

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MEDIÇÃO ELETRÔNICA EM BAIXA TENSÃO:
ASPECTOS REGULATÓRIOS E RECOMENDAÇÕES PARA
IMPLANTAÇÃO**

HUGO LAMIN

**ORIENTADOR: FERNANDO MONTEIRO DE FIGUEIREDO
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 381/09
BRASÍLIA/DF: JUNHO – 2009**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MEDIÇÃO ELETRÔNICA EM BAIXA TENSÃO: ASPECTOS
REGULATÓRIOS E RECOMENDAÇÕES PARA IMPLANTAÇÃO**

HUGO LAMIN

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

APROVADA POR:

**Prof. Fernando Monteiro de Figueiredo, Doutor (ENE/UnB)
(Orientador)**

**Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Doutor (ENE/UnB)
(Examinador Interno)**

**Prof. Jamil Haddad, Doutor (Unifei)
(Examinador Externo)**

Brasília, 16 de junho de 2009.

FICHA CATALOGRÁFICA

LAMIN, HUGO

Medição eletrônica em baixa tensão: aspectos regulatórios e recomendações para implantação [Distrito Federal] 2009.

xviii, 184, 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia).

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Medição eletrônica

2. Tarifa Amarela

3. Distribuição de Energia elétrica

4. Regulação

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

LAMIN, HUGO (2009). Medição eletrônica em baixa tensão: aspectos regulatórios e recomendações para implantação. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-381/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 184p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Hugo Lamin.

TÍTULO: Medição eletrônica em baixa tensão: aspectos regulatórios e recomendações para implantação.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Universidade de Brasília – UnB.
Faculdade de Tecnologia.
Departamento de Engenharia Elétrica.
CEP 70.910.900
Brasília – DF – Brasil.

Dedico à minha família,
em especial meus pais e minha esposa.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Maria do Carmo e Antonio, pelo empenho na educação dos filhos.

À minha esposa Claudia pelo carinho, amor e apoio nos estudos.

À tia Neide e à prima Rosa, que inicialmente me acolheram em Brasília e me ajudaram a abrir muitas portas.

Aos amigos da SRD/Aneel, que direta ou indiretamente ajudam em minha formação, tanto profissional quanto acadêmica.

Ao Professor Fernando Monteiro de Figueiredo, pelo incentivo e orientação.

RESUMO

MEDIÇÃO ELETRÔNICA EM BAIXA TENSÃO: ASPECTOS REGULATÓRIOS E RECOMENDAÇÕES PARA IMPLANTAÇÃO

Autor: Hugo Lamin

Orientador: Fernando Monteiro de Figueiredo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, junho de 2009

Medidores eletrônicos de energia elétrica já são aplicados em subestações, pontos de conexão de fronteiras, e em grandes unidades consumidoras. A partir da inovação em tecnologias de informação e recentes técnicas de comunicação de dados, além de diversas vantagens apresentadas, medidores eletrônicos têm sido instalados também em unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

Os novos medidores envolvem funcionalidades relacionadas ao consumo, demanda, qualidade da energia elétrica e tarifação. A medição eletrônica ainda pode ser usada contra furtos e fraudes, operações remotas e outras possibilidades. De modo mais amplo, pode-se pensar em medição inteligente, também conhecida como *smart metering*, que consiste em um conjunto composto pelo medidor eletrônico e por um sistema com transmissão remota e com disponibilização de dados processados aos consumidores e aos demais agentes.

Nesse âmbito, este trabalho apresenta aspectos envolvidos na aplicação de inovação na medição de energia elétrica, com foco na instalação em grande escala de medidores eletrônicos em unidades consumidoras de baixa tensão, incluindo unidades residenciais.

Com isso, o trabalho apresenta ampla fonte bibliográfica sobre aplicação de medição eletrônica no mundo, ilustrando exemplos de aplicação no Brasil e, principalmente, experiências de outros países, com ênfase em alguns resultados alcançados e em aspectos regulatórios adotados internacionalmente. O texto também apresenta as funcionalidades e os benefícios advindos da aplicação da tecnologia, compreendendo uma apreciação sobre a implantação de Tarifa Amarela. Por fim, o trabalho oferece recomendações para o emprego em massa de medidores eletrônicos em baixa tensão.

ABSTRACT

LOW VOLTAGE ELECTRONIC METERING: REGULATORY ISSUES AND RECOMMENDATIONS FOR IMPLEMENTATION

Author: Hugo Lamin

Supervisor: Fernando Monteiro de Figueiredo

Electrical Engineering Postgraduate Program

Brasília, June of 2009

Electronic meters are used in substations, in large connection points and also in large consumers. From the innovation in information technologies and recent communication techniques, and due to several advantages, electronic meters have been installed in low voltage units, including domestic units.

The application of new meters involves functional requirements related to the consumption, demand, quality of electric energy and also the pricing. The electronic measuring systems can still be used as a tool against theft and fraud, remote operations, among other possibilities. Hence, we can talk about smart metering, which consists of a set including the electronic meter and a remote transmission system with availability of processed data to consumers and other agents.

In this context, this work presents the implementation aspects of innovation in the measurement of electricity, focusing on large-scale installation of electronic meters in low voltage consumers, including domestic units.

Therefore, the paper presents extensive research in electronic metering in the world, illustrating examples of implementation in Brazil and, especially, experiences from other countries, with emphasis on results and on some regulatory aspects adopted internationally. The text also presents the features and benefits arising from the application of technology, including an assessment of the implementation of time-of-use tariff. Finally, the paper offers recommendations for the large scale use of electronic meters in low-voltage systems.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	2
1.2	A CONVERGÊNCIA PARA A MEDIÇÃO ELETRÔNICA	2
1.3	OBJETIVOS E COMPOSIÇÃO DO TRABALHO	5
2	A MEDIÇÃO NO BRASIL	8
2.1	CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE DE MEDIÇÃO	8
2.2	SISTEMAS DE MEDIÇÃO CENTRALIZADA – SMC	13
2.3	EXPERIÊNCIAS BRASILEIRAS COM MEDIÇÃO ELETRÔNICA	15
2.3.1	Ampla	15
2.3.2	Cemig	18
2.3.3	Eletropaulo	19
2.3.4	Grupo Energisa	20
2.3.5	Grupo Neoenergia	21
3	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS	23
3.1	EUROPA	25
3.1.1	Alemanha	29
3.1.2	Áustria	30
3.1.3	Bélgica	32
3.1.4	Chipre	32
3.1.5	Dinamarca	32
3.1.6	Espanha	33
3.1.7	Estônia	35
3.1.8	Finlândia	35
3.1.9	Holanda	36
3.1.10	Hungria	37
3.1.11	Irlanda	38
3.1.12	Irlanda do Norte	39
3.1.13	Itália	42
3.1.14	Noruega	46
3.1.15	Portugal	47
3.1.16	República Checa	50
3.1.17	Suécia	52
3.2	AMÉRICA DO NORTE	53
3.2.1	Canadá	53
3.2.1.1	Colúmbia Britânica	54
3.2.1.2	Ontário	54

3.2.2	Estados Unidos	59
3.2.2.1	Califórnia	59
3.3	OCEANIA	62
3.3.1	Austrália	62
3.3.1.1	Nova Gales do Sul	63
3.3.1.2	Victoria	63
3.3.2	Nova Zelândia	65
3.4	OUTROS PAÍSES	67
3.4.1	África do Sul.....	67
3.4.2	Índia.....	68
3.4.3	Porto Rico.....	69
3.4.4	Rússia	69
3.4.5	Trinidad e Tobago.....	69
4	ASPECTOS TÉCNICOS DA MEDIÇÃO ELETRÔNICA	71
4.1	O MEDIDOR ELETRÔNICO	71
4.1.1	Entradas de dados.....	73
4.1.2	Relógio (<i>Time stamp</i>).....	73
4.1.3	Fonte de alimentação	74
4.1.4	Memória	75
4.1.5	Dispositivo de corte e religação.....	76
4.2	INTERFACE ENTRE MEDIDOR E CONSUMIDOR.....	77
4.2.1	Display	78
4.3	COMUNICAÇÃO ENTRE MEDIDOR E DISTRIBUIDORA.....	79
4.3.1	Módulo de comunicação do medidor.....	81
4.3.2	Rede local de transmissão de dados.....	81
4.3.2.1	PLC (<i>Power Line Communication</i>).....	83
4.3.2.2	Fibra óptica	86
4.3.2.3	GSM (<i>Global System for Mobile Communications</i>)	86
4.3.2.4	GPRS (<i>General Packet Radio Service</i>).....	86
4.3.2.5	UMTS (<i>Universal Mobile Telecommunication System</i>)	87
4.3.2.6	SMS (<i>Short Messages Service</i>).....	88
4.3.2.7	LAN (<i>Local Area Network</i>).....	88
4.3.2.8	<i>Mesh</i>	88
4.3.2.9	<i>ZigBee</i>	90
4.3.3	Concentrador (coletor regional).....	90
4.3.4	Rede de longa distância.....	91
4.3.5	Computador central (centro de controle de medição).....	92
5	FUNCIONALIDADES E VANTAGENS DECORRENTES	93
5.1	AS FUNCIONALIDADES PRESENTES NA MEDIÇÃO ELETRÔNICA	93
5.2	POSSÍVEIS APLICAÇÕES E VANTAGENS DECORRENTES	95

5.2.1	Características inerentes.....	97
5.2.1.1	Classe de exatidão.....	98
5.2.1.2	Sensibilidade a pequenas cargas.....	99
5.2.1.3	Perdas técnicas.....	99
5.2.1.4	Auto diagnóstico.....	100
5.2.1.5	Firmware Download.....	100
5.2.2	Faturamento.....	100
5.2.2.1	Energia Ativa.....	100
5.2.2.2	Energia nos 4 quadrantes.....	100
5.2.2.3	Energia reativa.....	102
5.2.2.4	Energia reativa indutiva e capacitiva.....	103
5.2.2.5	Demanda máxima.....	103
5.2.2.6	Data e hora da ocorrência da máxima demanda ativa.....	104
5.2.3	Tarifação.....	104
5.2.3.1	Tarifa binômia.....	104
5.2.3.2	Tarifa Horária.....	105
5.2.3.3	Faturamento na modalidade de pré-pagamento.....	106
5.2.4	Qualidade do Serviço.....	107
5.2.4.1	Apuração da duração das interrupções.....	107
5.2.4.2	Apuração da quantidade de interrupções.....	108
5.2.5	Qualidade do Produto.....	109
5.2.5.1	Registro do nível de tensão em regime permanente.....	109
5.2.5.2	Registro do tempo em que o nível de tensão está fora dos limites regulatórios.....	110
5.2.5.3	Registro de valor de frequência.....	110
5.2.5.4	Mensuração do fator de potência.....	111
5.2.5.5	<i>Power Quality</i> (Qualidade da Energia Elétrica).....	111
5.2.5.6	Alarmes associados aos parâmetros de qualidade do produto.....	112
5.2.6	Anti Fraude.....	112
5.2.7	Aquisição, atuação e parametrização remota.....	115
5.2.7.1	Leitura remota.....	115
5.2.7.2	Alteração do ciclo de faturamento.....	116
5.2.7.3	Mudança no ambiente de contratação.....	116
5.2.7.4	Controle de carga.....	116
5.2.7.5	Corte e religação.....	117
5.2.8	Disponibilização de dados e interface com o consumidor.....	117
5.2.8.1	Display independente.....	117
5.2.8.2	Apresentação gráfica e numérica de dados de consumo.....	117
5.2.8.3	Aviso de demanda máxima atingida.....	118
5.2.8.4	Alarme de pouca energia “disponível”.....	118
5.2.9	Comunicação Integrada.....	118
5.2.9.1	Meios de comunicação.....	118
5.2.9.2	Comunicação local com terminais portáteis.....	119
5.2.10	Armazenamento de dados e registro temporal.....	119
5.2.10.1	Memória de Massa.....	119
5.2.10.2	Calendário e Relógio.....	120
5.2.11	Outras aplicações.....	120

5.2.11.1	AMM+UM (<i>Automated Meter Management + Multi-utility</i>)	120
5.2.11.2	<i>Smart Grid</i> (rede inteligente)	120
5.2.11.3	<i>Smart Home</i> (casa inteligente)	121
6	TARIFA AMARELA	122
6.1	DEFINIÇÕES E HISTÓRICO.....	124
6.2	BENEFÍCIOS DECORRENTES DA TARIFA AMARELA	125
6.3	ESTIMATIVAS E RESULTADOS ESPERADOS.....	128
6.4	EXPERIÊNCIAS PILOTOS COM A TARIFA AMARELA NO BRASIL 131	
6.4.1	Copel.....	131
6.4.2	Bandeirante	135
6.4.3	CPFL Paulista	136
6.4.4	Conclusões das experiências brasileiras	139
6.5	SUGESTÕES PARA EMPREGO DA TARIFA AMARELA.....	140
7	RECOMENDAÇÕES E ESTRATÉGIAS PARA IMPLANTAÇÃO 142	
7.1	DIRETRIZES PARA ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO.....	143
7.1.1	Benefícios.....	145
7.1.1.1	Benefícios ao consumidor	145
7.1.1.2	Benefícios ao sistema elétrico.....	147
7.1.1.3	Benefícios às distribuidoras	148
7.1.2	Custos	151
7.1.2.1	Custos Ociosos.....	151
7.1.2.2	Novos custos	152
7.2	PLANO DE SUBSTITUIÇÃO	155
7.3	FUNCIONALIDADES E REQUISITOS MÍNIMOS PARA O MEDIDOR 157	
7.3.1	Opções tarifárias e de faturamento	159
7.3.2	Qualidade da energia elétrica	159
7.3.3	Anti fraude	160
7.3.4	Interface com o consumidor	160
7.3.5	Aquisição, atuação e parametrização remota	161
7.3.6	Avaliação das funcionalidades.....	162
7.4	PROJETOS PILOTOS.....	162
7.5	NORMALIZAÇÃO	164
7.6	METROLOGIA.....	166
7.7	VIDA ÚTIL	169
7.8	DISSEMINAÇÃO E CONSCIENTIZAÇÃO DA SOCIEDADE.....	170
8	CONCLUSÕES	172
8.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	176
8.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	176

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	178
---	------------

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Medidores eletromecânicos e eletrônicos em baixa tensão no Brasil (Aneel, 2009).....	11
Tabela 2.2 - Medidores eletromecânicos em baixa tensão no Brasil (Aneel, 2009).....	11
Tabela 2.3 - Medidores eletrônicos em baixa tensão no Brasil (Aneel, 2009).....	11
Tabela 2.4 - Percentual de medidores adquiridos para baixa tensão por região (Aneel, 2009).....	11
Tabela 2.5 - Total de medidores adquiridos para baixa tensão no Brasil – Tabela Resumo.	11
Tabela 2.6 - Funcionalidades dos medidores eletrônicos adquiridos no Brasil (Aneel, 2009).....	13
Tabela 2.7 - Medidores eletrônicos adquiridos pelas empresas do Grupo Energisa (Energisa, 2008).	21
Tabela 2.8 - Percentual de medidores eletrônicos comprados pelo Grupo Neoenergia (Neoenergia, 2008).	21
Tabela 2.9 - Quantidade de medidores eletrônicos instalados até maio de 2008 (Neoenergia, 2008).	22
Tabela 3.1 – Regulamentação sobre medição inteligente (adaptado - RSCAS, 2008).	24
Tabela 3.2 - Prazo para substituição de medidores nos países europeus com regulamentação existente.....	28
Tabela 3.3 - Histórico de instalação de medidores eletrônicos com telemetria na ENEL/Itália (ENEL, 2008).	43
Tabela 3.4 - Plano italiano para a instalação de medidores inteligentes em baixa tensão (ERGEG, 2007).....	45
Tabela 4.1 - Vantagens e desvantagens de soluções para a fonte de alimentação principal (ERSE, 2007c).	74
Tabela 4.2 - Vantagens e desvantagens dos tipos de memória (ERSE, 2007c).....	76
Tabela 4.3 - Vantagens e desvantagens de soluções para de corte e religação (ERSE, 2007c).	77
Tabela 5.1 - Funcionalidades disponíveis nos medidores eletrônicos.	94

Tabela 5.2 - Comparativo destacando as vantagens dos medidores eletrônicos (adaptado - Costa, 2008).	98
Tabela 6.1 – Valores adotados no projeto piloto de Tarifa Amarela na Copel (Copel, 1998).	132
Tabela 6.2 - Variação da demanda de ponta (Copel, 1998).	133
Tabela 6.3 - Relação entre o consumo de ponta e o consumo total antes e depois da tarifa amarela e variação do consumo total (Copel, 1998).	134
Tabela 6.4 – Valores obtidos pela CPFL para a modalidade de três horas de ponta (Cassanti & Junior, 1990).	137
Tabela 6.5 – Valores obtidos pela CPFL para a modalidade de seis horas (Cassanti & Junior, 1990).	138
Tabela 7.1 - Relação de investimento adicional em relação ao medidor eletrônico básico (Abinee, 2008).	153
Tabela 7.2 – Aspectos metrológicos aplicáveis aos medidores eletrônicos de energia elétrica (Inmetro, 2008).	167

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Cenário mundial do emprego de medidores eletrônicos em baixa tensão (Google Maps, 2009).....	3
Figura 2.1- Quantidade de medidores adquiridos por região geográfica (Aneel, 2009).....	12
Figura 2.2- Distribuição de frequência por idade dos medidores do Brasil (eletrônicos e eletromecânicos) (Aneel, 2009).....	12
Figura 2.3- Sistema de medição centralizada instalado na área de concessão da Ampla (Ampla, 2008).....	14
Figura 2.4- Sistema Sentinela instalado na área de concessão da Ampla (Ampla, 2008). .	17
Figura 2.5- Evolução das perdas não técnicas na área de concessão da Ampla (Ampla, 2008).....	17
Figura 3.1- Evolução esperada no parque de medição em alguns países da Europa (ERGEG, 2007).....	27
Figura 3.2- Metas para implantação do plano de substituição de medidores na Espanha (CNE, 2008).....	35
Figura 3.3 - Ilustração dos medidores utilizados pela ENEL (ENEL, 2008).	44
Figura 3.4 – Arquitetura do Sistema <i>Telegestore</i> (ENEL, 2008).	44
Figura 3.5 - Plano de substituição de medidores em Portugal (ERSE, 2007c).	49
Figura 4.1 - Medidor eletrônico utilizado pela distribuidora canadense <i>Hydro One</i> (Hydro One, 2008)	73
Figura 4.2 - Diagrama esquemático de um sistema de telemedição.	80
Figura 4.3 - Tecnologias para tráfego de informações de medição.	83
Figura 4.4 - Malha ilustrativa de uma Rede <i>Mesh</i> virtual para telemedição.	89
Figura 4.5 - Solução tecnológica para telemedição utilizada pela Ampla.	91
Figura 4.6 - Centro de controle de medição.	92
Figura 5.1 - Aplicação da microgeração distribuída em unidade residencial.....	101
Figura 5.2 - Alterações em um medidor eletromecânico (medidor tombado e medidor furado) (Ampla, 2008).....	113

Figura 5.3 - Modificações na engrenagem de um medidor eletromecânico (Ampla, 2008).	114
Figura 5.4 - Elemento móvel com atrito no entreferro em um medidor eletromecânico (Foiatto, 2009).....	114
Figura 6.1 - Curvas de carga na Elektro: baixa tensão e segmentos acumulados (Aneel, 2007).....	122
Figura 6.2 - Curvas de carga na Copel: baixa tensão e segmentos acumulados (Aneel, 2008).....	123
Figura 6.3 - Curvas de carga na Ampla: baixa tensão e segmentos acumulados (Aneel, 2009b).....	123
Figura 6.4 - Benefício líquido em função da redução de consumos, considerando 3 tecnologias (ERSE, 2007c).....	130
Figura 6.5 - Médias das curvas de carga de segunda a sábado - consumidores “com desconto” (Copel, 1998).....	133
Figura 6.6 - Médias das curvas de carga de segunda a sábado - consumidores “com acrécimo” (Copel, 1998).....	133
Figura 6.7 - Pesquisa realizada junto aos consumidores do projeto na Bandeirante (Bandeirante, 1999).....	136

LISTA DE ABREVIACÕES

Abinee	-	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT	-	Associação Brasileira de Normas Técnicas
Abradee	-	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AEEG	-	<i>Autorità per L'Energia Elettrica e il Gás</i>
AMM	-	<i>Automated Meter Management</i>
AMM+UM	-	<i>Automated Meter Management + Multi-utility</i>
Ampla	-	Ampla Energia e Serviços S.A.
AMR	-	<i>Automated Meter Reading</i>
Anatel	-	Agência Nacional de Telecomunicações
Aneel	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
Bandeirante	-	Bandeirante Energia S.A.
CCEE	-	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Celg	-	Companhia Energética de Goiás
Celpa	-	Centrais Elétricas do Pará S.A.
Celpe	-	Companhia Energética de Pernambuco
Cemat	-	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Cemig	-	Companhia Energética de Minas Gerais
CER	-	<i>Commission for Energy Regulation</i>
CNE	-	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
Coelba	-	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Coelce	-	Companhia Energética do Ceará
Copel	-	Companhia Paranaense de Energia
Cosern	-	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL	-	Paulista Companhia Paulista de Força e Luz
CPUC	-	<i>California Public Utilities Commission</i>
DEC	-	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	-	Duração de Interrupções por Unidade Consumidora
DMIC	-	Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora
Dnaee	-	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DRC	-	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	-	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária.
DTe	-	<i>Office for Energy Regulation</i>
EAC	-	<i>Electricity Authority of Cyprus</i>
EAC	-	<i>Energoauditcontrol</i>
EBL	-	<i>Norwegian electricity industry association</i>
E-Control	-	<i>Elektricity Control</i>
EDF	-	<i>Electricité de France</i>
Elektro	-	Elektro Eletricidade Serviços S.A.
Eletropaulo	-	Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo S.A
Enersul	-	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul

ERGEG	-	<i>European Regulators' Group for Electricity and Gas</i>
ERO	-	<i>Energy Regulatory Office</i>
ERSE	-	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Escelsa	-	Espírito Santo Centrais Elétricas
FEC	-	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	-	Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora
GIS	-	<i>Geographic Information System</i>
GPRS	-	<i>General Packet Radio Service</i>
GSM	-	<i>Global System for Mobile Communications</i>
HEO	-	<i>Hungarian Energy Office</i>
Hidropan	-	Hidroelétrica Panambi S.A.
ICC	-	Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica
Inmetro	-	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
Ipem	-	Instituto de Pesos e Medidas
LAN	-	<i>Local Area Network</i>
Light	-	Light Serviços de Eletricidade S.A.
Mibel	-	Mercado Ibérico de Energia Elétrica
NIAR	-	<i>Northern Ireland Authority for Energy Regulation</i>
NIE	-	<i>Northern Ireland Electricity</i>
NVE	-	<i>Norges Vassdrags-Og Energidirektorat</i>
O&M	-	Operação e Manutenção
OEB	-	<i>Ontario Energy Board</i>
ONS	-	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	-	Pesquisa e Desenvolvimento
PG&E	-	<i>Pacific Gas e Electric Company</i>
PLC	-	<i>Power Line Communication</i>
Prepa	-	<i>Puerto Rico Electric Power Authority</i>
Prodist	-	Procedimentos de Distribuição
RF	-	Rádio Frequência
RTC	-	<i>Real Time Clock</i>
SCE	-	<i>Southern California Edison Company</i>
SDG&E	-	<i>San Diego Gas e Electric</i>
SIG	-	Sistema de Informação Geográfica
SMC	-	Sistema de Medição Centralizada
SMS	-	<i>Short Messages Service</i>
T&TEC	-	<i>Trinidad and Tobago Electricity Commission</i>
TCCI	-	<i>Terminal de Consulta ao Consumo Individual</i>
Twacs	-	<i>Two Way Automatic Communication System</i>
UMTS	-	<i>Universal Mobile Telecommunication System</i>
WAN	-	<i>Wide Area Network</i>

1 INTRODUÇÃO

Considere a prestação de um serviço que consiste na entrega de um produto consumido em todos os segmentos da sociedade: residências, comércio, poder público, indústrias etc. A prestação desse serviço é um monopólio e, assim, existe a prerrogativa para um único prestador realizar esse trabalho de entrega em uma determinada área. O produto a ser entregue é considerado fundamental a toda população e os clientes necessitam que esse produto seja disponibilizado de forma contínua.

A prestação desse serviço poderia ser considerada a melhor opção de negócio existente, se não fossem algumas particularidades: a entrega desse produto deve ser realizada diretamente ao cliente e não é possível contratar uma equipe para transportar o produto para o consumo final, o que gera a necessidade da existência de uma infra-estrutura de rede por meio da qual o produto deve ser distribuído para o consumidor.

Ainda como complicador, ao final dessa infra-estrutura não existe um funcionário que apure a quantia entregue e que está sendo consumida pelo cliente. Para realizar essa apuração, necessita-se da instalação de instrumento implantado diretamente na propriedade do cliente. Assim, o cliente é responsável, na qualidade de depositário a título gratuito, pela custódia dos instrumentos quando instalados no interior da unidade consumidora. Mensalmente, o prestador desse serviço ainda deve deslocar um funcionário para realizar a verificação das quantidades consumidas.

Assim, nesse serviço, o instrumento de apuração - a balança responsável pelo faturamento e pela receita da empresa - fica longe dos olhos do prestador, sujeito a furtos e fraudes. Ou seja, a caixa registradora desse negócio não está nas mãos do prestador do serviço.

A situação supracitada é a distribuição de energia elétrica e o instrumento de apuração é o medidor. O caso exposto anteriormente destaca a importância do medidor no processo de faturamento de energia elétrica realizado por uma distribuidora, mas conforme será destacado neste trabalho, o medidor pode ser um instrumento com muitas outras funcionalidades e utilidades, caso seja realizada a aplicação de novas tecnologias.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

As novas tecnologias consistem em sistemas de medição eletrônica que, aliados à inovação em tecnologias de informação e às atuais técnicas de comunicação, podem trazer diferentes vantagens a consumidores, distribuidoras e até ao órgão regulador.

