado (ABNT, 2008). O comando refere-se a um bloco com um total de 66 octetos, sendo 64 de tamanho fixo e 2 de checagem de erro, calculado pelo algoritmo CRC16²⁵. A Figura 3.12 ilustra a representação do bloco de dados do comando.

Figura 3.12 – Bloco de dados de Comando do protocolo ABNT NBR 14522.



Fonte: Adaptada de (ABNT, 2008).

²⁵ Corresponde ao termo em inglês *Cyclic Redundancy Check* (IBM, 2013a).

A resposta refere-se a um bloco de dados com tamanho total de 258 octetos, sendo 256 de tamanho fixo e 2 de checagem de erro, calculado pelo método CRC16.

A Figura 3.13 ilustra a representação do bloco de dados de resposta.

Figura 3.13 – Bloco de dados de Resposta do protocolo ABNT NBR 14522.



Fonte: Adaptada de (ABNT, 2008).

No SGMIee, esse protocolo é utilizado para as transferências de dados utilizando-se interfaces de comunicação sem fio RF e via porta ótica, com as seguintes definições: modo bidirecional, assíncrono, 9600 Baud , 8 bits de dados, 1 bit de início e 1 bit de fim. As descrições sobre as temporizações e as delimitações dos comandos e respostas previstos pelo protocolo são encontradas com detalhes em ABNT (2008).

3.6.2 Definições do protocolo ZigBee

A associação de companhias ZigBee Alliance, juntamente com os integrantes do IEEE 802.15 WPAN Working Group, criou um padrão contendo um conjunto de especificações de comunicação para redes sem fio caracterizadas por baixas taxas de transferências e curtos alcances (FARAHANI, 2011).

Os dispositivos ZigBee operam nas faixas de frequência de 868 MHz (1 canal), 915 MHz (10 canais) e 2,4 GHz (16 canais), com taxas de transferências de 20, 40, 100 e 250 kbps e alcances de até 100 m. Há suporte à criptografia dos dados pelo método AES²⁶ de 128 bits. Em geral, a banda 2,4 GHz ISM costuma ser adotada mundialmente pelos principais fabricantes de equipamentos eletrônicos, pois possibilita a máxima taxa de transferência (250 kbps) e o maior número de canais (16 canais).

Nas definições deste padrão, há a figura de três tipos de dispositivos quanto às regras de comunicação: o Coordenador, o Roteador e o Dispositivo Final (*Coordinator*, *Router* e *End Device*, nos termos em inglês). Um dispositivo, ou nó, ZigBee Coordenador, atua como o principal controlador da rede PAN formada com os outros dispositivos. Um nó Roteador atua como um retransmissor de mensagens na rede. Um nó Final atua com funções limitadas, apenas como um simples integrante da rede, sem atividades de controle ou de repasse de informações de outros dispositivos.

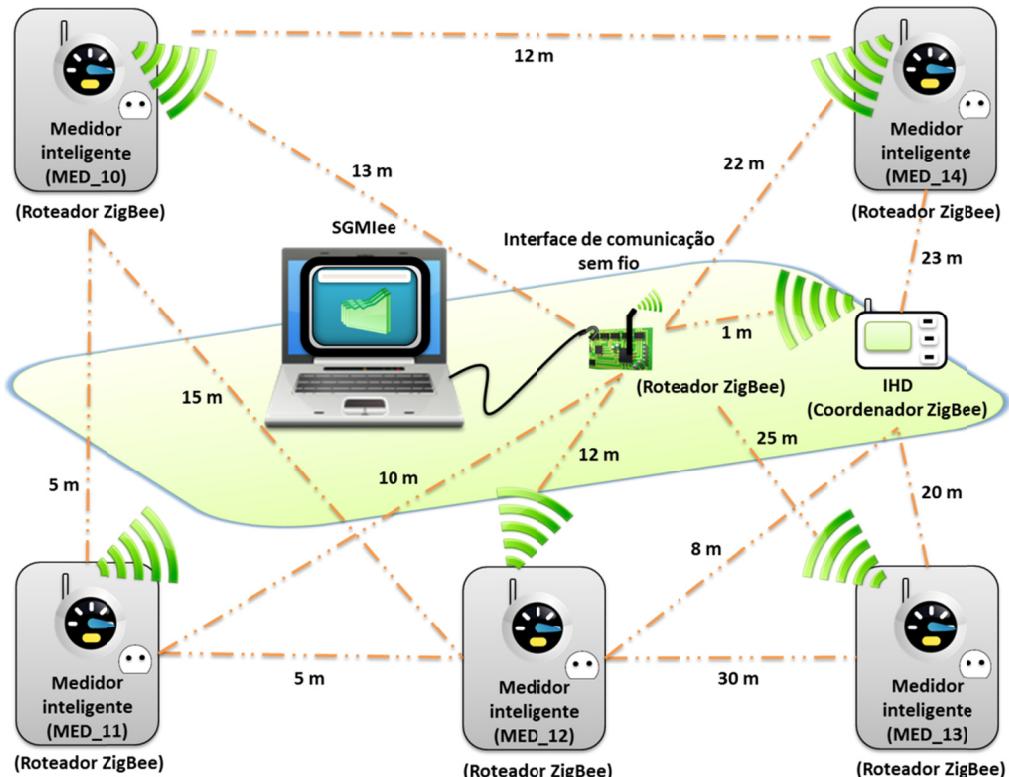
²⁶ Corresponde ao termo em inglês *Advanced Encryption Standard*.

Mais especificamente, o nó Coordenador é responsável por selecionar o canal, identificar (PAN ID, no termo em inglês), determinar a política de segurança e persistir a tabela de nós associados da rede. Em uma rede PAN ZigBee, há a figura de apenas um nó Coordenador. Os nós Roteadores, uma vez associados à rede, podem permitir a inserção de um novo nó ao agrupamento. Pode também se comunicar com os demais nós e rotear os pacotes de dados trafegados na rede.

Cada nó ZigBee possui dois endereços diferentes: um de 64 bits (ZigBee ID), que o identifica unicamente, e um de 16 bits (PAN ID), que identifica a rede em que o nó está associado. O protocolo ZigBee oferece suporte ao funcionamento dos nós em uma rede ponto-a-ponto²⁷, dispostos analogamente a uma estrutura de malha²⁸. Esta configuração é denominada de RF *Mesh*, sendo caracterizada por ser uma rede sem fio onde os nós interagem ponto-a-ponto, sem restrições de comunicação entre os nós (FARAHANI, 2011). Estes conceitos são considerados para o funcionamento do SGMIee.

A Figura 3.14 ilustra a disposição dos nós na rede RF *Mesh* ZigBee em que o SGMIee é aplicado.

Figura 3.14 – Disposição dos nós na rede RF *Mesh* ZigBee do referido sistema de medição inteligente.



Fonte: Elaborada pelo autor.

²⁷ Correspondente ao termo em inglês *Peer-to-Peer*.

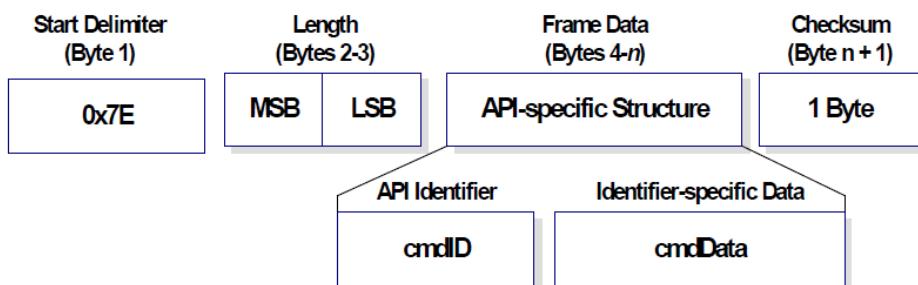
²⁸ Correspondente ao termo em inglês *Mesh*.

Neste tipo de configuração de rede sem fio, as ações de repasses dos pacotes de dados são realizadas mediante um algoritmo de roteamento AODV²⁹ baseado em saltos múltiplos³⁰, do nó de origem, passando pelos nós intermediários, até o nó de destino, onde é buscada a menor distância disponível no momento da comunicação. Nós Roteadores e Coordenadores podem participar deste processo de estabelecimento da rota (DIGI, 2012b).

Os módulos ZigBee utilizados nos equipamentos que compõem o sistema de medição de energia elétrica em que o SGMIee tem sido aplicado, foram o XBee-PRO S2B ZB (DIGI, 2012a). Conforme definido em Digi (2012b), as especificações para operações com os pacotes ZigBee Transmit Request (0x10), ZigBee Transmit Status (0x8B) e ZigBee Receive Packet (0x90), da API Operations para pacotes de dados UART³¹, foram implementadas no SGMIee.

O primeiro tipo de pacote refere-se ao formato para a transmissão dos dados. O segundo refere-se ao formato do pacote enviado pelo módulo indicando a confirmação de transmissão ou de erro dos dados. O último refere-se ao formato dos pacotes recebidos pela controladora serial UART. Na Figura 3.15 pode-se observar o formato padrão para os pacotes, de tamanhos variáveis, utilizados nas transmissões pela UART com ZigBee.

Figura 3.15 – Formato dos pacotes UART ZigBee.



Fonte: (DIGI, 2012b).

No caso do SGMIee, há uma composição entre os protocolos ABNT NBR 14522 e o ZigBee. Os pacotes dos comandos ABNT NBR 14522 a serem enviados para os medidores formam a parte de dados úteis do pacote ZigBee Transmit Request, enquanto que as respostas do ABNT NBR 14522 formam a parte de dados úteis do pacote ZigBee Receive Packet.

O detalhamento completo sobre o funcionamento do firmware, as especificações técnicas, os procedimentos de roteamento, as configurações de criptografia, bem como sobre as definições dos formatos dos pacotes ZigBee utilizados pode ser verificado no manual do produto em Digi (2012b).

²⁹ Correspondente ao termo em inglês *Ad-hoc On-demand Distance Vector routing* (DIGI, 2012b).

³⁰ Correspondente ao termo em inglês *Multihopping* (DIGI, 2012b).

³¹ Correspondente ao termo em inglês *Universal Asynchronous Receiver/Transmitter*.

3.7 Considerações parciais

Neste terceiro capítulo, foi realizado o detalhamento sobre o software SGMIee,. Esclarecimentos sobre os conceitos básicos, as principais características e funcionalidades que possibilitam a gestão da medição inteligente de energia elétrica foram apresentadas.

A definição do esboço de um ambiente de medição inteligente a qual o SGMIee pode ser aplicado, possibilita uma visão inicial do tipo de aplicação que trata a proposta, assim como as tecnologias de comunicação e equipamentos inerentes ao escopo da pesquisa.

Ao detalhar as tecnologias e os recursos utilizados no desenvolvimento do respectivo software, comenta-se sobre as principais características de utilização e aplicação ao SGMIee. Desta forma, as justificativas técnicas e financeiras sobre as escolhas de cada recurso são esclarecidas. Java, MySQL e Netbeans IDE foram os recursos mais explorados ao longo do desenvolvimento do SGMIee.

SGMIee é baseado em 05 principais funcionalidades para o gerenciamento de energia elétrica. Há a possibilidade de consultas de dados medidos atualizados instantaneamente. Valores dos totalizadores de consumo e demanda das energias ativa, reativa e aparente e os níveis de adequações das tensões elétricas mediante as faixas de referência são exemplos de informações processadas e disponibilizadas pelo SGMIee aos usuários, possibilitando-lhes um maior nível de consciência dos montantes de energia consumidos e um acompanhamento efetivo da qualidade de energia elétrica relacionada às tensões elétricas. As principais implementações para indicações visuais diferenciadas mediante às condições de referência para as funcionalidades foram comentadas.

As explicações resumidas sobre os eventos de alarmes gerados foram apresentadas. Observa-se que há valores de referência programáveis, como nos casos dos alarmes que representam a ultrapassagem de limites, assim como há valores de referência pré-definidos, como os de detecção de falta de fase e corrente sem tensão, e os de mudança de estado de parâmetros internos, tais como o acionamento do botão de reset e atualização de firmware. Em geral, os registros dos eventos destes alarmes podem auxiliar na indicação de possíveis condições de erros de instalação, fraudes ou falhas no hardware dos medidores inteligentes.

Os gráficos gerados refletem os perfis das medições sobre tensões e energia elétrica. Há também a disponibilização gráfica das quantidades de energia consumida e das estimativas de custos financeiros associados, com detalhamentos por tipo de bandeira tarifária e por posto

tarifário. Neste caso, os conceitos da tarifa branca e das bandeiras tarifárias já são considerados.

Com o objetivo de melhor expor a ideia de funcionamento do SGMIee, utilizou-se um fluxograma que delineia os possíveis fluxos de funcionamento ao longo da execução do software. Considera-se que a estratégia de elaboração do diagrama de fluxo esclarece a divisão dos processamentos de cada funcionalidade.

Na parte final do capítulo, os comentários sobre alguns conceitos e detalhes das implementações dos protocolos junto ao SGMIee foram realizados. Mediante a necessidade de composição entre os protocolos, as definições sobre o protocolo ABNT NBR 14522 e o protocolo ZigBee foram abordadas.

A escolha de implementação utilizando o protocolo ABNT NBR 14522 foi devido à consolidada utilização do protocolo nacional em sistemas de medição de energia elétrica. A escolha pelo protocolo ZigBee foi devido às características de suporte a redes sem fio RF *Mesh* e criptografia. Outro fator determinante foi a disponibilidade dos equipamentos do referido sistema com ambos os protocolos implementados pelo fabricante Eletra Energy Solutions.

Mediante os esclarecimentos expostos, no capítulo seguinte será abordada a composição do cenário de medição inteligente em que a ferramenta computacional SGMIee tem sido aplicada.

CAPÍTULO 4

CENÁRIO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZADO E METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DOS TESTES

Com o intuito da realização de testes, análise das informações de medições e eventuais adequações nas funcionalidades de gerenciamento, o software SGMIee tem sido aplicado a um cenário de medição inteligente de energia elétrica.

Em parceria proveniente do projeto Sistema de Medição e Gerenciamento de Energia Elétrica (CNPq), a empresa local Eletra Energy Solutions (ELETRA ENERGY SOLUTIONS, 2013a), fabricante de soluções de medição de energia elétrica, realizou a doação de 05 unidades de medidores eletrônicos inteligentes trifásicos, 01 unidade de interface de comunicação sem fio, 01 unidade de interface de comunicação via porta ótica e 01 unidade de equipamento *In-Home Display* (IHD). Suporte técnico às etapas de implantação e desenvolvimento do sistema de medição inteligente também foi realizado pela empresa.

4.1 Descrição do cenário de medição inteligente de energia elétrica

Cada medidor inteligente é dotado de 02 interfaces de comunicação: 01 via radiofrequência com o protocolo ZigBee e 01 via porta ótica. A comunicação entre os medidores inteligentes doados é baseada no protocolo ABNT NBR 14522 (ABNT, 2008), utilizado para o intercâmbio de informações em sistemas de medição de energia elétrica. Contudo, mediante o uso da interface de comunicação sem fio via RF, o protocolo ABNT NBR 14552 implementado é agregado ao protocolo ZigBee para a viabilização das transferências dos dados de medições.

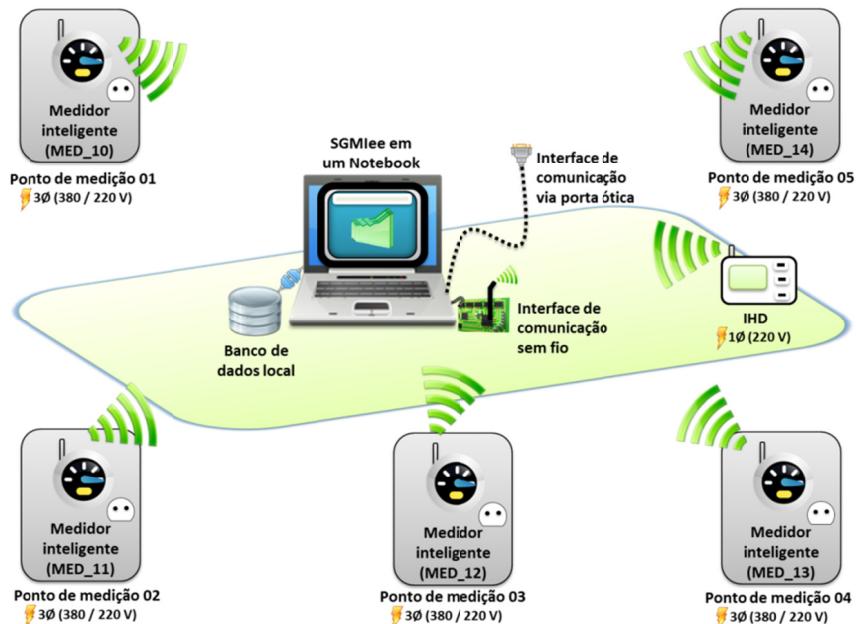
As interfaces de comunicação sem fio e via porta ótica, dadas podem ser utilizadas em uma unidade computacional, através de conexão à USB. Um notebook foi disponibilizado para servir como unidade computacional central de gerenciamento da medição. A unidade IHD está configurada com o chip ZigBee na função de coordenador e os chips das demais interfaces (medidores e porta USB) como roteadores.

Mediante os equipamentos medidores inteligentes, as interfaces de comunicação sem fio, a unidade computacional notebook e o IHD, foi proposta a montagem de uma infraestrutura de medição inteligente, baseada em uma rede RF em topologia *Mesh*, para as

transferências de registros de medição dos pontos de medição até o software de gerenciamento da medição de energia elétrica.

O cenário do sistema de medição inteligente proposto é visto na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Cenário ilustrativo da infraestrutura de medição inteligente proposta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.1.1 Pontos de medição

O sistema de medição inteligente de energia elétrica foi instalado em 05 pontos de medição distribuídos da estrutura física pertencente ao DEE/CT/UFC. Na Tabela 4.1 estão dispostas as identificações e descrições dos pontos de medição.

Tabela 4.1 – Descrições dos pontos de medição.

Descrição do local	Medidor instalado	Cargas instaladas
Laboratório de Eficiência Energética e Máquinas Motriz (LAMOTRIZ)	MED_10	Tomadas monofásicas e trifásicas, iluminação, condicionadores de ar e motores trifásicos
Laboratório do Grupo de Pesquisa em Automação e Robótica (GPAR)	MED_11	Tomadas monofásicas e trifásicas e iluminação
Laboratório de práticas de Circuitos Eletroeletrônicos	MED_12	Tomadas monofásicas e trifásicas e iluminação
Gabinetes dos professores	MED_13	Tomadas monofásicas, iluminação e condicionadores de ar
Secretaria	MED_14	Tomadas monofásicas, iluminação e condicionadores de ar

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 4.2, são observadas as distâncias aproximadas entre os equipamentos que compõem o sistema de medição inteligente instalado, como disposto na Figura 3.14.

Tabela 4.2 – Distâncias aproximadas entre os equipamentos do sistema de medição inteligente.

Equipamento origem	Equipamento destino	Distância aproximada
SGMIEe Desktop	IHD	1 m
SGMIEe Desktop	MED_10	13 m
SGMIEe Desktop	MED_11	10 m
SGMIEe Desktop	MED_12	12 m
SGMIEe Desktop	MED_13	25 m
SGMIEe Desktop	MED_14	22 m
IHD	MED_10	14 m
IHD	MED_11	11 m
IHD	MED_12	8 m
IHD	MED_13	20 m
IHD	MED_14	23 m
MED_10	MED_11	5 m
MED_10	MED_12	15 m
MED_10	MED_13	38 m
MED_10	MED_14	12 m
MED_11	MED_12	5 m
MED_11	MED_13	35 m
MED_11	MED_14	32 m
MED_12	MED_13	30 m
MED_12	MED_14	34 m

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em decorrência do espaço físico dos quadros elétricos de distribuição já implantados, os medidores inteligentes foram instalados com adequações de proteção, através da utilização de parafusos e buchas para afiação na parede, próximos aos respectivos quadros elétricos, eletrodutos flexíveis de PVC de 1”, cabos condutores com seções nominais de 6 e 10 mm², conforme as necessidades em cada quadro instalado. Em todos os casos, os medidores foram instalados a jusante de dispositivos de proteção, como fusíveis Diazed e disjuntores termomagnéticos, já existentes.

As instalações dos medidores inteligentes junto aos quadros de distribuição em baixa tensão foram realizadas com o auxílio técnico de eletricistas do setor de manutenção do CT/UFC. Por se tratar de instalações temporárias, foram afixados avisos sobre o caráter de testes temporários dos equipamentos do sistema de medição.

As Figuras 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6 ilustram os medidores inteligentes instalados nos pontos de medição 01 (Laboratório LAMOTRIZ), 02 (Laboratório GPAR), 03 (Laboratório de Circuitos Eletrônicos), 04 (Gabinetes dos professores) e 05 (Secretaria do DEE), respectivamente.

Figura 4.2 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 01.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.3 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 02.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.4 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 03.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.5 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 04.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.6 – Medidor inteligente instalado no ponto de medição 05.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.1.2 O medidor eletrônico inteligente utilizado

Mediante a parceria estabelecida entre o DEE/UFC e a empresa Eletra Energy Solutions, através do projeto CNPq para o desenvolvimento de um sistema de medição inteligente de energia elétrica, 05 unidades de medidores eletrônicos inteligentes foram doadas pela empresa fabricante dos equipamentos medidores.

Na Figura 4.7, o medidor eletrônico inteligente utilizado é ilustrado.

Figura 4.7 – Medidor eletrônico inteligente utilizado no trabalho.



Fonte: Elaborada pelo autor.

As principais características elétricas dos respectivos medidores inteligentes são observadas a seguir:

- Tensão nominal: 120/240 V_{AC};
- Faixa de operação da tensão: 80 – 120%V_n;
- Corrente nominal: 10 (120) A;
- Frequência de operação: 50 ou 60 Hz;
- Faixa de operação da frequência: $\pm 5\%$;
- Faixa de temperatura de operação: -10°C a 80°C;
- Conexão: sistemas em estrela de 3 ou 4 fios;
- Potência (burden) máxima: 2 W;
- Faixa de umidade relativa de operação: 0 a 95%;
- Classe de exatidão: B (1%);
- Tipo de mostrador gráfico: mostrador remoto (IHD associado);
- Corrente de partida: 0,4% da corrente nominal para energia ativa (Wh) e 0,5% da corrente nominal para energia reativa (varh);
- Dígitos para exibição de energia (kWh ou kvarh): 5 inteiros e 0 decimais;
- Resolução das potências ativa e reativa: 1 Wh e 1 varh;
- Dígitos para exibição de demanda (kW): 3 inteiros e 2 decimais;
- Classe de isolamento: II (de acordo com a NBR14519 e NBR14520);
- Classificação de proteção: IPW52, de acordo com a NBR 6146;

- Alimentação auxiliar: supercapacitores para RTC e sensores (aproximadamente 110 horas consecutivas);
- Saída de comunicação RS 232 (ABNT NBR 14522);
- Porta ótica de comunicação;
- Comunicação RF (2,4 GHz, ZigBee, DSSS PHY e O-QPSK);
- Saída de pulsos;
- Bornes de conexão de entrada: 4 a 50 mm².

As principais características funcionais dos respectivos medidores inteligentes são:

- Valores instantâneos de tensões de fase e de linha, correntes de fase e de neutro, defasagens angulares das tensões e entre correntes e tensões por fase, fator de potência por fase e trifásico, potências, energias e demandas ativas e reativas indutivas e capacitivas (Página fiscal);
- Memória de massa de 06 canais (energia ativa, energia reativa indutiva, energia reativa capacitiva, tensão de fase A, tensão de fase B e tensão de fase C), com capacidade para 45 dias, em intervalos de até 05 minutos;
- Registro bidirecional (configurável) de energias ativa, reativa indutiva e reativa capacitativa (não considera a influência das frequências harmônicas);
- Indicação frontal de medição de energia elétrica através de pulsos por kWh e kvarh;
- Indicação de funcionamento do medidor;
- Integração com mostrador remoto (IHD);
- Medição de energia por fase em registradores separados;
- 04 postos tarifários (configuráveis);
- Reposição de demanda manual ou automática (configurável);
- Tabela calendário para feriados;
- Registro de eventos e alarmes;
- Registro das últimas 40 faltas de energia;
- Relé integrado (corte e religamento remotos);
- Atualização remota de firmware;
- Recurso de certificação digital;

4.1.3 Composição da unidade de gerenciamento da medição inteligente

O software SGMIee, a estrutura de banco de dados e a interface de comunicação RF ZigBee foram integrados em um computador notebook, formando a unidade computacional para gestão das informações do sistema de medição inteligente.

Como recursos de hardware e software da respectiva unidade computacional de gerenciamento de energia elétrica, foram utilizados os seguintes componentes:

Notebook

- Marca: Samsung
- Modelo: RF511-SD3;
- Sistema Operacional: Windows® 7 Professional Original (64 Bits);
- Processador: Intel i7Core 2^a geração 2630QM (2.2 GHz, 6MB cache);
- Memória RAM: 8 GB DDR3 1333 MHz (2x 4 GB SODIMM);
- Disco rígido: 1 TB 5400 rpm SATA II;
- Unidade óptica: BluRay Reader (SATA), Super Multi Dual Layer;
- Tela: 15.6" LED HD 16 : 9 Brilhante / 1366 x 768 (HD);
- Placa de vídeo: NVIDIA GeForce GT540M 2GB dedicada;
- Conectividade: Bluetooth 3.0, 802.11 b/g/n e Gigabit 10/100/1000 LAN;
- Portas USB: 04 entradas (2x USB 2.0 energizadas e 2x USB 3.0);
- Conectores: HDMI, RJ-45, VGA e P2;
- Bateria/Fonte:: 6 células/90 W.

Softwares

- Windows 7 Professional versão 6.1 x86 (64-bit);
- Java SE Development Kit – versão 1.7.0 update 45 (32-bit);
- Java SE Runtime Environment 1.7.0_45-b18 (32-bit);
- MySQL Community Edition – versão 5.6.14.0 (64-bit);
- MySQL Workbench – versão 6.0 Build 6.0.7.11215 (64-bit);
- SGMIee – versão 1.0.

Interface de comunicação sem fio RF

- Fabricante: Digi;
- Modelo: XBee-PRO ZB W/WIRE ANT (XBP24BZ7WITB003);
- Taxa de transmissão: 250 kbps;
- Alcances indoor: 90m;
- Potência de transmissão: 63 mW (+18 dBm);
- Frequência de operação: 2,4 GHz / 16 canais;
- Taxa porta serial: 1200 bps – 1Mbps;
- Criptografia: 128-bit AES;
- ID: PAN-ID (64-bit IEEE MAC);
- Tensão de operação: 2,7 – 3,6 VDC;
- Protocolo: ZigBee Protocol;
- Rede: suporte a RF Mesh.
- Configuração: Router

Interface de comunicação via porta ótica

- Fabricante: não disponível;
- Modelo: não disponível;
- Acoplamento: Ótico infravermelho modulado em PWM
- Elemento emissor: Infravermelho;
- Elemento receptor: Foto-transistor cristalino;
- Taxa porta serial: 9600 Baud +-2%;
- Tipo: Assíncrono (8 bits/1start bit/1stop bit);
- Modo: Bidirecional não simultâneo;
- Protocolo: ABNT NBR 14522;
- Rede: ponto a ponto direto;
- Comprimento: 1 m.

A Figura 4.8 ilustra o conjunto de hardware e software utilizado na aplicação do SGMIee ao sistema de medição inteligente instalado no DEE/CT/UFC.

Figura 4.8 – Conjunto de hardware e software utilizado na aplicação do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2 Metodologia de aplicação e avaliação dos testes

SGMIee corresponde a uma proposta de ferramenta computacional para a aplicação em um sistema de gerenciamento de energia. A ideia é a de que as funcionalidades implementadas no software possibilitem um nível satisfatório de gerência dos dados de medição, armazenando-os adequadamente, para eventuais consultas objetivando-se dispor, em tempo quase real, informações processadas sobre o estado e as grandezas elétricas associadas aos pontos de medição interligados, assim como seja possível analisar registros de alarmes e notificações de valores excessivos na rede elétrica e sobre os consumos e os custos das energias ativa, reativa e aparente.

Como metodologia de teste da proposta, o software SGMIee tem sido aplicado ao efetivo gerenciamento dos registros dos 05 pontos de medição instalados, realizando diversas interações bidirecionais de comunicação via *RF Mesh* para as transferências dos dados e consequentes processamentos das informações.

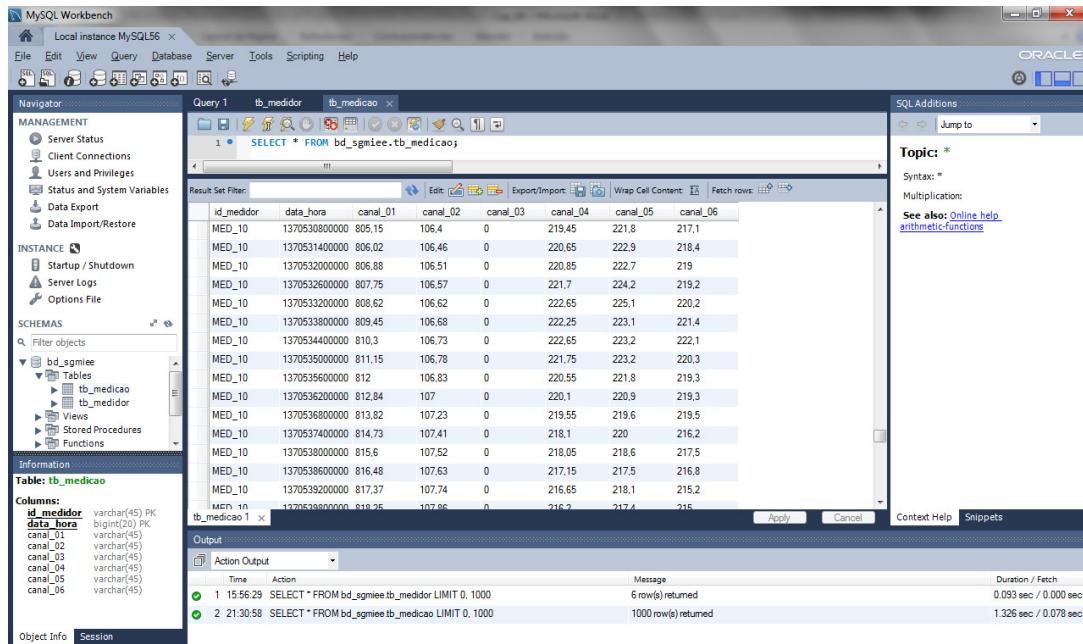
4.2.1 Base amostral utilizada

Como base amostral para os testes de validação e coleta dos resultados do software, dados de medições dos pontos de medição 01, 02, 03, 04 e 05, correspondentes ao período de 04 meses (jun./2013 a set./2013) de funcionamento do sistema de gerenciamento de medição inteligente, foram aplicados ao SGMIee.

Para a composição do histórico de memória de massa dos medidores inteligentes, os dados correspondentes às medições dos 06 canais (Energia Ativa, Energia Reativa Indutiva, Energia Reativa Capacitiva, Tensão de Fase A, Tensão de Fase B e Tensão de Fase C) foram registrados a cada intervalo periódico de 10 minutos.

A Figura 4.9 ilustra a representação da disposição dos registros armazenados no banco de dados do SGMIEe, mediante a ferramenta administrativa MySQL Workbench.

Figura 4.9 – Representação dos registros de medições na base de dados interligada ao SGMIEe.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para esta taxa de formação de 06 registros por hora, em um dia, um medidor forma 144 registros de medições dos canais de energias e tensões de fase. Considerando-se o período de 04 meses da base amostral, foram armazenados, por medidor, cerca de 17280 medições. Para o conjunto de 05 medidores inteligentes, 86400 registros compõem a respectiva base amostral aplicada às ações de testes e validações do software.

Durante este período, eventos de faltas de energia, registros de alarmes e alterações dos consumos das energias foram registrados, proporcionando uma variedade de situações ocorridas que devem ser evidenciadas pelas informações processadas sobre as medições.

4.2.2 Ponto de medição escolhido como estudo de caso

Mediante o período de desenvolvimento e acompanhamento do funcionamento do sistema de medição inteligente de energia elétrica, observou-se que as medições registradas pelo medidor inteligente (MED_10) instalado no ponto de medição 01 (Laboratório

LAMOTRIZ) indicaram situações de uso de eletricidade mais consideráveis em comparação aos demais pontos de medição.

Intensidades totais de correntes mais elevadas em vários períodos diários, relativa atividade aos fins de semana, variações nos valores das tensões trifásicas e dos fatores de potência, bem como consideráveis registros de energias ativa, reativa e aparente.

Conforme exposto na Tabela 4.1, a natureza de cargas resistivas e indutivas instaladas no laboratório de ensaios de motores LAMOTRIZ reflete as substanciais variações mensuradas pelos equipamentos medidores e observadas na central de gerenciamento da medição inteligente.

Diante disto, a abordagem adotada para a realização dos testes com o SGMIee é baseada na plena execução da aplicação para o gerenciamento da medição inteligente relacionado aos dados do ponto de medição 01, através do MED_10.

Para a verificação do comportamento das funcionalidades “Página Fiscal”, “Consumo”, “Faltas de Energia” e “Alarmes” do SGMIee, foram realizadas ações de atualizações e processamentos das informações instantâneas do MED_10 tomando-se como referência o dia 01/11/2013.

A funcionalidade “Gráficos” é caracterizada pelas ações de processamento das informações baseadas em dados de históricos de medições armazenados no banco de dados do sistema de gerenciamento de energia elétrica. Como testes de validação desta opção onde são geradas informações sobre os perfis das grandezas de energias e tensões, assim como sobre os consumos e os custos de uso de eletricidade, o conjunto amostral de 86400 registros foi aplicado.

4.2.3 Considerações utilizadas nos testes e análises dos resultados

Com o objetivo de esclarecimento sobre a metodologia de testes e de análises dos resultados obtidos através da utilização do SGMIee, algumas considerações são realizadas a seguir:

- As ações de inicialização do software SGMIee são compreendidas até a confirmação de inicialização completa exibida na tela inicial;
- O SGMIee suporta a utilização das interfaces de comunicação via porta óptica e via módulo RF ZigBee;

- As informações técnicas sobre os medidores inteligentes instalados nos pontos de medição foram cadastradas previamente no banco de dados relacionado;
- As informações processadas e exibidas através das funcionalidades “Página Fiscal”, “Consumo”, “Faltas de energia” e “Alarmes” do SGMIee são baseadas em consultas com dados de medições instantâneas ao respectivo medidor;
- As informações processadas e exibidas através da funcionalidade “Gráficos” do SGMIee são baseadas em consultas aos dados de medições históricas armazenadas no banco de dados relacionado;
- Os ângulos das tensões de fase e as defasagens entre tensões e correntes apresentados nos componentes gráficos na funcionalidade “Página Fiscal” representam ilustrações aproximadas das medidas;
- O sentido de sequenciamento de fase é realizado tomando-se como referência a tensão de fase A, sendo a sequência ABC considerada como direta e a CBA como inversa;
- O fator de potência unitário é o maior valor aceitável para as medições, sendo o valor de 0,92 indutivo tomado como referência para os registros de alarmes de ultrapassagem do limite;
- Os valores de potência aparente por fase e trifásico são calculados mediante as definições para sistemas trifásicos balanceados, observadas em (IEEE, 2010);
- Considera-se como sentido direto a situação do fluxo de energia da fonte para a carga. O sentido contrário é tido como reverso. A denominação “Líquida” é referente ao resultado dos efeitos das energias e demandas elétricas nos sentidos direto e reverso;
- Em nenhum dos pontos de medição instalados há a situação de sentido reverso de energias elétricas;
- O intervalo de medição de demanda das energias é baseado no intervalo de 15 minutos;
- As marcações dos totalizadores de energias e demandas representam os montantes acumulados desde o início do funcionamento dos medidores inteligentes;
- Na aba “Líquida”, de “Demanda”, na funcionalidade “Consumo”, não são considerados os efeitos os resultantes das medições de “Máxima demanda

registrada”, visto que as marcações podem ocorrer em intervalos de medição diferentes nos sentidos “Direta” e “Reversa”;

- A denominação “Período Anterior” refere-se ao intervalo que antecede as ações de reposição de demanda, conforme observado em (ABNT, 2008). A denominação “Período Atual” corresponde ao intervalo logo após as ações de reposição de demanda até o momento atual da consulta;
- As classificações dos registros de “Faltas de energia” em “Interrupções Momentâneas”, “Interrupções Temporárias” e “Interrupções Permanentes” são baseadas apenas nos tempos de duração registrados nos eventos;
- Os valores dos limites correspondentes aos “Alarms” foram previamente configurados nos medidores;
- Os limites referentes às faixas de transgressão de tensão em regime permanente considerados podem ser observados em (ANEEL, 2012a);
- Os intervalos considerados para os postos tarifários foram baseados nas definições da concessionária local, COELCE, encontradas em COELCE (2013a);
- Os valores das tarifas adotados para os postos tarifários foram baseados nas definições da concessionária local, COELCE, encontradas em COELCE (2013b). Como a modalidade tarifária branca ainda não se encontrava em vigor durante os testes, a tarifa adotada para o posto tarifário intermediário foi igual à do posto tarifário fora de ponta;
- Os valores das tarifas adicionais referentes às bandeiras tarifárias foram baseados nas definições da regulamentação nacional da ANEEL, encontradas em ANEEL (2013a);
- As análises dos resultados obtidos considerados como satisfatórios são baseadas nas verificações de coerência com as indicações visuais implementadas nas funcionalidades do SGMIee, assim como a correspondência dos valores de acordo com as referências normativas comentadas no trabalho.

4.3 Considerações parciais

Através da disponibilização dos equipamentos medidores inteligentes pela empresa Eletra Energy Solutions, bem como dos devidos agendamentos de desenergizações nos laboratórios, secretaria e gabinetes dos professores para as realizações das instalações dos dispositivos medidores, a infraestrutura de medição foi implantada nos pontos de medição do DEE/CT/UFC.

As ações de instalações dos medidores inteligentes, em conjunto com a equipe de eletricistas do setor de manutenção do CT/UFC datam do mês de maio/2013, sendo realizadas completamente em 10 dias.

O sistema de medição inteligente de energia elétrica entrou em operação em meados do mesmo mês. Contudo, mediante a necessidade de configurações e ajustes nos equipamentos instalados, não foi possível coletar os respectivos dados de medições do período.

Considera-se que as ações de pesquisa e desenvolvimento do software baseado no funcionamento do sistema começaram efetivamente a partir do mês de Jun./2013. Durante a etapa de desenvolvimento do software proposto, após o estabelecimento do sistema de medição energética, testes diários foram realizados com o intuito de compreender e realizar eventuais alterações e correções no software, adaptando-o à realidade do sistema implantado.

No mês de Out./2013, após vários comportamentos de funcionamento observados e a formação da memória de massa de medições de 120 dias, optou-se pela escolha de investigação dos resultados onde os perfis processados representavam relevantes montantes de energias consumidas. Isto se deu junto ao MED_10, instalado no Laboratório LAMOTRIZ, o qual serviu de caso exemplo para a realização dos testes, resultados e análises da aplicação do SGMIee neste caso.

As principais definições e esclarecimentos adicionais de implementação do SGMIee utilizados nos procedimentos metodológicos para a realização dos testes e nas posteriores análises dos resultados obtidos são enfatizados na parte final.

Os testes e resultados obtidos através da aplicação do SGMIee ao cenário de medição inteligente de energia elétrica do DEE/CT/UFC são expostos no capítulo seguinte.

CAPÍTULO 5

APLICAÇÃO DO SGMIee AO SISTEMA DE MEDIÇÃO INTELIGENTE DO DEE/CT/UFC

O software SGMIee desenvolvido foi aplicado ao sistema de medição inteligente de energia elétrica instalado no DEE/CT/UFC, no intuito de utilizá-lo como ferramenta de gerenciamento da medição.

Dentre os procedimentos de testes com o software, 54 ilustrações das telas de funcionamento das 05 funcionalidades do SGMIee foram capturadas para avaliar os resultados obtidos.

5.1 Apresentação e análise dos resultados

Os resultados são apresentados e analisados na seguinte sequência: Inicialização, Configuração, Tela principal, Página Fiscal, Consumo, Faltas de energia, Alarmes e Gráficos.

5.1.1 Inicialização do software

O processo de inicialização do software é baseado na interpretação do código-fonte pela máquina virtual Java instalada na unidade computacional de execução. O diretório, contendo o arquivo compilado da aplicação (SGMIee.jar) e os arquivos das bibliotecas adicionais necessárias à execução, possui um tamanho de 7 MB.

O SGMIee é executado por um duplo clique no arquivo SGMIee.jar, instalado na unidade computacional.

A Figura 5.1 ilustra o referido arquivo da aplicação.

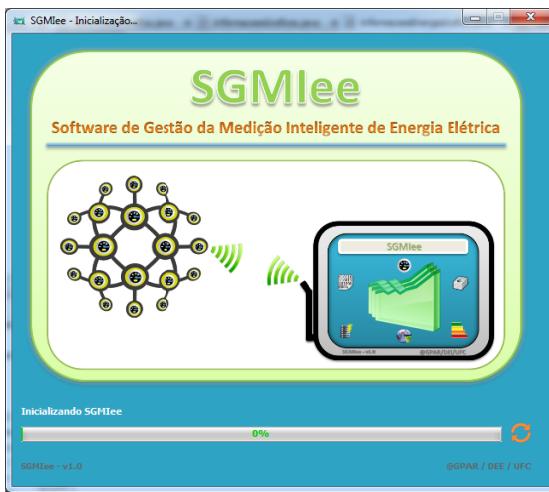
Figura 5.1 – Arquivo SGMIee.jar referente ao software da proposta.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Ao executar o SGMIee, a tela de inicialização é carregada e exibida ao usuário. A tela é composta pelo logo da aplicação e por componentes gráficos, que informam sobre o estado da inicialização ao usuário. A Figura 5.2 exibe a tela de inicialização.

Figura 5.2 – Tela de inicialização do SGMIee.



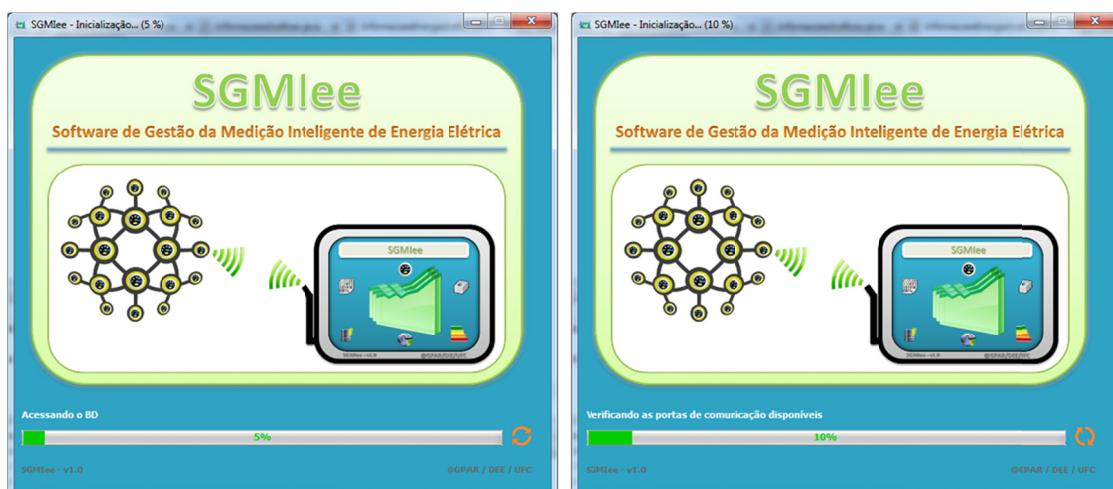
Fonte: Elaborada pelo autor.

Durante as ações de inicialização do SGMIee, duas verificações são realizadas: uma relacionada ao correto acesso, local ou em rede, ao banco de dados e outra relacionada à disponibilidade de portas de comunicação na unidade computacional.