Assim, a implantação de medidores eletrônicos pode induzir à redução de custos, como a detecção de furto, a eliminação de gastos com medição manual, a redução de custos de transação e dívidas de maus pagadores, transferindo para os consumidores os benefícios proporcionados pela realização de negócios remotamente.

Esses sistemas possibilitam aplicação de novas tarifas, asseguram que os consumidores são sempre cobrados por seu real consumo, independentemente da frequência de faturamento. Os sistemas de medição ainda podem disponibilizar informações aos consumidores, permitido que eles controlem seu consumo mais facilmente.

De modo mais amplo à medição eletrônica, poder-se-ia ainda falar em sistemas de medição inteligente, também conhecidos como *smart metering*, que consistem em um conjunto composto por dispositivo eletrônico (o medidor eletrônico) que pode aferir o consumo de energia elétrica, acrescentando mais informações do que um medidor convencional e que ainda pode transmitir dados por meio de um formato de comunicação (telemedição). Nesse sentido, os sistemas de medição inteligentes referem-se a toda infra-estrutura, incluindo disponibilidade dos dados processados aos consumidores e aos demais agentes envolvidos.

1.2 A CONVERGÊNCIA PARA A MEDIÇÃO ELETRÔNICA

De forma geral, medidores eletrônicos de energia elétrica estão presentes em sistemas de medição de subestações, nos pontos de conexão de fronteiras e demais pontos de intercâmbio de energia. A tecnologia também já é aplicada no mercado livre, em unidades consumidoras atendidas por sistemas de distribuição de média e alta tensão.

No Brasil, diante dos benefícios apresentados pelos sistemas de medição eletrônica, algumas distribuidoras estão ampliando o emprego dessa tecnologia em baixa tensão, porém ainda de forma tímida quando comparada a outros países. Em diversos países já

existe a aplicação da tecnologia em grande escala, com plena implantação de medidores eletrônicos para todos os tipos de unidades consumidoras. Em muitos outros países, os projetos-piloto e consultas públicas estão em andamento.

Com isso, em uma análise mundial, pode-se observar que, incentivados pela inovação em tecnologias de informação e atuais técnicas de comunicação, além de diversas vantagens apresentadas, os novos sistemas de medição têm sido instalados em maior escala nos últimos anos, com considerável crescimento da implantação em unidades consumidoras com instalações conectadas em baixa tensão. A implantação apresenta destaque na Europa e América do Norte, conforme delineado pela Figura 1.1.



Figura 1.1 - Cenário mundial do emprego de medidores eletrônicos em baixa tensão (Google Maps, 2009).

A Figura 1 confirma a forte tendência de utilização de medidores eletrônicos no setor elétrico: os marcadores vermelhos ilustram locais onde existe a implantação em medição de energia elétrica, enquanto os marcadores verdes e azuis ilustram medidores eletrônicos de gás e água, respectivamente.

No Brasil, a inexistência de determinação regulatória para as funcionalidades mínimas do medidor eletrônico para baixa tensão faz com que, atualmente, as distribuidoras realizem a implantação destes equipamentos da maneira mais conveniente aos seus interesses. Em outros casos, os preços de modelos básicos de medidores eletrônicos apresentaram-se

inferiores aos preços dos eletromecânicos e, assim, o menor custo desses equipamentos foi o fator determinante para sua aquisição.

Desse modo, a falta de regulamentação e determinações da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel sobre o tema pode estar postergando a possibilidade de aperfeiçoar os processos relativos à tarifação, faturamento e apuração dos indicadores de qualidade, não aproveitando a oportunidade de aprimorar o parque de medição brasileiro de forma coordenada.

No mundo, o enquadramento jurídico e os poderes dos órgãos reguladores são diferentes, e as políticas de implantação de medição eletrônica são distintas. No Brasil, a Aneel pode acelerar o desenvolvimento de novos sistemas de medição por meio de implantação de forma obrigatória ou criar incentivos financeiros. Independente da organização do mercado, o órgão regulador pode definir requisitos funcionais mínimos, de forma a garantir certo padrão de qualidade dos dados e funcionalidades.

Como os medidores desempenham um papel importante em quase todos os aspectos do mercado (planejamento, operação, tarifas, etc.), é do interesse do órgão regulador criar um quadro ideal para a infra-estrutura de medição. Diante disso, em 30 de janeiro de 2009, a Aneel instaurou consulta pública preliminar para colher os primeiros subsídios para elaboração de eventual regulamento sobre o tema.

Para a definição das funcionalidades mínimas dos medidores eletrônicos, faz-se necessário o estudo das tecnologias envolvidas, conseqüente análise das vantagens e dos custos decorrentes. De um modo geral, diversos benefícios podem ser enunciados. Porém, algumas vantagens decorrentes são de difícil mensuração e a estimativa em valores monetários é aproximada.

Para o regulador, a implantação de sistemas com medidores eletrônicos em baixa tensão representa a possibilidade de aprimoramento no processo de fiscalização. Tais sistemas propiciam redução da assimetria de informações à medida que facilitam a auditoria dos dados, principalmente na apuração dos indicadores de qualidade e faturamento.

Porém, é fundamental que a parte responsável por coletar e administrar os dados de medição torne os dados acessíveis a todos os outros agentes do mercado autorizados, de uma forma não discriminatória. Além da disponibilização ao órgão regulador, se ao consumidor for previsto reagir aos sinais de preços, ao controle real de demanda etc., então, é necessário acesso fácil aos dados de medição, por exemplo, em um display.

Ao oferecer a possibilidade de tarifas diferenciadas também para consumidores em baixa tensão, a medição eletrônica cria artifícios para deslocar as cargas da ponta para o período fora da ponta. Com isso, ocorre a postergação de investimento nos sistemas elétricos e a geração de ponta pode ser reduzida. É nesse âmbito que se insere a aplicação da Tarifa Amarela, um dos destaques do presente trabalho.

Os novos sistemas de medição ainda favorecem a operação e o planejamento da rede, fornecendo informações mais detalhadas sobre a demanda e as condições do sistema elétrico. Integração da geração distribuída e detecção de perdas são outros benefícios.

Após avaliar cuidadosamente os custos e benefícios, é importante a definição de determinadas funcionalidades mínimas dos sistemas de medição. A fim de permitir uma solução ótima econômica aliada à inovação tecnológica, a análise sobre a solução técnica deve ser realizada para cumprir as funcionalidades exigidas.

Dependendo da perspectiva tomada sobre a questão dos sistemas de medição eletrônica, as definições e o âmbito de aplicação podem ser diferentes. O presente trabalho trata essencialmente sobre aplicação de novos medidores, envolvendo grandezas relacionadas ao consumo, à demanda, a qualidade da energia elétrica, e principalmente à tarifação. Também se reconhece que os sistemas de medição eletrônica podem ser usados como ferramenta contra furtos e fraudes, operações remotas e outros itens que ainda serão enunciados.

1.3 OBJETIVOS E COMPOSIÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho tem por objetivo apresentar subsídios e contribuições para disseminação de sistemas de medição avançada, focando e estimulando a instalação em

grande escala de medidores eletrônicos em unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

Assim, entre as finalidades do trabalho estão a disponibilização de diversas experiências internacionais de sucesso, apresentando uma vasta referência bibliográfica sobre os estudos e sobre a implantação de medição eletrônica em outros países, com destaque para alguns aspectos regulatórios adotados internacionalmente. O trabalho também tem como escopo elucidar as diversas funcionalidades e vantagens decorrentes da aplicação da tecnologia, incluindo uma análise mais pontual sobre a implantação de tarifa diferenciada em baixa tensão (Tarifa Amarela). Por fim, o trabalho pretende oferecer estratégias sobre a aplicação em massa de medidores eletrônicos, apresentando algumas recomendações e pontuando sobre alguns aspectos regulatórios envolvidos no tema.

Para alcançar esses objetivos, o presente trabalho se divide em oito capítulos, incluindo esta seção introdutória, divididos da seguinte forma:

- 1 - Introdução;
- 2 - A Medição no Brasil;
- 3 - Experiências Internacionais;
- 4 - Aspectos Técnicos da Medição Eletrônica;
- 5 - Funcionalidades e Vantagens Decorrentes;
- 6 - Tarifa Amarela;
- 7 - Recomendações e Estratégias para Implantação;
- 8 - Conclusões.

O Capítulo 2 apresenta a caracterização do parque de medição brasileiro, quantificando os medidores eletromecânicos e eletrônicos instalados e em estoque nas diferentes regiões do país. Também são destacadas algumas das principais experiências de distribuidoras brasileiras com medição eletrônica.

Conforme mostrado na Figura 1.1, a medição eletrônica já está presente em diferentes locais do mundo. Assim, o Capítulo 3 ilustra as experiências internacionais, destacando os

principais exemplos no mundo. São mostradas as diferentes motivações entre os países, além de apresentados os resultados já obtidos.

O Capítulo 4 ilustra aspectos técnicos envolvidos em toda a infra-estrutura de medição. Com isso, são considerados, além do próprio medidor, aspectos como a interface entre o medidor e o consumidor e a interconexão entre o medidor e a distribuidora.

As funcionalidades presentes na medição eletrônica e as possíveis aplicações e vantagens decorrentes dessa tecnologia são temas apresentados no Capítulo 5.

O Capítulo 6 conceitua, analisa e apresenta proposta para implantação da Tarifa Amarela, como decorrência do emprego de medidores eletrônicos em pequenas unidades consumidoras, como residenciais e comerciais.

Já o Capítulo 7 discorre sobre algumas estratégias de regulação envolvendo a implantação de medição eletrônica em baixa tensão. Nesta etapa do texto são apresentadas indicações e recomendações sobre a aplicação da nova tecnologia de medição, incluindo aspectos como análise custo-benefício, plano de substituição e definição de funcionalidades.

Por fim, o Capítulo 8 apresenta as conclusões deste trabalho.

2 A MEDIÇÃO NO BRASIL

O Brasil possui cerca de 63,5 milhões de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão (Aneel, 2009), o que enseja um esforço considerável caso seja realizada a substituição em massa dos medidores. Diante de um parque de medição tão amplo, faz-se necessário analisar algumas informações.

Inicialmente, ressalta-se que, comparado aos países Europeus e da América do Norte, o Brasil possui baixa concentração de consumidores e baixa densidade de carga. Como exemplo, a Itália possui metade da quantidade de unidades consumidoras concentradas em uma área 15 vezes menor, enquanto que a Inglaterra possui uma concentração de unidades consumidoras cerca de 57 vezes superior à do Brasil.

Ademais, no Brasil, o consumidor tem um consumo médio individual menor do que a média europeia e do que a norte americana. Cada consumidor residencial brasileiro consome, em média, 144 kWh por mês, enquanto que nos Estados Unidos esse consumo atinge 960 kWh/mês e na Europa 410 kWh/mês (EPE, 2008).

Além dessas informações breves, o presente capítulo traz dados sobre a caracterização do parque de medição no Brasil, quantificando os medidores eletromecânicos e eletrônicos instalados e em estoque nas diferentes regiões do país. O texto ainda apresenta explicação sobre os Sistemas de Medição Centralizada – SMC, tecnologia brasileira que utiliza medidores eletrônicos para combate das perdas não técnicas. O capítulo ainda destaca algumas das principais experiências de distribuidoras brasileiras com medição eletrônica.

2.1 CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE DE MEDIÇÃO

No Brasil estão alguns dos maiores fabricantes de medidores e sistemas de medição do mundo, com unidades fabris no país desenvolvendo produtos e sistemas com tecnologia local reconhecida internacionalmente. Segundo a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - Abinee, a capacidade produtiva atual é de aproximadamente 10 milhões de medidores por ano, entre eletromecânicos e eletrônicos (Abinee, 2008).

A demanda de medidores no mercado interno brasileiro é da ordem de 3,2 milhões de equipamentos por ano. Desse total, no ano de 2007, cerca de 40% eram medidores eletrônicos. A estimativa é que esse valor percentual seja de 60% em 2008, mostrando a tendência do aumento da produção de medidores eletrônicos. Para o mercado externo, os fabricantes brasileiros exportaram, principalmente para Argentina, Chile, Colômbia e Peru, aproximadamente 3 milhões de medidores eletrônicos durante um prazo de 2 anos (1,2 milhões em 2005 e 1,8 milhões em 2006) (Abinee, 2008).

Atualmente, os preços de modelos básicos de medidores eletrônicos apresentam-se inferiores aos preços dos eletromecânicos e, assim, o menor custo desses equipamentos tem sido o fator determinante para sua aquisição. A inexistência de determinação regulatória para as funcionalidades mínimas do medidor eletrônico para baixa tensão faz com que a maioria das distribuidoras realize a implantação destes equipamentos sem agregar muitas das funcionalidades que a tecnologia pode oferecer.

Ou seja, a compra de medidores eletrônicos por parte das distribuidoras brasileiras vem aumentando nos últimos anos. Tal fenômeno é decorrente do aprimoramento da tecnologia, o que faz com que o preço de tais equipamentos torne-se competitivo com o dos medidores eletromecânicos. Contudo, as grandezas apuradas pelos medidores eletrônicos que vêm sendo adquiridos são comumente restritas àquelas características de um medidor convencional, de maneira que as potenciais funcionalidades do medidor eletrônico não são preocupação de todas as distribuidoras atualmente. Mas, em diversas situações, a utilização do medidor eletrônico vem servindo como ferramenta para redução das perdas não técnicas.

Assim, no Brasil, algumas distribuidoras já desenvolvem projetos com vistas à implantação de medidores eletrônicos em baixa tensão. Tais projetos, entretanto, ainda não contemplam grande parte dos consumidores de cada área de concessão. Até setembro de 2008, 21 das 63 empresas já tinham decidido pela aquisição exclusiva de medidores eletrônicos para baixa tensão, o que representa cerca de metade do mercado brasileiro (Abradee, 2008):

- Ampla Energia e Serviços S.A.;
- Caiuá Distribuição de Energia S.A.;

- Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA;
- Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT;
- Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA;
- Companhia Energética De Minas Gerais – CEMIG;
- Companhia Energética de Pernambuco – CELPE;
- Companhia Energética do Ceará – COELCE;
- Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN;
- Companhia Força e Luz do Oeste;
- Companhia Nacional de Energia Elétrica;
- Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.;
- Empresa Elétrica Bragantina S.A.;
- Empresa Energética de Mato Grosso do Sul – ENERSUL;
- Energisa Borborema;
- Energisa João Pessoa;
- Energisa Minas Gerais;
- Energisa Nova Friburgo;
- Energisa Sergipe;
- Hidroelétrica Panambi S.A. - HIDROPAN;
- Light Serviços de Eletricidade S.A..

Ressalta-se que a decisão pela aquisição de medidores eletrônicos não implica na substituição em massa e, assim, para a grande maioria das distribuidoras, os novos equipamentos são utilizados para novas unidades consumidoras ou em casos de reposição.

Entre as distribuidoras, o percentual de medidores eletrônicos adquiridos¹ varia entre 0 a 49,96% do total de medidores em baixa tensão. Em números absolutos, a maior quantidade adquirida por uma mesma distribuidora é de aproximadamente 597 mil medidores eletrônicos. Nesse cenário, até o fim de 2008, o parque de medição no Brasil possuía cerca de 4,8 milhões de medidores eletrônicos adquiridos (7,39% do total de medidores), sendo cerca de 4 milhões já instalados em campo (Aneel, 2009).

A partir de dados enviados ao final de 2008 pelas distribuidoras à Aneel (Aneel, 2009), pode-se realizar a caracterização do parque de medição no Brasil, conforme dados apresentados na Tabelas 2.1 a 2.5 e nas Figuras 2.1 e 2.2.

¹ Os medidores adquiridos incluem os equipamentos em estoque e aqueles já instalados em campo.

Tabela 2.1 - Medidores eletromecânicos e eletrônicos em baixa tensão no Brasil (Aneel, 2009).

Medidores	Região Geográfica					BRASIL
	Norte	Nordeste	C.-Oeste	Sudeste	Sul	
Em estoque	214.556	478.317	95.515	1.190.393	212.919	2.191.700
Instalados	3.541.376	16.304.447	4.548.114	29.877.551	9.320.273	63.591.761
Total	3.755.932	16.782.764	4.643.629	31.067.944	9.533.192	65.783.461

Tabela 2.2 - Medidores eletromecânicos em baixa tensão no Brasil (Aneel, 2009).

Medidores Eletromecânicos	Região Geográfica					BRASIL
	Norte	Nordeste	Centro Oeste	Sudeste	Sul	
Em estoque	83.152	279.322	64.304	780.408	181.888	1.389.074
Instalados	2.887.381	14.535.258	4.398.649	28.609.004	9.101.494	59.531.786
Total	2.970.533	14.814.580	4.462.953	29.389.412	9.283.382	60.920.860

Tabela 2.3 - Medidores eletrônicos em baixa tensão no Brasil (Aneel, 2009).

Medidores Eletrônicos	Região Geográfica					BRASIL
	Norte	Nordeste	C.-Oeste	Sudeste	Sul	
Em estoque	131.404	198.995	31.211	409.985	31.031	802.626
Instalados	653.995	1.769.189	149.465	1.268.547	218.779	4.059.975
Total	785.399	1.968.184	180.676	1.678.532	249.810	4.862.601

Tabela 2.4 - Percentual de medidores adquiridos para baixa tensão por região (Aneel, 2009).

Região	Eletromecânico	Eletrônico
Norte	79,09%	20,91%
Nordeste	88,27%	11,73%
Centro Oeste	96,11%	3,89%
Sudeste	94,60%	5,40%
Sul	97,38%	2,62%
Brasil	92,61%	7,39%

Tabela 2.5 - Total de medidores adquiridos para baixa tensão no Brasil – Tabela Resumo.

Situação	Eletromecânico	Eletrônico
Em estoque	1.389.074	802.626
Instalados	59.531.786	4.059.975
Total Brasil	60.920.860	4.862.601
%	92,61%	7,39%

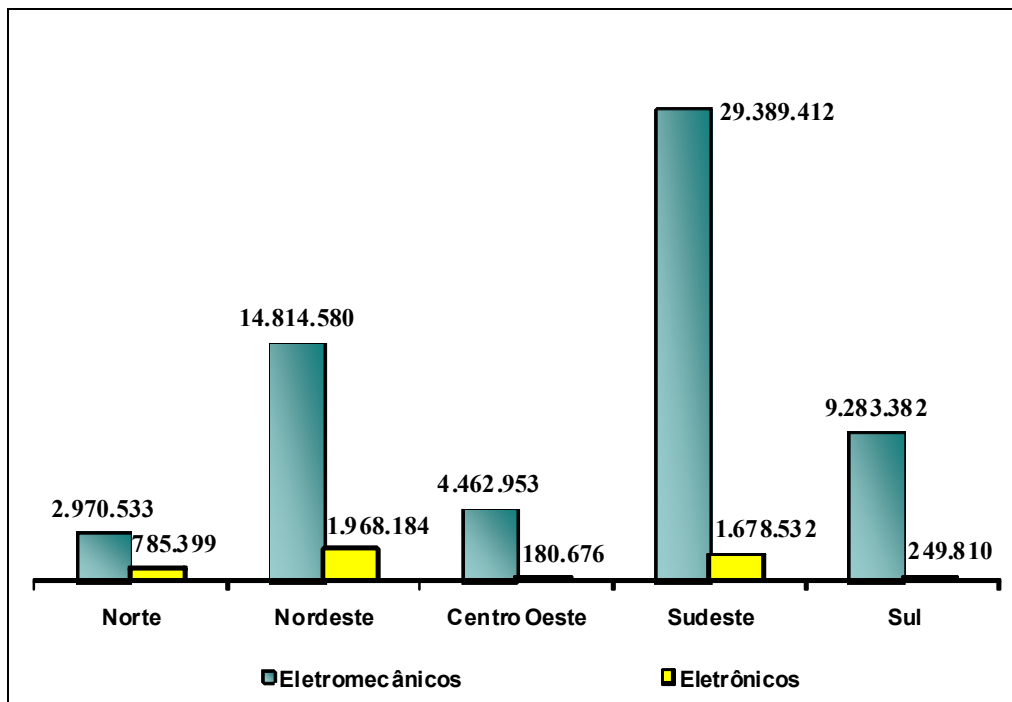


Figura 2.1- Quantidade de medidores adquiridos por região geográfica (Aneel, 2009).

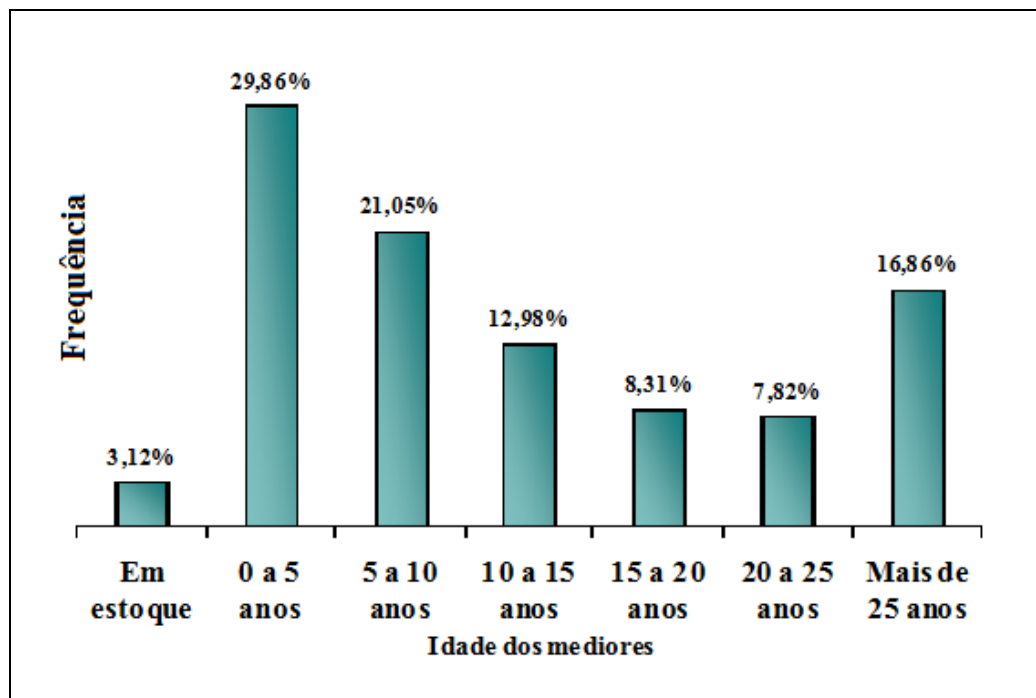


Figura 2.2- Distribuição de frequência por idade dos medidores do Brasil (eletrônicos e eletromecânicos) (Aneel, 2009).

Conforme comentado, além do avanço da tecnologia, a diminuição do custo dos medidores eletrônicos básicos foi o atrativo que induziu a instalação desses equipamentos. Assim, em grande parte dos casos, a instalação de novos medidores ocorreu como uma simples mudança de um modelo eletromecânico para o eletrônico e, com isso, a maioria dos novos medidores instalados possuíam como funcionalidade somente a medição de energia ativa.

Conforme mostra a Tabela 2.6, nas experiências brasileiras, além do combate ao furto e fraude, a implantação de medição eletrônica em baixa tensão permitiu a utilização de outras funcionalidades como leitura e atuação remota e faturamento de energia reativa.

Tabela 2.6 - Funcionalidades dos medidores eletrônicos adquiridos no Brasil (Aneel, 2009).

Medidores Eletrônicos em BT	
Funcionalidade	%
Energia Ativa	100,00%
Energia Reativa	9,32%
Demanda	2,81%
Tensão	11,54%
Corrente	9,48%
Fator de Potência	2,61%
Memória de Massa	1,61%
Consumo horário	2,39%
Calendário	2,06%
Indicadores de continuidade	0,64%
Saída Óptica	7,68%
Saída RS485/232/Euridis/M-bus	11,51%
Saída Ethernet	0,14%
Outras saídas	7,61%
Comunicação PLC	3,71%
Comunicação GPRS	3,25%
Comunicação RF	0,17%
Outras formas de comunicação	0,44%

Ressalta-se que os itens citados nas linhas da Tabela 2.6 são tratados nos Capítulos 4 e 5, onde estão apresentados, respectivamente, aspectos técnicos e aspectos funcionais dos medidores eletrônicos.

2.2 SISTEMAS DE MEDIÇÃO CENTRALIZADA – SMC

Entre o total de medidores eletrônicos instalados no país, cerca de 404 mil equipamentos foram implantados por meio de uma tecnologia denominada Sistemas de Medição

Centralizada – SMC (Abradee, 2008). Devido aos resultados na redução de perdas não técnicas, obtidos por meio do SMC, essa configuração se tornou um expoente da tecnologia de medição eletrônica no Brasil.

O SMC é um sistema de medição de energia elétrica desenvolvido no Brasil e a aplicação se destaca, principalmente, como uma ferramenta eficiente no combate e redução de furtos e fraudes. O sistema consiste em uma aplicação que utiliza módulos eletrônicos agregados destinados à medição, exercendo as funções de concentração, processamento e indicação das informações de consumo de forma centralizada.

No SMC, o medidor é instalado em local externo às unidades consumidoras, com um terminal informativo de consumo dentro das mesmas. Nesse sistema, os medidores de energia ficam localizados no alto dos postes, interligados a uma prumada de comunicação que concentra as leituras das diversas unidades consumidoras para realização de leitura pela central de medição. A implantação do sistema de medição centralizada possibilita leitura remota e realização de corte e religação à distância.



Figura 2.3- Sistema de medição centralizada instalado na área de concessão da Ampla (Ampla, 2008).

Diante da redução do furto e da fraude, e diante de alguns erros de medição dos equipamentos (conforme comentado no item 7.6), ocorreu o aumento do valor da fatura de determinados consumidores e, assim, a aplicação desse sistema gerou insatisfação em alguns consumidores e em determinados segmentos da sociedade.