A verificação de acesso ao banco de dados é essencial para o funcionamento do software. Há a necessidade de consulta ao banco de dados para obter as informações de identificação e registros dos medidores inteligentes que integram o sistema de medição. A verificação de disponibilidade de portas de comunicação é fundamental para que se possa ter associado algum canal de transferência de informações com o sistema de medição.

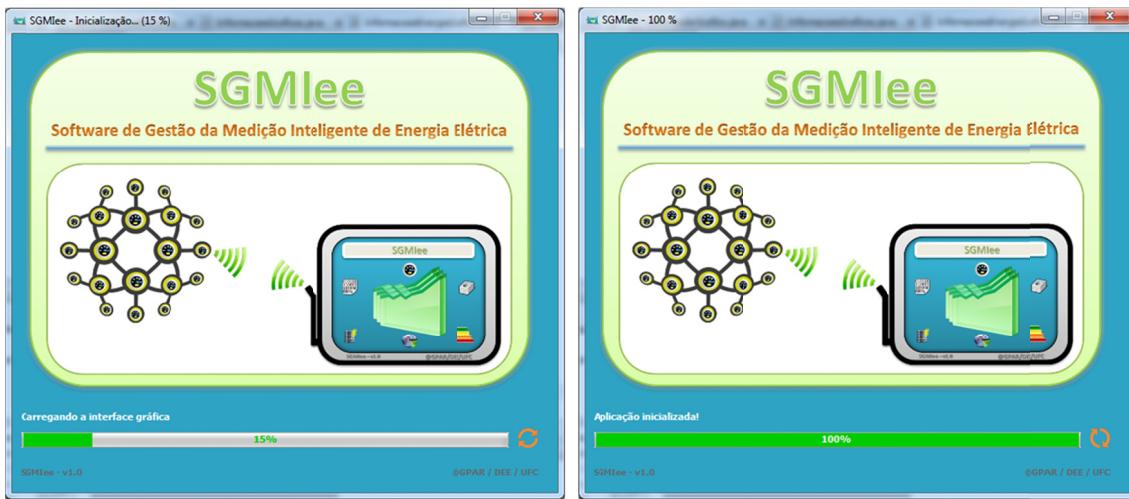
Em caso de erro em alguma das verificações, uma tela de aviso contendo uma mensagem informativa sobre o resultado da verificação é exibida ao usuário. Em caso de sucesso, a interface gráfica é carregada e uma confirmação de inicialização da aplicação é exibida na tela. As Figuras 5.3 e 5.4 ilustram as situações comentadas.

Figura 5.3 – Acesso ao banco de dados e verificação das portas de comunicação na inicialização do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.4 – Carregamento da interface gráfica e confirmação de inicialização do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como observado nas Figuras 5.2, 5.3 e 5.4, as verificações ocorrem corretamente, visto que o funcionamento do software é prosseguido. Em caso de erros nas verificações, as mensagens relacionadas aos problemas são exibidas ao usuário e a execução da aplicação é finalizada, evitando-se situações incoerentes para o funcionamento do SGMIee.

5.1.2 Configuração de comunicação

Logo após a inicialização do SGMIee, a etapa de configuração dos parâmetros de comunicação é realizada. As definições selecionadas nesta etapa indicam qual a porta, o tipo de interface e o protocolo de comunicação a serem utilizados.

Para a seleção da porta de comunicação, no campo “Porta”, é exibida uma lista com os nomes das portas disponíveis. Ao selecionar o nome da porta desejada, a opção para escolha do tipo de interface de comunicação é habilitada no campo “Interface”. No SGMIee, há suporte para a utilização de interfaces de comunicação via porta óptica ou pelo módulo RF ZigBee. As duas opções são exibidas na respectiva lista para seleção.

Escolhido o tipo de interface de comunicação, o campo “Protocolo” é habilitado para a seleção do tipo de protocolo. Na atual versão do SGMIee, foi implementado o suporte ao protocolo ABNT NBR 14522. Contudo, há flexibilidade de adequação do código-fonte para a inclusão de futuros protocolos de comunicação para sistemas de medição deste tipo.

Finalizando as ações de configuração de comunicação, um resumo sobre as opções selecionadas são exibidas na parte inferior da tela para eventual consulta, sendo habilitado o botão para confirmá-las efetivamente.

A Figura 5.5 ilustra as telas para a etapa de configuração da comunicação.

Figura 5.5 – Telas de configuração da comunicação e de mensagem de confirmação do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

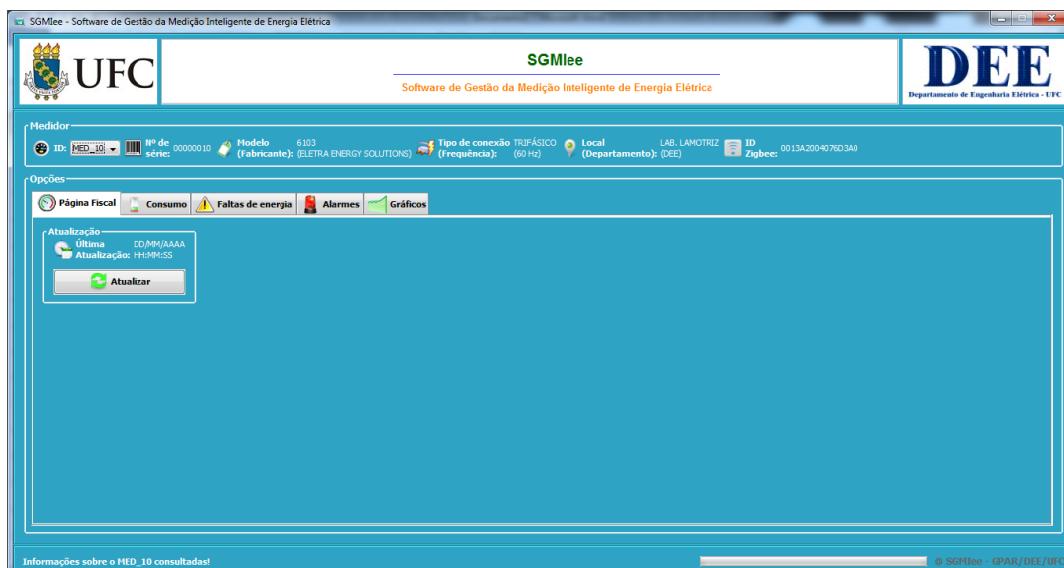
5.1.3 Tela principal do SGMIee

A tela principal do software de gestão de medição é carregada ao usuário nesta etapa. O campo “Medidor” é habilitado para a seleção do identificador do medidor desejado, mediante uma lista de opções consultada no banco de dados.

Através da ação de seleção do identificador do medidor desejado, as informações, cadastradas no banco de dados, do respectivo medidor são consultadas e exibidas no campo “Medidor”, na parte superior da tela.

Diante disto, as abas referentes às funcionalidades “Página Fiscal”, “Consumo”, “Faltas de energia”, “Alarmes” e “Gráficos” são exibidas mediante a habilitação do campo “Opções”. A Figura 5.6 ilustra estas ações no SGMIee.

Figura 5.6 – Tela principal com os dados do medidor selecionado e as abas das funcionalidades do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como resultados obtidos, na tela principal da aplicação, observa-se que o usuário pode consultar, através da seleção do identificador, as informações de cada ponto de medição, como o número de série, o modelo, o fabricante, o tipo de conexão, a frequência de operação, o local instalado e o identificador ZigBee associado à interface de comunicação do medidor inteligente. Na obtenção dos resultados, o medidor inteligente MED_10 foi selecionado.

Considera-se que este recurso permite um melhor nível de gestão dos pontos de medição instalados, permitindo ao usuário obter as principais informações de identificação dos medidores inteligentes que integram o sistema de medição.

Na parte inferior da aplicação, é utilizado um campo de texto informativo para atualização das informações sobre o andamento de cada funcionalidade utilizada no SGMIee.

5.1.4 Página Fiscal

A Figura 5.7 ilustra os resultados obtidos para a atualização da aba “Página Fiscal”.

Figura 5.7 – ABA “Página Fiscal”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se que a última atualização registrada corresponde à data e hora de 01/11/2013 13h46min16s, estando coerente com os testes realizados.

O valor de 60,03 Hz é mostrado, sendo classificado como ADEQUADA junto à rede elétrica. De fato, considerando-se os critérios para frequência, comentados na seção 3.3.1, a representação visual da cor e o conteúdo do texto informativo do componente estão coerentes para o campo “Frequência da rede”.

O valor de 30,6°C é mostrado, sendo classificada como ADEQUADA junto à rede elétrica. De fato, considerando-se os critérios para temperatura, comentados na seção 3.3.1, a representação visual da cor e o conteúdo do texto informativo do componente estão coerentes para o campo “Temperatura Interna”.

O texto INVERSA é mostrado. De fato, considerando-se os critérios para sequência de fase, comentados na seção 3.3.1, a representação visual da cor e o conteúdo do texto informativo do componente estão coerentes para o campo “Sequência de fase”.

5.1.4.1 Tensão

Conforme observado na Figura 5.7, no campo “Tensão de fase”, os valores de 218,94 V (ADEQUADA), 213,92 V (ADEQUADA) e 214,72V (ADEQUADA) são mostrados para as tensões da fase A, B e C, respectivamente. Isto está de acordo com o funcionamento esperado para esta opção, como comentado na seção 3.3.1 sobre os critérios para tensões de fase.

No campo “Tensão de linha”, os valores de 380,81 V (ADEQUADA), 374,01 V (ADEQUADA) e 366,30V (ADEQUADA) são mostrados para as tensões de linha AB, BC e CA, respectivamente. Isto está de acordo com o funcionamento esperado para esta opção, como comentado na seção 3.3.1 sobre os critérios para tensões de linha.

O campo “Ângulo da tensão de fase” informa sobre os ângulos, em graus ($^{\circ}$), para cada fase. Os valores de 0° , $123,23^{\circ}$ e $244,74^{\circ}$ são mostrados para as tensões de fase A, B e C, respectivamente. Considera-se que está de acordo com o funcionamento esperado para esta opção, uma vez que estes valores representam uma condição de sequenciamento inverso de fase, como exibido no campo “Sequência de fase”. Os formatos gráficos que os valores são exibidos também estão coerentes com os valores registrados.

5.1.4.2 Corrente

A Figura 5.8, a seguir, ilustra os resultados obtidos para a atualização da aba “Corrente”.

Figura 5.8 – Aba “Corrente”, da funcionalidade “Página Fiscal”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme observado na Figura 5.8, os valores de 11,89 A, 10,54 A e 10,56 A são mostrados para as correntes nas fases A, B e C, respectivamente. Observando-se a composição de cargas do local onde o MED_10 está instalado (Ponto de medição 01 – Laboratório LAMOTRIZ), formada por tomadas monofásicas e trifásicas, circuitos de iluminação, de condicionadores de ar e com a presença de motores, considera-se que valores registrados e exibidos são coerentes com o perfil da instalação elétrica.

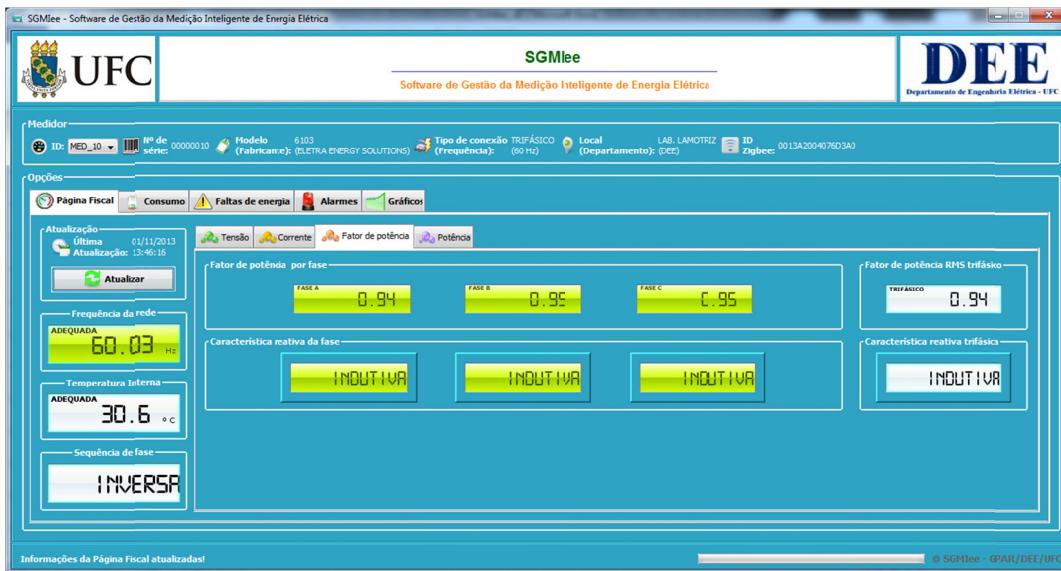
Através do valor exibido de 4,02 A no campo “Corrente de neutro”, pode-se inferir diretamente a existência de uma condição de desbalanceamento de carga na referida instalação elétrica.

No campo “Defasagem entre tensão e corrente”, os valores $-20,65^\circ$, $-18,78^\circ$ e $-18,44^\circ$ representam atrasos das ondas dos sinais de corrente em relação aos de tensão, definindo um caráter majoritário de cargas indutivas na instalação, durante o referido momento monitorado. A inspeção direta dos sinais dos valores de defasagens registrados permite a definição de caráter resistivo, indutivo ou capacitivo.

5.1.4.3 Fator de potência

A Figura 5.9 ilustra os resultados obtidos para a atualização das informações da aba “Fator de potência”, da funcionalidade “Página Fiscal” do SGMIee.

Figura 5.9 – Aba “Fator de potência”, da funcionalidade “Página Fiscal”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

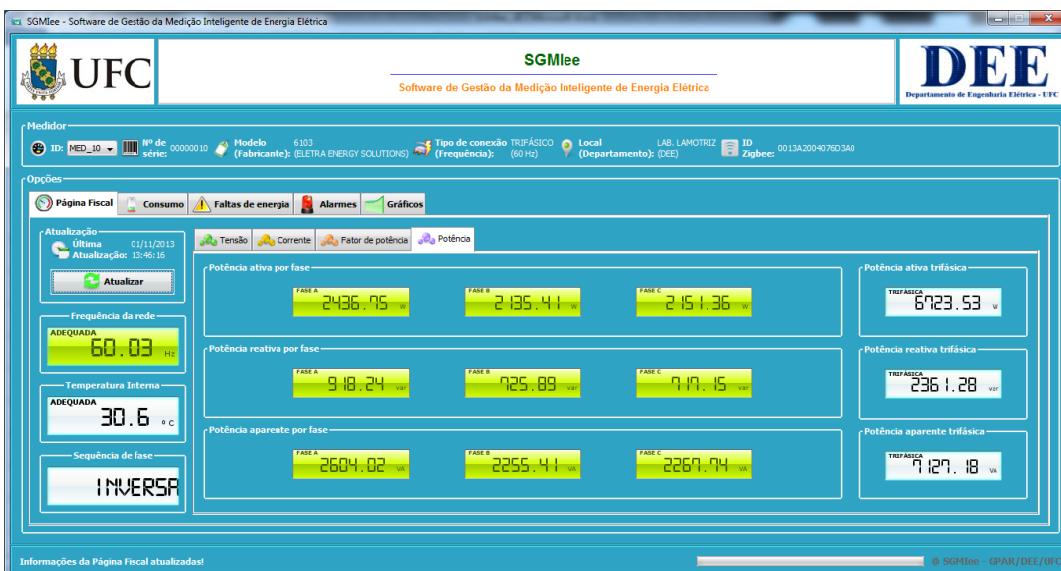
Conforme observado na Figura 5.9, nos campos “Fator de potência por fase” e “Fator de potência trifásico”, os valores de 0,94, 0,95, 0,95 e 0,94, respectivamente, refletem uma condição de desbalanceamento de carga na instalação, como observado anteriormente.

As informações contidas nestes campos com a indicação INDUTIVA para todas, condizem com a situação real da instalação no momento da medição.

5.1.4.4 Potência

A Figura 5.10 ilustra os resultados obtidos para a atualização da aba “Potência”.

Figura 5.10 – Aba “Potência”, da funcionalidade “Página Fiscal”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme observado na Figura 5.10, no campo “Potência ativa por fase”, os valores exibidos foram 2436,75 W, 2135,41 W e 2151,36 W, para as fases A, B e C, respectivamente. No campo “Potência ativa trifásica”, o valor exibido foi de 6723,533 W, para o conjunto trifásico. Considera-se que os valores são coerentes, uma vez que o valor trifásico corresponde algebricamente às contribuições parciais por fase da potência ativa.

No campo “Potência reativa por fase”, os valores exibidos foram 918,24 var, 725,89 var e 717,15 var, para as fases A, B e C, respectivamente. No campo “Potência reativa trifásica”, o valor exibido foi de 2361,28 var, para o conjunto trifásico. Considera-se que os valores são coerentes, uma vez que o valor trifásico corresponde algebricamente às contribuições parciais por fase da potência reativa.

No campo “Potência aparente por fase”, os valores exibidos foram 2604,02 VA, 2255,41 VA e 2267,74 VA, para as fases A, B e C, respectivamente. No campo “Potência aparente trifásica”, o valor exibido foi de 7127,18 VA, para o conjunto trifásico. Considera-se que os valores são coerentes, uma vez que o valor trifásico corresponde algebricamente às contribuições parciais por fase da potência aparente.

5.1.5 Consumo de energia e demanda

Conforme observado na Figura 5.11, no campo “Bandeira Tarifária Atual”, a indicação exibida é BANDEIRA VERMELHA. Verificando-se em ANEEL (2013a), o acionamento da bandeira tarifária vigente para o subsistema Nordeste para o mês de novembro, observa-se que a indicação está coerente com o valor previsto. Esta informação é atualizada mediante consulta ao banco de dados com a indicação mensal atualizada.

5.1.5.1 Energia

A Figura 5.11, a seguir, ilustra os resultados obtidos para a aba “Direta”, em “Energia”, da funcionalidade “Consumo”.

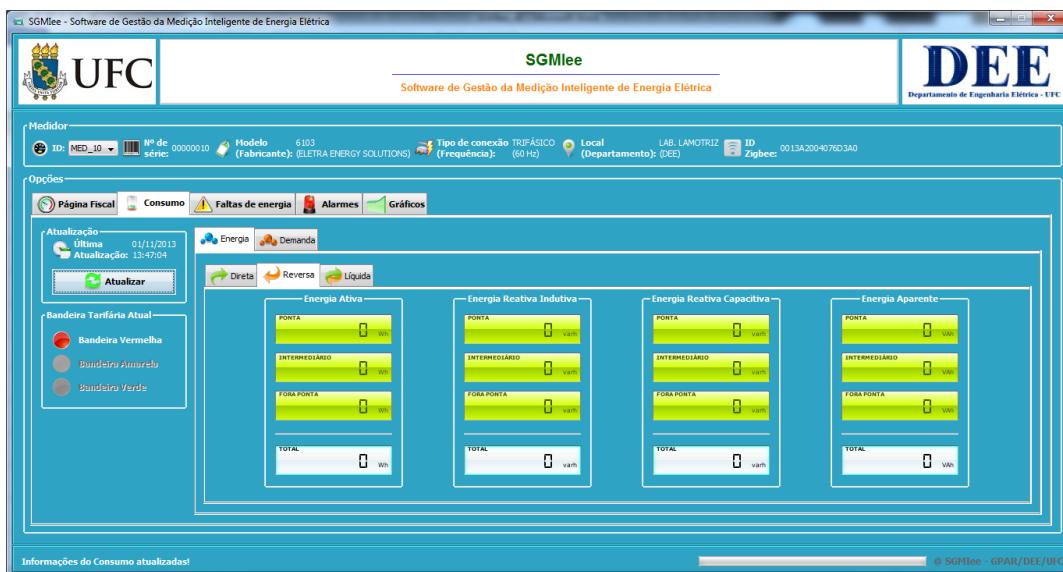
Figura 5.11 – Aba “Direta”, em “Energia”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.12 ilustra os resultados obtidos para as aba “Reversa”, em “Energia”, da funcionalidade “Consumo”.

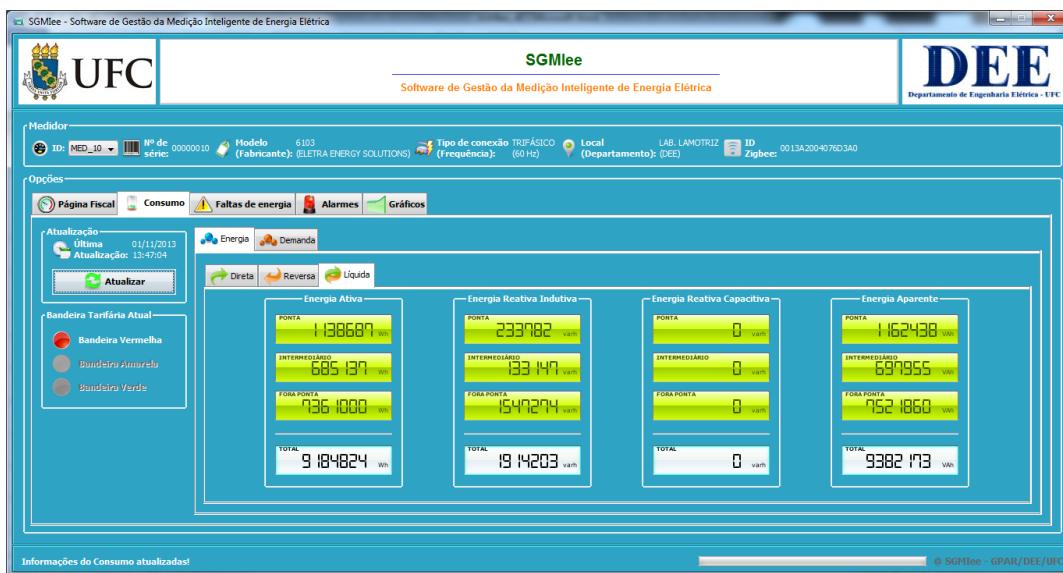
Figura 5.12 – Aba “Reversa”, em “Energia”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.13 ilustra os resultados obtidos para as aba “Líquida”, em “Energia”, da funcionalidade “Consumo”.

Figura 5.13 – Aba “Líquida”, em “Energia”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme observado na Figura 5.11, no campo “Energia Ativa”, da aba “Direta”, o valor do total 9184824 Wh corresponde à soma algébrica dos valores dos totalizadores por posto tarifário 1138687 Wh, 685137 Wh e 7361000 Wh.

No campo “Energia Reativa Indutiva”, o valor do total 1914203 varh corresponde à soma algébrica dos valores dos totalizadores por posto tarifário 233782 varh, 133147 varh e 1547274 varh. Não houve registro de valores para o campo “Energia Reativa Capacitativa”.

No campo “Energia Aparente”, o valor do total 9382173 VAh corresponde à soma algébrica dos valores dos totalizadores por posto tarifário 1162438 VAh, 697955 VAh e 7521860 VAh.

Conforme a Figura 5.13 foram observadas as mesmas coerências de valores registrados para a aba “Líquida”, cujos valores são calculados considerando-se algebricamente as medições no sentido de energias “Direta” e no de energias “Reversa”. Neste caso, os valores registrados na aba “Líquida” foram iguais aos registrados na “Direta”, uma vez que não houve registro de medições de energias no sentido da carga para a fonte (“Reversa”), conforme a Figura 5.12.

5.1.5.2 Demanda

A Figura 5.14 ilustra a atualização das informações da aba “Direta”, em “Demanda”, da funcionalidade “Consumo”.

Figura 5.14 – ABA “Direta”, em “Demanda”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme observado na Figura 5.14, no campo “Demanda do último intervalo”, da aba “Direta”, considerando-se o último intervalo de medição de 15 minutos, ocorreram os registros de 6448 W, de demanda ativa, e de 1920 var de demanda reativa indutiva.

No campo “Máxima demanda registrada”, são observados os valores registrados das máximas demandas para diferentes postos tarifários. Estes valores não necessariamente ocorreram em um mesmo intervalo de medição.

No campo “Demanda acumulada”, os valores dos totalizadores das demandas ativa, reativa indutiva e reativa capacitativa são exibidos para diferentes postos tarifários, sendo contabilizados também em seus valores totais.

A Figura 5.15, a seguir, ilustra a atualização das informações da aba “Reversa”, em “Demanda”, da funcionalidade “Consumo”.

Figura 5.15 – Aba “Reversa”, em “Demanda”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.16 ilustra a atualização das informações da aba “Líquida”, em “Demanda”, da funcionalidade “Consumo”.

Figura 5.16 – Aba “Líquida”, em “Demanda”, da funcionalidade “Consumo”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na aba “Líquida”, são consideradas as influências das demandas registradas nos sentidos “Direta” e “Reversa”. Neste caso, como não houve registro de medição para a demanda “Reversa”, os valores presentes na “Líquida” são iguais aos da “Direta”, conforme Figuras 5.14, 5.15 e 5.16.

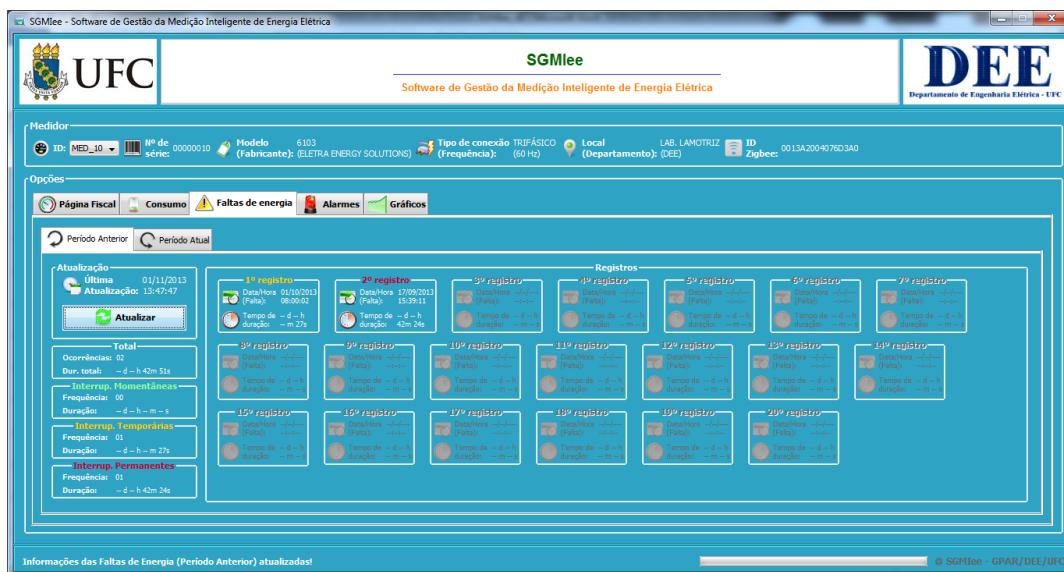
5.1.6 Faltas de energia

As informações referentes aos períodos anterior e atual à data da ação de reposição de demanda foram exibidas nas abas “Período Anterior” e “Período Atual”, respectivamente.

5.1.6.1 Período Anterior

A Figura 5.17 ilustra o resultado obtido das atualizações para a aba “Período Anterior”.

Figura 5.17 – Aba “Período Anterior”, da funcionalidade “Faltas de energia”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

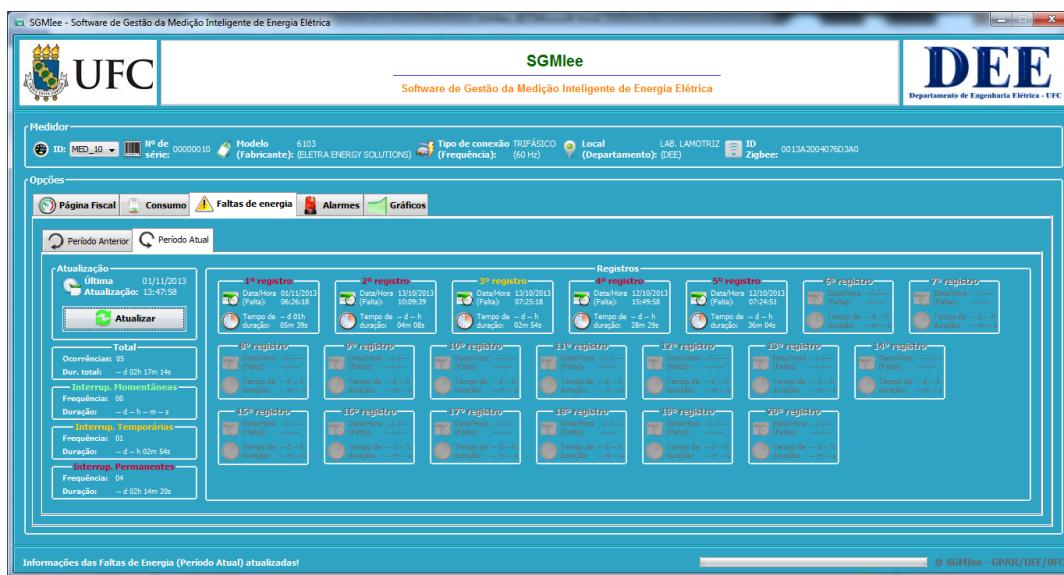
Conforme verificado na Figura 5.17, para o “Período Anterior”, ocorreram 02 registros de faltas de energia no período compreendido antes da última data de reposição de demanda. O 1º registro teve uma duração de 27s, sendo classificado, pelo tempo de duração, como uma interrupção temporária. O 2º registro teve uma duração de 42m24s, sendo classificado, pelo tempo de duração, como uma interrupção permanente, conforme detalhado na seção 3.3.3.

No campo “Total”, é exibida a quantidade de 02 registros de faltas de energia, com duração total de 42m51s. No campo “Interrupções Momentâneas” não ocorreu nenhum registro. No campo “Interrupções Temporárias”, há a ocorrência de 01 registro, com a duração total de 27s, condizente com o 1º registro. No campo “Interrupções Permanentes”, há a ocorrência de 01 registro, com a duração total de 42m24s, condizente com o 2º registro.

5.1.6.2 Período Atual

A Figura 5.18 ilustra o resultado obtido das atualizações para a aba “Período Atual”.

Figura 5.18 – ABA “Período Atual”, da funcionalidade “Faltas de energia”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme verificado na Figura 5.18, ocorreram 05 registros de faltas de energia no período compreendido após a última data de reposição de demanda. O 1º registro teve uma duração 01h05m39s, sendo classificado, pelo tempo de duração, como uma interrupção permanente. O 2º registro teve uma duração de 04m08s, sendo classificado, pelo tempo de duração, como uma interrupção permanente. O 3º registro teve uma duração de 02m54s, sendo classificado, pelo tempo de duração, como uma interrupção temporária. O 4º registro teve uma duração de 28m29s, sendo classificado, pelo tempo de duração, como uma interrupção permanente. O 5º registro teve uma duração de 36m04s, sendo classificado, pelo tempo de duração, como uma interrupção permanente, conforme detalhado na seção 3.3.3.

No campo “Total”, é exibida a quantidade de 05 registros de faltas de energia, com duração total de 02h17m14s. No campo “Interrupções Momentâneas” não ocorreu nenhum registro. No campo “Interrupções Temporárias”, há a ocorrência de 01 registro, com a duração total de 02m54s, condizente com o 3º registro. No campo “Interrupções Permanentes”, há a ocorrência de 04 registros, com a duração total de 02h14m20s, condizente com os 1º, 2º, 4º e 5º registros.

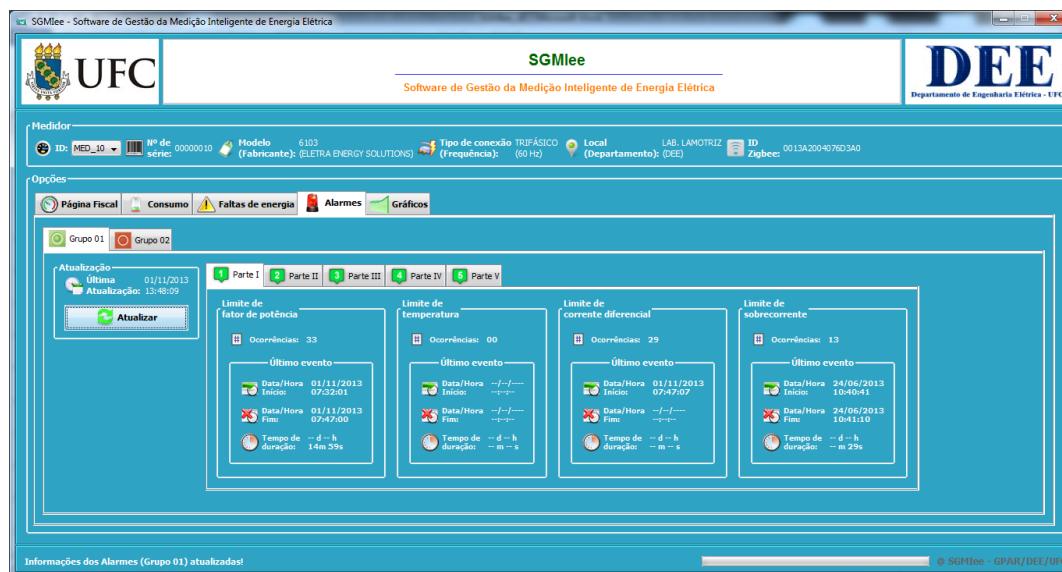
5.1.7 Alarmes

Na aba referente à funcionalidade “Alarmes”, as informações sobre os registros de alarmes, agrupados em “Grupo 01” e “Grupo 02” foram consultadas. Para todos os registros de alarmes, as informações sobre a quantidade de ocorrências e as datas e horas inicial e final, bem como o tempo de duração do último evento de cada um são exibidas.

5.1.7.1 Grupo 01

A Figura 5.19 exibe os resultados obtidos da aba “Parte I”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”.

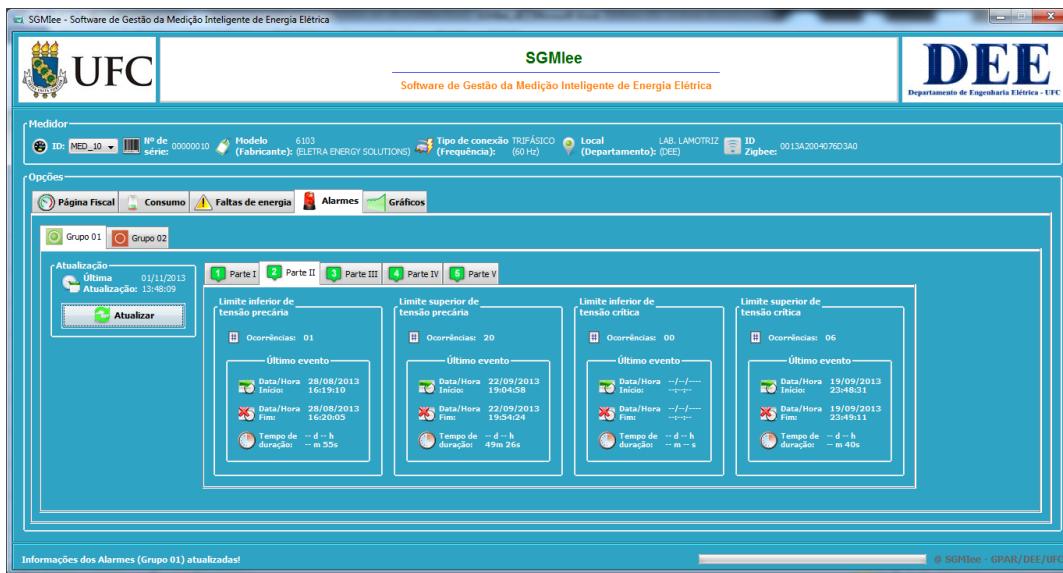
Figura 5.19 – Aba “Parte I”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.20, a seguir, exibe os resultados obtidos da aba “Parte II”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”.

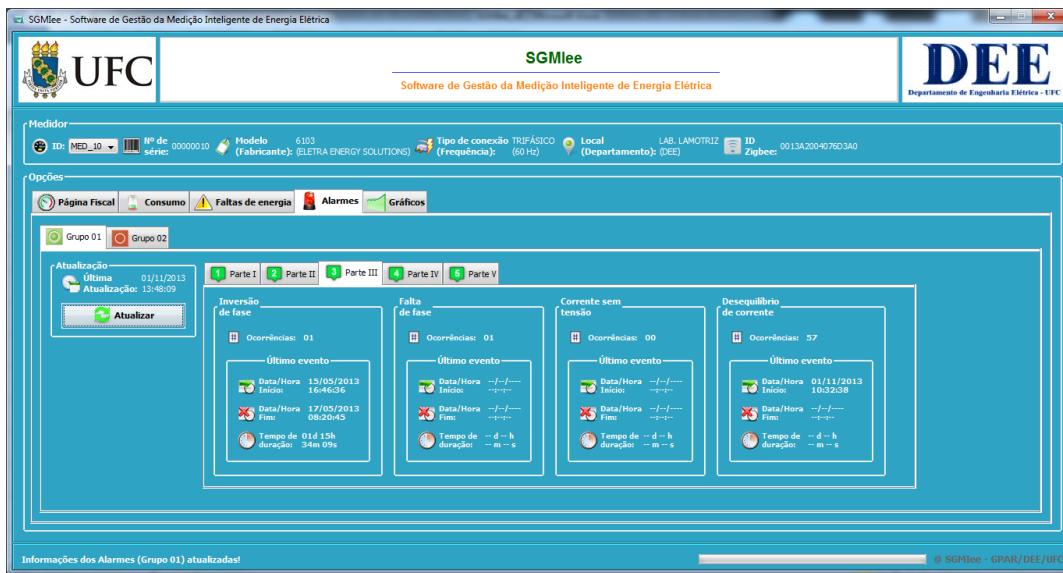
Figura 5.20 – Aba “Parte II”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.21 exibe os resultados obtidos da aba “Parte III”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”.

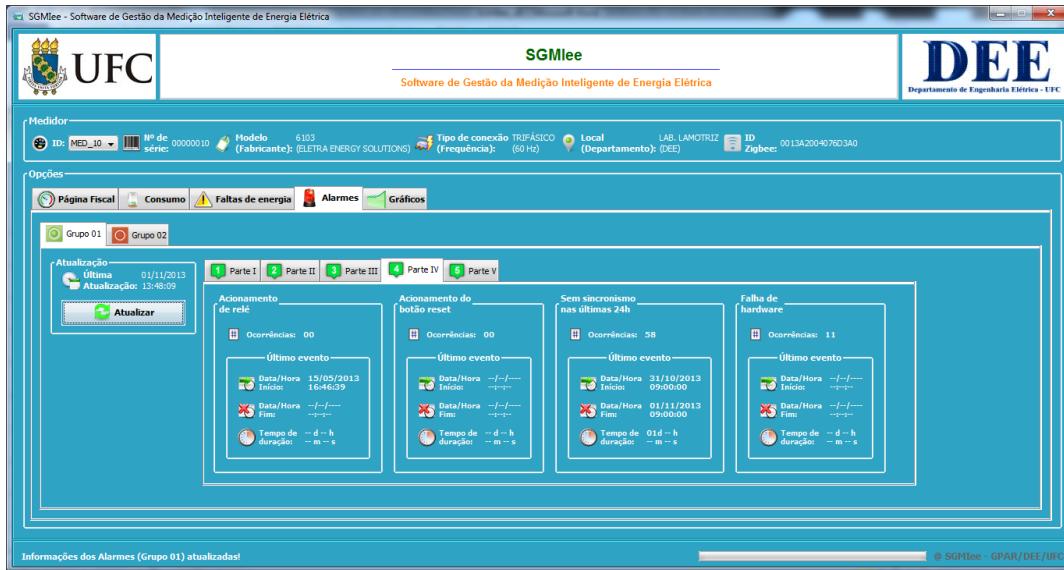
Figura 5.21 – Aba “Parte III”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.22, a seguir, exibe os resultados obtidos da aba “Parte IV”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”.

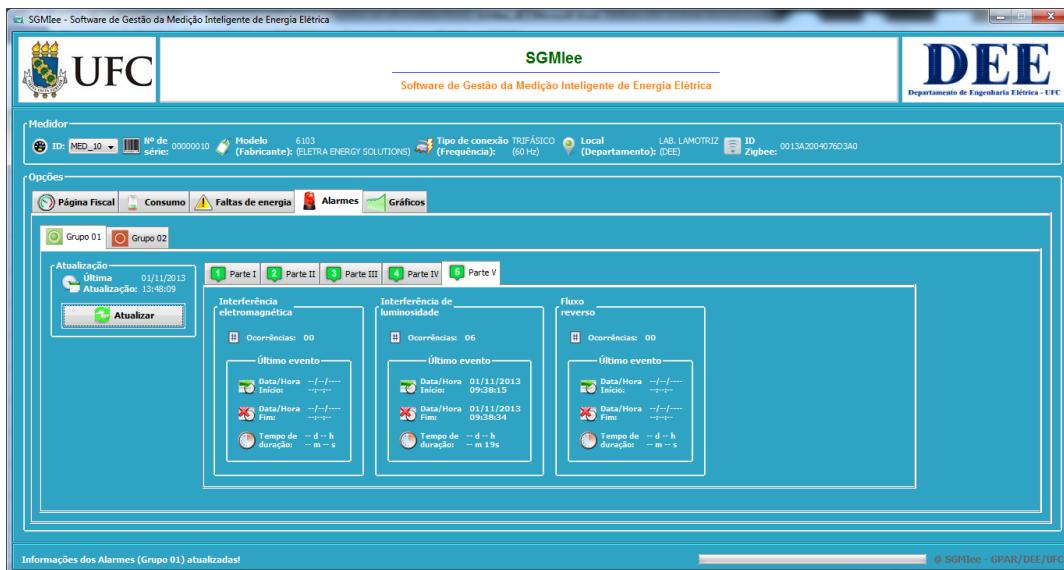
Figura 5.22 – Aba “Parte IV”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.23 exibe os resultados obtidos da aba “Parte V”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”.

Figura 5.23 – Aba “Parte V”, em “Grupo 01”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee.



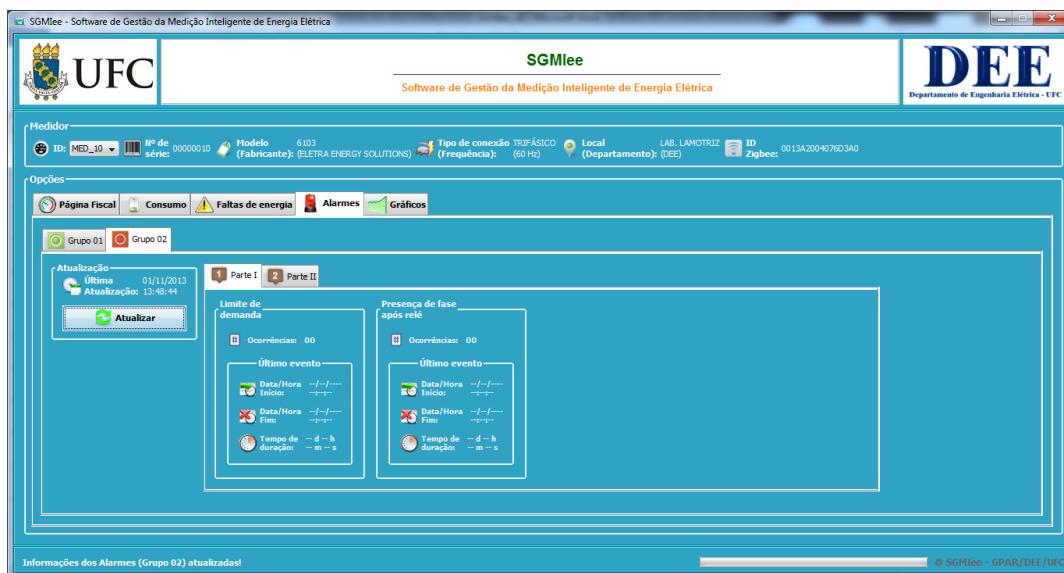
Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme as Figuras 5.19, 5.20, 5.21, 5.22 e 5.23 ocorreram 33 registros de alarmes de limite de fator de potência, 29 de limite de corrente diferencial, 13 de limite de sobrecorrente, 01 de limite inferior de tensão precária, 20 de limite superior de tensão precária, 06 de limite superior de tensão crítica, 01 de inversão de fase, 57 de desequilíbrio de corrente, 58 de sem sincronismo nas últimas 24h, 11 de falha de hardware e 06 de interferência de luminosidade.