A previsão para 2008 era de 1,5 milhões de equipamentos instalados, mais de três vezes do que foi realmente verificado (Abradee, 2008). O atraso na implantação do sistema de medição centralizada se deve a indefinições na regulamentação metrológica, já que a utilização da tecnologia foi suspensa pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - Inmetro desde setembro de 2007 e ainda no início de 2009 não havia sido liberada.

Segundo a Abradee, assim que a implantação do sistema for permitida e regularizada, a instalação dos sistemas de medição centralizada deve ser retomada em ritmo acelerado (Abradee, 2008).

2.3 EXPERIÊNCIAS BRASILEIRAS COM MEDIÇÃO ELETRÔNICA.

Conforme comentado, o parque de medição nacional tinha, até 2008, cerca de 4,8 milhões de medidores eletrônicos adquiridos para baixa tensão, o que representa números não muito expressivos quando comparados com alguns outros países.

A seguir são listados, ainda que de forma não exaustiva, alguns dos principais exemplos da aplicação de medição eletrônica pelas distribuidoras brasileiras. De forma a resumir algumas informações, parte das experiências é ilustrada unificando-se em grupos de controladores das empresas.

2.3.1 Ampla

No Brasil, a distribuidora Ampla apresenta o caso de maior destaque nas experiências com medição eletrônica. A empresa atende cerca de 2,4 milhões de unidades consumidoras em 66 municípios do estado do Rio de Janeiro, com uma área de concessão de 32,6 mil km² (Ampla, 2008).

A implantação de novas tecnologias na empresa foi uma das medidas encontradas para redução perdas não técnicas. Na área atendida pela distribuidora, o furto de energia e

inadimplência são, em parte, decorrentes de condições sociais e de fatores relacionados à urbanização.

Um diagnóstico realizado pela distribuidora constatou elevado índice de perdas não técnicas, não uniformemente distribuído na área de concessão, o que levou a empresa a identificar áreas com maiores índices de furto e fraude e, assim, intensificar investimentos para implantação de medidas mitigadoras.

Entre as medidas implantadas destacam-se as iniciativas para exteriorizar e blindar a medição, com utilização de SMC e com telemedição. Em setembro de 2008, o número de medidores eletrônicos instalados era superior a 300 mil SMCs em unidades consumidoras em baixa tensão (Ampla, 2008).

Conforme comentado, o SMC realiza a medição individual do consumo de energia ativa de cada consumidor e centraliza esses dados em um único ponto, permitindo que ocorra telemetria, ou seja, faturamento à distância com comunicação remota de dados.

Além da telemedição de energia ativa, o sistema possibilitou a incorporação de outras funcionalidades, tais como corte e religação remotos. A capacidade de implantação de diferentes modalidades de tarifação também é possível, mas não foi implementada, pois ainda não foi regulamentada pela Aneel.

Outra medida adotada pela Ampla foi a adoção de uma configuração denominada de Sentinela, que foi implantada para unidades consumidores comerciais e industriais de baixa tensão com medição indireta. O Sentinela, que possui cerca de 7 mil medidores instalados na Ampla, consiste em um sistema de medição individualizado, com telemedição, concebido em caixa metálica, instalado na ponta da cruzeta, próximo a rede de média tensão, com alarmes e tranca especial para impossibilitar a sua abertura por pessoas não autorizadas, conforme mostra a Figura 2.4 (Ampla, 2008).

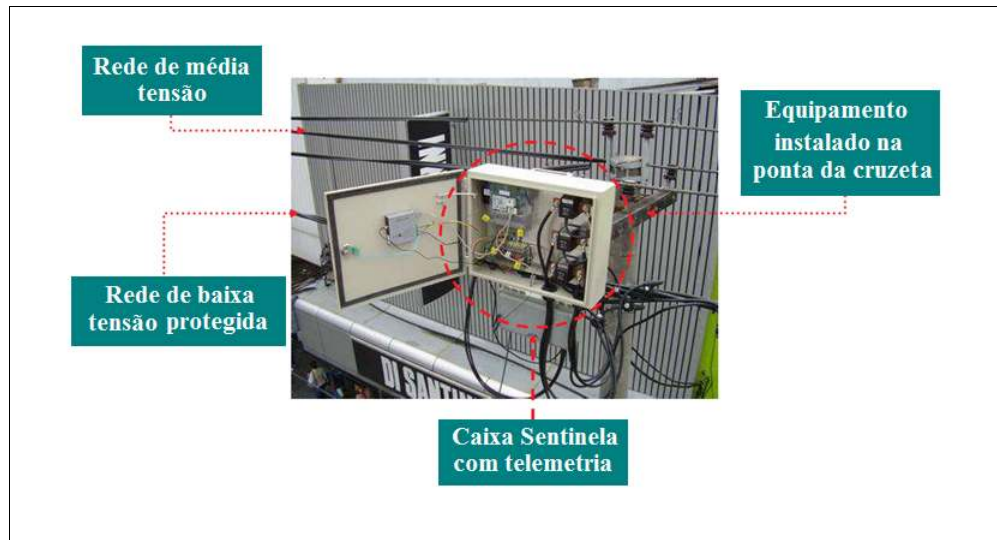


Figura 2.4- Sistema Sentinel instalado na área de concessão da Ampla (Ampla, 2008).

Os resultados obtidos com aplicação da tecnologia de medição eletrônica na Ampla foram significativos, colocando a empresa em uma posição de destaque no combate às perdas não técnicas. A Figura 2.5 ilustra a evolução das perdas não técnicas na área de concessão da Ampla durante o período de dezembro de 2003 até agosto de 2008. Cabe ressaltar que, além da implantação da medição centralizada e dos sistemas Sentinela, a distribuidora também programou outras medidas.

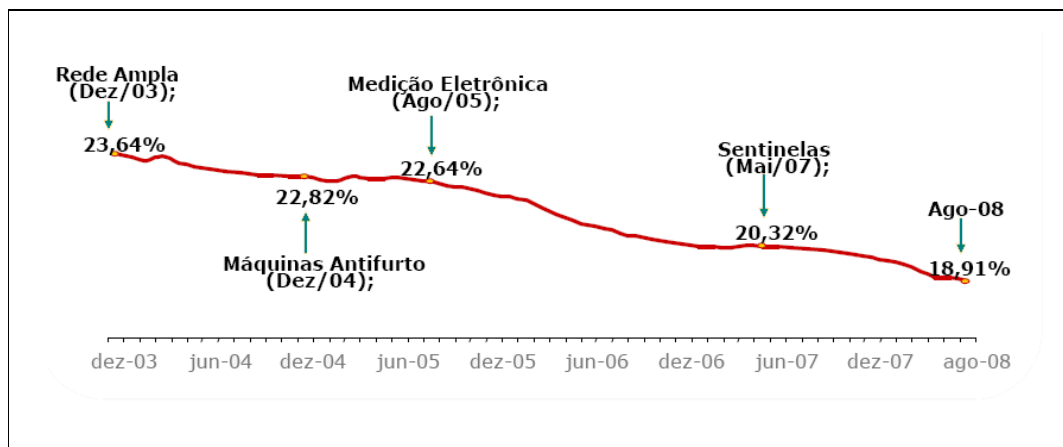


Figura 2.5- Evolução das perdas não técnicas na área de concessão da Ampla (Ampla, 2008).

2.3.2 Cemig

A distribuidora Cemig atende cerca de 6,5 milhões de unidades consumidoras, abordando a maioria dos municípios de Minas Gerais e é responsável por aproximadamente 12% do mercado nacional (Cemig, 2008).

A estratégia da Cemig para aquisição de medidores eletrônicos em unidades consumidoras de baixa tensão estabeleceu a compra de equipamentos que, na grande maioria dos casos, não possuem qualquer funcionalidade adicional em relação aos medidores eletromecânicos, ou seja, apenas faturamento de medição de energia ativa.

Para a compra de novos equipamentos de medição, a distribuidora realizou a aquisição via pregão eletrônico, com competição entre medidores eletrônicos e eletromecânicos com critério de escolha definido como menor preço. Adicionalmente outros dois critérios também foram definidos: taxa de falhas máxima de 0,5% para medidores eletrônicos e desenvolvimento de software de gestão de manutenção dos medidores (Cemig, 2008).

Nesse sentido, a distribuidora realizou dois pregões eletrônicos em 2007 e 6 lotes foram de medidores eletrônicos (em total de 8 lotes), sendo que no segundo processo de licitação todos os medidores adquiridos foram eletrônicos.

Tal fato evidencia o menor preço do modelo básico dos medidores eletrônicos, quando comparados aos eletromecânicos. Nos pregões de 2007, foram adquiridos mais de 720 mil medidores eletrônicos e, com isso, a Cemig contabilizou uma economia de aproximadamente R\$ 30 milhões, confrontando-se com os custos de aquisições anteriores, quando foram adquiridos apenas medidores eletromecânicos (Cemig, 2008).

Desde maio de 2007 até 31 de janeiro de 2008, aproximadamente 200 mil medidores eletrônicos já haviam sido instalados na Cemig, o que corresponde a 3,08% do parque de medição da distribuidora. Entre os resultados encontrados pela Cemig, dois pontos merecem destaque: taxa de falhas e acréscimo no faturamento.

O total de falhas para os 200 mil medidores já instalados foi de apenas 9 medidores, o que resulta em índice de falhas de 0,0045% (Cemig, 2008).

Em uma amostra de 1.100 unidades consumidoras, onde medidores eletromecânicos foram substituídos por eletrônicos, o aumento de faturamento foi de 1,3%, analisando-se as médias mensais de 6 meses anteriores à instalação e dos 6 meses posteriores, além de fatores relacionados à sazonalidade, quando aplicáveis (Cemig, 2008). Tal fato é devido à menor corrente de partida do equipamento eletrônico, o que resulta em maior sensibilidade a pequenas cargas.

Assim, diante das experiências obtidas, a Cemig optou pela aquisição exclusiva de medidores eletrônicos para as instalações de baixa tensão (Abradee, 2008).

2.3.3 Eletropaulo

Eletropaulo, uma das principais distribuidoras do país, atende cerca de 5,5 milhões de unidades consumidoras em 24 municípios do estado de São Paulo, incluindo a capital, totalizando uma área de concessão de 4,5 mil km² com alta densidade de carga.

Até setembro de 2008, das unidades consumidoras de baixa tensão da Eletropaulo, apenas 1,84% (cerca de 101 mil), possuíam medição eletrônica instalada, com parte dessas unidades com aplicação de telemedição (Eletropaulo, 2008).

Desse total, a instalação de medidores com tecnologia de telemedição ocorreu em condomínios verticais e horizontais, possibilitando, até setembro de 2008, a medição centralizada de energia elétrica de cerca de 40 mil consumidores. A implantação de sistemas de telemedição utilizando a tecnologia *Automated Meter Reading* - AMR² iniciou-se em 2003 com a instalação de medidores eletrônicos e dispositivos de comunicação, permitindo o faturamento remoto e possibilitando atividades de corte e religação remotos.

² A tecnologia AMR caracteriza-se por transmissão de dados de forma unidirecional, conforme comentado no Capítulo 4.

Em unidades consumidoras de baixa tensão trifásicas, cerca de 28 mil medidores eletrônicos tinham sido instalados até setembro de 2008. Para esses casos, os medidores possuem como funcionalidades, além da medição de energia ativa, faturamento de energia reativa, registros em intervalos de 5 minutos, memória de massa de 37 dias e comunicação serial.

Destaca-se ainda a aplicação de medição eletrônica para realização de testes e análise da tecnologia em projeto com aplicação de um sistema denominado *Cash Power*, com instalação de 3.596 equipamentos, no interior das residências, que permitem o faturamento na modalidade de pré-pagamento, além de aplicar programas de controle de demanda por meio de corte de carga (Eletropaulo, 2008).

2.3.4 Grupo Energisa

O Grupo Energisa possui cinco distribuidoras, das quais três na região Nordeste (Energisa Sergipe, antiga Energiepe; Energisa Paraíba, antiga Saelpa; e Energisa Borborema, antiga CELB), uma na Zona da Mata de Minas Gerais (Energisa Minas Gerais, nova denominação da Cataguazes Leopoldina) e uma em Nova Friburgo, no estado do Rio de Janeiro (Energisa Nova Friburgo, nova denominação da CENF). Ao todo, são aproximadamente 2,1 milhões de unidades consumidoras em 352 municípios.

A partir de análises de 2006 e 2007 com aplicação de medidores eletrônicos em baixa tensão, as empresas do Grupo Energisa verificaram ganhos financeiros com redução de investimentos, melhoria de exatidão da medição, desempenho sob condições de corrente de partida e redução de perdas. Assim, definiu-se para todo o grupo a compra somente de medidores eletrônicos. Até 2007, conforme Tabela 2.7, o Grupo Energisa adquiriu cerca de 250 mil medidores eletrônicos de baixa tensão (Energisa, 2008).

Tabela 2.7 - Medidores eletrônicos adquiridos pelas empresas do Grupo Energisa (Energisa, 2008).

Medidor	Compras de 2006 a 2007
Monofásico 240V	186.510
Monofásico 120V	40.780
Monofásico rural 240V	444
Bifásico 120V	8.760
Trifásico ativo e reativo 240V	15.985
Total	252.479

2.3.5 Grupo Neoenergia

Na área de distribuição de energia elétrica, o Grupo Neoenergia reúne três distribuidoras da região nordeste do país: Coelba (4,2 milhões de unidades consumidoras no estado da Bahia), Celpe (2,8 milhões de unidades consumidoras em Pernambuco) e Cosern (1 milhão de unidades consumidoras no Rio Grande do Norte).

Essas três distribuidoras já decidiram pela compra somente de medidores eletrônicos para baixa tensão, o que se configura como uma estratégia do grupo controlador. Para essas empresas, os medidores eletrônicos são instalados tanto para novos consumidores, quanto para casos de substituição por obsolescência ou falhas dos medidores eletromecânicos. Assim, destaca-se que essas distribuidoras deixaram de realizar as atividades de reparo e recuperação de medidores eletromecânicos.

A Tabela 2.8 ilustra o percentual de medidores eletrônicos em relação à compra total de medidores pelas empresas do Grupo Neoenergia. Para os medidores monofásicos, foram adquiridos modelos convencionais, enquanto para trifásicos foram adquiridos medidores com capacidade de medição de energia reativa.

Tabela 2.8 - Percentual de medidores eletrônicos comprados pelo Grupo Neoenergia (Neoenergia, 2008).

	2006	2007	2008
Monofásico	10%	50%	100%
Trifásico	50%	100%	-

Conforme apresentado na Tabela 2.8, até maio de 2008, as distribuidoras Coelba, Celpe e Cosern possuíam juntas cerca de 250 mil medidores eletrônicos instalados em unidades consumidoras de baixa tensão.

Tabela 2.9 - Quantidade de medidores eletrônicos instalados até maio de 2008 (Neoenergia, 2008).

	Coelba	Celpe	Cosern	Total
Monofásico	82.000	106.773	31.250	220.023
Bifásico	0	0	0	0
Trifásico	8.000	8.695	10.709	27.404
Total	90.000	115.468	41.959	247.427

Há indicativos para expansão do uso de medidores eletrônicos, com novas funcionalidades e tecnologias sendo analisadas em projetos piloto com 7.500 medidores instalados. Entre as funcionalidades testadas, destaca-se a aplicação de sistema de medição remota com inteligência *Automated Meter Management* - AMM³ (Neoenergia, 2008).

³ A tecnologia AMM caracteriza-se por transmissão de dados de forma bidirecional, conforme comentado no Capítulo 4.

3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Em alguns países, o processo de implantação se encontra em etapa avançada. A substituição dos medidores se destaca, principalmente, em países da Europa e na América do Norte, onde são realizados trabalhos para o desenvolvimento da tecnologia. A introdução de uma infra-estrutura avançada de medição para as unidades consumidoras em baixa tensão possui razões que variam entre os países, mas guardam algumas semelhanças.

De maneira especial na União Européia, a medição eletrônica configura etapa essencial para o desenvolvimento de um mercado livre competitivo e inovador, tendo em vista que, em julho de 2007, ocorreu a abertura do mercado de energia elétrica também para o setor residencial. Assim, a definição das características e funcionalidades dos medidores eletrônicos representa, para os países da União Européia, a possibilidade de os agentes comercializadores acessarem diretamente as informações sobre o consumo de seus clientes, criando meios para que suas ofertas comerciais sejam mais diversificadas e adequadas a cada segmento de consumo.

Em outras situações, os medidores eletrônicos foram identificados como soluções para crises de oferta de energia e para situações de elevadas demandas de pontas. Para esses casos, foi vislumbrada a economia no consumo e mudanças de hábitos dos consumidores, impulsionadas por meio da aplicação de tarifas diferenciadas e da segregação entre os componentes de energia (kWh) e de demanda (kW). Internacionalmente, problemas de furto, fraude e inadimplência foram, para alguns poucos casos, motivadores para implantação da medição eletrônica.

Como será destacado a seguir, em alguns países o governo, ou o próprio órgão regulador, instaurou oficialmente um plano para implantação em massa desses equipamentos. Em outros locais, a implantação da tecnologia é uma opção de negócio das próprias empresas de distribuição. Em muitos países, os projetos pilotos e consultas públicas sobre esse tema estão em andamento ou acabaram de ser concluídas.

A Tabela 3.1 ilustra a situação em 2008 de diversos países e a relação com a regulamentação sobre implantação em massa de medidores inteligentes.

Tabela 3.1 – Regulamentação sobre medição inteligente (adaptado - RSCAS, 2008).

Países	Regulamentação Existente	Em Discussão	Nenhuma Regulamentação
África do Sul	X		
Alemanha			X
Austrália*	X		
Áustria		X	
Bélgica			X
Bulgária			X
Canadá*	X		
Chipre		X	
Dinamarca			X
Eslováquia			X
Eslovênia			X
Espanha	X		
Estados Unidos*	X		
Estônia	X		
Finlândia			X
França			X
Grécia			X
Holanda		X	
Hungria		X	
Irlanda		X	
Itália	X		
Letônia		X	
Lituânia			X
Luxemburgo			X
Malta		X	
Noruega		X	
Nova Zelândia**	X		
Polônia			X
Portugal	X		
Reino Unido		X	
Rep. Checa		X	
Romênia			X
Suécia	X		
Suíça			X

*Regulamentação de âmbito estadual.

**Não há definição de um plano de implantação, apenas de funcionalidades mínimas.

No Tabela 3.1, a segunda coluna indica os países onde foram estabelecidas regulamentações dos governos ou decisões dos próprios órgãos reguladores determinando a implantação de medição eletrônica (com exceção da Nova Zelândia onde não existe um plano de implantação obrigatório e a regulamentação estabelece apenas as funcionalidades mínimas para os novos medidores, conforme detalhado no item 3.3.2).

A terceira coluna contempla os países que ainda não implantaram regulamentação, mas que já possuem sinalização formal sobre regulamentos ou planos de substituição. Nesses países já foram instauradas consultas públicas ou existem processos oficiais sobre o tema.

Já a quarta coluna indica os países que não possuem regulamentação e que não instauraram processos oficiais (governo ou regulador) para análise do tema. Cabe destacar que a inexistência de decisão regulatória, ou a inexistência de discussão oficial do tema, não implica na inexistência de sistemas com medidores eletrônicos. Assim, em diferentes países europeus já ocorre a atualização do parque de medição, embora não existam regulamentos normativos para isso. Nesse sentido, destacam-se as iniciativas de empresas do setor elétrico que iniciaram programa de atualização de medidores antes mesmo da existência de atos regulamentares compulsórios.

Iniciando-se pela Europa, a seguir são apresentadas experiências internacionais da aplicação de sistemas de medição inteligente. O foco é voltado para instalação em pequenos consumidores residenciais e comerciais, tendo em vista que a tecnologia já está difundida em grandes consumidores.

Alguns exemplos são referidos como sistemas de medição inteligente, também conhecidos como *smart metering*, que consistem em sistemas englobando toda a infra-estrutura eletrônica de medição, incluindo disponibilidade dos dados aos consumidores e os sistemas de comunicação entre distribuidoras e medidor.

3.1 EUROPA

Na Europa, a instalação de novos sistemas de medição já está difundida em diversos países, com exemplos do início da implantação ainda no final de década de 90. A situação

é diferente entre os países, com alguns casos onde a implantação é uma determinação do governo/regulador e outros onde a iniciativa foi tomada pelas próprias distribuidoras.

No âmbito da União Européia, a introdução de medidores inteligentes é prevista pela legislação supranacional desde 2005. O Parlamento Europeu já emitiu duas diretivas⁴ que mencionam expressamente a utilização de novos medidores (COM-EU, 2007).

Em particular, a Diretiva Européia UE-2005/89/CE, relativa à garantia da segurança do fornecimento de energia elétrica e do investimento em infra-estruturas, faz referência explícita, no artigo 5º, sobre a utilização de novos medidores. Pela Diretiva, os Estados-Membros devem manter o equilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica e podem tomar medidas visando o “... encorajamento da adoção de tecnologias de gestão de demanda em tempo real tais como sistemas de medição avançada”.

Já a Diretiva Européia EU-2006/32/CE, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos, dispõe, no artigo 13, sobre a medição e faturamento discriminado do consumo de energia. Determina-se que os Estados-Membros devem assegurar que sejam fornecidos aos consumidores finais de energia elétrica “... medidores individuais a preços competitivos que reflitam com exatidão o consumo real de energia do consumidor final e que dêem informações sobre o respectivo período real de utilização”.

A Comissão da Comunidade Européia enseja a realização de estudos sobre medição inteligente, mas já declarou que o uso em massa da tecnologia promoveria a concorrência, a eficiência energética e a segurança do sistema, estimulando a inovação na prestação de serviços energéticos. Ainda segundo a Comissão, a utilização de medidores inteligentes é benéfica aos consumidores, dando-lhes leituras mais frequentes e a oportunidade de alterar os seus padrões de consumo (COM-EU, 2007).

Diante disso, além dos reguladores nacionais, o Grupo de Reguladores Europeus de Eletricidade e Gás (*European Regulators' Group for Electricity and Gas – ERGEG*) realizou estudos, publicando informações orientativas, apontando soluções e descrevendo

⁴ Diretivas são atos legais emitidos pelo Parlamento Europeu com abrangência sobre os Estados-Membros da União Européia.

eventuais dificuldades que os diferentes Estados-Membros deverão enfrentar antes da deliberação regulatória pela implantação em massa de medidores eletrônicos.

Ainda em 2007, o Grupo elaborou documento (ERGEG, 2007) ilustrando a então situação dos medidores eletrônicos instalados até 2006 e projetou as expectativas de implantação desses medidores em diversos países da Europa, conforme Figura 3.1.

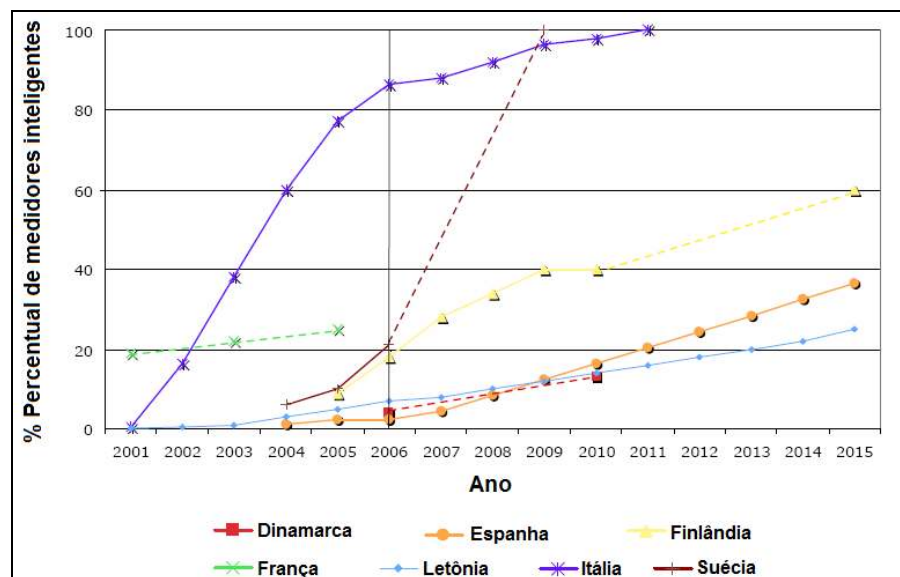


Figura 3.1- Evolução esperada no parque de medição em alguns países da Europa (ERGEG, 2007).

As informações contidas na Figura 3.1 foram obtidas em 2006 e ainda não contemplavam algumas decisões sobre novos planos para implantação em massa de medidores eletrônicos. Como exemplo, resalta-se que a evolução esperada ainda não considerava a plena instalação na Espanha, determinada ao final de 2007.

O panorama da medição eletrônica tem se atualizado de forma rápida. Muitos países têm projetos pilotos em curso (RSCAS, 2008), incluindo Alemanha, Áustria, Dinamarca, Finlândia, Grécia, Reino Unido e República Checa, enquanto outros estão prestes a iniciá-los: Chipre (10.000 consumidores em 2008 e 2009), França (300.000 consumidores residenciais até 2010) e Irlanda (25.000 consumidores com início em 2009).

Seja em projetos pilotos, seja incitativa das empresas como estratégia de mercado, a implantação em larga escala de tecnologia AMM foi anunciada, por exemplo, nos seguintes locais:

- Alemanha (iniciativa das empresas Yello Strom e RWE);
- Áustria (Linz Strom);
- Bósnia-Herzegovina (JP Elektroprivreda HZ HB);
- Dinamarca (Seas NVE, Syd Energi e Energy Midt);
- Espanha (Endesa e ENEL Viesgo);
- Finlândia (Vattenfal, Fortum, E.ON, Vantaa Energia);
- França (ERDF);
- Holanda (Oxxio e NUON);
- Itália (ENEL, ACEA, AEM - Torino e ASM Brescia);
- Noruega (Kragero Energi).

Ainda que existam iniciativas das empresas, até 2008 poucos países na Europa já possuíam regulamentação vigente determinando a obrigatória implantação em massa de medidores eletrônicos em baixa tensão. Porém, apesar de poucos regulamentos em vigor, as experiências e as possibilidades futuras estão em análise em muitos locais, com vários países em etapa de consulta pública sobre o tema (RSCAS, 2008).

Da Tabela 3.1, percebe-se que, até 2008, apenas cinco países europeus possuem regulamentação determinado a substituição dos medidores (RSCAS, 2008). Dentre esses países, os prazos para de substituição são diferentes, conforme mostra a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Prazo para substituição de medidores nos países europeus com regulamentação existente.

País	Prazo para Substituição
Espanha	2018
Estônia*	2010
Itália	2011
Portugal	2015
Suécia	2009

*Substituição Parcial

A Itália e a Suécia possuem um papel de liderança nas ações regulatórias para a determinação da substituição de medidores. Em outros países tem havido um conjunto de declarações propondo plena implantação, dentro de um determinado período e vários países europeus estão em fase de consulta pública.

Irlanda e Reino Unido apontam para prazos de substituição de, respectivamente, 5 e 10 anos. Na Áustria e na Irlanda, onde as autoridades reguladoras estão, em princípio, a favor da introdução de medidores eletrônicos para todos os consumidores, os reguladores concluíram as consultas públicas em 2007, e agora estão todos empenhados em acompanhar projetos (RSCAS, 2008).

A seguir são detalhadas as situações em alguns dos países europeus até o fim de 2008, listando as experiências sobre a implantação de medidores eletrônicos em baixa tensão.

3.1.1 Alemanha

No setor elétrico alemão, do mesmo modo como ocorre no Reino Unido, os serviços de medição estão sob o regime liberalizado (os serviços de medição são livres para competição). Assim, as atividades de instalação, operação e manutenção de medidores de energia elétrica são abertas, existindo a competição entre distribuidoras e empresas prestadoras de serviços de medição. De forma exclusiva, cabe às distribuidoras executar as leituras dos equipamentos e gerenciar os dados medidos.

Na Alemanha, até 2008 não existia regulamentação sobre a instalação de medidores eletrônicos. Como os serviços de medição estão sob o regime de competição entre empresas, as distribuidoras são obrigadas a publicar os requisitos mínimos, mas nem todas fizeram e a entidade reguladora está analisando a adoção de medidas regulamentares para melhorar a situação atual. (RSCAS, 2008).

Na Alemanha, com um projeto de cooperação com a *Microsoft*, a *Yello Strom*, um fornecedor de gás e energia elétrica com cerca de 1,4 milhões de consumidores, apresentou um programa para implantar medidores inteligentes em todo seu mercado no ano de 2008.

Já a empresa RWE iniciou um projeto piloto com a implantação de medidores inteligentes para 100.000 unidades consumidoras residenciais, com o objetivo de desenvolver um medidor com "padrão aberto", que pode funcionar com todos os programas comuns de faturamento e também integrar medidores de água e gás.

A empresa EnBW anunciou um projeto piloto com 1.000 unidades consumidoras para testar medidores inteligentes e interfaces com os consumidores. O objetivo do projeto é instalar medidores externamente e disponibilizar um display com representações gráficas de consumo, incluindo a comparação com domicílios de referência. O sistema ainda pode ser ligado ao computador pessoal da residência, disponibilizando interfaces com mais informações e funcionalidades ao consumidor (Google Maps, 2009).

Em outro programa, a empresa *Stadtwerk Habfurt* pretende instalar 10.000 medidores inteligentes e realizar testes sobre a tecnologia (Google Maps, 2009).

3.1.2 Áustria

Na Áustria, os serviços de medição são fornecidos pela distribuidora, que cobra uma tarifa regulada de medição de todos os consumidores. Assim, no mercado de energia elétrica na Áustria, os serviços de medição são normalmente da responsabilidade das empresas de distribuição, que são compensadas pelos custos incorridos com instalação, operação e leitura de medidores por meio de encargos regulamentados.

Até 2007, todas as unidades consumidoras residenciais na Áustria estavam equipadas com padrão de medidor eletromecânico (aproximadamente 5,3 milhões de unidades consumidoras), que em geral são lidos uma vez por ano. Até 2007 não existia qualquer exigência legal para as distribuidoras instalarem medidores inteligentes em instalações residenciais (ERGEG, 2007).

Aproximadamente 600.000 unidades consumidoras têm um fornecimento de energia elétrica ininterrupto para aquecimento ou água quente. Em média tensão, aproximadamente 30.000 grandes consumidores industriais ou comerciais (> 100.000 kWh e > 50 kW) são equipados com medidores com leitura remota por meio de sistemas AMR (ERGEG, 2007).

Em 2006, a entidade reguladora austríaca nas áreas de energia elétrica e gás (*Elektricity Control - E-Control*) lançou uma campanha informativa para sensibilizar as pessoas sobre as tecnologias de medidores inteligentes e o papel nos mercados energéticos. Em abril de 2007, a *E-Control* emitiu um documento para consulta pública, abordando a introdução de medidores inteligentes em residências.

Segundo a *E-Control*, em contraste com a Itália, Holanda e Suécia, que planejam uma introdução em massa de mecanismos inovadores de sistemas de medição nos setores de energia elétrica, na Áustria não existem argumentos fortes (como a alta dos preços da energia, altas demanda de ponta, ou perdas não técnicas) para justificar tal passo. No entanto, a *E-Control* mostrou-se favorável à introdução de sistemas com medidores eletrônicos em unidades consumidoras residenciais e pequenas empresas, porque iria estimular a concorrência, aumentar a oferta de segurança e ter um impacto positivo sobre os programas de eficiência energética (RSCAS, 2008).

A partir das informações sobre projetos internacionais, a *E-Control* acredita que o investimento em sistemas de medição inovadores seja economicamente viável para as distribuidoras austríacas. Esta expectativa foi confirmada pelos projetos pilotos já em curso no país (RSCAS, 2008). Assim, o regulador austríaco é a favor de medidores inteligentes, com certos requisitos mínimos funcionais e de acesso de dados a terceiros. Além disso, sistemas AMR e AMM foram identificados como medidas de eficiência energética enumeradas na próxima lei de eficiência energética (regulamentação nacional da Diretiva Européia EU 2006/32/CE).

Apesar do debate ainda estar em curso na Áustria, existem duas grandes distribuidoras que iniciaram voluntariamente projetos de medição inteligente, visando à plena implantação de sistemas de AMM dentro dos próximos anos. Assim, previamente à determinação do regulador, algumas distribuidoras já implantam voluntariamente a medição eletrônica.

Uma das distribuidoras da Áustria, que possui cerca de 500.000 consumidores, pretende implantar 10.000 medidores inteligentes em 2008 e atingir todos os consumidores dentro

de 7 anos (até 2015). Outra distribuidora, com cerca de 250.000 consumidores, pretende implantar 20.000 equipamentos em 2008, e o restante dentro de 12 anos (RSCAS, 2008).

3.1.3 Bélgica

Na Bélgica a situação da regulamentação sobre os serviços de medição difere de acordo com as três regiões do país: Bruxelas, Valónia e Flandres. Especificamente para a região de Flandres, está em análise um novo modelo de mercado, incluindo a possibilidade de introdução de medidores eletrônicos e sistemas avançados. Nesse sentido, a partir de dados de diferentes experiências européias, é realizada uma revisão sobre os custos de implantação de novos medidores.

3.1.4 Chipre

Em Chipre, as atividades de instalação, manutenção e leitura dos medidores não são de responsabilidade das distribuidoras e são realizadas por terceiros. Nesse país, sistemas de medição inteligente ainda não foram implantados em grande escala. Porém, o potencial dos novos medidores está em estudo e em 2008 iniciou-se um projeto piloto envolvendo mais de 10.000 medidores, a fim de estimar a totalidade dos benefícios da tecnologia AMR.

O órgão regulador do setor elétrico no Chipre (*Electricity Authority of Cyprus – EAC*) estuda uma possível gradual substituição dos medidores entre 2009 e 2014, atingindo todas as 77.000 unidades consumidoras do país (RSCAS, 2008).

3.1.5 Dinamarca

Na Dinamarca, desde janeiro de 2005, verifica-se obrigatória a medição horária para os consumidores finais com consumo superior a 100 MWh por ano.

Quando a Suécia anunciou a decisão de exigir de todas as leituras mensais de medidores de energia elétrica, criou-se uma tendência para essas atividades nos outros países nórdicos e a evolução na Dinamarca arrancou em 2004 com alguns projetos anunciados pelas maiores

distribuidoras do país (*Seas NVE, Syd Energi e Energy Midt*). Porém, a previsão de instalação de medidores inteligentes para 2010 não atinge 20% do parque de medição dinamarquês (ERGEG, 2007).

O sistema AMR foi instalado numa base voluntária, e atualmente existe uma discussão sobre a instalação obrigatória de AMR para todos os consumidores.

3.1.6 Espanha

Ainda em 2006, o governo Espanhol já previa a possibilidade de implantação de medidores inteligentes e, por meio do Real Decreto nº 1634, de dezembro de 2006, solicitou à Comissão Nacional de Energia – CNE (regulador do setor elétrico), que realizasse estudo e propostas sobre critérios e procedimentos para um plano de substituição de medidores em todos os consumidores residenciais na Espanha.

Posteriormente, no âmbito mais amplo e com vistas a otimizar o funcionamento do Mercado Ibérico de Energia Elétrica – Mibel, os Governos de Espanha e de Portugal constituíram, em março de 2007, o Plano de Compatibilização Regulatória, estabelecendo diretrizes para garantir a completa harmonia regulatória entre os mercados de energia elétrica desses países. A harmonia regulatória estabelecida no Plano de Compatibilização Regulatória prevê a necessidade da criação de um programa harmonizado para a substituição de todos os medidores de energia elétrica por medidores inteligentes. Como premissa, o Plano determinou expressamente que todos os novos medidores instalados a partir de julho de 2007 seriam medidores eletrônicos com capacidade de telemetria (ERSE, 2007b).

Pelo estabelecido entre Portugal e Espanha, necessariamente os reguladores dos dois países ainda deveriam criar uma proposta harmonizada para as especificações e funcionalidades mínimas dos medidores de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão. O objetivo era que os novos medidores fornecessem meios para que o mercado fosse mais competitivo, inovador e caracterizado por níveis mais elevados de eficiência e qualidade de serviço.

Assim, a padronização das funcionalidades mínimas dos medidores constitui etapa essencial para o desenvolvimento de um mercado livre na Península Ibérica. A compatibilização das funcionalidades dos medidores possibilitará aos comercializadores acessarem, de forma mais rápida e consistente, os dados de consumo dos seus clientes, criando oportunidades para que as ofertas comerciais sejam mais variadas e apropriadas a cada segmento de consumidores (ERSE, 2007b).

Em agosto de 2007 o governo espanhol aprovou legislação, o Real Decreto 1110/2007, definindo as condições dos medidores para todos os pontos de medição (produção, consumo, fronteiras etc.), especificando precisão e critérios de redundância. O Real decreto ainda continha a definição dos principais requisitos para a tecnologia AMM. Já em dezembro de 2007, a CNE divulgou o relatório sobre a substituição dos medidores, apresentando ao governo a proposta com os critérios para o plano de substituição, indicando o tempo necessário para execução e listando prováveis problemas (CNE, 2008).

Finalmente em dezembro de 2007, o calendário de implantação foi publicado por meio da Ordem ITC/3860/2007, aprovada pelo Ministério da Indústria, Turismo e Comércio da Espanha. O documento aprovado define os critérios para o plano de substituição e determina que cada distribuidora deve apresentar seu próprio plano para posterior aprovação do governo/regulador.

O prazo total determinado para a implantação é de 11 anos, já que os critérios para o plano espanhol de substituição definem a troca desde o início de 2008 até 31 de dezembro de 2018. Ademais, o sistema AMM já deve estar operando em 2014, conforme ilustrado pelo calendário contido na Figura 3.2 (CNE, 2008).

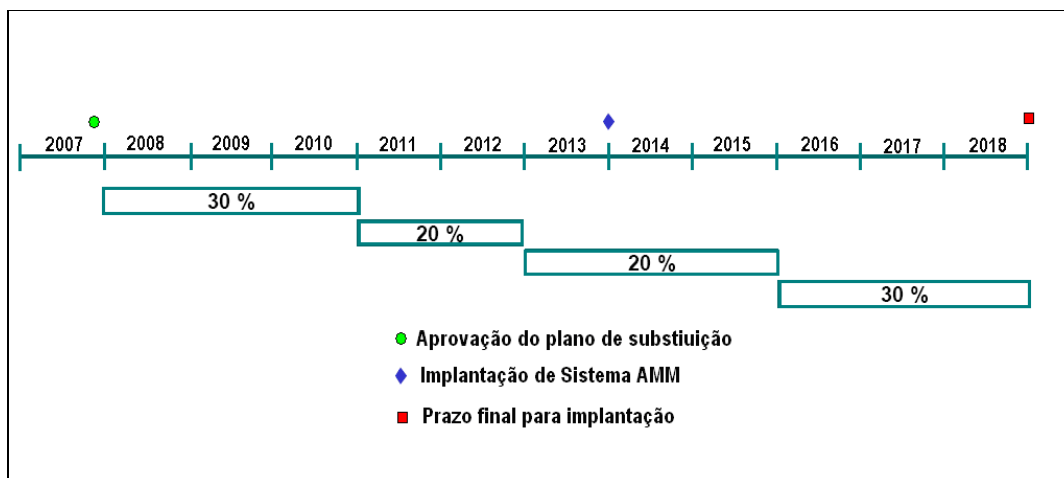


Figura 3.2- Metas para implantação do plano de substituição de medidores na Espanha (CNE, 2008).

3.1.7 Estônia

O setor elétrico na Estônia é regulamentado e as atividades de instalação, manutenção e leitura dos medidores são de responsabilidade das distribuidoras. O país possui cerca de 635.000 unidades consumidoras de energia elétrica. Conforme ilustrado na Tabela 3.2, a Estônia é outro país que já possui determinação formal para a substituição dos medidores em baixa tensão. Porém a substituição é parcial, já que deve atingir, a princípio, menos da metade do número total de unidades consumidoras do país.

Seguindo critérios que caracterizam o porte do consumidor (carga instalada), sistemas com tecnologia AMR devem ser implantados nas unidades consumidoras até o ano de 2010, em aproximadamente 260.000 unidades consumidoras, cerca de 41% do total (RSCAS, 2008).

3.1.8 Finlândia

Na Finlândia, a partir de iniciativas voluntárias, um conjunto de empresas iniciou a instalação em massa de novos medidores (*Vattenfal, Fortum, E.ON, Vantaa Energia*). O parque de medição em 2008 possuía 35% de medidores eletrônicos.

Um relatório do Centro de Pesquisa Técnica da Finlândia (*Technical Research Centre of Finland*), parcialmente baseado em um questionário enviado às empresas de distribuição,

indica que até o ano 2010 cerca de 50% dos medidores na Finlândia serão lidos automaticamente (VTT, 2006). Ademais, conforme ilustrado na Figura 3.1, com a evolução esperada entre 2010 e 2015, esse percentual deve atingir 60%.

A pesquisa também revelou que os requisitos estabelecidos pelas distribuidoras para os medidores e sistemas de medição são muito diversos. Assim, seria uma necessidade urgente unificar especificações de requisitos básicos que melhor reconheçam as necessidades dos diversos interlocutores.

Segundo o relatório, leituras automáticas poderiam trazer economia de custos para as distribuidoras. No entanto, estes benefícios não são grandes o suficiente para justificar o custo das empresas com investimentos em medidores, embora o custo por consumidor diminua. Por outro lado, a infra-estrutura de leitura automática poderia trazer ainda mais benefícios aos consumidores finais, empresas que vendem energia e o mercado de energia elétrica como um todo (VTT, 2006).

Na Finlândia, os consumidores que participam do mercado concorrencial de energia elétrica ou que façam um novo contrato de rede e cujas instalações estão equipadas com grandes disjuntores, devem ter, em princípio, a medição horária: “De acordo com a Lei do Mercado de Energia Elétrica, as unidades consumidoras equipadas com disjuntores principal de mais de 3 x 63 ampères devem ter medição horária” (RSCAS, 2008).

3.1.9 Holanda

Na Holanda, as distribuidoras são responsáveis pela instalação e substituição de medidores, elas próprias arcam com os custos de compra de medidores e realizam as atividades de manutenção. Ainda é responsabilidade das distribuidoras fazer com que os dados de medição fiquem acessíveis a terceiros (acessíveis, por exemplo, a comercializadores). Os comercializadores são responsáveis pela coleta de informações de consumo (mas podem contratar um subempreiteiro), e podem pedir a priorização da substituição para medidores inteligentes. Os consumidores podem decidir quais partes (além da distribuidora e do comercializador) tenham acesso a seus dados de medição para atividades comerciais.

A eficiência energética é um dos principais meios de condução da reforma no mercado holandês. Na Holanda, estava previsto para o verão de 2008 a aprovação de legislação que irá reestruturar o mercado de medição e resultará em plena implantação a nível nacional de medidores inteligentes até 2014 (Frontier Economics, 2006).

Para o setor de energia elétrica, o Ministério da Economia da Holanda indicou algumas prioridades como a garantia da liberdade de escolha para os consumidores e a abertura do mercado para terceiros a fim de oferecer serviços de gerenciamento de dados. O objetivo final é estimular a economia de energia. Nesse panorama, o Ministério propôs uma substituição de medidores com previsão de início em agosto de 2008. Pela proposta, a implantação do novo sistema de medição deverá ser concluída dentro de um período de aproximadamente 6 anos, quando todos os consumidores (cerca de 13 milhões de unidades consumidoras) terão medidores inteligentes (Frontier Economics, 2006).

Existe a previsão de que um modelo de mercado para o plano seria finalizado até o fim de 2008, em um esforço conjunto que inclui o Ministério de Assuntos Econômicos, o regulador da energia (*Office for Energy Regulation – DTe*), as distribuidoras, as companhias de medição e os comercializadores. O plano deverá também incluir especificações e normas técnicas mínimas para medidores inteligentes. Trabalhos suplementares incluem uma modificação da legislação em vigor pelo Ministério da Economia, bem como uma modificação do regulamento tarifário pela DTe (Frontier Economics, 2006).

3.1.10 Hungria

A Hungria possui 10 milhões de habitantes e aproximadamente 3,2 milhões de unidades consumidoras. Nesse país, a Agência Húngara de Energia (*Hungarian Energy Office - HEO*) já realiza análise sobre as práticas internacionais e instaurou em 2008 um processo de consulta pública (RSCAS, 2008). A HEO pretende consultar os envolvidos no tema, em especial fabricantes de medidores, sobre os prós e os contras de medidores inteligentes, sobretudo sobre os custos das tecnologias.

3.1.11 Irlanda

No Irlanda, o mercado de energia elétrica possui uma única empresa distribuidora, *ESB Networks*, responsável por construir as redes que transportam energia elétrica a partir de centrais geradoras até as instalações dos consumidores (ERGEG, 2007); e o monopólio inclui a instalação de quaisquer novos medidores. O setor elétrico irlandês é regulado pela Comissão para Regulação de Energia (*Commission for Energy Regulation - CER*).

Durante os últimos anos, a Comissão tem analisado a evolução na área de medição, com foco nas soluções da tecnologia como resposta às questões como estruturas tarifárias alternativas e relacionadas à possibilidade de gerenciamento pelo lado da demanda. O resultado da análise identificou a necessidade de soluções de medição para permitir tarifas horárias durante o dia. Desde então, a CER já solicitou informações adicionais à *ESB Networks* e ao comercializador dominante, *ESB Customer Supply* e, com base nesses dados, a CER desenvolveu um modelo financeiro para quantificar benefícios que poderiam ser potencialmente realizados por investimentos em medidores inteligentes (CER, 2006).

A análise da CER sugere que há um grande potencial para economia em mais de quinze anos seguintes ao período de implantação de medidores inteligentes e à introdução das tarifas pertinentes. Pela conclusão das análises, a Comissão é, em princípio, a favor da introdução de medidores inteligentes para todos consumidores (CER, 2006).

No entanto, a Comissão é de opinião que o benefício líquido da introdução de medidores inteligentes é tal que ainda é necessária a realização de um estudo de custo-benefício mais detalhado. A CER propõe a dialogar com *ESB Networks*, *ESB Customer Supply*, outros fornecedores e demais interessados para desenvolver uma abordagem de determinar com mais precisão os custos e os benefícios da introdução de tarifas horárias e de soluções em medição inteligente no mercado irlandês (CER, 2006).

Nesse sentido, o regulador está trabalhando com o Ministério, ESB, fornecedores e entidades interessadas na implantação em massa da tecnologia. Isto envolve a criação e gestão de projetos pilotos com medidores inteligentes e demais preparações para implantar um programa com estrutura ótima projetada para abranger todos os elementos relevantes

para o mercado irlandês de energia elétrica (por exemplo, a eventual introdução de preços horários e a exploração do gerenciamento pelo lado da demanda) (RSCAS, 2008).

Um projeto piloto com a instalação de 25.000 medidores eletrônicos iniciará em 2009. Nenhuma decisão política sobre a plena implantação dos novos medidores será feita antes da conclusão do projeto piloto e da conclusão do estudo de custo-benefício (CER, 2006).

Na seqüência desta avaliação mais detalhada, a CER irá determinar se é ou não agora o momento certo para a introdução de tarifas horárias ao longo do dia e medição inteligente para o mercado irlandês. Como o aumento de funcionalidades implica também no aumento de preços, o primeiro passo é identificar o alcance da funcionalidade e da rapidez com que um programa de medidores inteligentes pode ser implantado.

Se ocorrer a ampla implantação de medidores inteligentes, os custos da implantação seriam recuperados através das tarifas de rede aprovadas pela comissão reguladora. Ao mesmo tempo, os potenciais benefícios de medidores inteligentes estão distribuídos pela *ESB Networks*, comercializadores e consumidores. Assim, a CER espera que diante de qualquer benefício alcançado no futuro pelos agentes de mercado, deveria ocorrer o caminho de volta para os consumidores, refletindo no cálculo dos encargos de uso, nos preços dos comercializadores com economias adicionais para os consumidores (CER, 2006).

A República da Irlanda vai também olhar para a experiência na Irlanda do Norte, que tem uma longa experiência com medidores operando na modalidade de pré-pagamento.

3.1.12 Irlanda do Norte

A liberalização do mercado interno de energia elétrica começou em julho de 1999, com a liberalização parcial do mercado atacadista. Conforme comentado, uma seqüencial abertura de concorrência no segmento da energia elétrica foi promovida no mercado residencial em julho de 2007.

A *Northern Ireland Electricity* – NIE foi o fornecedor histórico de energia elétrica na Irlanda do Norte. A NIE, é responsável pela prestação regulada dos serviços de distribuição a 758.000 unidades consumidoras na Irlanda do Norte.

Desde que a NIE foi privatizada, as tarifas de uso são fixadas pelo Regulador de Energia da Irlanda do Norte (*Northern Ireland Authority for Energy Regulation* – NIAR). Desde 1994, foram estabelecidas normas de desempenho aplicadas à NIE, cujo programa de trabalho inclui a instalação de medidores e a prestação de serviços relacionados à medição.

Desde 1990, a NIE utilizava medidores com *Powercards* (cartões do tipo magnético, com modalidade de pré-pagamento). No entanto, uma solução alternativa de pagamento antecipado foi sendo cada vez mais requerida, após um aumento dos custos operacionais e de manutenção e de preocupações com segurança e fraude. Além disso, verificou-se alto nível de insatisfação do consumidor, contínua pressão do regulador e de grupos de consumidores sobre taxas adicionais (Ofgem, 2006a).

Diante da experiência com o pré-pagamento, avaliou-se a possibilidade de novos medidores induzirem ao aperfeiçoamento da aplicação da modalidade. Após algumas pesquisas iniciais de mercado, um medidor com teclado que permitia o gerenciamento de crédito foi testado em 200 casas, atingindo uma boa satisfação entre os consumidores. Desse modo, a implantação do sistema com medidores que possuíam teclados começou em 2000 (Ofgem, 2006a).

O programa de implantação de novos equipamentos promoveu a retirada de medidores com cartões magnéticos, com consumidores notificados de que eles seriam substituídos por medidores com teclados. Como comentado, a substituição foi iniciada em 2000 e os novos medidores pré-pagos não foram obrigatórios para os consumidores, mas eles foram encorajados pelas melhorias e funcionalidades, além de instalação grátis. Em abril de 2005, 155.000 medidores (22% dos consumidores) tinham sido instalados (Ofgem, 2006a).

A NIE foi capaz de oferecer gratuitamente esta mudança de medidor a seus consumidores, como parte de um programa no âmbito do compromisso em controlar os preços de abastecimento em 2000 - 2005. Foi realizada inclusão de controle de preço nas tarifas, o

que permitiu que 175.000 medidores fossem instalados. Este apoio regulatório foi identificado como uma redução significativa do risco de investimento da empresa. O custo de aquisição e manutenção de medidores está sendo considerado como parte do mercado nacional competitivo introduzido em julho de 2007 (Ofgem, 2006a).

Os medidores com teclado oferecem várias funcionalidades. No lado do consumidor, o display do medidor exibe os créditos em dias; os gastos do dia anterior, da semana anterior, e do mês anterior; tarifas unitárias e número de unidades utilizadas nessas tarifas; informações sobre as cinco compras anteriores; total de crédito inserido no medidor; carga atual; máxima demanda e o horário da ocorrência; e o total de unidades utilizadas.

Os benefícios ao consumidor são diversos: instalação de teclados convenientes, potencial para reduzir consumo de energia elétrica através de displays de fácil leitura, nenhuma auto-desconexão em noites e fins-semana, não há perdas de crédito (e, portanto, não há dinheiro perdido) e crescente número de estabelecimentos com venda de crédito.