5.1.7.2 Grupo 02

A Figura 5.24 exibe os resultados obtidos da aba “Parte I”, em “Grupo 02”, da funcionalidade “Alarmes”.

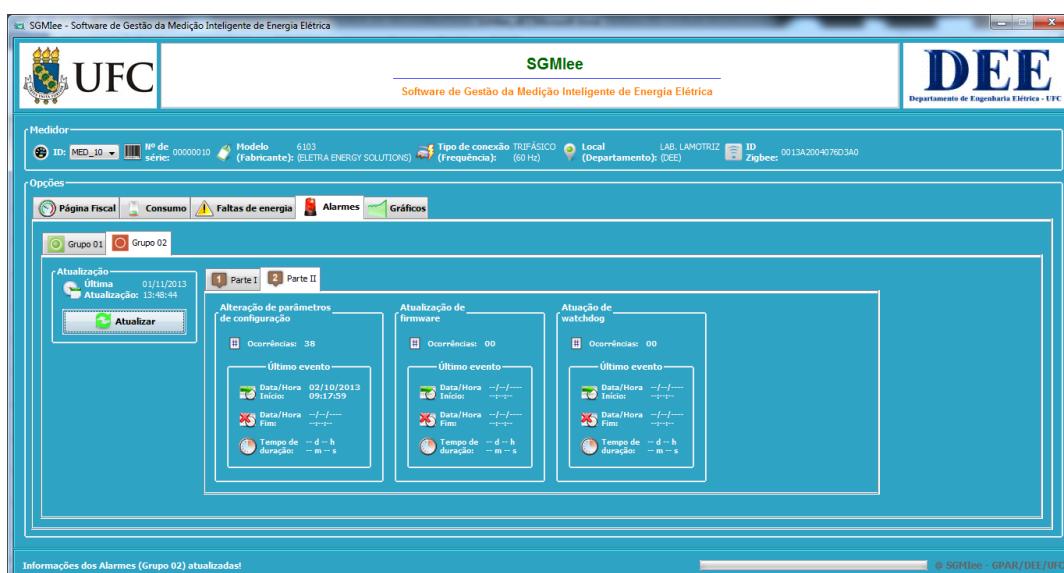
Figura 5.24 – Aba “Parte I”, em “Grupo 02”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.25 exibe os resultados obtidos da aba “Parte II”, em “Grupo 02”, da funcionalidade “Alarmes”.

Figura 5.25 – Aba “Parte II”, em “Grupo 02”, da funcionalidade “Alarmes”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Nas Figuras 5.24 e 5.25, ocorreram 38 registros de alteração de parâmetros de configuração. Estes alarmes foram registrados no período de configuração do medidor.

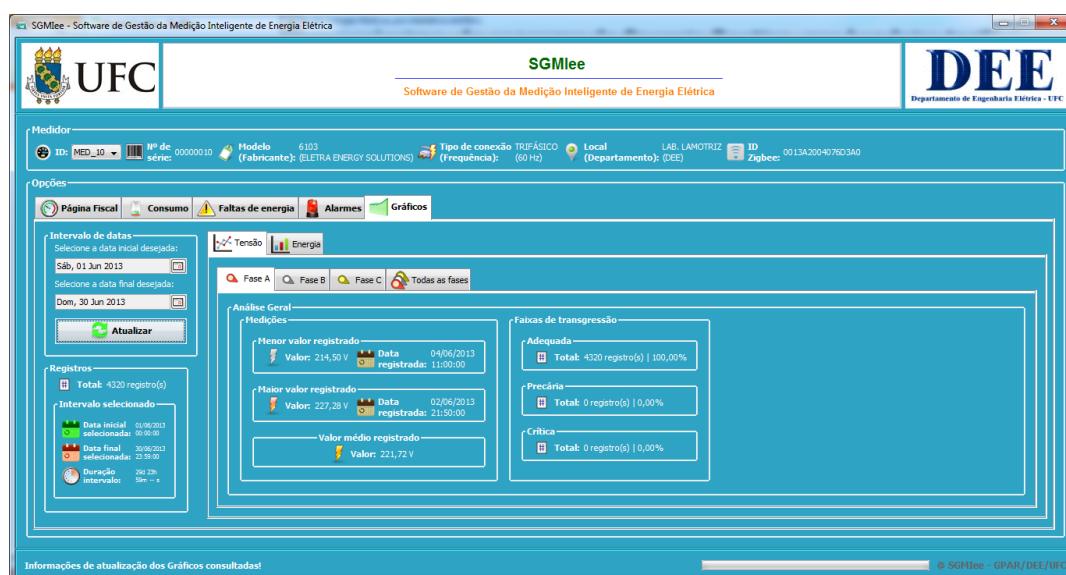
5.1.8 Gráficos

Como verificado na Figura 5.26, no campo “Intervalo de datas”, a data inicial corresponde à 01/06/2013 e a data final corresponde à 30/06/2013. No campo “Registros”, para o intervalo de 01/06/2013 00h00min00s até 30/06/2013 23h59min00s, foram consultados 4320 registros, correspondendo a 29 dias, 23 horas, 59 minutos e 59 segundos. Estas informações podem auxiliar o usuário na escolha do período de consulta desejado.

5.1.8.1 Tensão

As Figuras 5.26 e 5.27 ilustram os resultados obtidos para a aba “Fase A”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.

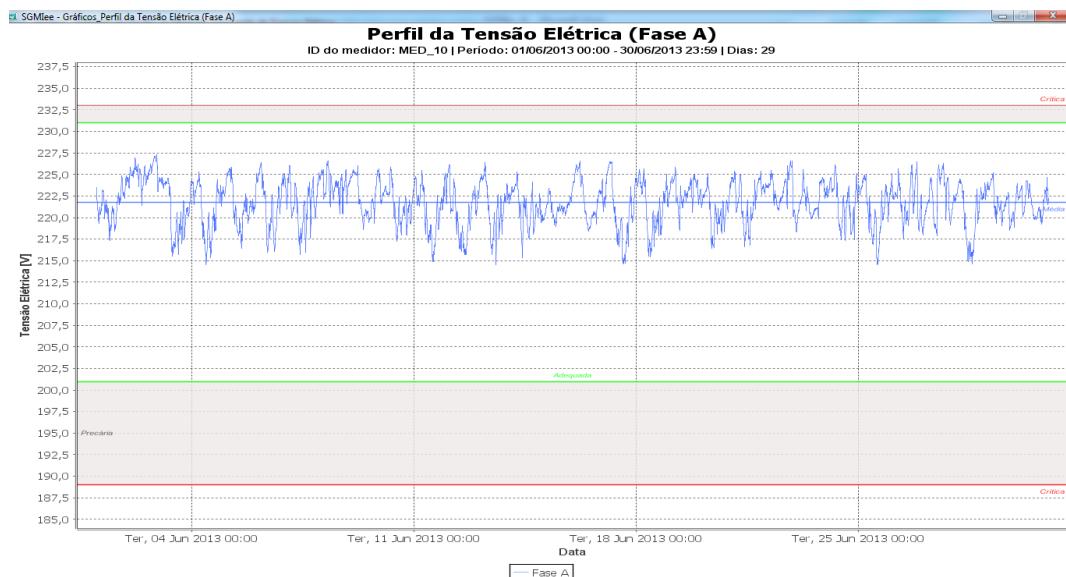
Figura 5.26 – Aba “Fase A”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Verificando-se a Figura 5.26, para a “Tensão” na “Fase A”, os valores 214,50 V, 227,28 V e 221,72 V foram registrados como menor, maior e médio considerando-se o intervalo de consulta de 01/06/2013 00:00:00 até 30/06/2013 23:59:00. Quanto ao campo “Faixas de transgressão”, todos os valores registrados corresponderam à faixa ADEQUADA, representando 100% do total. Os percentuais de PRECÁRIA E CRÍTICA foram nulos.

Figura 5.27 – Gráfico de Tensão (Fase A) gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.

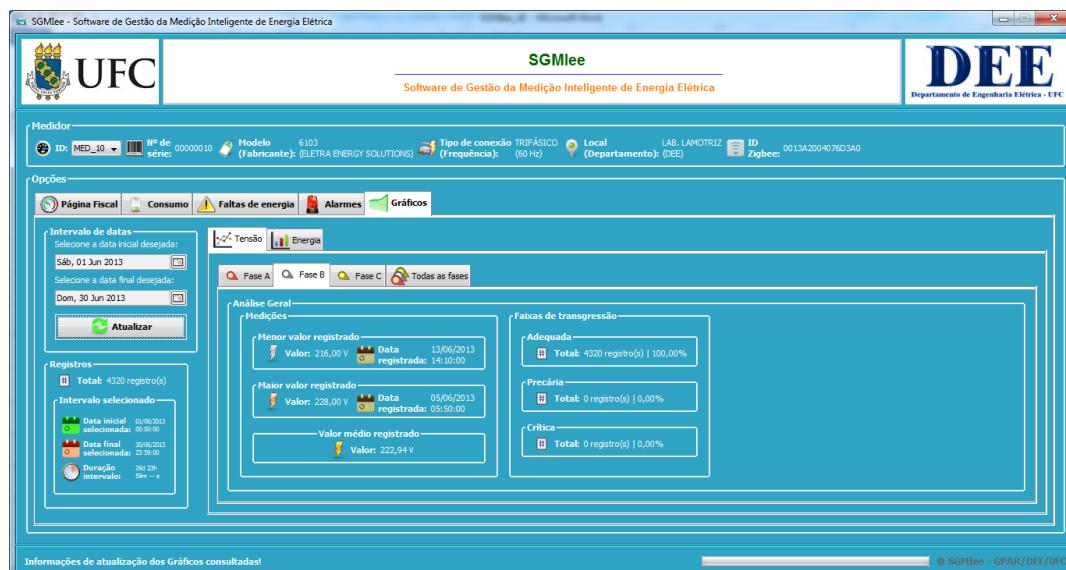


Fonte: Elaborada pelo autor.

De forma complementar, analisando-se o gráfico correspondente ao perfil da tensão elétrica (Fase A), na Figura 5.27, as situações descritas são evidenciadas, através da representação dos limites indicadores das faixas de transgressão.

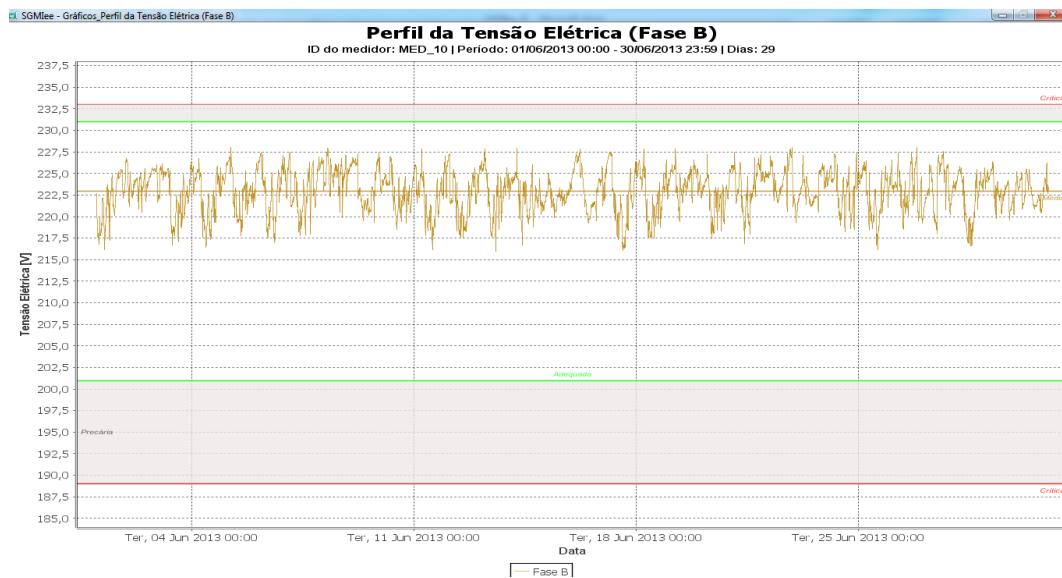
As Figuras 5.28 e 5.29 ilustram os resultados obtidos para a aba “Fase B”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”.

Figura 5.28 – Aba “Fase B”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

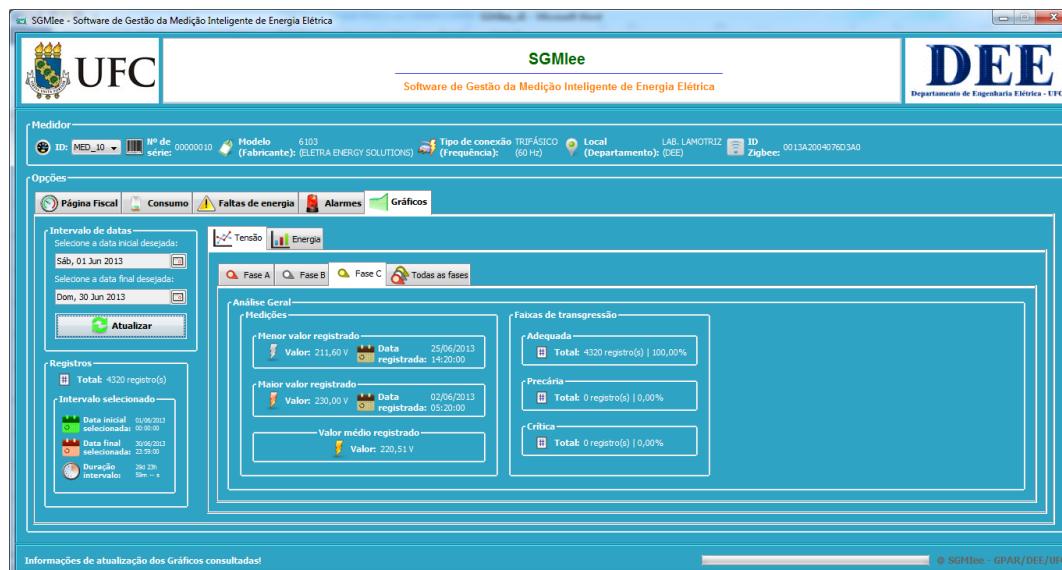
Figura 5.29 – Gráfico de Tensão (Fase B) gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMeie.



Fonte: Elaborada pelo autor.

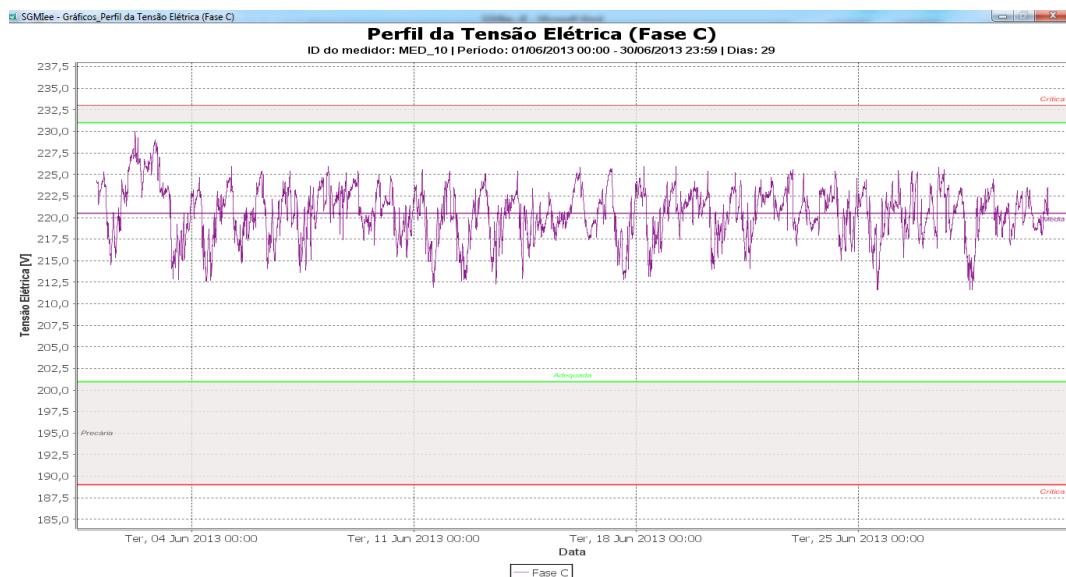
As Figuras 5.30 e 5.31 ilustram os resultados obtidos para a aba “Fase C”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”.

Figura 5.30 – Aba “Fase C”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMeie.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.31 – Gráfico de Tensão (Fase C) gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.

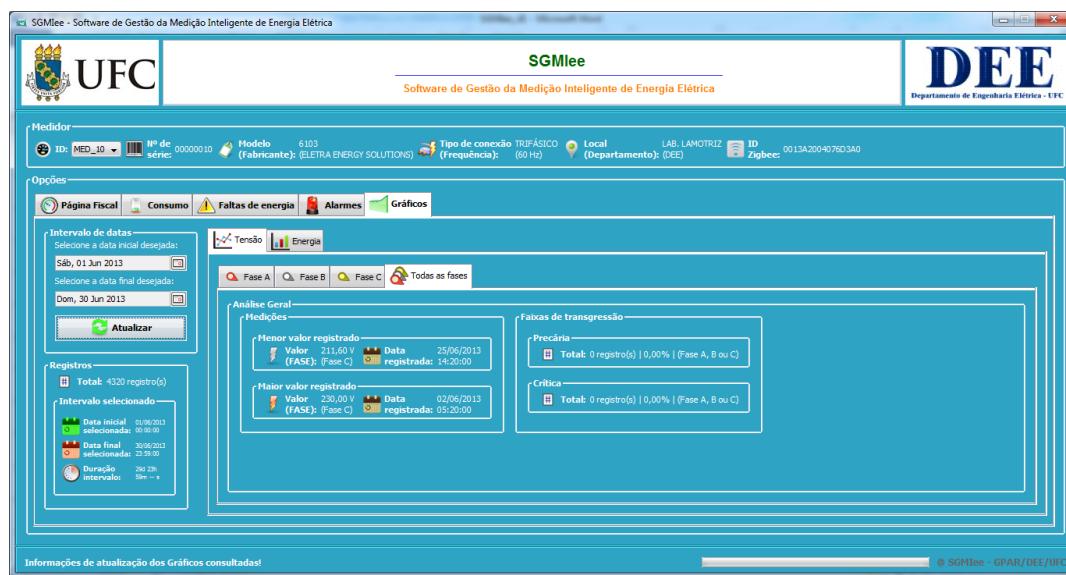


Fonte: Elaborada pelo autor.

As análises para as “Fase B” e “Fase C” correspondem, de maneira análoga, ao descrito nas análises realizadas para a “Fase A”.

A Figura 5.32 ilustra os resultados obtidos para a aba “Todas as fases”, em “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”.

Figura 5.32 – Aba “Todas as fases”, de “Tensão”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.

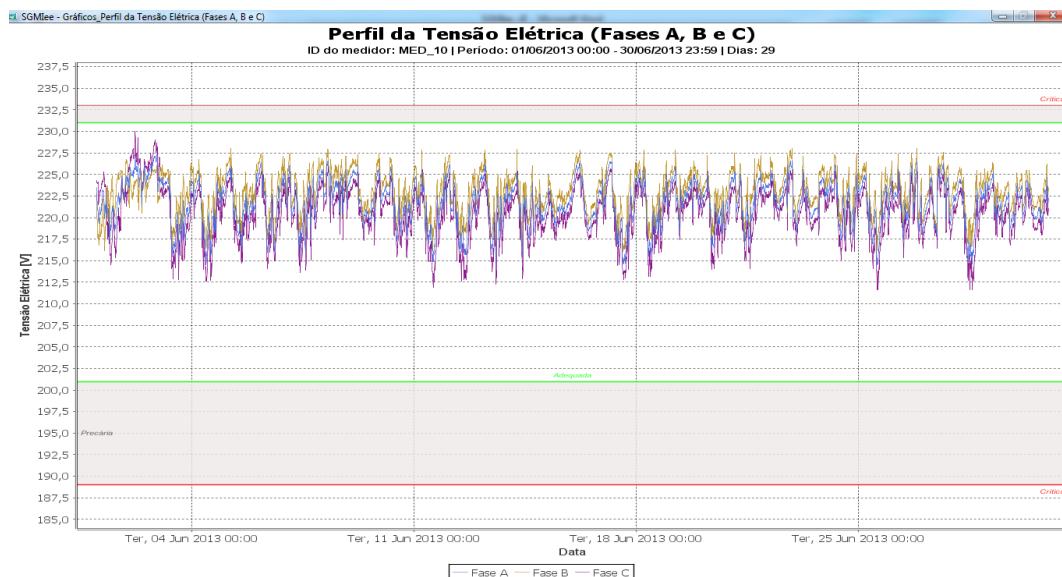


Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 5.32, para a “Tensão” em “Todas as fases”, os valores 211,60 V (Fase C) e 230,00 V (Fase C) foram registrados como menor e maior entre as fases A, B e C.

A Figura 5.33 corresponde ao gráfico associado ao perfil de tensões das fases A, B e C integrados.

Figura 5.33 – Gráfico de Tensão (Fases A, B e C) gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMeie.