Já os benefícios para a distribuidora incluem reduções: de maus pagadores, de custos de confecção de faturas, de custos de leitura de medidores, da gestão de dívidas e de devedores. Além disso, houve uma cobrança garantida dos débitos, redução das taxas de chamadas, nenhuma gestão (nem infra-estrutura) dos cartões (fichas) com créditos de energia e de e nenhum sinal de fraude nos cartões. A antecipação de receita é outra vantagem a considerar.

Os consumidores podem comprar crédito em diferentes métodos e recebem um código de 20 dígitos para ser inserido no medidor. A tecnologia inclui a funcionalidade de tarifação horária e o medidor pode também ser utilizado como um medidor de faturamento padrão. Além disso, a tecnologia ofereceu um sistema que alerta a existência de pouco crédito; e a energia não ser desligada durante a noite, fins-semana ou feriados (Ofgem, 2006a).

Tem-se verificado um aumento de 100% no número de medidores pré-pago instalados, com praticamente nenhum custo de propagandas. Foram verificadas taxas muito reduzidas em falhas em medidores. Existiu redução de 8% nas chamadas para *call-centers*, com quase zero queixas relatadas. Significativas vantagens para os negócios têm sido relatadas

em gestão de dívidas e na redução dos custos de faturamento. Como resultado, tarifas mais baratas estão sendo oferecidas (2,5% de desconto) (Ofgem, 2006a).

3.1.13 Itália

Todos os estudos e diagnósticos sobre as experiências internacionais destacam a implantação de medição inteligente realizada na Itália. E não é por acaso: a experiência italiana é uma referência mundial, pois já possui mais de 90% das unidades consumidoras em baixa tensão equipadas com medidores eletrônicos com capacidade de telemetria.

Na Itália, a regulamentação contendo um plano de substituição em massa foi homologada em 2006. Porém, antes da decisão regulatória, o processo de implantação já havia começado por meio de um programa voluntário de substituição de medidores lançado pela empresa ENEL, a principal distribuidora daquele país (ENEL, 2008).

A ENEL é, na Itália, a empresa dominante na área de energia elétrica, fundada pelo governo italiano em 1962. A empresa detém atualmente 1.150.000 km de rede e possui 85% do mercado da energia distribuída. A empresa possui mais de 31 milhões de unidades consumidoras e historicamente foi o fornecedor exclusivo para o grupo residencial (fato que só mudou em 2007 com a liberalização do mercado na União Européia) (ENEL, 2008).

Ainda na década de 90, a ENEL possuía interesse nas funcionalidades da medição eletrônica e realizou avaliação sobre a tecnologia, incluindo as possibilidades de telemetria. A análise foi impulsionada por um número de razões, sendo algumas delas pertinentes para a apreciação do tema no Brasil. Nesse sentido, como motivadores para a implantação da medição eletrônica, destacam-se alguns aspectos constatados pela ENEL.

A empresa era obrigada a realizar um grande número de visitas por ano, como resultado de fraude e furto. A ENEL ainda tinha dificuldades em reduzir a quantidade de inadimplentes e maus pagadores, devido ao grande número de áreas de difícil acesso, o que atrapalhava a realização de atividades de proteção de receitas⁵. Por fim, ainda como motivador, ressalta-

⁵ Na literatura internacional, principalmente na América do Norte e Europa, poucos casos citam problemas de furto, fraude, inadimplência e áreas de difícil acesso como motivadores para implantação da medição

se que a empresa pretendia ficar em uma boa posição para quando o ambiente se tornasse competitivo (o que ocorreu em meados de 2007).

Diante da situação vivida pela empresa, optou-se por uma estratégia de negócios que previa a implantação da medição inteligente. Dessa forma, o caso de destaque na Itália é devido ao pioneirismo lançado pela ENEL, que iniciou os testes ainda no final dos anos 90, mas a implantação tomou proporções de realce somente a partir de 2001.

Em 2008 a distribuidora italiana atingiu a marca de mais 31 milhões de medidores instalados, além de cerca de 350 mil concentradores implantados (ENEL, 2008). O histórico de implantação do sistema de medição inteligente na ENEL pode ser observado por meio da Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Histórico de instalação de medidores eletrônicos com telemetria na ENEL/Itália (ENEL, 2008).

	2001	2003	2004	2005	2006	2008
Medidores instalados	150.000	13.000.000	21.000.000	27.000.000	29.800.000	31.300.000
Medidores com gerenciamento remoto	-	10.000.000	18.800.000	26.000.000	28.800.000	31.000.000

Para atingir os números ilustrados na tabela anterior, a ENEL desenvolveu processo próprio de fabricação de medidores e envolveu mais de 7.000 pessoas na produção e instalação dos medidores, atingindo, em um determinado momento, uma taxa de 30 mil medidores produzidos e instalados por dia (ENEL, 2008). A Figura 3.3 ilustra os medidores adotados.

eletrônica. Tais aspectos se constituem em pontos fundamentais na análise da implantação da tecnologia no Brasil.



Figura 3.3 - Ilustração dos medidores utilizados pela ENEL (ENEL, 2008).

O programa de medição inteligente da ENEL foi denominado *Telegestore* e utiliza comunicação bidirecional com sistemas AMM para as atividades de telemetria, conforme esboçado na Figura 3.4. A empresa utiliza comunicação de dados por linhas de energia entre medidores e transformadores e, em seguida, dispõe de diferentes tecnologias para enviar dados para os centros de medição.

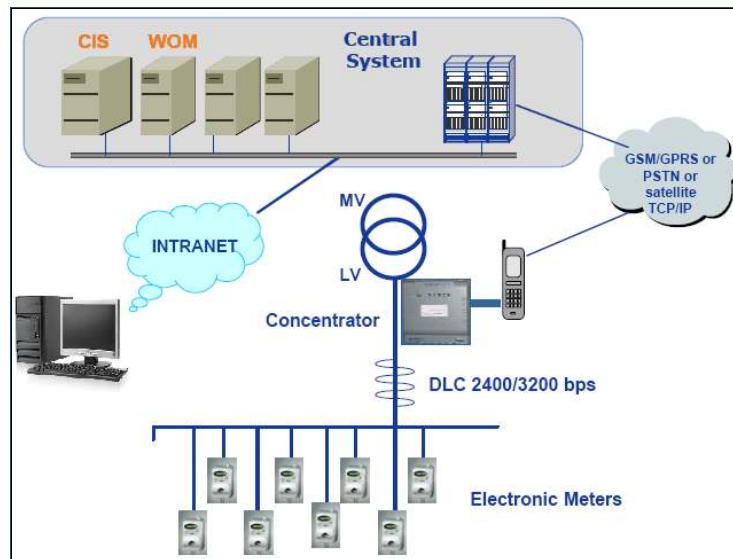


Figura 3.4 – Arquitetura do Sistema *Telegestore* (ENEL, 2008).

Por meio do sistema *Telegestore*, o medidor é capaz de capturar remotamente: leitura cíclica, leituras *ad hoc* de medidores, informações de conectividade e detecção de fraude. O sistema ainda está apto de realizar remotamente corte e religação, realizar mudanças de

demanda, oferecer tarifas diferentes e permitir atualização de software. Além disso, o sistema possui a funcionalidade que permite a redução gradual da demanda disponibilizada, reduzindo a necessidade de definitivas de cortes (ENEL, 2008).

Conforme comentado, a decisão da ENEL precedeu a regulamentação. Somente após o início das atividades da distribuidora ocorreu a aprovação regulatória com o reconhecimento dos investimentos realizados para a substituição dos medidores.

Diante da realidade do país, a Autoridade Reguladora de Energia Elétrica e Gás (*Autorità per L'Energia Elettrica e il Gás - AEEG*) optou pela substituição em massa de medidores. Com a decisão de 18 de dezembro de 2006 - Resolução nº 292/2006 - o regulador italiano AEEG determinou a instalação obrigatória de medidores inteligentes, caracterizados por requisitos funcionais mínimos, para todas as unidades consumidoras residenciais e não residenciais com instalações conectadas em baixa tensão (ENEL, 2008).

O programa prevê a substituição obrigatória com início em 2008, possui duração de quatro anos e envolve todas as distribuidoras da Itália, independentemente do número de consumidores atendidos (ERGEG, 2007). A Resolução determina que a substituição de medidores seja concluída até dezembro 2011, quando as unidades consumidoras deverão ser equipadas com sistemas de medição bidirecionais, utilizando-se tecnologia AMM, conforme Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Plano italiano para a instalação de medidores inteligentes em baixa tensão (ERGEG, 2007).

Fase	Parque de medição a ser instalado	Data limite
1	25%	31 de dezembro de 2008
2	65%	31 de dezembro de 2009
3	90%	31 de dezembro de 2010
4	95%	31 de dezembro de 2011

A partir de 2007, os investimentos em medidores inteligentes e sistemas AMM foram aprovados apenas para as distribuidoras que investiram nessas tecnologias. Além disso, a partir de 2008 são aplicadas sanções financeiras às distribuidoras que não atingirem o percentual anual de instalação de medidores determinado pelo regulador. As metas de

ganhos de eficiência para serviços de medição no período 2008-2011 devem considerar o potencial dos sistemas AMM em cortar custos operacionais (ERGEG, 2007).

Os objetivos da AEEG previam o desenvolvimento da concorrência no fornecimento de energia elétrica em baixa tensão, com transferência para os consumidores, tanto quanto possível, dos benefícios proporcionados pela realização de serviços remotamente. Entre os critérios definidos para a implantação, os consumidores atendidos por pequenas distribuidoras devem ter acesso livre ao mercado e aos serviços AMM com as mesmas oportunidades que os atendidos por grandes empresas. Ademais, deve-se evitar a criação de barreiras à inovação: requisitos funcionais mínimos devem ser independentes a partir de arquiteturas usadas pelas distribuidoras ou recomendadas pelos fornecedores do sistema AMM e dos sistemas de telecomunicação.

3.1.14 Noruega

Na Noruega, os medidores são lidos pelos consumidores e as distribuidoras poucas vezes enviam pessoal para leitura dos equipamentos. Os medidores também devem ser lidos na troca de fornecedores (comercializadores) e isto também é feito por leitura própria (próprio consumidor realiza essa atividade).

Desde 2005, a regulamentação estabelece que todos os pontos de medição com consumo anual superior a 100.000 kWh/ano devem ser medidos com intervalo horário. Ademais, os consumidores com consumo anual inferior a esse limite podem possuir medidor eletrônico instalado com um preço máximo regulamentado. Para os consumidores residenciais com consumo anual entre 8.000 e 100.000 kWh/ano, o medidor deve ser lido periodicamente com intervalos de igual duração, e pelo menos quatro vezes por ano (ERGEG, 2007).

Aproximadamente 10 distribuidoras possuem sistema AMR instalado numa base voluntária, e em 2008 já existia discussão política (mas nenhuma decisão formal ainda) sobre a instalação obrigatória desse tipo de sistema (RSCAS, 2008).

A Associação Norueguesa da Indústria de Energia Elétrica (*Norwegian electricity industry association - EBL*) trabalha voluntariamente nas definições de exigências funcionais. O

regulador norueguês de recursos hídricos e energéticos (*Norges Vassdrags-Og Energidirektorat - NVE*), em cooperação com a indústria e as partes interessadas, desenvolve as exigências funcionais de medidores eletrônicos que devem vigorar em 2009.

A recomendação do NVE ao Ministério é de que uma substituição completa de medidores na Noruega deve ser iniciada em 2013 como um possível prazo para a implantação. Independentemente disso, as exigências funcionais de medidores devem ser definidas de forma a reduzir os riscos para as distribuidoras investirem em sistemas de medição inteligentes e essenciais para garantir que os benefícios se concretizem. (ERGEG, 2007).

Algumas distribuidoras têm desenvolvido sistemas inteligentes em todos os pontos de medição dentro da sua área de concessão, mas sem números expressivos. Isto é realizado principalmente por pequenas distribuidoras (menos de 10.000 pontos de medição). Nesse sentido, destaca-se a iniciativa da distribuidora *Kragero Energi*, uma empresa municipal que realiza a instalação, desde 2007, de sistema AMM com solução baseada em *Power Line Communication - PLC* e *General Packet Radio Service - GPRS*, aplicando a tecnologia a cerca de 8.600 consumidores. Existem ainda projetos dentro de determinadas áreas das maiores distribuidoras, mas esses projetos são na sua maioria para pesquisa e desenvolvimento, visando ganhar experiência com a tecnologia.

Os investimentos realizados pelas distribuidoras em medidores inteligentes deverão ser financiados no âmbito dos seus atuais regimes de remuneração e a entidade reguladora não deve considerar nenhum novo incentivo. Assim, uma substituição completa de medidores deve ser financiada no âmbito do atual modelo de regulação e os novos medidores serão tratados como todos os outros investimentos (RSCAS, 2008).

3.1.15 Portugal

Em Portugal, seguindo uma decisão emitida pelo regulador do país, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE, todos os consumidores de média, alta e muita alta tensão já estão equipados com sistemas AMR desde 2005 (resultado de um programa de substituição realizado entre 2002 e 2005). Porém, em 2005 ainda não existia determinação sobre tecnologias de medição avançada para medidores em baixa tensão (ERSE, 2007b).

Seguindo as determinações contidas no Plano de Compatibilização Regulatória do Mibel, a ERSE promoveu uma série de atividades para apreciação da implantação em massa da medição eletrônica em baixa tensão. A Entidade iniciou a análise pelo recolhimento de informações sobre o parque de medição instalado das distribuidoras portuguesas. A caracterização das atividades e serviços de medição também foi coletada e avaliada.

Além da caracterização do parque e das atividades de medição em Portugal, a ERSE realizou análise sobre as experiências internacionais relativas à efetivação de programas de substituição de medidores de energia elétrica. Outro ponto de apreciação do regulador de Portugal refere-se ao estado da arte da medição eletrônica. Por meio de um inquérito formal, a ERSE realizou diversos questionamentos aos fabricantes de medidores, visando o recolhimento de informações sobre grau de maturidade das tecnologias de medição inteligente, características técnicas, necessidades de normalização, funcionalidades dos equipamentos e a relação com os custos envolvidos (ERSE, 2007a).

Após essas etapas, o órgão regulador de Portugal instaurou, em outubro de 2007, a “Consulta Pública sobre o plano de substituição e funcionalidades mínimas dos medidores para o segmento dos clientes domésticos e pequenas empresas” (ERSE, 2007b).

O objetivo do processo criado pela ERSE era recolher dos consumidores e de todos agentes envolvidos a opinião acerca do calendário de substituição dos medidores de energia elétrica por outros que permitam a telemedição. A Consulta também trazia ao debate as especificações e funcionalidades mínimas desses medidores. Apesar da decisão de substituição de todos os medidores ter sido deliberada entre os governos de Espanha e Portugal, a ERSE considerava essencial recolher toda a informação relevante para permitir embasamento técnico e econômico relativos às funcionalidades mínimas que vierem a ser propostas, bem como ao calendário de substituição.

Após a realização da Consulta e da análise das contribuições recebidas, a ERSE aprovou, em dezembro de 2007, um documento (ERSE, 2007c) com as funcionalidades mínimas e o plano de substituição dos medidores de energia elétrica, constituindo-se em uma proposta apresentada ao governo de Portugal. Pelo documento aprovado, a ERSE propõe que, após a

realização de algumas etapas prévias, a instalação em massa do novo sistema de medição seja efetuada admitindo um período de 6 anos para a implantação (entre 2010 e 2015). A Figura 3.5 apresenta o cronograma proposto pela ERSE para as etapas do plano de substituição de medidores de energia elétrica.

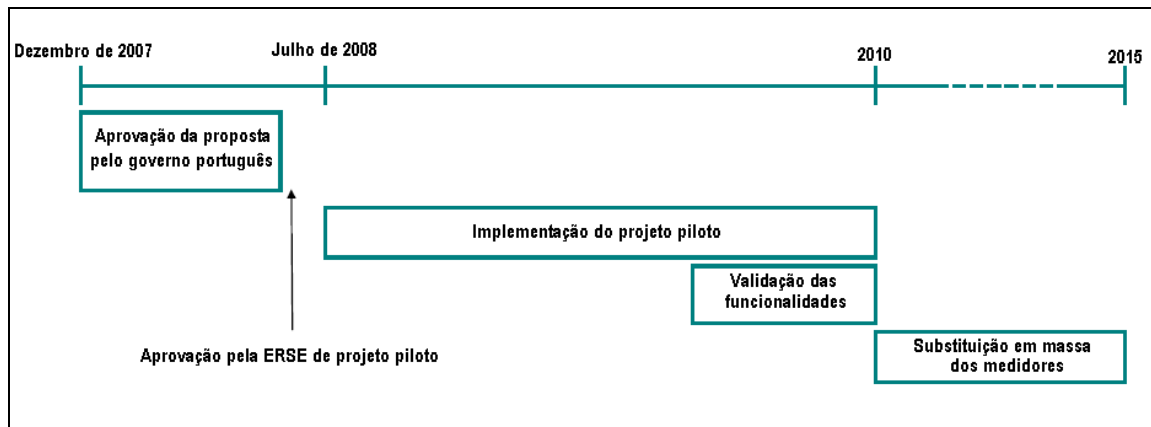


Figura 3.5 - Plano de substituição de medidores em Portugal (ERSE, 2007c).

Assim, a ERSE recomendou que o plano seja efetuado considerando as seguintes etapas principais: Aprovação, pelo governo de Portugal, das funcionalidades mínimas dos novos medidores; Especificação e execução do projeto piloto; Validação das funcionalidades mínimas; e Substituição dos medidores existentes e instalação dos novos equipamentos.

O cronograma apresenta datas que dependem dos prazos de decisão e de resposta dos agentes envolvidos, nomeadamente o Governo, os agentes responsáveis pela atividade de medição e leitura, os fabricantes e os próprios consumidores. Efetivamente, o início do período de substituição depende da velocidade com que seja aprovada a proposta da ERSE pelo governo de Portugal. Apesar do cronograma submetido pelo regulador, até o início de 2009 ainda não existia a aprovação do governo português.

Sobre o reflexo nas tarifas, admitindo um período de 6 anos para o decurso do plano de substituição, com início em 2010, o impacto estimado nos anos mais significativos implicará, em média, em um acréscimo aproximado de cerca de 3,1% no total da tarifa (ERSE, 2007c).

Pela proposta da ERSE, os medidores que serão instalados deverão ser modulares, de forma a permitir a atualização, expansão ou alteração das suas funções. De forma resumida, a seguir apresentam-se as funcionalidades mínimas propostas (ERSE, 2007c):

- Consumo: registro do consumo de energia ativa, energia reativa e potência máxima a cada de 15 minutos.
- Armazenamento de informação: registro dos dados de 15 minutos durante um mínimo de 3 meses.
- Tarifas: agregação em 6 períodos programáveis, possibilidade de operar em modo de pré-pagamento; possibilidade de oferecer mais do que uma tarifa, por exemplo, conjugando a estrutura das tarifas reguladas de acesso às redes com outras definidas pelo comercializador.
- Comunicação: solução modular, adaptável a diferentes meios de comunicação (GSM, GPRS, PLC, etc.); protocolos de comunicação preferencialmente públicos e normalização do formato de mensagens de dados.
- Atuação/parametrização remota: mudança de ciclo, opção tarifária, potência contratada; regulação e controle de potência; corte/religação.
- Interface com o consumidor: mostrador digital do medidor com valores de consumo acumulados, para comparação com os valores apresentados da fatura; acesso ao valor instantâneo da potência.
- Qualidade de serviço: registro do número e duração de interrupções com duração superiores a 3 minutos; registro do tempo em que o valor eficaz da tensão está fora dos limites regulamentares.

3.1.16 República Checa

Na República Checa, o setor elétrico é regulado pelo Instituto Regulador da Energia (*Energy Regulatory Office - ERO*) e os serviços de medição realizados pelas distribuidoras estão sob regime de um mercado regulamentado. Nesse país, a legislação estabelece os detalhes da medição de energia e de transmissão de dados e utiliza os termos “medição contínua” e “medição contínua com transmissão remota de dados”. Dessa forma, a atual

legislação na República Checa sobre medidores não utiliza o termo AMM (ou AMR) e não prevê as funcionalidades que o sistema de medição deverá atender.

A legislação define três categorias de medição: Tipo A (“medição contínua de energia elétrica com transmissão remota e diária de dados”); Tipo B (“outra medição contínua de energia elétrica”) e Tipo C (“outra medição de energia elétrica”). De acordo com os dados do operador do sistema checo, até ao final de 2006, 194.000 aparelhos de medição do tipo A e B seriam instalados na República Checa, que representa cerca de 5,78% de todos os dispositivos de medição implantados no país. Geralmente, todos os grandes consumidores (industriais e artesanais) situam-se dentro dos tipos A e B (ERO, 2006).

Aspectos práticos da implantação de medição, incluindo a fixação de especificações técnicas, caem sob a responsabilidade das distribuidoras. Essas empresas têm ou já desenvolvem pilotos sobre sistemas AMM e as tecnologias envolvidas e sobre a sua implantação plena, independentemente do fato de que a atual legislação não requer implantação do AMM ou medição contínua para consumidores residenciais (ERO, 2006).

Atualmente, o Ministério da Indústria e Comércio e o regulador ERO analisam a viabilidade de desenvolver uma política para promover a plena implantação de sistemas AMM no país. Estudos de viabilidade foram preparados analisando modalidades e condições para a plena implantação da tecnologia. Em conformidade com a Diretiva Europeia EU 2006/32/CE, do Ministério e o regulador estão considerando opções legais para a implantação das principais funcionalidades do sistema AMM para todos os consumidores durante um determinado período: de 2009 a 2012 (ERO, 2006).

O foco das análises desses órgãos é, principalmente, viabilidade econômica, envolvendo avaliação de custos e ganhos. Outros temas ainda estão em apreciação e mais estudos devem ser realizados.

As alterações da legislação que estão em curso no país consideram a possibilidade da determinação para que as distribuidoras sejam obrigadas a introduzir instrumentos de medição que irão mostrar ao consumidor final as informações sobre o seu consumo real e o

preço atual, e que obriguem as distribuidoras a proporcionar faturamento de periodicidade mensal (no mínimo) para todos os consumidores finais atendidos em baixa tensão.

3.1.17 Suécia

Na Suécia, o órgão regulador (*Energy Markets Inspectorate*) determina as tarifas de uso reguladas, garante que as atividades relacionadas à energia elétrica estejam em conformidade com regulamentos e garante a prestação do serviço com qualidade.

Desde novembro de 1999, todos os consumidores são capazes de escolher de qual comercializador desejam comprar energia elétrica. Porém, pouco tempo após a desregulamentação do mercado de energia elétrica, os preços da energia subiram enquanto diferentes grupos de consumidores criticavam fortemente as faturas de energia elétrica por serem pouco claras e imprecisas.

Em maio de 2002, o regulador apresentou um relatório que definia os benefícios de leituras mais frequentes dos medidores. A proposta listava benefícios significativos a partir de AMR. Como resultado, foi promulgada uma lei em março de 2003, exigindo leituras mensais de todas as unidades consumidoras (5 milhões) (Ofgem, 2006a).

Dessa forma, a Suécia apresenta pioneirismo entre os países europeus, já que se tornou o primeiro país com determinação (indireta) para introdução de medidores inteligentes, por meio de legislação nacional com novos requisitos regulatórios de medição exigindo leitura mensal para todos os consumidores residenciais. Embora a lei não prescreva o modo como isso deveria ser feito, na prática, todas as unidades consumidoras da Suécia terão medidores inteligentes até julho de 2009 (Ofgem, 2006a).

A legislação tem estimulado o investimento em sistemas de medição inovadores. A contínua substituição levou a uma rápida evolução em investimentos em medidores e em novos avanços nas tecnologias utilizadas. As primeiras implantações utilizam AMR, enquanto as instalações atuais estão utilizando sistemas mais complexos (Ofgem, 2006a).

As distribuidoras, que são responsáveis pela leitura do medidor, assumiram o custo da substituição. No entanto, para algumas distribuidoras, a relação custo-benefício se equilibra devido ao alto custo de leitura manual em áreas rurais pouco povoadas. Medidores de diferentes modelos e tecnologias estão sendo implantados.

Como todos os quatro mercados nacionais de energia elétrica na região nórdica são totalmente liberalizados e possuem estruturas organizacionais similares, medidores inteligentes implantados na Suécia conduziram a progressos em outros países, como a Dinamarca, Finlândia e Noruega, cada um planejando atingir percentuais significativos de medidores inteligentes. Estes números são 13% em 2010 para a Dinamarca e 60% em 2015 para a Finlândia; e possivelmente implantação de 100% na Noruega em 2013 (ERGEG, 2007).

3.2 AMÉRICA DO NORTE

Nos Estados Unidos e no Canadá, a legislação dos serviços de energia elétrica é de caráter estadual, diferentemente do Brasil, onde a Constituição Federal determina que compete privativamente à União legislar sobre energia.

Ou seja, nesses países existe a possibilidade dos estados editarem lei sobre o regime das empresas prestadores dos serviços de energia e sobre os direitos dos usuários. Do mesmo modo, nos Estados Unidos e no Canadá existem agências reguladoras de energia em âmbito estadual. Para esses dois países, a seguir são ilustradas as experiências com medição eletrônica, destacando-se os exemplos da Califórnia (EUA) e de Ontário (Canadá). Para ambos os casos, os sistemas de medição avançada foram as ferramentas escolhidas para diminuir os riscos de crises de oferta de energia e de situações de elevadas demandas de pontas.

3.2.1 Canadá

Para o Canadá são ilustrados exemplos de duas províncias: Colúmbia Britânica e Ontário. Destaque especial é dado para a situação de Ontário, onde existe determinação legal para a substituição dos medidores.

3.2.1.1 Colúmbia Britânica

A Colúmbia Britânica (*British Columbia*) é uma das dez províncias do Canadá, localizada no extremo oeste do país. A província é a terceira maior do Canadá, tanto em área, quanto em população, com aproximadamente 4,3 milhões de habitantes. Na Colúmbia Britânica, em 2008 existia a previsão da criação de regulamento para a implantação de medidores eletrônicos e a distribuidora *BC Hydro* já realiza atividades de implantação de novos sistemas de medição.

A empresa *BC Hydro* possui planos para instalar medidores eletrônicos, em um prazo de 5 anos a partir de 2008, em todas as unidades consumidoras da província, um total de 1,7 milhões de unidades residenciais e 200 mil comerciais (Google Maps, 2009).

3.2.1.2 Ontário

Na província de Ontário estão localizadas a maior cidade canadense, Toronto, e a capital nacional do país, Ottawa. Ontário é a segunda maior província em área do país e é a mais populosa (aproximadamente 12,7 milhões de habitantes), com cerca de um terço da população canadense.

Na província de Ontário, o setor elétrico é regulado pela Agência de Energia de Ontário (*Ontario Energy Board – OEB*). No modelo da província, os consumidores podem comprar energia da distribuidora local ou podem realizar seus contratos de energia com revendedor licenciado (comercializador). As atividades de transmissão e distribuição são realizadas por empresas reguladas e as tarifas de uso são determinadas pela OEB.

O setor elétrico da província se caracterizava por uma crise na oferta de energia e por problemas de altas de demandas de pontas. No Verão de 2003, Ontário experimentou uma conjuntura que exigiu elevadas e caras importações de energia e a situação se apertava a cada ano (Ofgem, 2006a).

A demanda de ponta ocorria em apenas algumas horas durante todos os dias, mas para essas poucas horas, eram realizados investimentos significativos. Estimou-se que uma redução na demanda de energia elétrica durante os períodos críticos geraria uma poupança expressiva, o que, em última instância, se traduziria em economia para os consumidores.

Diante disso, o governo de Ontário fixou uma meta para a demanda de energia elétrica, estabelecendo um percentual de redução de 5% até 2007 (Ofgem, 2006a). Entre as ações necessárias, foram listadas atividades de eficiência energética e gerenciamento da demanda. O governo considerou a tecnologia com medidores inteligentes uma ferramenta importante para atingir os objetivos pleiteados e reduzir a crise no setor elétrico de Ontário.

Assim, definiu-se que os sistemas inteligentes incluiriam horário de medição, comunicação e gestão de dados para permitir que os consumidores possuíssem acesso às informações de consumo, bem como preços diferenciados, como uma recompensa aos consumidores que não utilizam o horário de pico, quando a demanda é alta. (Ofgem, 2006a).

Em julho de 2004, o Ministério da Energia solicitou à OEB que desenvolvesse e implementasse plano para atingir as metas do governo de Ontário, no que se referia à substituição de medidores na província. Este plano determinou a instalação de 800.000 medidores inteligentes até 31 de dezembro de 2007 e que todos os demais consumidores devem possuir esses equipamentos até 31 de dezembro de 2010 (OEB, 2005).

Para a correta execução do plano de implantação em massa de medidores inteligentes, ocorreu uma divisão de responsabilidades. Assim, atribuiu-se ao Ministério da Energia o encargo pelas decisões políticas e de orientação e comunicação com a sociedade. À agência reguladora OEB coube a tarefa de gerenciar o projeto de instalação da medição eletrônica, que consiste em rever a estrutura regulatória, incluindo licenças e taxas, e revisar os planos das distribuidoras.

Conferiu-se ao Operador Independente do Sistema Elétrico mapear as áreas prioritárias para a implantação dos medidores e monitorar o sistema elétrico após sua instalação. Já as distribuidoras ficaram responsáveis pela escolha do sistema de medição inteligente

apropriado e continuam como responsáveis pela instalação, manutenção e leitura do medidor.

Durante o ano de 2005, a OEB incentivou as distribuidoras a realizarem um conjunto inicial de programas pilotos utilizando fundos dedicados à conservação de energia e à gestão de demanda. O objetivo era obter informações úteis sobre a instalação e operação de sistemas de medição inteligentes antes de tomarem as decisões finais.

Sobre os procedimentos e prazos para a substituição dos medidores, cabe destacar alguns itens. Conforme comentado, todos os novos e atuais consumidores em Ontário, incluindo todos os pequenos consumidores comerciais e residenciais, devem ter algum tipo de medidor inteligente até 31 de dezembro de 2010. Assim, a implantação em massa deve atingir 4,5 milhões de unidades consumidoras.

Em todas as zonas da província, grandes consumidores que possuem demandas contratadas maiores do que 200 kW foram os primeiros a receber os novos medidores. Estes medidores foram instalados rapidamente porque os equipamentos são os mesmos já utilizados por muitos consumidores industriais (OEB, 2005).

Para todos os outros consumidores, a OEB propôs um plano em duas fases que incidiram sobre as grandes empresas de distribuição urbana até o final de 2007 e o restante da província a partir de 2008. Esta abordagem determinou que a meta em 2007 de 800.000 medidores instalados fosse atingida, ao mesmo tempo minimizando os riscos tecnológicos ou de execução que poderiam ameaçar o sucesso global da iniciativa (OEB, 2005).

Com isso, o restante da instalação está ocorrendo em duas fases geográficas, começando com grandes distribuidoras urbanas, que em conjunto representam mais de 40% dos consumidores. Em 2008, iniciou-se a implantação no restante da província. Dentro de cada grupo geográfico, a substituição começou com consumidores industriais e comerciais com demanda entre 50 e 200 kW, antes de pequenos consumidores comerciais e residenciais.

Na segunda fase da execução, as distribuidoras da província estão escolhendo e instalando medidores inteligentes para consumidores residenciais e comerciais. Espera-se que as

lições aprendidas com os sistemas implantados na primeira fase irão aliviar significativamente as instalações posteriores.

O tipo de sistema que é melhor para qualquer área de distribuição depende de vários fatores, especialmente densidade de consumidores e fatores geográficos. Cada distribuidora deve determinar o sistema que melhor se adapte em sua área de fornecimento, desde que o sistema selecionado atenda aos padrões técnicos mínimos propostos pela Agência. Assim, o plano de execução não propôs um sistema específico ou um determinado fornecedor.

O sistema de medição proposto pela OEB é baseado em uma comunicação bidirecional. Para melhorar a interoperabilidade, a Agência exige que os sistemas tenham um medidor padrão acessível com interface aberta, a fim de prever funcionalidades adicionais. A Agência espera que os comercializadores e distribuidoras estejam preparados para oferecer serviços aprimorados, por meio do pagamento de uma taxa, para aqueles consumidores que desejam funcionalidades extras (OEB, 2005).

Além da comunicação bidirecional, a seguir são listados os principais requisitos técnicos adotados para os medidores a serem implantados em Ontário (OEB, 2005):

- Fornecimento diário, aos consumidores, de dados sobre a utilização da energia do dia anterior (informações devem estar disponíveis em intervalos horários a partir, no máximo, do quarto mês de implantação do sistema);
- Alterações de tarifas e registros de preços de demanda devem ocorrer com aviso de 24 horas de antecedência. Reconfiguração das tarifas e registros de demanda devem estar concluídos 16 horas após a notificação da mudança;
- O sistema deve coletar dados em tempo especificado e ser capaz de ler registros de tarifas horárias ou registros de demanda no medidor;
- Disponibilidade de dados de consumo horário de todos os medidores conectados, sem a necessidade de remover o medidor ou visitar o local;
- A arquitetura de cada sistema de medição inteligente tem de incluir redundância suficiente para garantir a integridade dos dados e a aderência às especificações de desempenho definidas pela OEB.

- Taxas de sucesso de leitura e de transmissão de dados devem ser maiores do que 95%;
- O sistema deve ser capaz de fornecer o mesmo nível de funcionalidade para os primeiros equipamentos instalados e para toda a escala de implantação na área de atuação da distribuidora. Acompanhamento, capacidades de gestão e coleta de dados do sistema devem ser especificados em normas.
- As distribuidoras devem escolher sistemas com experiência comprovada na área, com pelo menos 10.000 unidades que cumpram os requisitos técnicos propostos;

Assim, os sistemas recomendados devem medir o quanto um consumidor utiliza de energia elétrica a cada hora do dia. Por meio de comunicação sem fio ou outras tecnologias, os dados deve ser transferidos diariamente para os centros de medição das distribuidoras, que deve utilizar esses dados para cobrar um preço da energia que varia dependendo de quando ela é consumida. As distribuidoras ainda devem transmitir os dados de consumo aos comercializadores que tenham assinado com os respectivos consumidores. Os consumidores teriam acesso aos dados por telefone ou pela Internet.

As distribuidoras são autorizadas a escolher sistemas inteligentes que possuem funções aprimoradas, tais como acompanhamento dos níveis de tensão, pré-pagamento, limitação remota de demanda e corte/religação. A inclusão do custo de tais melhorias nas tarifas de distribuição dependerá de um *business case* aceitável pela OEB.

Os medidores recomendados para pequenos consumidores comerciais e residenciais não são equipamentos com leituras recolhidas ao longo de linhas telefônicas dedicadas. Em vez disso, uma gama completa de infra-estrutura *Wide Area Network - WAN* pública e privada estava acessível aos meios de comunicação, incluindo sistemas sem fios de rádio frequência e PLC para enviar informação de e para o medidor (OEB, 2005).

Em resposta a determinação para implantação em massa, as distribuidoras da província estão trabalhando para executar a implantação dos medidores inteligentes para consumidores em uma área da vasta província. Diversas empresas realizaram projetos pilotos com medidores inteligentes envolvendo a instalação de equipamentos em

residências, a fim de testar as diversas tecnologias e serviços que irão ser oferecidas pelos medidores (incluindo comunicação sem fio e outras tecnologias).

Como exemplo, cita-se o caso da empresa *Hydro One*, distribuidora que possui 123 mil quilômetros de linhas de distribuição para o atendimento de 1,3 milhões de consumidores em uma área de 640 mil quilômetros quadrados.

Entre 2006 e outubro de 2008, a *Hydro One* havia implantado cerca de 640 mil medidores eletrônicos, com instalação de 20% da rede de comunicação necessária. A distribuidora desenvolveu projetos pilotos antes de iniciar a utilização em massa, testando as tecnologias de medição e de comunicação de dados. Realizou ainda comunicação e educação dos consumidores para atingir níveis adequados de aceitação (Hydro One, 2008).

3.2.2 Estados Unidos

Conforme pode ser observado por meio da Figura 1.1, nos Estados Unidos a tecnologia de medição eletrônica está difundida em diversos estados. Apesar dessa proliferação no país, a seguir são apresentadas apenas as experiências advindas do estado da Califórnia.

3.2.2.1 Califórnia

A Califórnia é um dos 50 estados dos EUA, situada na costa oeste do país (região do Oceano Pacífico). A Califórnia é o terceiro maior estado em área e o mais populoso do país, com aproximadamente 36,5 milhões de habitantes. É o maior centro industrial dos Estados Unidos e o líder nacional em produção agropecuária.

Na Califórnia, o setor elétrico (entre outros serviços essenciais) é regulado pela Comissão de Serviços Públicos da Califórnia (*California Public Utilities Commission - CPUC*), que aprova as tarifas de uso das empresas. As responsabilidades da CPUC para o setor elétrico ainda incluem a defesa do consumidor, promoção da eficiência energética, fiscalização da confiabilidade do sistema elétrico entre outros itens (Ofgem, 2006a).

Na Califórnia, cerca de 12 milhões de unidades consumidoras são atendidos por meio de uma estrutura de 32,3 mil quilômetros de linhas de transmissão e 239,11 mil quilômetros de linhas de distribuição. O arcabouço de mercado consiste em investidores e empresas de geração privados. O Operador Independente do Sistema gere as linhas de transmissão e supervisiona a manutenção, mas os sistemas de transmissão são de propriedade de empresas individuais. Na Califórnia, as distribuidoras são responsáveis pela medição.

As demandas de ponta na Califórnia ocorrem apenas entre 50 a 100 horas por ano, mas criam um dos mais importantes desafios para garantir a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. As altas demandas geralmente flutuam com as temperaturas no verão e são causadas essencialmente por sistemas de refrigeração com aparelhos de ar-condicionado. A CPUC acredita que uma combinação de ações sobre o demanda e oferta são necessárias para evitar crises de energia elétrica, incluindo a necessidade de implantação de programas de gerenciamento pelo lado da demanda com sinal preço real da energia elétrica para os consumidores durante os períodos de ponta (Ofgem, 2006a).

Em 2003, o governo da Califórnia aprovou metas de energia e determinou ações específicas. Uma das metas previa a implementação de uma dinâmica de tarifas e gerenciamento da demanda de todos consumidores, para que a Califórnia reduzisse custos com o consumo de energia elétrica e aumentasse a confiabilidade o sistema elétrico.

Como parte desse plano, a CPUC conclui pela implantação de medidores eletrônicos, possibilitou programas de gerenciamento pelo lado da demanda para grandes consumidores e autorizou um programa piloto de dimensão estadual de dois anos para estudar a capacidade de gerenciamento de demanda de pequenos consumidores comerciais e residenciais. Ademais, o Plano previa o financiamento para instalar 23.300 medidores a partir de 2001 (Ofgem, 2006a).

A proposta de implantação de medidores inteligentes foi de âmbito estadual, prevendo a instalação de infra-estrutura de medição avançada para todos os pequenos consumidores comerciais e residenciais em meados de 2006. Além disso, decisões sobre tarifas dinâmicas para o verão 2006 foram aceleradas para consumidores com sistemas de medição avançada

instalados. As empresas deveriam implantar os sistemas de medição e os mecanismos de recuperação dos custos seriam aprovados pela CPUC (Ofgem, 2006a).

Na Califórnia, as distribuidoras apresentaram planos para implantar medição avançada (AMM) para todos os consumidores. As três maiores distribuidoras produziram seus próprios planos: *Pacific Gas e Electric Company (PG&E)*, *San Diego Gas e Electric (SDG&E)*, e *Southern California Edison Company (SCE)* (Ofgem, 2006a).

A empresa PG&E é uma das maiores distribuidoras de gás natural e energia elétrica nos Estados Unidos e fornece serviços de gás e energia a aproximadamente 15 milhões de pessoas na área central e norte do Estado da Califórnia, totalizando 5,1 milhões de unidades consumidoras de energia elétrica e 4,2 milhões de gás natural.

Em 2006, a PG&E começou a modernização dos medidores de gás e energia elétrica. Pelos planos da distribuidora, até 2011 o sistema de medição inteligente estará disponível para todos os consumidores de gás e energia elétrica atendidos pela empresa. Conforme definido, durante a implantação do projeto, o medidor pode continuar a ser lido manualmente, porém a telemetria e outros benefícios estarão disponíveis durante a finalização da implantação do sistema.

Na PG&E, quando a implantação da medição inteligente for finalizada em uma determinada área, a coleta remota possibilitará leituras mais frequentes (inclusive em escala horária). A empresa ainda identificará falhas para restaurar o serviço de modo mais veloz e o consumidor terá conhecimento dos dados de consumo detalhados on-line, e se beneficiar das novas opções de tarifa e melhor gerir seus hábitos e os valores das faturas.

Em 2007, a CPUC aprovou o projeto de medição inteligente de outra empresa: a SDG&E, distribuidora de gás e energia elétrica a cerca de 4 milhões de pessoas na Califórnia. A implantação pela SDG&E começou em meados de 2008 e vai até o fim de 2010, quando serão instalados cerca de 1,4 milhões de novos medidores para consumidores de energia elétrica (além de quase 1 milhão para unidades consumidoras de gás). O sistema utilizará tecnologia AMM e pode, entre outras funcionalidades, medir consumo em uma base horária.

A decisão sobre o programa de infra-estrutura de medição avançada é considerada pela SDG&E um passo fundamental na transformação em uma empresa inteligente e integrada por modernas tecnologias de informação e de controle do sistema. Segundo a visão da SDG&E, os medidores inteligentes fazem parte do programa de substituição de hardware do século 20 por uma tecnologia do século 21.

Já a empresa SCE estabeleceu que, entre 2009 e 2015, serão adotados novos medidores de energia elétrica no sul da Califórnia e, com isso, 5,3 milhões de medidores eletrônicos serão instalados (Google Maps, 2009).

Na SCE, os novos equipamentos permitem potenciais serviços de faturamento na modalidade de pré-pagamento a partir de 2013 e também incluem funcionalidade para apoiar a gestão da demanda e melhorar características de segurança e de continuidade. Os sistemas ainda contêm informações sobre a utilização da energia com dados horários por meio da Internet; e dados quase em tempo real disponíveis através de um link de rede doméstica construída no medidor. Também estão presentes opções de telemetria e telecomando, não necessitando agendamento e deslocamento ao campo.

3.3 OCEANIA

Para a Oceania, o presente trabalho ilustra a situação da implantação de medidores eletrônicos nos dois principais países do continente: Austrália e Nova Zelândia. Especificamente para a Austrália, são destacados os exemplos dos estados de Nova Gales do Sul e Vitória. Já para a Nova Zelândia, comenta-se sobre a decisão do regulador daquele país que, após a realização de consulta pública, não optou pela obrigatoriedade de implantação de novos medidores.

3.3.1 Austrália

Na Austrália, alguns estados já realizam a implantação em massa de sistemas de medição eletrônica. Em 2008, o Conselho Ministerial de Energia estudava a possibilidade de

implantação de medidores inteligentes em todo o país, e foi obtido um acordo sobre funcionalidades mínimas dos medidores.

Objetivando a preservação ambiental, algumas iniciativas sugerem economia no consumo de energia por meio da utilização de medidores eletrônicos. Nesse âmbito, ainda que não existam números expressivos, ocorreu a instalação de medidores, por exemplo, nos seguintes projetos: *Adelaide Solar City*, *Alice Springs Solar City* e *Townsville Solar City* (Google Maps, 2009).

A seguir são destacados exemplos em dois estados da Austrália.

3.3.1.1 Nova Gales do Sul

O estado de Nova Gales do Sul (*New South Wales*) é o mais populoso estado australiano (6,7 milhões de habitantes). Sydney é a capital e maior cidade.

Nesse estado, foi anunciado que, a partir de 2008, todas as unidades consumidoras, cerca de 2,2 milhões, irão receber medidores inteligentes com displays eletrônicos. O projeto, que prevê 10 anos para implantação, possibilitará o controle de demanda e energia por meio de tarifas binômias com diferenciação horária (Google Maps, 2009).

Assim, 160 mil equipamentos já tinham sido instalados em 2008 pela distribuidora *Energy Australia*, o que demonstrou que 83% dos consumidores utilizaram menos energia elétrica. O experimento utilizou uma variedade de tecnologias de comunicação: GPRS, PLC e até mesmo WiMAX (Google Maps, 2009).

3.3.1.2 Victoria

Victoria é um estado do sudeste da porção continental da Austrália e sua capital é Melbourne. É o menor estado em área, mas o mais densamente povoado, urbanizado e industrializado. É o segundo mais populoso, com cerca de 5,3 milhões de habitantes.

O mercado da energia elétrica em Victoria é regulado pela Comissão de Serviços Essenciais de Victoria (*Essential Services Commission of Victoria*). Pelo modelo adotado no estado, os serviços de eletricidade são parcialmente desregulamentados: os geradores competem na venda de energia elétrica em um mercado nacional, enquanto as distribuidoras possuem tarifas reguladas.

A exemplo de alguns locais do Canadá e dos Estados Unidos, em Victoria constatou-se a existência de problemas com altas demandas de ponta, o que exigia elevados investimentos que resultariam em sistemas subutilizados durante grande parte do tempo. A causa dos pequenos períodos de alta demanda é relacionada com a carga de ar condicionado em dias quentes do verão. Nesse âmbito, a demanda de ponta crescia 2,4% ao ano, em comparação com um crescimento anual da demanda média de 1,9%. (Ofgem, 2006a).

Diante da situação, a Comissão de Serviços Essenciais considerou necessária a implantação de medidores horários que viabilizassem benefícios significativos por meio de sinais de preços e disponibilização a consumidores de informações de consumo e custos. A análise da Comissão concluiu que o equilíbrio oferta-demanda no mercado de energia poderia ser restabelecido por consumidores e revendedores munidos de tecnologia.

Medidores eletromecânicos não seriam capazes de apoiar futuras inovações e certamente não criariam meios para atingir os objetivos pleiteados. Nesse sentido, sistemas AMM com medição horária foram escolhidos, considerando que a criação de uma base instalada de medidores horários permitiria um futuro com mais serviços e novidades (Ofgem, 2006a).

Assim, em 2004, a Comissão determinou a implantação de medidores inteligentes com sistemas AMM para todos os consumidores de Victoria, aproximadamente 2,3 milhões de unidades consumidoras (ERGEG, 2007). A decisão proferida determinava que, nos 5 anos a partir de 2006, aproximadamente 1 milhão de medidores seria substituídos por medidores eletrônicos em grandes unidades consumidoras e em unidades consumidoras com aquecimento elétrico da água.

Para as demais unidades consumidoras, quando um novo consumidor fosse atendido ou quando uma substituição de medidor fosse necessária, todos os medidores restantes (cerca

de 1,3 milhões) seriam modernizados. Ou seja, durante um período prolongado, seriam instalados medidores inteligentes para um novo consumidor ou para casos de reposição.

Para a recuperação dos investimentos, quando foi tomada a decisão de substituição, foi previsto que o medidor retirado continuaria a ser um componente da tarifa de uso até o próximo período regulamentar de revisão tarifária. Foi proposto que, no novo período regulamentar, a taxa do serviço de medição deveria ser afastada das tarifas de uso. Além disso, a responsabilidade pela implantação de medidores deveria ser repensada, necessitando reavaliar o papel dos prestadores de serviços de medição (Ofgem, 2006a).

3.3.2 Nova Zelândia

Até 1994, a Nova Zelândia tinha um sistema monopolizado de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Desde então, um processo gradual de reforma da indústria da eletricidade levou à separação dos elementos de monopólio, criando nos dias atuais a concorrência na produção de energia elétrica e na comercialização. A Comissão de Energia Elétrica é a responsável pela regulamentação do setor elétrico na Nova Zelândia. A distribuição de energia elétrica é de responsabilidade de 28 distribuidoras, que têm o monopólio dos serviços de redes.

Parte da medição atualmente implantada nas instalações na Nova Zelândia utiliza medidores monofásicos ou trifásicos que são lidos manualmente em campo. As especificações da medição são classificadas de acordo com a carga e a precisão exigida.

O regime de medição, bem como a estrutura regulatória definida, não fornecia aos consumidores um incentivo financeiro para gerir melhor o consumo e os custos de energia. Nesse cenário, as distribuidoras podiam controlar parte da carga de consumidores por meio da utilização de sistemas com relés. Nesse caso, um desconto na tarifa de uso era oferecido (no qual um medidor separado é normalmente exigido) ou apenas é aplicado um desconto médio na tarifa de fornecimento para todas as cargas (Electricity Commission, 2007).

A Comissão de Energia Elétrica reconheceu que a fusão de tecnologias de comunicação e de medição está levando a uma tendência mundial para incluir a capacidade de controle de

carga junto com funções de medição avançada em um único dispositivo, concluindo que a inclusão da capacidade de controle de carga local para influenciar o pico do sistema gera considerável valor adicional (Electricity Commission, 2007).

Diante disso, a implantação dos medidores eletrônicos na Nova Zelândia foi considerada uma oportunidade para prover mais do que sinais com preços médios aos consumidores de baixa tensão. Ou seja, a medição avançada permitiria sinais de preços bem-desenhados, constituindo em um controle realizado indiretamente e de forma mais efetiva.

Assim, em junho de 2007, a Comissão de Energia Elétrica abriu processo de consulta pública visando estimular o debate sobre a implantação da medição eletrônica, além de colher subsídios para o tema. O resultado esperado para o processo de consulta pública era um conjunto de diretrizes para a introdução de sistemas de medição avançada na Nova Zelândia. Essas diretrizes determinariam recomendações relativas à introdução de novas tecnologias para medição, com apoio à infra-estrutura e a gestão da carga.

Após o término da consulta, a Comissão disponibilizou, em maio de 2008, uma política com as diretrizes para a implantação de sistemas de medição inteligente. Pela decisão da Comissão, as orientações para medição avançada não são juridicamente vinculativas, ou seja, se destinam a ser consultivas. Em consonância com o objetivo de persuadir e promover, antes de regular, a Comissão de Eletricidade estabeleceu orientações (Electricity Commission, 2008).

Ou seja, a decisão da Comissão apenas criou procedimentos e critérios mínimos para a implantação da tecnologia e, assim, publicou um guia com as recomendações para as funcionalidades e parâmetros envolvidos. Com isso, não existe plano de substituição determinado e, portanto, destaca-se que, na Nova Zelândia, a implementação de medição eletrônica não é devida a determinação regulamentar e não existe um plano formal de substituição em massa. Trata-se de um investimento comercial: é uma opção de negócio das distribuidoras (Electricity Commission, 2008).

Nesse contexto, algumas distribuidoras já se mobilizam para introduzir sistemas de medição inteligente (Google Maps, 2009):

A empresa *Meridian Energy* atualmente instala medidores eletrônicos para viabilizar tarifas e preços variáveis para 200 mil consumidores da sua área de atuação.

Já a distribuidora *Contact Energy* planejava instalar medidores inteligentes para todos os consumidores na cidade de *Canterbury* até o final de 2008. Além disso, até 2012, a empresa deseja finalizar a instalação de todos os 500 mil consumidores atendidos.

Outra distribuidora, a *Genesis Energy*, divulgou que irá introduzir 600 mil medidores eletrônicos para os consumidores de gás e energia atendidos pela empresa. O objetivo é criar uma estratégia para introdução de tarifas variáveis, com diferenciação diária/horária.

Por fim, outro exemplo é o da empresa *Mercury Energy* que realizou projeto piloto com 5 mil medidores e atualmente está implantando sistema de medição inteligente para os demais 300 mil consumidores atendidos pela distribuidora (Google Maps, 2009).