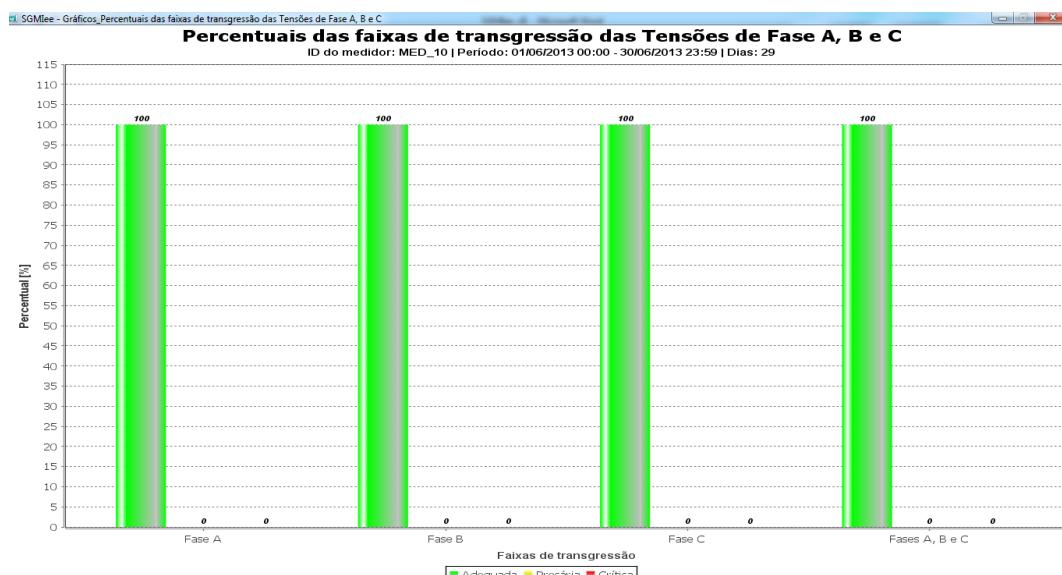


Fonte: Elaborada pelo autor.

Quanto ao campo “Faixas de transgressão”, na Figura 5.32, são apresentados os percentuais de registros encontrados nas faixas PRECÁRIA (0%) e CRÍTICA (0%), calculados considerando-se os maiores valores de cada faixa de transgressão entre as fases.

O gráfico com as representações dos percentuais das faixas de transgressão por fase e entre as fases é observado na Figura 5.34.

Figura 5.34 – Gráfico de percentuais das faixas de transgressão de tensão (Fases A, B e C) gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMeie.



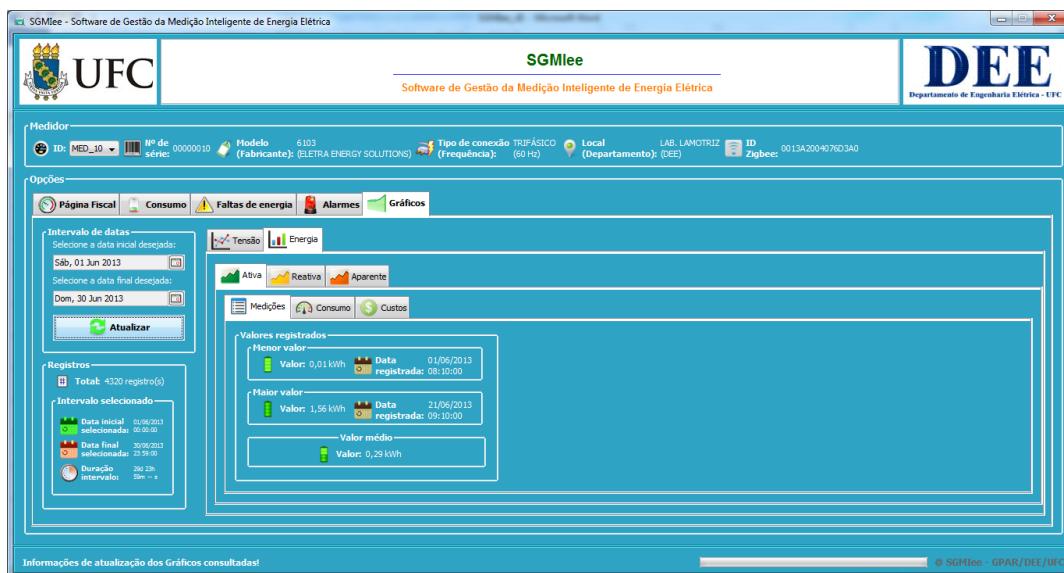
Fonte: Elaborada pelo autor.

Os gráficos visualizados nas Figuras 5.33 e 5.34 evidenciam as situações descritas sobre a representação dos limites indicadores e dos percentuais das faixas de transgressão de tensão para as fases A, B e C. Nos gráficos é possível a utilização do recurso de zoom.

5.1.8.2 Energia

A Figura 5.35 ilustra os resultados obtidos para a aba “Medições”, em “Ativa”, de “Energia, da funcionalidade “Gráficos”.

Figura 5.35 – Aba “Medições”, em “Ativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMeie.

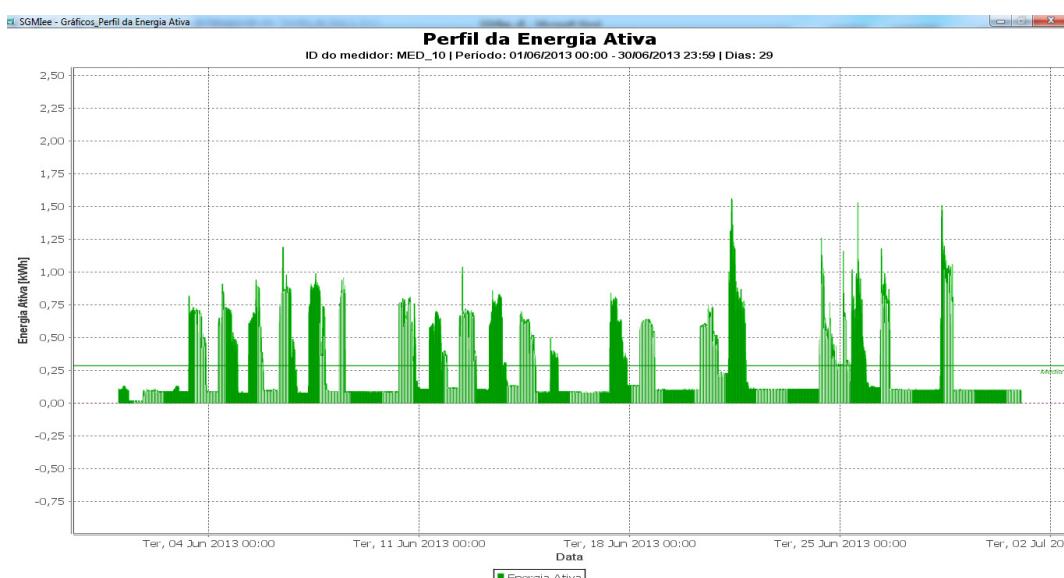


Fonte: Elaborada pelo autor.

Para o intervalo considerado, o menor valor consumido registrado, de 0,01 kWh, ocorreu na medição do dia 01/06/2013 às 08h10min00s. O maior valor de consumo, 1,56 kWh, ocorreu no dia 21/06/2013 às 09h10min00s. A média de consumo foi de 0,29 kWh.

A Figura 5.36 ilustra o gráfico do perfil de energia ativa correspondente.

Figura 5.36 – Gráfico do perfil da energia ativa gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMeie.



Fonte: Elaborada pelo autor.

No gráfico da Figura 5.36, são observados agrupamentos de consumo mais elevados e outras medições com valores com pouca variação. Isto reflete diretamente a atividade diária no local, ao longo da semana, onde há o consumo de energia ativa variado durante o dia, sendo decaído nos horários noturnos e nos dias de fim de semana.

A Figura 5.37 ilustra os resultados obtidos para a aba “Consumo”, em “Ativa”, de “Energia, da funcionalidade “Gráficos”.

Figura 5.37 – Aba “Consumo”, em “Ativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIEe.



Fonte: Elaborada pelo autor.

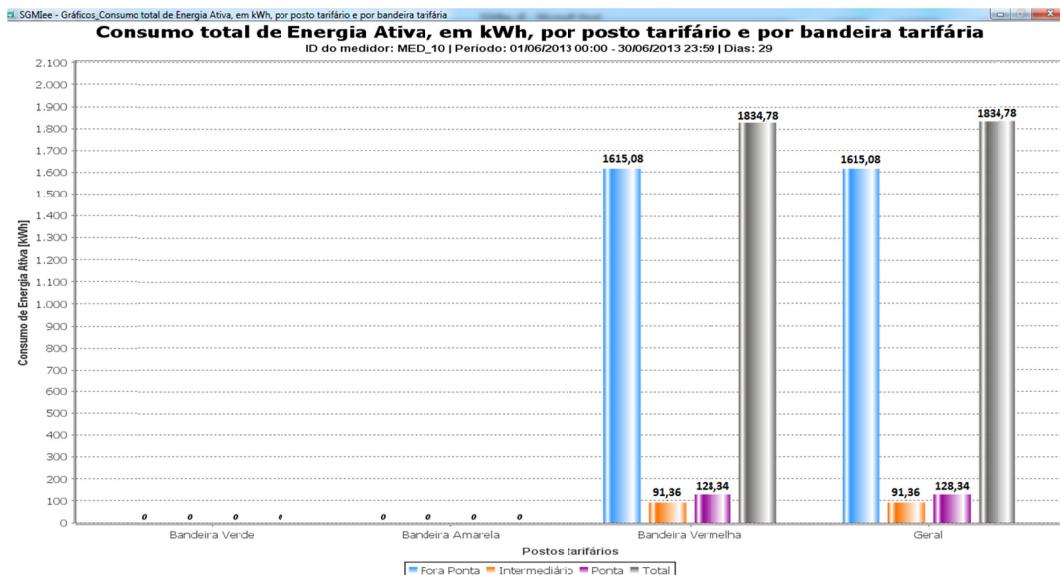
Para o intervalo consultado, referente ao mês de jun./2013, a bandeira tarifária mensal vigente foi a Vermelha. Diante disto, apenas os valores correspondentes a esta bandeira tarifária foram contabilizados no SGMIEe.

Os consumos para os postos tarifários “Fora de Ponta”, “Intermediário” e “Ponta” foram de 1625,08 kWh, 91,36 kWh e 128,34 kWh, respectivamente, correspondendo coerentemente com um “Total” “Geral” de 1834,78 kWh.

Com isto, observa-se com o maior montante de energia ativa consumido foi no posto tarifário “Fora de Ponta”, definido para as faixas de horários das 00h00min00s às 16h30min00s e das 21h30min00s às 23h59min00s. O menor montante consumido foi nas faixas de horários de 16h30min00s às 17h30min00s e das 20h30min00s às 21h30min00s, pelo posto tarifário “Intermediário”.

A representação gráfica das informações sobre o consumo pode ser analisada pelo gráfico apresentado na Figura 5.38 a seguir.

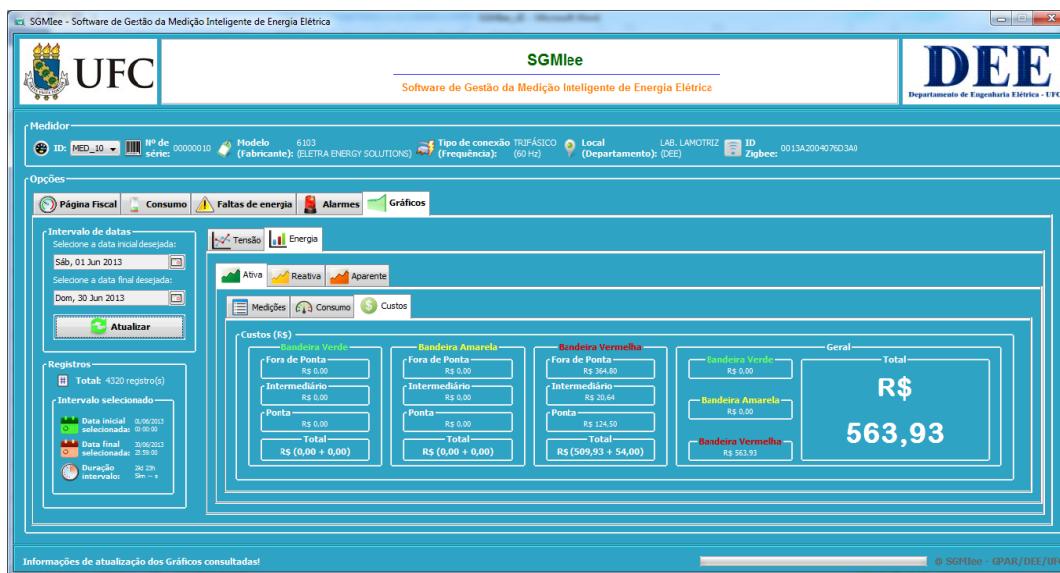
Figura 5.38 – Gráfico do consumo total de energia ativa, em kWh, por posto tarifário e por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMeie.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 5.39 ilustra os resultados obtidos para a aba “Custos”, em “Ativa”, de “Energia, da funcionalidade “Gráficos”.

Figura 5.39 – Aba “Custos”, em “Ativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMeie.

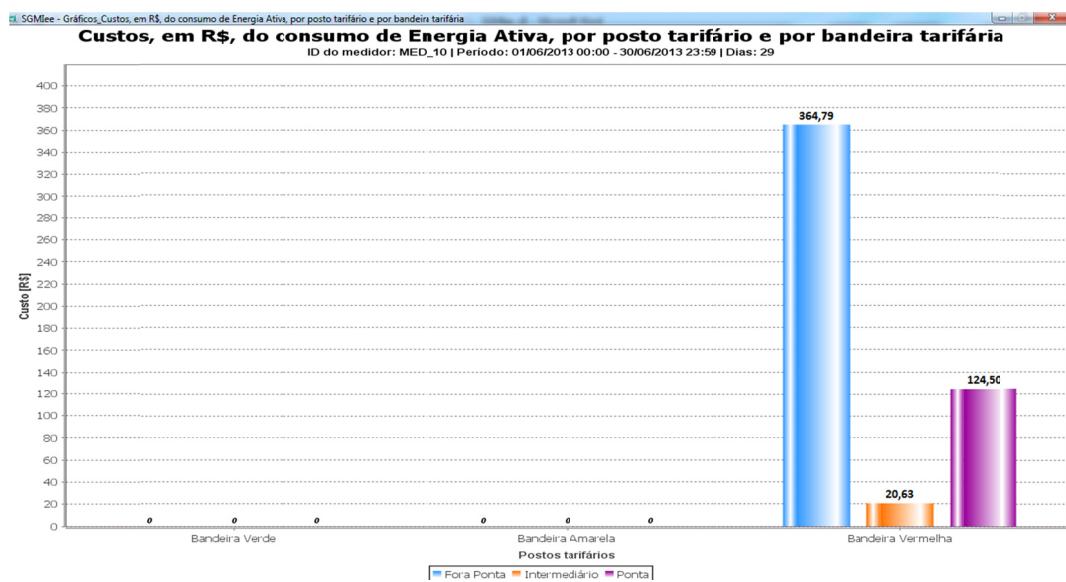


Fonte: Elaborada pelo autor.

Os custos estimados para os postos tarifários “Fora de Ponta”, “Intermediário” e “Ponta”, da bandeira tarifária Vermelha (vigente no período considerado) foram de R\$ 364,80, R\$ 20,64 e R\$ 124,50. O custo adicional referente à bandeira tarifária Vermelha foi de R\$ 54,00. Estes valores correspondem coerentemente com o custo “Total” “Geral” estimado de R\$ 563,93.

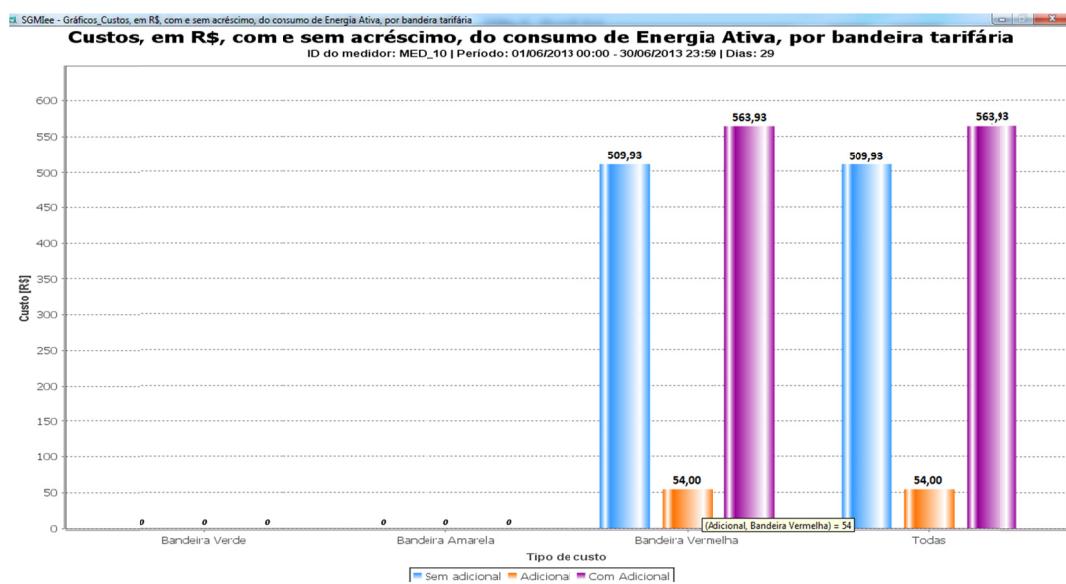
Graficamente, estas informações sobre os custos de consumo de energia ativa podem ser analisadas nas representações das Figuras 5.40 e 5.41.

Figura 5.40 – Gráfico dos custos do consumo de energia ativa, por posto tarifário e por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

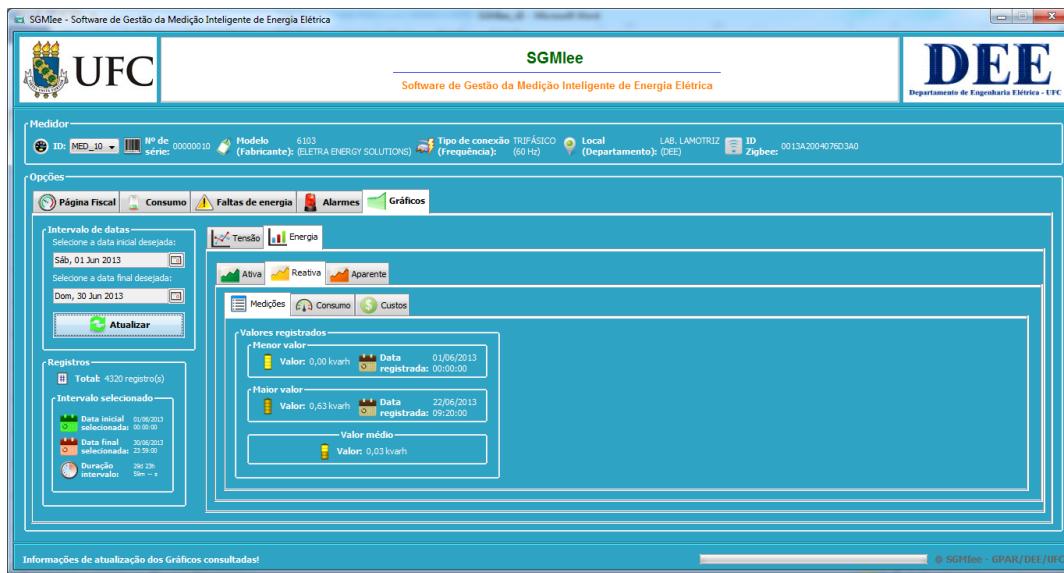
Figura 5.41 – Gráfico dos custos, com e sem acréscimo, do consumo de energia ativa, por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

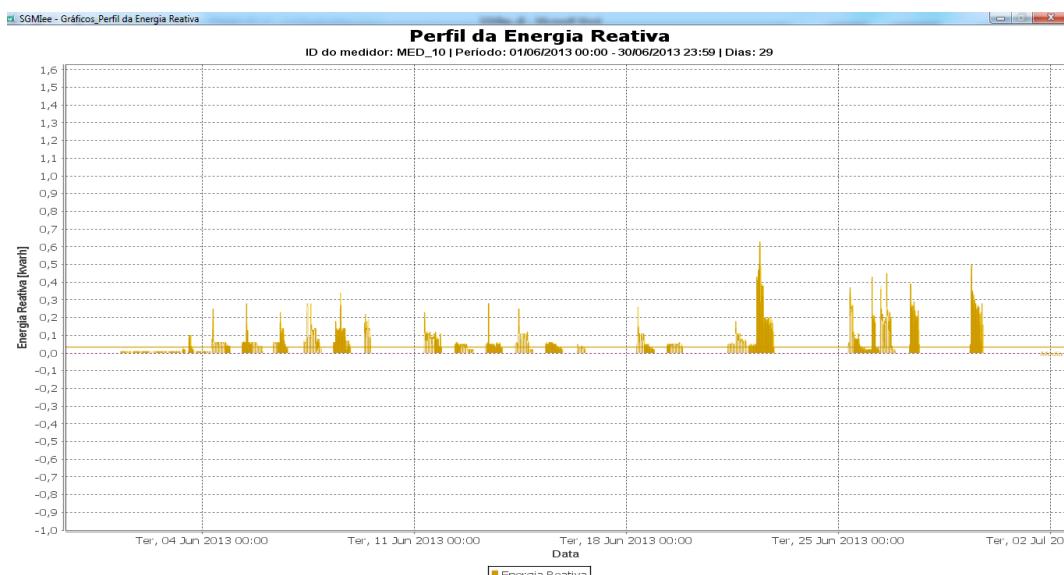
As Figuras 5.42, 5.43, 5.44, 5.45, 5.46, 5.47 e 5.48 ilustram os resultados obtidos para as análises de energia “Reativa”.

Figura 5.42 – Aba “Medições”, em “Reativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



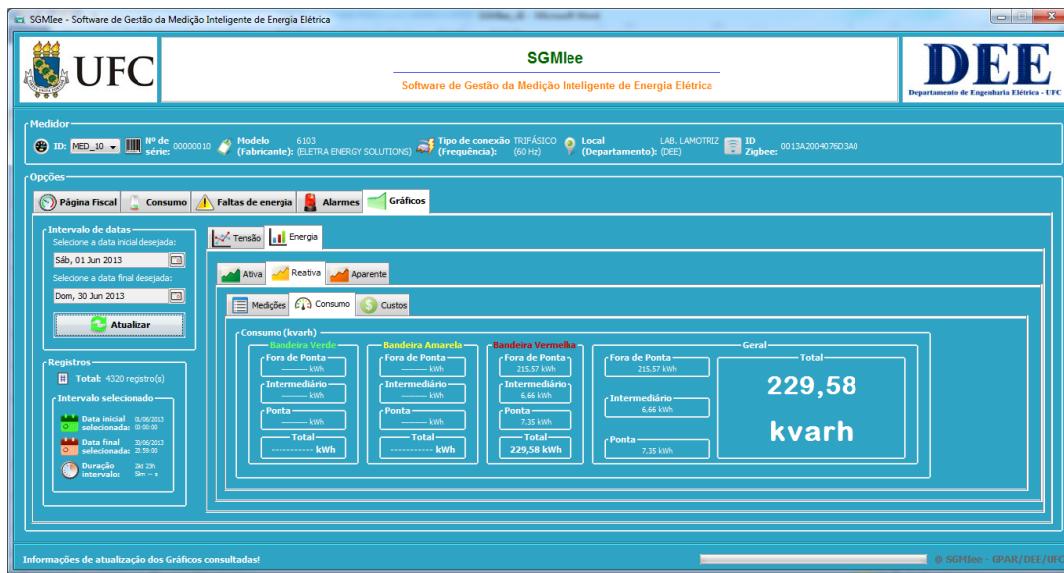
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.43 – Gráfico do perfil da energia reativa gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



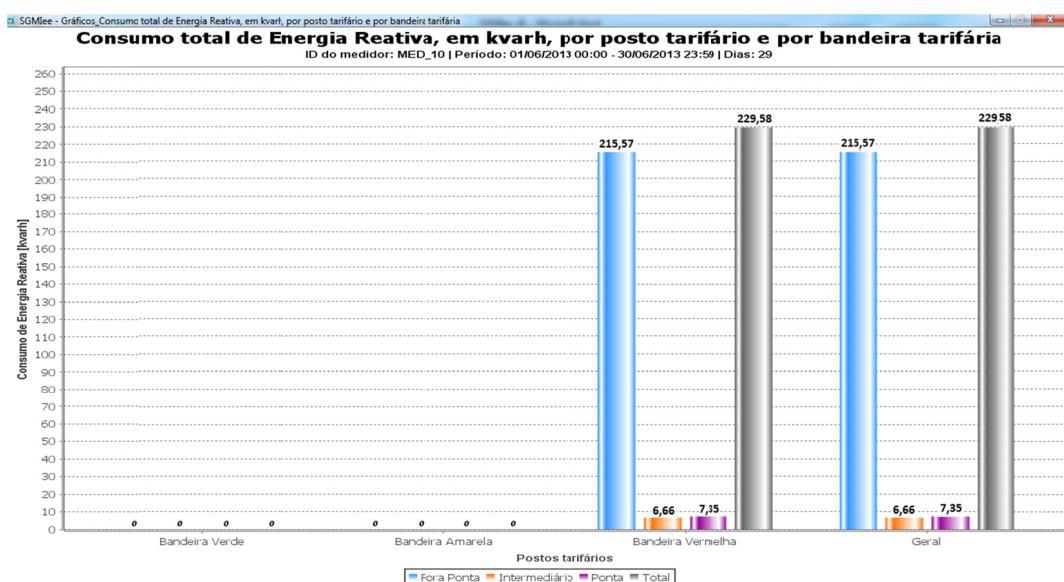
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.44 – Aba “Consumo”, em “Reativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.45 – Gráfico do consumo total de energia reativa, por posto tarifário e por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.46 – Aba “Custos”, em “Reativa”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para as opções de “Energia” “Reativa” no SGMIee, as informações sobre “Medições”, “Consumo” e “Custos” são observadas de formas análogas às detalhadas para a “Ativa”.

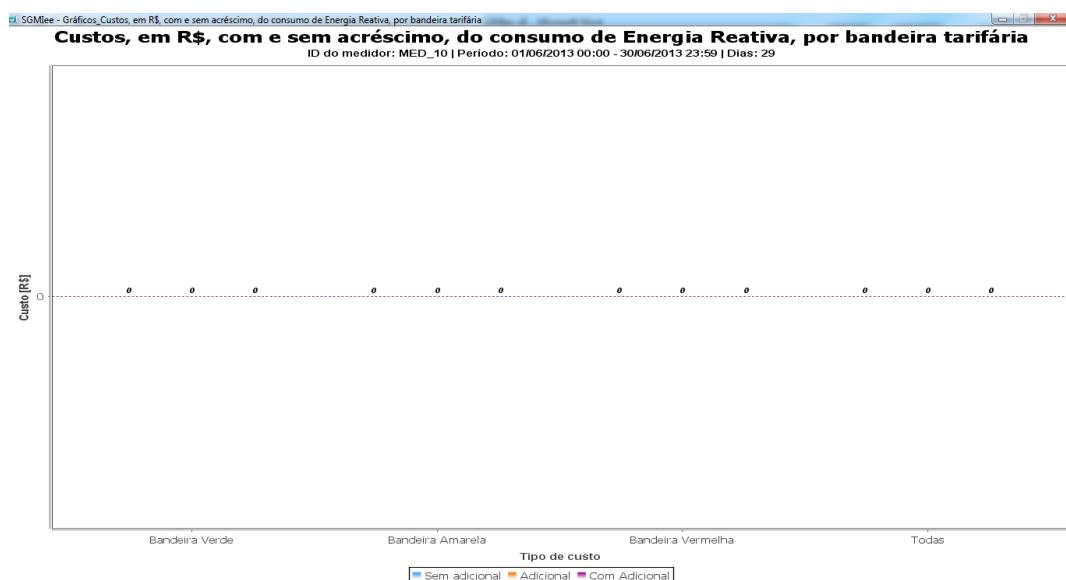
Ressalva-se que, para o caso de “Custos” de energia reativa, observado na Figura 5.46, as tarifas consideradas são nulas, uma vez que, até o presente momento, não há cobrança por parte da concessionária local sobre o consumo deste tipo de energia.

Figura 5.47 – Gráfico dos custos do consumo de energia reativa, por posto tarifário e por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.48 – Gráfico dos custos, com e sem acréscimo, do consumo de energia reativa, por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.

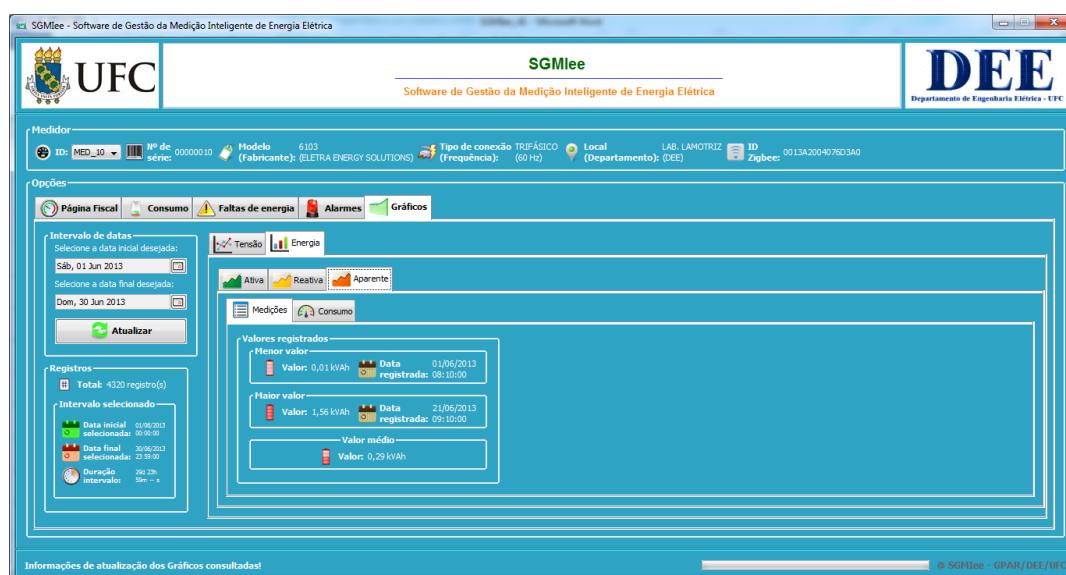


Fonte: Elaborada pelo autor.

Diante disto, os gráficos exibidos nas Figuras 5.47 e 5.48 são, de forma coerente, representados com valores zerados. Contudo, é possível agregar valores de tarifas para este tipo de energia em eventuais estimativas de custos relacionados.

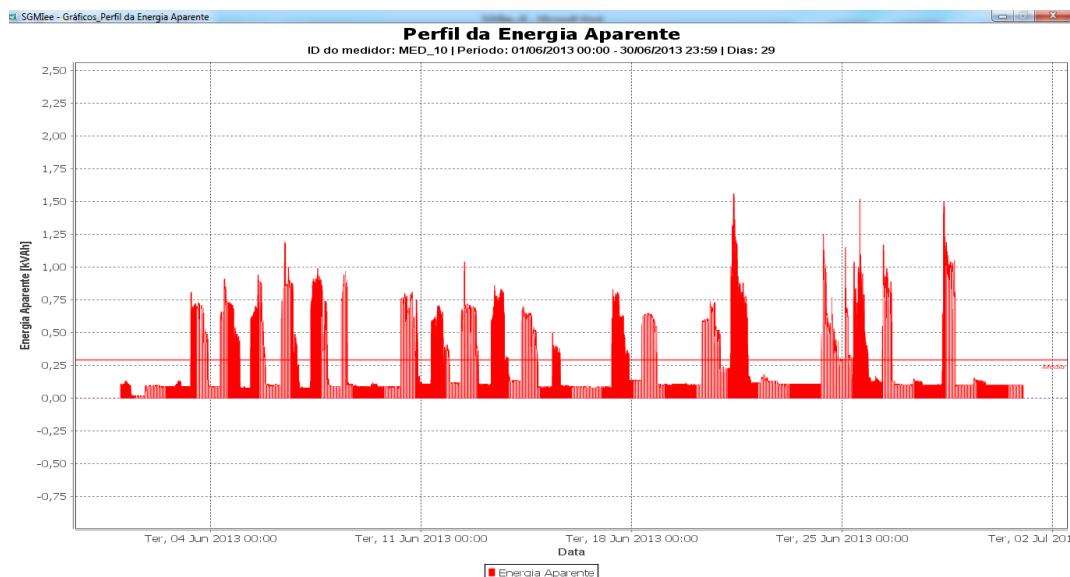
As Figuras 5.49, 5.50, 5.51 e 5.52 ilustram os resultados obtidos para as análises de energia “Aparente”.

Figura 5.49 – Aba “Medições”, em “Aparente”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



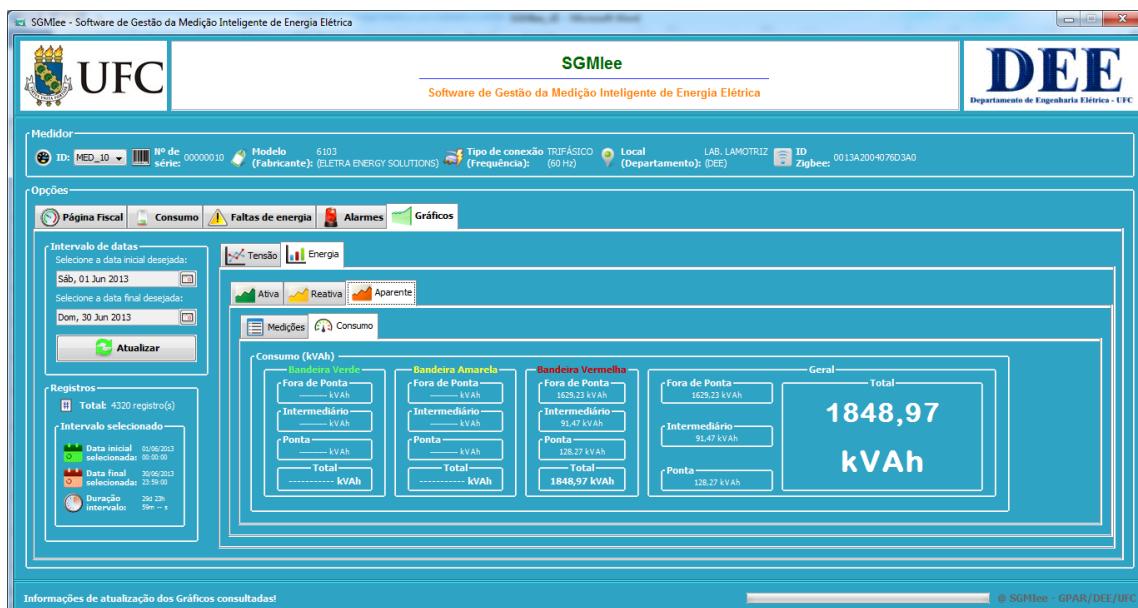
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.50 – Gráfico do perfil da energia aparente gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



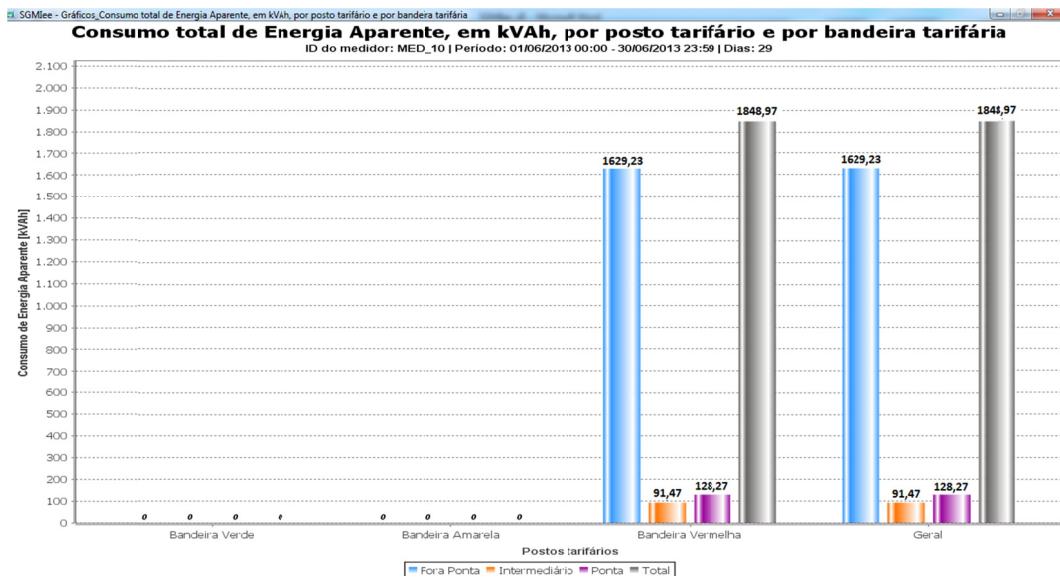
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.51 – Aba “Consumo”, em “Aparente”, de “Energia”, da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 5.52 – Gráfico do consumo total de energia aparente, por posto tarifário e por bandeira tarifária, gerado através da funcionalidade “Gráficos”, do SGMIee.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para as opções de “Energia” “Aparente” no SGMIee, as informações sobre “Medições” e “Consumo” são observadas de formas análogas às detalhadas para a “Ativa”.

Ressalva-se que, o caso de “Custos” encontrado para as energias ativa e reativa, não é aplicado a este tipo de energia.

5.2 Análise geral

Baseado nas análises e comentários realizados acerca dos resultados obtidos, considera-se que, no geral, as funcionalidades implementadas no SGMIee foram atendidas de forma satisfatória à aplicação do sistema de medição de energia elétrica instalado no DEE/CT/UFC.

Observou-se que foram evidenciadas informações de gestão de eletricidade processadas de forma coerente com os valores esperados em cada situação real.

Na Tabela 5.1 estão dispostos os níveis de validação considerados para cada funcionalidade analisada com o funcionamento do software SGMIee.

Tabela 5.1 – Análise geral dos níveis de validação do SGMIee.

	Funcionalidade	Validação
Página Fiscal	Tensão	Atendido
	Corrente	Atendido
	Fator de potência	Atendido
	Potência	Atendido

		Direta	<i>Atendido</i>
	Energia	Reversa	<i>Atendido</i>
		Líquida	<i>Atendido</i>
Consumo		Direta	<i>Atendido</i>
	Demanda	Reversa	<i>Atendido</i>
		Líquida	<i>Atendido</i>
Faltas de energia	Período Anterior		<i>Atendido</i>
	Período Atual		<i>Atendido</i>
		Parte I	<i>Atendido</i>
		Parte II	<i>Atendido</i>
		Parte III	<i>Atendido</i>
		Parte IV	<i>Atendido</i>
		Parte V	<i>Atendido</i>
Alarmes	Grupo 01	Parte I	<i>Atendido</i>
		Parte II	<i>Atendido</i>
	Grupo 02	Fase A	<i>Atendido</i>
		Fase B	<i>Atendido</i>
		Fase C	<i>Atendido</i>
	Tensão	Todas as fases	<i>Atendido</i>
		Medições	<i>Atendido</i>
Gráficos	Ativa	Consumo	<i>Atendido</i>
		Custo	<i>Atendido</i>
	Energia	Medições	<i>Atendido</i>
		Consumo	<i>Atendido</i>
	Reativa	Custo	<i>Atendido</i>
		Medições	<i>Atendido</i>
	Aparente	Consumo	<i>Atendido</i>

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3 Considerações parciais

Considerando-se um período aproximado de 30 dias, em jun./2013, os testes e os resultados obtidos para o medidor inteligente instalado no ponto de medição 01 (Laboratório LAMOTRIZ), identificado por MED_10, foram expostos e comentados neste capítulo.

Cada resultado obtido é exposto e comentado mediante a organização por tipo de funcionalidade. As verificações de coerência com as indicações visuais implementadas nas funcionalidades do SGMIee, assim como a correspondência dos valores de acordo com as referências normativas comentadas no trabalho foram observadas nas análises.

As percepções conclusivas sobre a utilização do SGMIee junto ao sistema de medição inteligente de energia elétrica do DEE/CT/UFC são comentadas no próximo capítulo.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO

Mediante a aplicação do software SGMIee ao sistema de medição inteligente de energia elétrica presente nas instalações do DEE/CT/UFC, foram realizadas ações de armazenamento, processamento e análise dos dados de medição de 05 pontos de medição que integram o cenário.

Buscou-se a realização de testes em situações de interação com medidores eletrônicos inteligentes, através de comunicações sem fio e cabeada, gerenciando-se informações sobre parâmetros elétricos como tensões, correntes, fatores de potência e potências trifásicas, assim como as energias e demandas ativa, reativa e aparente consumidas.

Baseado nos testes e análises comentados no Capítulo 5, onde os resultados obtidos com o SGMIee foram expostos e descritos, mediante o funcionamento geral do software proposto, verificou-se que as funcionalidades implementadas, executadas e testadas foram atendidas, conforme planejado nos objetivos da proposta.

Considera-se que o objetivo geral de desenvolvimento de um software de gestão da medição inteligente de energia elétrica para a aquisição, armazenamento, processamento, visualização e gerenciamento das informações registradas em uma infraestrutura de medição inteligente de eletricidade foi alcançado.

Em consonância com os objetivos específicos definidos inicialmente para a proposta, considera-se que foi possível a utilização de tecnologias e ferramentas gratuitas e de código aberto. A plataforma Java, a estrutura de banco de dados MySQL e o ambiente de desenvolvimento Netbeans IDE foram as principais tecnologias utilizadas na implementação do SGMIee.

As transferências dos dados de medição dos equipamentos medidores inteligentes para o SGMIee foram realizadas através de interface de comunicação sem fio e via porta óptica, havendo integração entre o software e os medidores de energia elétrica.

Os dados de medições de todos os medidores instalados foram coletados periodicamente, sendo armazenados como registros em tabelas de um banco de dados estruturado. Desta forma, a modelagem e as manipulações dos dados de medições demonstram-se facilitadas, integradas e robustas, uma vez que se tornou possível compartilhá-los com outros softwares, de forma flexível, organizada e sem redundância.

Através do software SGMIee foi possível processar informações de medições sobre frequência, temperatura, tensão, corrente, fator de potência e potência elétrica, considerando-se aspectos normativos nacionais vigentes.

As informações sobre os consumos de energias e de demandas ativa, reativas indutiva e capacitiva, e aparente, nos sentidos de fluxo direto e reverso, foram processadas e disponibilizadas através das funcionalidades do software proposto.

Registros de faltas de energia foram manipulados e classificados, baseados no tempo de duração dos eventos, em interrupções momentâneas, temporárias e permanentes.

Os dados históricos de medições armazenados nas tabelas do banco de dados, interligado ao SGMIee, foram consultados, sendo processados graficamente para as construções de perfis de tensões e energias elétricas.

Uma abordagem gráfica sobre as estimativas dos custos financeiros relacionados aos consumos de energias ativa e reativa foi realizada pelo SGMIee. Foi possível a disponibilização de informações detalhadas de consumo de energias por tipo de posto tarifário e por tipo de bandeira tarifária.

6.1 Contribuições do trabalho

Com o desenvolvimento do software proposto, considera-se que a principal contribuição do SGMIee foi a de disponibilizar uma ferramenta computacional para gerir os dados de medições de parâmetros elétricos, integrada a um cenário de medição inteligente de eletricidade.

O software SGMIee pode ser utilizado de forma mais abrangente em eventuais expansões do sistema de medição inteligente instalado inicialmente no DEE/CT/UFC. Observa-se que há uma recente política de manutenção e planejamento de modernização da rede elétrica, sendo indicada a disponibilização do software ao setor de manutenção responsável.

Considerando-se as funcionalidades implementadas no SGMIee, percebe-se que há um potencial de evolução da solução proposta a um possível produto comercial. Há um planejamento para a utilização prática do software em parceria com a empresa Eletra Energy Solutions, atendendo a uma demanda comercial desejada.

A relação de aplicação e potencial de inovação em medição inteligente identificada para cada funcionalidade do SGMIee pode ser vista na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Aplicação e potencial de inovação das funcionalidades do SGMIEE.