3.4 OUTROS PAÍSES

Ainda que de forma resumida, a seguir são destacadas experiências de outros países, ilustrando alguns casos de implantação de medição eletrônica em baixa tensão.

3.4.1 África do Sul

Na África do Sul, o faturamento de energia elétrica em comunidades pobres caracterizava-se por uma complexa atividade. Além de fraudes, existia alta inadimplência, difícil acesso, sistema postal ruim ou inexistente e elevado número de consumidores com empregos informais. Assim, algumas empresas tomaram decisões para mudar essa situação, com destaque para a empresa *Eskom*. A saída encontrada foi a implantação de sistemas com medidores que possibilitassem o faturamento na modalidade de pré-pagamento.

Dessa forma, a implantação do sistema iniciou-se em 1992 e atualmente existem aproximadamente 4 milhões de medidores que permitem o pré-pagamento na África do Sul. A empresa *Eskom* possui cerca de 3,2 milhões de medidores instalados e chegou a um

taxa de 300 mil medidores instalados por mês. Para alguns casos, a instalação dos novos medidores ocorreu simultaneamente à universalização do serviço (novos consumidores eram atendidos com a instalação desses equipamentos).

A instalação desses medidores propiciou proteção de receita às distribuidoras e controle de consumo por parte dos consumidores, mas não trouxe muitas funcionalidades adicionais.

Atualmente foram criados regulamentos para conter a crise energética enfrentada nos últimos anos pela África do Sul. Assim, até 2010, todos os condomínios residenciais e comerciais devem possuir sistemas de medição inteligente que permitam atuação remota para realização de controle de carga. Também até 2010, os consumidores com mais de 500 kWh devem possuir tarifas horárias, o que igualmente implicará na instalação de novos medidores (Google Maps, 2009).

Assim, a empresa Eskom possui plano para 2008 e 2009, visando à instalação de 120 mil novos medidores que permitam tarifas diferenciadas e controle de demanda.

3.4.2 Índia

Na Índia, cita-se o exemplo da empresa de tecnologia *Grinpal Energy Management*, que conjuntamente com distribuidoras de energia elétrica do país, iniciou a instalação de medidores eletrônicos com telemetria, empregando transmissão de dados via PLC. Assim, os novos medidores incluem funcionalidades como telemetria, corte e religação remotos, limitação de demanda, detecção de fraude e pré-pagamento. Adicionalmente, os novos sistemas de medição possuem um display instalado no interior das unidades consumidoras e ainda suportam mensagens via celular.

A iniciativa da empresa almeja instalar 500 mil medidores na Índia até o ano de 2010. Durante o período de instalação será realizada campanha informativa sobre o processo, com o objetivo de familiarizar a sociedade da Índia com a modalidade de faturamento por meio de pré-pagamento, além de informar sobre a tecnologia (Google Maps, 2009).

3.4.3 Porto Rico

Em Porto Rico, país da América Central, o setor elétrico é caracterizado pelo monopólio da *Puerto Rico Electric Power Authority – PREPA*, uma empresa pública que produz, transmite e distribui, praticamente, toda a energia elétrica utilizada em Porto Rico e possui cerca de 1,4 milhões de unidades consumidoras. A empresa já se mobiliza para instalar medidores eletrônicos para todos os consumidores atendidos. O objetivo é que os novos equipamentos possuam capacidade de telemetria com tecnologia AMR, utilizando-se transmissão de dados via PLC (Google Maps, 2009).

3.4.4 Rússia

Na Rússia, destaca-se a iniciativa da empresa *Energoauditcontrol – EAC*, uma companhia especializada na criação e instalação de sistemas e soluções de medição. A empresa pretende instalar cerca de 375 mil medidores eletrônicos em unidades consumidoras residenciais e pequenas empresas. O objetivo da instalação é de criar meios para que as distribuidoras otimizem a operação da rede, além de reduzir o consumo de energia e gerenciar as demandas de ponta. A instalação prevê o uso de software e infra-estrutura para tecnologia de transmissão de dados em tempo real. O novo sistema de medição inteligente deve ser implantado entre os anos de 2008 e 2009 (Google Maps, 2009).

3.4.5 Trinidad e Tobago

Em Trinidad e Tobago, país caribenho situado ao longo da costa da Venezuela, destaca-se o caso da *Trinidad and Tobago Electricity Commission - T&TEC*, empresa que atende quase 400 mil unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais. A T&TEC é essencialmente uma empresa de transmissão e distribuição de energia elétrica, no entanto, possui 51% do capital próprio da maior empresa de geração no país. A empresa é de propriedade estatal e, por lei, é o único distribuidor de energia elétrica no país.

Em Trinidad e Tobago os medidores eram lidos manualmente em campo e, em grande parte do país, esse serviço era realizado pelos próprios consumidores. Diante dessa

situação, a empresa T&TEC se mobilizou no sentido de instaurar um sistema de medição que aperfeiçoasse o processo de faturamento. Assim, no final de 2007 a empresa iniciou processo de substituição de medidores. A instalação deve continuar até o fim de 2009, quando cerca de 400 mil medidores estarão instalados (Google Maps, 2009).

Com isso, a empresa T&TEC será capaz de ler remotamente os medidores, eliminando a necessidade de acesso à propriedade privada para realização da leitura. Além disso, a nova tecnologia irá garantir faturas mais exatas e sem estimativas. O sistema permitirá também que a empresa realize medição de demanda e colete dados horários para futura implantação de tarifas diferenciadas. O novo sistema de medição ainda realizará o envio de notificações às distribuidoras de descontinuidade e de restabelecimento de energia. Além de aperfeiçoar a qualidade do serviço prestado, o novo sistema promoverá ementar atividades de proteção de receita por meio de medidores com detecção de fraude (Google Maps, 2009).

4 ASPECTOS TÉCNICOS DA MEDIÇÃO ELETRÔNICA

Os medidores eletrônicos são dispositivos inovadores capazes de proporcionar uma gama de informações úteis, permitindo a introdução de novos serviços de energia e de novos acordos contratuais entre distribuidoras e consumidores. Antes de apresentar as potenciais funcionalidades e vantagens dos medidores eletrônicos (o que é feito no Capítulo 5), é recomendável ilustrar sobre os aspectos técnicos envolvidos nos sistemas de medição.

Um benefício considerável do medidor eletrônico é possibilitar a existência de comunicação com sistemas de gerência de medição automática, sem a utilização de operações manuais, que inserem erros nas etapas de leitura e de digitação, tornando as medições mais rápidas e precisas.

Considerando-se a análise no âmbito dos sistemas de medição inteligente, no presente capítulo são analisados aspectos que vão além do medidor. Com isso considera-se o sistema em que instrumento eletrônico, além de medir o consumo de energia, acrescenta mais informações do que um medidor convencional e que pode transmitir dados por meio de um formulário eletrônico de comunicação.

De tal modo, para a especificação do medidor eletrônico, devem ser considerados ainda outros aspectos técnicos relacionados à infra-estrutura necessária para aplicação das funcionalidades. Assim, além do próprio equipamento de medição, devem ser analisados a interface entre o medidor e o consumidor e a interconexão com a distribuidora.

4.1 O MEDIDOR ELETRÔNICO

Basicamente, todos os medidores medem o consumo de energia elétrica. Um medidor pode ser equipado com um registrador e um display no qual o consumo acumulado pode ser lido. Um medidor pode também gravar na memória o consumo atual e anterior, para posterior recuperação. Leituras armazenadas em uma memória são registradas com a data e hora em que a leitura foi tomada. As leituras podem assumir a forma de consumo acumulado ou da própria energia consumida no intervalo entre as leituras especificadas.

Assim, com relação ao próprio instrumento de medição, inicialmente deve-se definir quais são as grandezas elétricas que serão mensuradas. Diante dessa definição, torna-se necessária a fixação do intervalo de tempo em que as grandezas serão medidas (periodicidade de coleta de dados) e a capacidade de armazenamento do medidor (quantidade de dias ou meses que os dados permanecerão disponíveis localmente sem que ocorra a saturação da memória).

As decisões sobre periodicidade e armazenamento dependem de quais dados serão processados no próprio medidor e quais serão tratados remotamente através dos sistemas de informação associados. Ou seja, dependem da escolha do local de processamento dos dados coletados.

Sobre a definição das funcionalidades que serão implantadas, deve-se considerar a relação custo-benefício. Algumas das funcionalidades podem ser exorbitantes para a aplicação em grande escala, o que causaria um custo alto, com conseqüente impacto tarifário. Assim há a necessidade de análise de custos envolvidos e a verificação da viabilidade das funcionalidades, dependendo da natureza e finalidade da aplicação.

A tecnologia envolvida nos medidores eletrônicos engloba diferentes componentes que são arquitetados de forma modular. Os diversos itens são passíveis de associação ao corpo principal do medidor e possuem funções dedicadas. Nesse sentido, os itens constituintes podem exigir atualizações ou modificações tecnológicas periódicas diferentes entre si, o que é possível graças à modularidade dos componentes do sistema de medição.

Independente dos componentes e funcionalidades adotados, é desejável que essas escolhas não determinem ou condicionem o tempo de vida útil do medidor, mesmo para a pior situação de temperatura e umidade. A ABINEE manifesta que a vida útil dos medidores eletrônicos é de 15 anos, atendidas as condições de utilização estabelecidas nos Regulamentos Técnicos Metrológicos do Inmetro (ABINEE, 2008).

A Figura 4.1 apresenta um modelo de medidor eletrônico utilizado pela distribuidora canadense *Hydro One* em unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

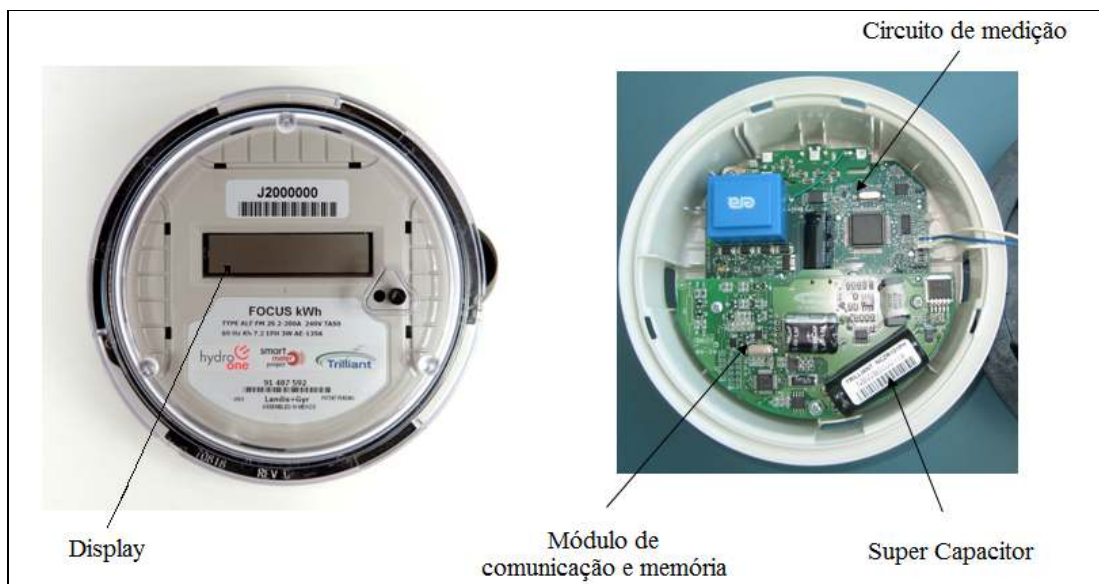


Figura 4.1 - Medidor eletrônico utilizado pela distribuidora canadense *Hydro One* (Hydro One, 2008)

Entre os componentes do medidor eletrônico, alguns dos itens possíveis são descritos a seguir.

4.1.1 Entradas de dados

Para permitir a possibilidade de efetuar a leitura de diversos serviços, os medidores eletrônicos para telemedição podem estar equipados com entrada de impulsos ou interface M-bus. Ou seja, os medidores podem realizar recepção de dados de equipamentos de medição de outros serviços como a água, gás ou calor (*Automated Meter Management + Multi-utility - AMM+MU*⁶).

4.1.2 Relógio (*Time stamp*)

O relógio de tempo real (*Real Time Clock – RTC*) é o componente responsável pelo adequado registro das ocorrências, cuja sincronização deve ser possível mesmo na falta de tensão externa de alimentação. O relógio de tempo real pode utilizar um oscilador de cristal de quartzo ou mesmo a frequência da rede como sincronizador. Cada uma das

⁶ A tecnologia AMM+MU caracteriza-se por transmissão de dados de forma bidirecional e leitura de outros serviços, conforme comentado no Capítulo 4.

configurações tem suas vantagens e desvantagens e a utilização de um ou outro condiciona o tipo de alimentação de recurso. A alimentação, aliás, é responsável pela reserva de marcha do relógio, que deverá estar garantida durante cerca de 3 anos (ERSE, 2008c).

A existência do relógio possibilita a implementação de outras funcionalidades no medidor, como a apuração de indicadores de continuidade e tarifas horárias.

4.1.3 Fonte de alimentação

Para funcionar, o medidor eletrônico necessita de uma fonte de alimentação principal e alimentação de recurso. Para a fonte de alimentação principal de um medidor eletrônico, o documento do regulador de Portugal (ERSE, 2007c) apresenta três tipos de soluções principais e as respectivas vantagens e desvantagens, conforme Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Vantagens e desvantagens de soluções para a fonte de alimentação principal (ERSE, 2007c).

Tipos de alimentação principal	Vantagens	Desvantagens
Capacitor	<ul style="list-style-type: none"> • Consumo reduzido de energia ativa e de energia reativa; • Aquecimento interno reduzido; • Baixo volume e número de componentes adjacentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Susceptível a avarias causadas pela exposição direta à tensão alternada da rede; • Problemas ao nível da rigidez dielétrica.
Fonte comutada	<ul style="list-style-type: none"> • Quando o consumo interno é elevado, é recomendável sua utilização apesar de maior complexidade. 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevado número de componentes.
Transformadores	<ul style="list-style-type: none"> • Solução tradicional de baixo nível tecnológico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Peso e volume elevados, sobretudo em medidores trifásicos; • Solução pouco interessante quando comparada com o custo, peso e desempenho das outras opções.

Os medidores eletrônicos dispõem também de uma fonte de alimentação de recurso, de forma a manter o relógio em funcionamento e garantir o armazenamento de dados em memória no caso de falha na tensão da rede.

Normalmente, todos os medidores eletrônicos possuem uma pilha de lítio não removível e, em complemento, outra opção tecnológica que cumpra a função de fonte de alimentação, a qual poderá ser, por exemplo, um super-capacitor, cujo funcionamento se sobrepõe ao da pilha de lítio até a sua descarga. No entanto, a inclusão de um super-capacitor pode aumentar o custo global do medidor, sobretudo para capacidades elevadas (ERSE, 2007c).

4.1.4 Memória

Uma das possibilidades é que o medidor possua capacidade de memória para garantir o armazenamento dos dados de faturamento, eventos e outras informações relevantes. A memória ainda possui a função de garantir que, no caso de falta prolongada de alimentação de energia, os dados sejam conservados durante um intervalo de tempo significativo.

A memória é considerada investimento adicional alto em relação ao modelo básico do medidor eletrônico (ABINEE, 2008). Com isso, uma propriedade desejável desse componente é ser passível de ampliação com baixo custo, já que as funcionalidades disponibilizadas pelo medidor dependem do tamanho (capacidade) da memória.

O documento com proposta sobre medição eletrônica apresentada ao governo português (ERSE, 2007c) apresenta três tipos principais de memória, ilustrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Vantagens e desvantagens dos tipos de memória (ERSE, 2007c).

Tipo de memória	Vantagens	Desvantagens
Volátil interna	<ul style="list-style-type: none"> • Baixo custo; • Consome menos recursos do processador; • Rápida; • Baixa taxa de falhas; • Pequeno número de componentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Conservação dos dados depende do sistema de alimentação; • Elevada probabilidade de perda de dados em caso de falha na alimentação.
Não volátil interna	<ul style="list-style-type: none"> • Conservação dos dados em caso de falha de alimentação; • Baixo custo; • Rápida; • Baixa taxa de falhas; • Pequeno número de componentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • A memória interna do tipo Flash limita significativamente a expansibilidade.
Não volátil externa	<ul style="list-style-type: none"> • Permite ampliação de capacidade sem alteração da configuração do circuito impresso ou do <i>firmware</i>; • Reduz o custo da expansibilidade; • Capacidade de armazenamento independente da limitação do chip principal; • Capacidade de retenção de informação muito elevada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumenta o custo do sistema.

4.1.5 Dispositivo de corte e religação

Um medidor eletrônico pode dispor de um dispositivo de corte e religação de fornecimento, bem como de controle da potência máxima admissível. Conforme Tabela 4.3, três formas principais de incorporar a função de corte e religação podem ser consideradas, cada uma com as suas vantagens e desvantagens.

Tabela 4.3 - Vantagens e desvantagens de soluções para de corte e religação (ERSE, 2007c).

Tipo	Vantagens	Desvantagens
Medidor separado do disjuntor	<ul style="list-style-type: none"> • Simplicidade na conjugação de corte/religação entre o modo manual e remoto; • Facilidade de aplicação a quase todos os disjuntores do mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessita de cabeamento entre medidor e disjuntor; • Dificuldades e custos acrescidos em situações em que o medidor está muito afastado do disjuntor; • A existência de saída de relé aumenta o custo global do equipamento.
Medidor com disjuntores acoplados	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de realizar o corte e a religação remota ou local; • Permite regular a potência máxima disponível; • Ausência de cabeamento; • Aplicável à maior parte das situações atuais sem necessidade de substituição de disjuntores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento do custo final do medidor.
Medidor com injeção de corrente no disjuntor diferencial	<ul style="list-style-type: none"> • Solução mais econômica; • Simplicidade na conjugação de corte/religação entre o modo manual e remoto; • Ausência de cabeamento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Só funciona com disjuntores diferenciais; • Necessita de cabeamento.

Além dos componentes citados, o display é outro item do medidor eletrônico e é descrito a seguir.

4.2 INTERFACE ENTRE MEDIDOR E CONSUMIDOR

Sobre a interface entre o medidor eletrônico e o consumidor, um dos fundamentais aspectos é o modo como o consumidor terá acesso às informações que lhe são disponibilizadas. O local de instalação do medidor necessita ser avaliado, ponderando-se sobre as opções de implantação no interior da unidade consumidora, de forma externa ou de forma centralizada.

Contudo, independentemente da localização do medidor, deve estar ao alcance do consumidor a visualização de informações, que pode ser por meio de um display no próprio medidor, uma extensão do equipamento ou ainda por meio da internet. Para os casos de medição externa, a regulamentação vigente define que o equipamento de medição deve permitir ao consumidor verificar a respectiva leitura por meio da existência de mostrador ou por meio da disponibilização de Terminal de Consulta ao Consumo Individual - TCCI⁷.

De um modo geral, todos os subitens vinculados à disponibilização de dados e à interface estão relacionados ao direito de informação clara e precisa ao consumidor. A partir da informação detalhada, é possível promover comportamentos mais eficientes no consumo, favorecendo as escolhas dos consumidores. Assim, a principal vantagem da disponibilização de dados está centrada na eficiência energética, além de garantir direitos dos consumidores e possibilitá-los de realizar o planejamento dos hábitos e dos gastos com energia elétrica.

Além de ser o ponto de recebimento de informações, também deve ser a partir deste dispositivo que o consumidor poderá interagir com a distribuidora em relação aos serviços disponibilizados de acordo com a tecnologia de fluxo de dados estabelecida.

4.2.1 Display

Essa aplicação é uma forma de dar visibilidade aos dados, disponibilizando os dados por meio de visor informativo. A existência de um visor de cristais líquidos (LCD) permite a visualização das diversas funções do medidor e ainda informa data e hora.

Sendo o display a interface entre o sistema e o consumidor, esse componente deve manter suas propriedades físicas e funcionais até o fim da vida útil do medidor. Assim, ressalta-se que o display é um dos elementos cruciais na definição do tempo de vida útil do medidor (caso o display seja arquitetado conjuntamente ao medidor). Especialmente em um país tropical como o Brasil, caracterizado pela existência de uma variedade climática, com

⁷ A Resolução Aneel nº 258/2003 define que o TCCI é um terminal, instalado na unidade consumidora, destinado a permitir que o consumidor tenha acesso direto ao registro da medição de energia elétrica.

temperaturas elevadas em algumas regiões, devem existir preocupações com relação à sensibilidade desse componente.

Ressalta-se ainda que o display representa uma parte significativa do custo total do medidor.

4.3 COMUNICAÇÃO ENTRE MEDIDOR E DISTRIBUIDORA

Esse é um item importante para a implantação em massa da medição eletrônica, já que o sistema de comunicação associado ao instrumento de medição configura-se na forma de interação entre a distribuidora e os dados medidos.

Considerando que essa é uma matéria onde o progresso e as novidades são freqüentes, parte dos fabricantes adota soluções em que o medidor e o sistema de transmissão de dados estão em módulos independentes construtivamente, o que possibilita a modernização do sistema de transmissão de dados quando for necessário.

Em relação às interfaces do medidor eletrônico e a distribuidora, existem diferentes opções de comunicação entre o medidor e o sistema central de gestão de dados. As tecnologias podem ser unidirecionais ou bidirecionais, dependendo da direção do fluxo de dados. Assim, existem diferentes opções de comunicação entre o medidor e o centro de medição.

Nesse âmbito, a tecnologia de transmissão de dados unidirecional é denominada AMR (*Automated Meter Reading*), onde existe a comunicação somente do medidor para o sistema central de gestão de dados. Por essa tecnologia é possível realizar a leitura à distância, contudo não é possível enviar informação para o medidor ou alterar remotamente quaisquer parâmetros desse equipamento.

A tecnologia de AMM (*Automated Meter Management*) caracteriza-se pela transmissão bidirecional de dados e, assim, é possível, realizar leitura à distância e ainda configurar remotamente os parâmetros do medidor e enviar algum tipo de informação ao consumidor. Entre essas opções trazidas pela tecnologia AMM estão a possibilidade de limitar a potência contratada, de interromper remotamente o fornecimento e de realizar a religação.

Na AMM+MU (*Automated Meter Management + Multi-utility*), o medidor permite a interação com outros medidores de serviços públicos, como serviços de água e gás natural. Neste caso, o medidor de energia elétrica está apto a receber os dados de outros serviços e comunicá-los remotamente através do sistema de comunicações do setor elétrico.

A Figura 4.2 e as definições neste subitem descrevem um genérico sistema de telemedição.

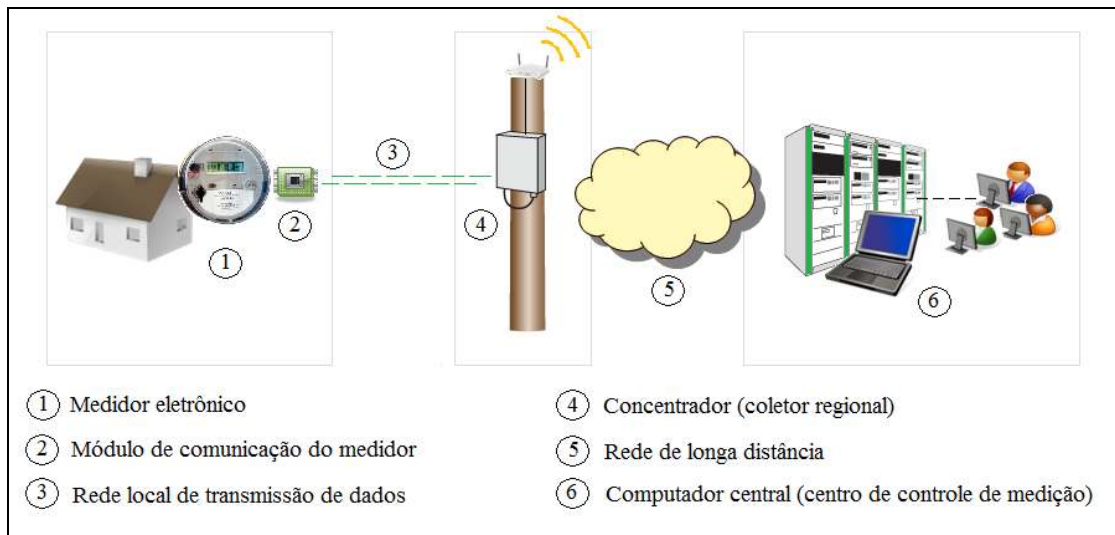


Figura 4.2 - Diagrama esquemático de um sistema de telemedição.

Conforme ilustrado na Figura 4.2, além do próprio equipamento de medição, um sistema de telemedição pode ser composto por outros cinco elementos principais: módulo de comunicação do medidor, rede local, concentradores, rede de longa distância e computador central.

Cabe ressaltar que os sistemas variam consideravelmente nas configurações e infra-estruturas, de tal modo que podem não coincidir com o ilustrado na Figura 4.2 (por exemplo, o módulo de comunicação do medidor pode se conectar diretamente à rede de longa distância etc.).

O avanço e as determinações no setor de telecomunicações poderão induzir o desenvolvimento da telemedição no Brasil. A imposição de metas para a área de cobertura das redes da terceira geração 3G, por exemplo, se constitui em um incentivo para a migração das redes elétricas. O advento do *backbone*⁸ de banda larga a localidades pequenas, de acordo com os projetos de universalização da telefonia, coopera para a infraestrutura de aquisição de informações pelas distribuidoras sobre os dados de medição das unidades consumidoras.

4.3.1 Módulo de comunicação do medidor

O módulo de comunicação leva a informação do medidor e as transfere através das vias de tráfego de dados. O dispositivo que pode ser alojado tanto de forma interna (dentro do vidro ou invólucro), ou fora do medidor. No caso da Figura 4.1, trata-se de um medidor com módulo de comunicação interno.