	Funcionalidade	Aplicação	Potencial de inovação
Página Fiscal	Tensão Corrente Fator de potência Potência	<i>Monitoramento e controle da rede</i>	<i>Considerável</i>
Consumo	Energia Direta Reversa Líquida Demanda Direta Reversa Líquida	<i>Gestão da microgeração</i>	<i>Inovador</i>
Faltas de energia	Período Anterior Período Atual	<i>Monitoramento da QEE</i>	<i>Considerável</i>
Alarmes	Grupo 01 Parte I Parte II Parte III Parte IV Parte V Grupo 02 Parte I Parte II	<i>Controle de demanda e redução de perdas e furtos</i>	<i>Considerável</i>
Gráficos	Tensão Fase A Fase B Fase C Todas as fases Ativa Medições Consumo Custo Energia Reativa Medições Consumo Custo Aparente Medições Consumo	<i>Monitoramento da QEE</i> <i>Participação do consumidor</i>	<i>Inovador</i> <i>Inovador</i>

Fonte: Elaborada pelo autor.

Verifica-se também o caráter de contribuição acadêmica, do trabalho como material de pesquisa, publicação científica e ferramenta auxiliar aos profissionais e especialistas do setor elétrico.

6.2 Limitações e dificuldades

Durante as ações de implementações, testes e avaliações dos resultados obtidos com o SGMIee, foram notadas limitações e dificuldades com o software. Por se tratar de uma aplicação desktop, a característica de utilização multiusuário não é facilitada no SGMIee. Embora seja possível ter interfaces gráficas com adequados componentes visuais, a possibilidade de múltiplos acessos ao software é desejável em sistemas deste tipo. A escolha pelo desenvolvimento da versão desktop foi em decorrência da experiência prática da equipe de desenvolvimento de software, pelos recursos computacionais disponibilizados durante o projeto e pela característica de conexão sempre ativa com os recursos da unidade computacional servidora.

Embora tenha sido possível acessar os dados de medições em cada medidor inteligente, percebeu-se que em vários testes houve intermitência de conectividade entre as interfaces de comunicação sem fio. No geral, de 100 tentativas de conexão com o medidor, 70 foram completadas pela primeira tentativa, representando-se um percentual de 70% de êxito nas requisições utilizando-se a interface de comunicação RF ZigBee. Neste caso, notou-se que o percentual de 70% não comprometeu as transferências efetivas dos dados de medição.

Na versão do software comentada no trabalho, não há suporte ao gerenciamento de medidores inteligentes instalados em mais de um quadro elétrico, representando-se um único ponto de medição.

As instalações dos medidores inteligentes junto aos quadros de distribuição de baixa tensão nos respectivos pontos de medição foram realizadas de forma adaptadas, sendo alocados de forma aparente aos respectivos quadros. Esta dificuldade foi relacionada à disponibilidade de espaço físico viável para as instalações dos medidores e respectivas conexões elétricas.

Contudo, procurou-se seguir as principais medidas de segurança quanto à exposição dos equipamentos na parte externa aos quadros elétricos, isolando-se, com eletrodutos e fitas adesivas, todos os pontos vivos de conexão, instalando-se os equipamentos a jusante de dispositivos de interrupção, bem como se sinalizando cada ponto de medição sobre a instalação temporária do equipamento.

O processo de coleta dos dados de medição foi realizado individualmente, por ponto de medição. Houve limitações no gerenciamento de recepções simultâneas dos dados de

medições em situações de coletas automáticas. Também houve limitação quanto à execução automática do comando de reposição de demanda (fechamento de fatura).

Em virtude das características encontradas nos modelos de medidores inteligentes utilizados no trabalho, apenas dados de energia e de tensão foram armazenados em 06 canais para a formação da memória de massa dos equipamentos.

6.3 Conclusões gerais

Baseando-se nos comentários realizados na seção 6.1 sobre os comentários finais e considerando-se as limitações expostas em 6.3, no geral, considera-se que o software SGMIee é funcional para gerir os dados de medições quando aplicado a sistemas de medição inteligente de energia elétrica.

Portanto, de forma conclusiva, considera-se que os objetivos gerais e específicos propostos para o trabalho, foram integralmente obtidos, atendendo-se as expectativas previamente planejadas.

6.4 Trabalhos futuros

Apesar de considerar que os objetivos listados na seção 1.3 foram conseguidos com níveis satisfatórios, observa-se que, ainda assim, o referido software pode ser aprimorado através de implementações complementares e estudos refinados acerca das funcionalidades e dos testes relacionados.

Observando-se as limitações e dificuldades relatadas ao longo do desenvolvimento e testes com o SGMIee, assim como considerando-se possíveis evoluções do software, os seguintes aspectos e ações que viabilizam a continuação e complementação deste estudo são identificados e comentados a seguir:

- Desenvolver uma versão desktop adicional do SGMIee: com o intuito de viabilizar a utilização do SGMIee por consumidores leigos acerca das informações técnicas, sugere-se a implementação de uma versão desktop adicional direcionada a estes usuários, de forma que seja contemplado um reduzido conjunto de funcionalidades técnicas, enfatizando-se a exposição das informações de consumo, custos financeiros, postos tarifários e bandeiras tarifárias;

- Desenvolver uma versão mobile do SGMIee: sugere-se a implementação do SGMIee no formato de aplicativo móvel, direcionada aos consumidores, contemplando-se funcionalidades gráficas e de interação com as principais redes sociais, de forma a melhorar o nível de participação do consumidor no processo de distribuição de energia elétrica;
- Desenvolver uma versão web do SGMIee: no formato de portal web, direcionada aos operadores das concessionárias e aos consumidores, executada em uma unidade computacional servidora, para acesso multiusuários através apenas de navegador web;
- Estruturar e investigar a base de armazenamento de dados com tecnologia em nuvem: sugere-se a montagem da estrutura do banco de dados utilizada em um ambiente em nuvem, investigando-se através de testes aprimorados sobre as possibilidades de multilocação e acessibilidade multiusuário em qualquer parte da rede Internet;
- Implementar recursos adicionais para comunicação com módulos PLC e GPRS: considerando-se um cenário de medição inteligente onde as tecnologias de comunicação sem fio RF ZigBee e GPRS, assim como a cabeada PLC coexistam, sugere-se a implementação das adaptações necessárias ao SGMIee para que seja investigado o comportamento de funcionamento considerando vários meios de interação com os equipamentos de medição;
- Aplicar o SGMIee em cenários de medição inteligente de energia elétrica com maior abrangência de pontos de medição: sugere-se a possibilidade de aumento da quantidade de pontos de medição e das distâncias entre eles, configurando um sistema de medição inteligente de energia elétrica mais amplo;
- Implementar eventuais protocolos de comunicação para sistemas de medição de energia elétrica: considerando-se as recentes pesquisas sobre abordagens de protocolos de comunicação utilizados em sistemas de medição deste tipo, sugere-se a eventuais implementações de adaptações do SGMIee ao suporte de novas especificações de protocolos;
- Implementar recurso de agendamento automático de reposição de demanda: os procedimentos de reposição de demanda, em geral, são realizados em períodos mensais, sendo sugerida a adaptação do SGMIee para a configuração de

agendamentos automáticos para as realizações automáticas de reposições de demanda junto aos medidores inteligentes;

- Disponibilizar opção no SGMIee para a gestão de agrupamentos de medidores inteligentes: considerando-se um cenário composto por vários medidores inteligentes que em união representam apenas um ponto de medição, sugere-se a investigação e consequente implementação das funcionalidades que permitam esse tipo de recurso.

REFERÊNCIAS

- 2 SAVE ENERGY LTD (OWL). **OWL micro+**. 2013. Disponível em: <<http://www.theowl.com/products/owlmicro.php>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- ACRA, R.; THAKER, M. **Internet Standards Come to the Advanced Metering Infrastructure**. 2010. Disponível em: <<http://www.electricenergyonline.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA (ANEEL). **Bandeiras Tarifárias**. 2013a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. - Brasília: ANEEL, 2012a.
- _____. **Nota Técnica nº 0098/2012-SRD/ANEEL**. Brasília, 2012b.
- _____. **Resolução normativa nº 502**. – Brasília: ANEEL, 2012c.
- _____. **Resolução normativa nº 547**. – Brasília: ANEEL, 2012d.
- _____. **Resolução normativa 414/2010**: atualizada até a REN 499/2012. – Brasília: ANEEL, 2012e.
- _____. **Resolução normativa nº 479**. – Brasília: ANEEL, 2012f.
- _____. **Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais**. - Brasília: ANEEL, 2012g.
- _____. **Tarifa Branca**.. 2013b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- ALERTME. **Our Vision**. 2013. Disponível em:<<https://www.alertme.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE, INC. (ANSI). **ANSI C12.18-2006**. 2006.
- _____. **ANSI C12.19-2008**. 2008a.
- _____. **ANSI C12.22-2008**. 2008b.
- ARENAS-MARTÍNEZ, M. et al. A comparative study of data storage and processing architectures for the smart grid. In: **Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on**. IEEE, 2010. p. 285-290.
- ARIAN, M. et al. Advanced Metering Infrastructure System Architecture. In: **Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2011 Asia-Pacific**. IEEE, 2011. p. 1-6.
- ARNOLD, G. W. Challenges and opportunities in smart grid: A position article. **Proceedings of the IEEE**, v. 99, n. 6, p. 922-927, 2011.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 14522: Intercâmbio de informações para sistemas de medição de energia elétrica**. - Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

- BEARD, C. **Smart Grids for Dummies**. Wiley, 2008.
- BERRIO, L.; ZULUAGA, C. Concepts, standards and communication technologies in smart grid. In: **Circuits and Systems (CWCAS), 2012 IEEE 4th Colombian Workshop on**. IEEE, 2012. p. 1-6.
- BLUETOOTH SIG, INC. **Technology Overview**. 2013. Disponível em: <<https://developer.bluetooth.org/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- C3 ENERGY. **C3 EnergyEnergy – Smart Grid Analytics Software**. 2013. Disponível em: <<http://www.c3energy.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. Defining the Pathway to the California Smart Grid of 2020 for Publicly Owned Utilities. 2012.
- CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Redes elétricas inteligentes**: contexto nacional. Brasília: CGEE, 2012.
- CHEAH, P. H. et al. Consumer Energy Portal and Home Energy Management System for Smart Grid Applications. In: **IPEC**. 2012. p. 407.
- COMPANHIA ENERGETICA DO CEARÁ (COELCE). **Orientações básicas para clientes de Alta Tensão**. 2013a. Disponível em: <<https://www.coelce.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **Tarifas de Fornecimento do Grupo A**. 2013b. Disponível em: <<https://www.coelce.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- CURRENT COST. **The Classic**. 2013. Disponível em: <<http://www.currentcost.com/product-theclassic.html>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- DEITEL, H. M.; DEITEL, P. J. **Java: how to program**. Prentice-Hall, Inc., 9^a Ed., 2012.
- DEPURU, S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V.. Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 15, n. 6, p. 2736-2742, 2011.
- DIGI INTERNATIONAL INC. (DIGI). **XBee® ZB – RF modules utilizing the ZigBee PRO Feature Set**. 2012a. Disponível em: <<http://www.digi.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **XBee®/XBee-PRO® ZB RF Modules**. 2012b. Disponível em: <http://ftp1.digi.com/support/documentation/90000976_m.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **ZigBee® Wireless Standard**. 2013. Disponível em: <<http://www.digi.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- DLMS USER ASSOCIATION (DLMS). **What is DLMS?**. 2013. Disponível em: <<http://www.dlms.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- DOS ANJOS, R. S.; LOURENÇO, T. G. M.; RIBEIRO, S. P.; LEÃO, R. P. S.; SAMPAIO, R. F.; BARROSO, G. C. SIGEE - A Power Quality Data Management Software. In: **Industry Applications (INDUSCON), 2012 10th IEEE/IAS International Conference on**. IEEE, 2012. p. 1-5.

ECIL INFORMÁTICA INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA (ECIL INFORMÁTICA). **MD-3400 (TRIFÁSICO)**. 2013a. Disponível em: <<http://www.ecilenergia.com.br/md3400.html>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

_____. **Medição Inteligente – Smart Grid**. 2013b. Disponível em: <<http://www.ecilenergia.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

_____. **Medidores de Eletrônicos de Energia**. 2013c. Disponível em: <<http://www.ecilinformatica.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

EDP ENERGIAS DE PORTUGAL (EDP). **InovGrid**. 2010. Disponível em: <<http://www.inovcity.pt/pt/Pages/inovgrid.aspx>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

ELETRA ENERGY SOLUTIONS. **A Empresa**. 2013a. Disponível em: <<http://www.eletraenergy.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

_____. **Cronos 7023**. 2013b. Disponível em: <<http://www.eletraenergy.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

ELIPSE SOFTWARE. **Visão geral**. 2013. Disponível em: <<http://www.elipse.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

ELO SISTEMAS ELETRÔNICOS S.A (ELO). **Medidores de Faturamento para Baixa Tensão**. 2013. Disponível em: <<http://www.elonet.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

EMETER CORPORATION (EMETER). **Meter Data Management in the Cloud**. 2013. Disponível em: <<http://www.emeter.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. – Brasília: MME/EPE, 2012.

ENERGY AWARE TECHNOLOGY INC. (ENERGY AWARE). **The Power of Simplicity**. 2013. Disponível em: <<http://energy-aware.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

EQUIPE DE ENGENHARIA DA SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Capítulo VII - Redes de comunicação em subestações de energia elétrica – Norma IEC 61850. **Revista O Setor Elétrico**, São Paulo, v. 1, n. 54, p. 56-61, ago./2010. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

EUROPEAN COMISSION. Smart Grid Projects in Europe: Lessons Learned and Current Developments 2012 update. 2013. Disponível em: <<http://publications.jrc.ec.europa.eu/>>. Acesso em: 01 jun. 2012.

FARAHANI, S. **ZigBee wireless networks and transceivers**. Elsevier, EUA: Newnes, 2011.

FERREIRA, J. B. **Análise de Formas de Medição de Consumo de Energia Elétrica no Setor Residencial** 2012. 74 f. Monografia (Graduação em Engenharia da computação) – Centro de Informática, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2012.

GIORDANO, V.; MELETIOU, A.; COVRIG, C. F.; MENGOLINI, A.; ARDELEAN, M.; FULLI, G.; JIMÉNEZ, M. S.; FILIOU, C. Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments - 2012 update. **European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy, Luxembourg**, 2013.

GREEN ENERGY OPTIONS LTD (GEO). **DUET II for Smart Meters**. 2012. Disponível em: <<http://www.greenenergyoptions.co.uk/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

GRZEIDAK, E.; CORMANE, J.; FERREIRA FILHO, A. L.; ASSIS, F. Capítulo IV - Qualidade da energia elétrica no contexto de smart grid. **Revista O Setor Elétrico**, São Paulo, v. 1, n. 68, p. 48-56, set./2011. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

GUIMARÃES, P. H. V., MURILLO, A., ANDREONI, M., MATTOS, D. M. F., FERRAZ, L. H. G., PINTO, F. A. V., COSTA, L. H. M. K., DUARTE, O. C. M. B. Comunicação em Redes Elétricas Inteligentes: Eficiência, Confiabilidade, Segurança e Escalabilidade. In: **Minicursos do Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores, SBRC'2013**, pp. 101-164, Brasília, maio/2013.

GUNGOR, V.C. ; SAHIN, D. ; KOCAK, T. ; ERGUT, S. ; BUCCELLA, C. ; CECATI, C. ; HANCKE, G.P. A survey on smart grid potential applications and communication requirements. **Industrial Informatics, IEEE Transactions on**, v. 9, n. 1, p. 28-42, 2013.

HASHMI, M.; HANNINEN, S.; MAKI, K. Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide. In: **Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2011 IEEE PES Conference on**. IEEE, 2011. p. 1-7.

HASSAN, R.; RADMAN, G. Survey on smart grid. In: **IEEE SoutheastCon 2010 (SoutheastCon), Proceedings of the**. IEEE, 2010. p. 210-213.

HERNANDES, L.; PICCOLO, L.; MINCOV, N.; LEITE, C.; CASTILHO, R. FERREIRA, N.; ROMANO, R. Capítulo III – Implantação de projetos piloto de redes inteligentes no Brasil. **Revista O Setor Elétrico**, São Paulo, v. 1, n. 67, p. 52-59, ago./2011. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

IBM CORPORATION (IBM). **CRC**. 2013a. Disponível em: <<http://publib.boulder.ibm.com/infocenter/zvm/v6r1/index.jsp?topic=/com.ibm.zvm.v610.dmsc3/lecrc.htm>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

_____. **Smart Grid**. 2013b. Disponível em:<<http://www.ibm.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS WORKING GROUP ON BROADBAND WIRELESS ACCESS STANDARDS (IEEE 802.16) . **WirelessMAN®** standards for Wireless Metropolitan Area Networks.2013. Disponível em: <<http://www.ieee802.org/16/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. (IEEE). **IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions**. – EUA: IEEE, 2010.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Technology Roadmaps Smart Grids**. Paris, 2011.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). **ISO 5807:1985: Information processing -- Documentation symbols and conventions for data, program and system flowcharts, program network charts and system resources charts**. - Genebra: ISO, 1985.

- _____. **ISO/IEC 9075-11:2011**: Information technology -- Database languages -- SQL -- Part 11: Information and Definition Schemas (SQL/Schemata). - Genebra: ISO, 2011.
- KULKARNI, A. S.; WELCH, K. C.; HARNETT, C. K. A review of electricity monitoring and feedback systems. In: **Southeastcon, 2011 Proceedings of IEEE**. IEEE, 2011. p. 321-326.
- LANDIS+GYR. **Commercial and Industrial Meters**. 2013a. Disponível em: <<http://www.landisgyr.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **Company Profile 12 13**. 2013b. Disponível em: <<http://www.landisgyr.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **E34A**. 2013c. Disponível em: <<http://www.landisgyr.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **Gridstream Solutions**. 2013d. Disponível em: <<http://www.landisgyr.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- MAÑANA, M. et al. Low-cost Advanced Metering Infrastructure for Residential Applications. In: **11ª Conferencia Hispano-Lusa de Ingeniería Eléctrica (11CHLIE)**. San Cristóbal de La Laguna, 2009.
- NANSEN. **Medidores de Energia Elétrica - Eletrônicos**. 2013. Disponível em: <<http://www.nansen.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST). **Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap**. EUA, 2009.
- NIYATO, D.; WANG, P. Cooperative transmission for meter data collection in smart grid. **Communications Magazine, IEEE**, v. 50, n. 4, p. 90-97, 2012.
- OGE Energy Corp. (OGE). **myOGEPower**. 2013. Disponível em: <<http://ogepet.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- OPOWER. **Opower**. 2013. Disponível em: <<http://www.opower.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- ORACLE CORPORATION (ORACLE). **Java Platform Standard Edition 7 Documentation**. 2013a. Disponível em: <<http://docs.oracle.com/javase/7/docs/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **Java: The Best Environment for Network Based Applications**. 2013b. Disponível em: <<http://www.oracle.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **NetBeans IDE - The Smarter and Faster Way to Code**. 2013c. Disponível em: <<https://netbeans.org/features/index.html>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **Why MySQL?**. 2013d. Disponível em: <<http://www.mysql.com/why-mysql/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **Big Data, Bigger Opportunities: Plans and Preparedness for the Data Deluge**. 2012. Disponível em: <<http://www.oracle.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.

- PAL, A.; BHAUMIK, C.; SHUKLA, J.; KOLAY, S. Energy Information Gateway for Home. In: **Intelligent Systems, Modelling and Simulation (ISMS), 2011 Second International Conference on**. IEEE, 2011. p. 235-240.
- PAULINO, M. E. C. Capítulo I - Redes inteligentes. **Revista O Setor Elétrico**, São Paulo, v. 1, n. 65, p. 60-62, jun./2011. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- ROHJANS, S.; USLAR, M.; BLEIKER, R.; GONZÁLEZ, J.; SPECHT, M.; SUDING, T.; WEIDELT, T. Survey of smart grid standardization studies and recommendations. In: **Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on**. IEEE, 2010. p. 583-588.
- SCIAMANA, M. Medição inteligente. **Revista O Setor Elétrico**, São Paulo, v. 1, n. 58, p. 52-59, nov./2010. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- SILVER SPRING NETWORKS. **CustomerIQ™ Energy Portal**. 2013a. Disponível em: <<http://www.silverspringnet.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- _____. **Smart Grid Security Myths vs. Reality**. 2013b. Disponível em: <<http://www.silverspringnet.com/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- SOUZA, J. **Medição de energia pode ser feita a distância**. 2013. Disponível em: <<http://www2.portodigital.org/portodigital/imprensa/entrevistas/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- STRBAC, G. Demand side management: Benefits and challenges. **Energy Policy**. v. 36, n. 12, p. 4419-4426, 2008.
- TANG, G. Q. Smart grid management & visualization: Smart Power Management System. In: **Emerging Technologies for a Smarter World (CEWIT), 2011 8th International Conference & Expo on**. IEEE, 2011. p. 1-6.
- TELEFÓNICA UK LIMITED (02 UK). **GPRS: How it works**. 2009. Disponível em: <<http://www.o2.co.uk/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- TU, C. et al. A power-aware cloud architecture with smart metering. In: **Parallel Processing Workshops (ICPPW), 2010 39th International Conference on**. IEEE, 2010. p. 497-503.
- VAN ENGELEN, A. G.; COLLINS, J. S. Choices for smart grid implementation. In: **System Sciences (HICSS), 2010 43rd Hawaii International Conference on**. IEEE, 2010. p. 1-8.
- WI-FI ALLIANCE. **Organization**. 2013. Disponível em: <<http://www.wi-fi.org>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- WISSNER, M. The Smart Grid–A saucerful of secrets?. **Applied Energy**, v. 88, n. 7, p. 2509-2518, 2011.
- WORLD ECONOMIC FORUM (WEF). Accelerating Successful Smart Grid Pilots. 2010.
- WORLD WIDE WEB CONSORTIUM (W3C). **XML Technology**. 2010. Disponível em: <<http://www.w3.org/standards/xml/>>. Acesso em: 01 nov. 2013.
- YU, X. et al. The new frontier of smart grids. **Industrial Electronics Magazine, IEEE**, v. 5, n. 3, p. 49-63, 2011.