O sistema pode não ter memória no medidor ou no módulo de comunicação. As informações que não são armazenadas na memória do módulo de comunicação podem ser transferidas em um tempo pré-programado para o armazenamento em um dispositivo coletor intermediário, ou enviadas diretamente através da rede de longa distância para o computador central. O módulo de comunicação pode também ser capaz de receber informações e ser reconfigurado remotamente usando um link de comunicação bidirecional.

Perda de comunicação com o módulo pode significar perda de dados, o que pode ser reduzido ou eliminado por meio da especificação de adequada redundância.

4.3.2 Rede local de transmissão de dados

Em um sistema de telemedição, a rede local de transmissão de dados é o elo de interface do módulo de comunicação do medidor para os concentradores. A rede é designada local por

⁸ No contexto de redes de computadores e dispositivos de comunicação, o *backbone* (traduzindo para português, espinha dorsal) designa o esquema de ligações centrais de um sistema amplo, tipicamente de elevado desempenho.

cobrir apenas uma extensão limitada, visto que, fisicamente, quanto maior a distância de um ponto da rede ao outro, maior é a possibilidade de ocorrência de erros devidos à degradação do sinal. A distância recomendável de uma rede local pode variar, dependendo da tecnologia utilizada.

Com relação às possibilidades de transmissão de dados, existem diferentes opções e atualmente estão em uso várias formas de se viabilizar o tráfego de informações. Tecnicamente as soluções de comunicação evoluem de forma acelerada e não é plausível antecipar qual será o progresso dessas tecnologias, de tal modo que a coexistência de diversas técnicas é uma possibilidade razoável.

Considerando que existem restrições intrínsecas a cada tecnologia, pode-se constatar que não existe a solução ideal. Portanto, pode existir uma opção mais adequada a cada situação, dependendo da disponibilidade e utilização das redes de comunicação locais, da localização (rural ou urbana), da extensão da rede, da densidade de unidades consumidoras, necessidade de comandos remotos, etc.

As possibilidades disponíveis vão desde as tecnologias consolidadas até aos sistemas mais modernos e em fase de amadurecimento:

- PLC (*Power Line Communication* - Comunicação através da rede elétrica);
- Fibra óptica;
- GSM (*Global System for Mobile Communications* - Sistema Global para Comunicações Móveis);
- GPRS (*General Packet Radio Service* - Serviço Geral de Pacotes por Rádio);
- UMTS (*Universal Mobile Telecommunication System* - Sistema Universal de Telecomunicação Móvel);
- SMS (*Short Messages Service* - Sistema de Mensagens Curtas);
- LAN (*Local Area Network*);
- *Mesh*;
- *ZigBee*;

O regulador de Portugal, ERSE, declarou que os suportes GSM, SMS, GPRS e UMTS são tecnologias já amadurecidas, enquanto sistemas *ZigBee* e *Mesh* ainda estão em desenvolvimento (ERSE, 2007c).

A Figura 4.3, que é análoga à Figura 4.2, ilustra algumas das técnicas de transmissão de dados atualmente empregadas em telemedição.

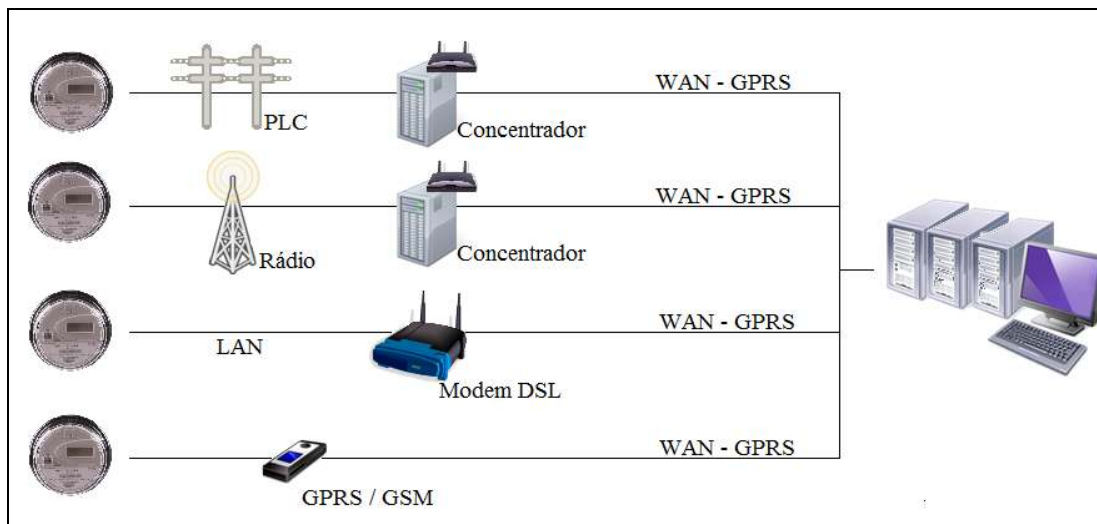


Figura 4.3 - Tecnologias para tráfego de informações de medição.

4.3.2.1 PLC (*Power Line Communication*)

O *Power Line Communications* – PLC é um sistema de telecomunicações que utiliza a rede elétrica como meio de transporte para a comunicação digital e/ou analógica de sinais, com conseqüente fornecimento de serviços como internet, vídeo, voz, dados, etc.

Na aplicação comercial do PLC, um ponto de energia pode se tornar uma tomada para ligação de qualquer eletrodoméstico e, ao mesmo tempo, um ponto de rede de dados. O consumidor, além de ser atendido com energia elétrica pode ter acesso, pelos mesmos fios, a um provedor de internet ou a uma TV por assinatura, por exemplo.

Destaca-se que além dos serviços comerciais, o PLC permite que as distribuidoras de energia elétrica possam incorporar sistemas de telemedição, supervisão do fornecimento, controle das perdas e monitoramento remoto das redes de distribuição. Ou seja, com a

difusão da aplicação de medidores eletrônicos, a utilização da tecnologia PLC se apresenta como um complemento, potencializando funcionalidades, tais como leitura remota de medidores, corte e religação à distância e demais itens relacionados à aquisição, à atuação e à parametrização remota.

Quando se utiliza algum outro tipo de tecnologia para a rede local de transmissão de dados, geralmente o serviço é de propriedade de terceiros. Com PLC, as próprias distribuidoras são as proprietárias da infra-estrutura necessária para a comunicação de dados, o que se constitui uma vantagem dessa tecnologia.

Existem algumas dificuldades com relação à velocidade, ao tempo de resposta e à confiabilidade em redes de maior complexidade, especificamente na comunicação através da rede elétrica por meio da tecnologia PLC, que consiste em adequada alternativa para zonas urbanas e para distâncias pequenas (ERSE, 2007c).

O uso dessa tecnologia está sendo testado e aplicado internacionalmente. Os testes se iniciaram na Europa e existe empenho para utilização de PLC nos Estados Unidos. Em setembro de 2003, a Espanha autorizou a exploração comercial de sistemas de acesso com tecnologia PLC e a *Iberdrola* e *Endesa*, duas das maiores empresas elétricas espanholas, entraram neste mercado.

Nos projetos pilotos das distribuidoras no Brasil, o PLC tem sido um dos canais de comunicação mais utilizados para implantar a rede local de transmissão de dados. Nesse sentido, diferentes distribuidoras realizaram testes com PLC, utilizando equipamentos de diversos fabricantes.

Eletropaulo, Cemig, Light, Elektro, Copel (Companhia Paranaense de Energia), Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas) e Celg (Companhia Energética de Goiás) são algumas das empresas que já passaram pelo estágio de testes, incluindo a utilização de PLC para exploração comercial e também focado para as atividades próprias dos serviços de distribuição.

Nos testes realizados pela Cemig, no início da implantação dos projetos piloto, o PLC usado ainda era de baixa velocidade. A primeira aplicação de PLC da Cemig, em 40 pontos de acesso em alguns bairros de classe alta de Belo Horizonte - MG utilizava uma banda larga na qual cada usuário poderia obter a velocidade de 4,5Mbps. Já nos últimos testes realizados pela Cemig o PLC usado é de 45 Mbps (GTD, 2008).

Já a distribuidora Elektro, que atende municípios dos estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, está viabilizando testes com diferentes sistemas de comunicação, adequados às características de cada local de implantação. Na região urbana de Atibaia-SP e na cidade de Andradina-SP, por exemplo, a empresa está aplicando o PLC de banda estreita.

Segundo a Elektro, embora seja um canal de comunicação mais lento, o PLC de banda estreita tem alta penetração e abrangência, e seria uma solução para onde existe baixa densidade de unidades consumidoras e de carga, além de grandes distâncias e em locais onde não há cobertura de celular (GTD, 2008).

A Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel já aprovou regulamento⁹ sobre condições de uso de radiofrequências por sistemas de banda larga por meio de redes de energia elétrica, definindo que a comunicação a ser estabelecida pelo sistema, confinada nas redes de energia elétrica, somente poderá ocorrer na faixa de radiofrequências de 1,705 MHz a 50 MHz (Anatel, 2009).

A Aneel tem se mobilizado para estudar PLC e regulamentar os tópicos de sua competência. Em 2007, a Aneel realizou a contratação de especialistas para análise do tema e promoveu um seminário internacional. Para a regulamentação da aplicação comercial do PLC, a Aneel instaurou em março de 2009 a Audiência Pública nº 010/2009.

É presumível que o advento das atividades comerciais com PLC promova um avanço na utilização da tecnologia focado nas atividades próprias dos serviços de distribuição, em especial focado em telemetria.

⁹ Resolução Anatel nº 527, de 8 de abril de 2009.

4.3.2.2 Fibra óptica

A fibra óptica é um filamento flexível de vidro ou de materiais poliméricos com capacidade de transmitir luz, transportando grandes quantidades de informação (dezenas de milhares de dados em um par de fibras). A tecnologia possui imunidade às interferências eletromagnéticas e atenuação baixa, o que possibilita grandes espaçamentos entre repetidores.

No Brasil, a empresa Infovias, ramo de telecomunicações do grupo da Cemig, já utiliza a estrutura da rede da distribuidora para a implantação de cabos óticos e, atualmente, já possui mais de 13 mil Km de cabos óticos instalados. Essa estrutura de fibras óticas, que pode ser utilizada para fins de telemedição da própria Cemig, atende 23 cidades em Minas Gerais e é disponibilizada para as operadoras de telecomunicações que preferem alugar os circuitos da Infovias a investir na infra-estrutura de construção de redes (GTD, 2008).

4.3.2.3 GSM (*Global System for Mobile Communications*)

O Sistema Global para Comunicações Móveis – GSM possibilita diversos serviços com troca de dados e é um padrão aberto bastante disseminado. É uma tecnologia móvel de transmissão sem fio de forma digital que utiliza conjuntos de frequências para realizar a transmissão de dados entre células (pontos da rede).

Uma das vantagens da tecnologia tem sido o baixo custo de infra-estrutura causado por competição aberta. Ademais, a facilidade de *roaming* e a dificuldade de fraudes representam outras vantagens. No setor elétrico, além de telemedição, a tecnologia é utilizada para automação em geral.

4.3.2.4 GPRS (*General Packet Radio Service*)

O Serviço Geral de Pacotes por Rádio - GPRS é uma tecnologia com maiores taxas de transferência de dados quando comparada com redes GSM. A tecnologia permite o transporte de dados por comutação por pacotes, onde a informação é dividida em grupos

relacionados entre si antes de ser transmitida e remontada no destinatário. A essência da rede GPRS é estar sempre conectada, onde os dados possam ser enviados e recebidos sempre que necessário.

A técnica permite que vários usuários compartilhem os mesmos recursos, aumentando assim a capacidade da rede e permitindo uma gerência razoavelmente eficiente dos recursos. Ademais, disponibilidade imediata e grandes áreas de cobertura são vantagens do GPRS.

Com a expansão da rede GSM/GPRS em todo o território nacional, as distribuidoras estão testando e implementando sistemas de controle, monitoramento e medição. No Brasil, o setor de distribuição de energia vem se destacando: estão sendo implantados sistemas AMM, que possibilitam a automatização da medição aliado ao controle de consumo dos usuários e uso estratégico de dados operacionais, além da supervisão e controle do sistema.

Distribuidoras como a Ampla, Coelce, CPFL Piratininga (Companhia Piratininga de Força e Luz), CEB (Companhia Energética de Brasília), entre outras, utilizam medidores eletrônicos com saída serial, e memória de massa, unidades terminais remotas com comunicação GPRS e software de gerenciamento para serviços de integração com sistemas legados e corporativos. Para algumas dessas distribuidoras, a configuração citada é utilizada apenas em consumidores atendidos em média e alta tensão, por enquanto.

4.3.2.5 UMTS (*Universal Mobile Telecommunication System*)

O Sistema Universal de Telecomunicação Móvel - UMTS é uma das tecnologias de terceira geração (3G) da telefonia celular. O objetivo do UMTS é prover um padrão universal para as comunicações com a qualidade de serviços e com variedade de tipos de tráfego compartilhando o mesmo meio. Os dados são transmitidos em banda larga, sendo divididos em pacotes antes da transmissão, os quais são depois reunidos pelo terminal. A tecnologia combina acesso móvel de alta velocidade com serviços baseados em Protocolos de Internet (IP).

4.3.2.6 SMS (*Short Messages Service*)

O Sistema de Mensagens Curtas – SMS é o padrão mundial usado na troca de mensagens de texto curtas. É um serviço disponível em telefonia móvel digital que permite o envio de mensagens entre equipamentos eletrônicos. Originalmente foi projetado para padrão de telefone celular, mas está agora disponível num vasto leque de redes, incluindo redes 3G.

Os módulos de comunicação de alguns medidores possuem a capacidade de transmitir dados de medição, com conectividade que possibilita, por meio do SMS, a comunicação do medidor com o sistema da distribuidora, tornando possível o envio das informações em tempo real.

4.3.2.7 LAN (*Local Area Network*)

A Rede de Área Local – LAN é uma rede de tecnologia de informação utilizada na interface de equipamentos processadores com o intuito de intercâmbio de dados, ou seja, permite a computadores individuais ou outros dispositivos eletrônicos estabelecerem comunicação entre si, compartilhando recursos e informações.

Tradicionalmente, em sistemas de telemedição de energia elétrica, a rede LAN é concebida para o transporte de informações em distâncias inferiores a 1,5 km (OEB, 2005).

4.3.2.8 *Mesh*

A Rede *Mesh*, ou rede em malha, utiliza tecnologia sem fio para intercambio de dados e é composta de diversos pontos de acesso. É uma rede combinada de vários nós/roteadores, que passam a se comportar como uma única e grande rede, possibilitando a conexão em qualquer um destes nós, conforme ilustração presente na Figura 4.4. O protocolo de roteamento *Mesh* faz a varredura das diferentes possibilidades de rotas de fluxo de dados, baseada numa tabela dinâmica, onde o equipamento seleciona qual a rota mais eficiente, rápida e com menos perda de pacotes.

Para a aplicação em telemedição, essa tecnologia propicia que os medidores se comuniquem entre si sem uma rota preestabelecida, como ocorre, por exemplo, com a internet. Caso um dos medidores seja retirado, o próprio sistema realiza reconfiguração dinâmica e a comunicação é mantida.

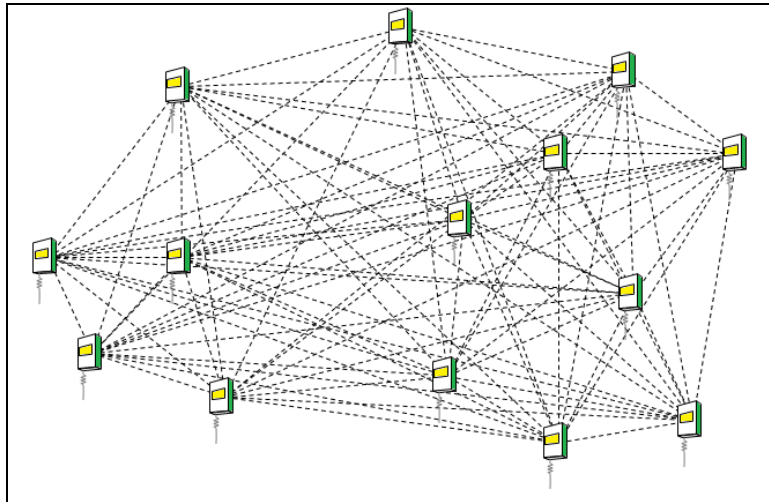


Figura 4.4 - Malha ilustrativa de uma Rede *Mesh* virtual para telemedição.

No Brasil, as características topográficas de Campos do Jordão foram motivos para que a distribuidora Elektro escolhesse a cidade paulista para a implantação de testes com a tecnologia *Mesh*. Assim, a distribuidora optou testar a Rede *Mesh* em condições críticas de adversidade, em uma localidade onde os obstáculos físicos – montanhas e vales – poderão se constituir em barreiras para a reconfiguração da rede. O projeto piloto prevê a instalação de aproximadamente 100 medidores, o que possibilitará uma base de dados para avaliar o custo-benefício e onde essa tecnologia poderia ser implantada (GTD, 2008).

Já a distribuidora Ampla, que utiliza comunicação por meio de um concentrador primário com repetição do sinal através de concentrador secundário, prevê a utilização da tecnologia *Mesh* como evolução do sistema de comunicação entre os concentradores, utilizando roteamento dinâmico com Rede *Mesh* virtual (Ampla, 2008).

4.3.2.9 ZigBee

Conceitualmente, *ZigBee* designa um conjunto de especificações para a comunicação sem-fio entre dispositivos eletrônicos, com ênfase na baixa potência de operação, na baixa taxa de transmissão de dados e no baixo custo de implantação, funcionando todos os pontos da rede como retransmissores de informação, constituindo uma malha. A tecnologia possui alcance reduzido, o que determina a necessidade de repetidores para que a comunicação entre as unidades da rede atinjam o destino final.

Diferentes fabricantes de medidores já produzem equipamentos com sistemas *Zigbee*, permitindo múltiplos tipos de medição com comunicação bidirecional. Nos Estados Unidos, várias commodities, incluindo empresas de energia elétrica, gás e água utilizam a tecnologia para telemetria.

4.3.3 Concentrador (coletor regional)

O concentrador, também denominado coletor regional, é um módulo eletrônico que pode armazenar dados do módulo de comunicação e transmitir ao computador central. Ou seja, este dispositivo é o elo entre a rede local de transmissão de dados e a rede de longa distância, trazendo os dados de medição para processamento no computador central.

Se o módulo de comunicação tem pouca ou nenhuma memória, o concentrador pode atuar como o ponto de armazenamento e memória das informações de medição e, em alguns casos, é responsável por registrar a data e hora dos dados medidos.

Como exemplo, lembra-se que, conforme detalhado no Capítulo 3, a distribuidora italiana ENEL instalou cerca de 350 mil concentradores para a realização de telemedição em cerca de 31 milhões de medidores eletrônicos.

As configurações e os sistemas variam consideravelmente de tal modo que a infra-estrutura para telemedição pode ser diferente caso a caso. Especificamente no Sistema de Medição Centralizado - SMC implantado pela distribuidora Ampla são utilizados dois tipos de concentradores.

Nessa distribuidora, o equipamento que agrupa os medidores é denominado de concentrador secundário, onde se encontra um módulo eletrônico que tem a função de armazenar os dados de medição de cada consumidor. O concentrador secundário é interligado através de uma rede de comunicação ao concentrador primário (Ampla, 2008), conforme ilustrado na Figura 4.5



Figura 4.5 - Solução tecnológica para telemedição utilizada pela Ampla.

Analogamente ao apresentado na Figura 4.2, pode-se considerar que na configuração do SMC adotado pela Ampla, o concentrador secundário realiza a função do módulo de comunicação do medidor, enquanto o concentrador primário é o próprio concentrador (coletor regional).

4.3.4 Rede de longa distância

A rede de longa distância configura-se como uma Rede WAN (*Wide Area Network*), também denominada de rede de área alargada ou rede geograficamente distribuída. Ou seja, são redes projetadas para transmitir dados através de grandes distâncias por meio de uma rede de comunicação que abrange uma grande extensão e grande área geográfica de tal modo que difere da rede local de transmissão de dados. Em geral, as redes de longa distância contêm conjuntos de servidores, que formam sub-redes. Essas sub-redes têm a função de transportar os dados entre os computadores ou dispositivos de rede.

Para fins de telemedição, a rede de longa distância é a rede de comunicação que transmite os dados medidos constantes no coletor regional para o computador central. Em alguns

sistemas, essa rede vai desde o módulo de comunicação diretamente para o computador central. As redes de longa distância utilizam algumas das tecnologias já comentadas e transmitem dados por meio de fibra, tecnologia de telefonia celular (usualmente GPRS) e ou rádio frequência, ao longo de uma rede privada gerenciada ou pela infra-estrutura de terceiros proprietários de redes de comunicação.

4.3.5 Computador central (centro de controle de medição)

Os dados medidos são recebidos e armazenados no computador central (usualmente localizado no centro de operações da distribuidora, ou em um próprio centro de controle de medição), conforme ilustrado na Figura 4.6. O computador central é também o centro de controle para registrar novos módulos e aceitar os dados obtidos a partir do medidor. Assim, ele conecta os dados de medição com o banco de dados de determinada unidade consumidora e nos sistemas comerciais de informação dos clientes.

É o ponto central de controle para toda a programação dos módulos de comunicação bidirecional, incluindo movimentos, mudanças e inclusão de programação e de novos períodos de tempo nos medidores, sempre que necessário.

Dependendo do nível de sofisticação do sistema de medição, o computador central irá emitir relatórios de operação e de status após a transferência de dados em períodos determinados. Também gera os indicadores do sistema e cria relatórios sobre a saúde global das redes e das operações de coleta de dados.



Figura 4.6 - Centro de controle de medição.

5 FUNCIONALIDADES E VANTAGENS DECORRENTES

As diversas funcionalidades possíveis com a aplicação de sistemas com medição eletrônica, as aplicações e as vantagens decorrentes dessa tecnologia são os temas apresentados no presente capítulo.

5.1 AS FUNCIONALIDADES PRESENTES NA MEDIÇÃO ELETRÔNICA

O avanço da tecnologia criou novas possibilidades e induziu a uma progressiva migração da forma tradicional de medição para uma nova configuração ao redor do mundo. Simultaneamente à evolução dos medidores, as tecnologias de informação e de comunicação de dados também apresentaram significativo progresso. Assim, a mudança tecnológica, agora possível também para instalações em baixa tensão, criou meios para ampliar o leque de serviços e funcionalidades possíveis por um sistema de medição, o que permite a melhoria na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Dessa forma, os medidores eletrônicos constituem a etapa inicial de uma nova infraestrutura tecnológica que está sendo introduzida no setor elétrico mundial. Assim, a infraestrutura de medição avançada propicia vantagens aos diversos agentes do setor elétrico e é uma das etapas para a construção de redes inteligentes (*smart grid*).

Nesse novo cenário, há a real possibilidade de migração de um modelo convencional, onde o serviço de medição é restrito ao faturamento de energia ativa (kWh), para um novo modelo, mais diversificado e capaz de propiciar diferentes funcionalidades. Entre essas novas possibilidades, destacam-se, além do faturamento de energia ativa e reativa, aspectos como qualidade da energia elétrica; novas modalidades de tarifação; telemetria; atuação remota e informações mais claras e abundantes.

Na Tabela 5.1 são listadas as funcionalidades dos novos medidores, muitas delas não disponíveis nos tradicionais medidores eletromecânicos. A apresentação é realizada de forma segregada em macro temas.

Neste item do texto, o objetivo é apenas apresentar as funcionalidades disponíveis pelos medidores eletrônicos, ainda que algumas sejam exageradas para a aplicação em massa em unidades consumidoras atendidas em baixa tensão. A análise de custos envolvidos e a verificação da viabilidade das funcionalidades são realizadas em itens posteriores.

Tabela 5.1 - Funcionalidades disponíveis nos medidores eletrônicos.

FUNCIONALIDADES
Características inerentes:
Classe de exatidão
Sensibilidade a pequenas cargas (baixa corrente de partida)
Perdas técnicas
Auto diagnóstico
<i>Firmware Download</i> (software permanente com instruções operacionais)
Faturamento:
Energia Ativa (kWh)
Energia nos 4 quadrantes
Energia reativa (kVarh)
Energia reativa indutiva e capacitiva
Demanda máxima (kW)
Data e hora da ocorrência da máxima demanda ativa
Tarifação:
Tarifa binômia (segregação dos componentes de energia e demanda)
Tarifa horária (diferentes períodos de tarifação durante o dia)
Agregação das medidas em períodos programáveis
Faturamento na modalidade de pré-pagamento
Qualidade do Serviço:
Apuração da duração das interrupções
Apuração da quantidade (frequência de ocorrência) de interrupções
Qualidade do Produto:
Registro do nível de tensão em regime permanente
Registro do tempo em que o nível de tensão está fora dos limites regulatórios
Registro de valor de frequência
Mensuração do fator de potência
<i>Power Quality</i> (Qualidade da Energia Elétrica)
Alarmes associados aos parâmetros de qualidade do produto

Anti Fraude:
Mecânica: tampa solidária
Deteção eletrônica: abertura de tampa
Software: Unidirecional/ Energia Reversa
Aquisição, atuação e parametrização remota:
Leitura remota
Alteração do ciclo de faturamento
Mudança de opção tarifária
Controle de carga (regulação e controle de demanda)
Corte e Religação
Disponibilização de dados e interface com o consumidor:
Display independente
Apresentação gráfica e numérica de dados de consumo
Aviso de demanda máxima atingida
Alarme de pouca energia “disponível” (no caso de pré-pagamento)
Comunicação Integrada:
Meios de comunicação (GSM, GPRS, PLC, RF, <i>Zigbee</i> etc.)
Comunicação local com terminais portáteis (saída pulso; saída óptica e saída inteligente)
Armazenamento de dados e registro temporal:
Memória de Massa
Calendário e Relógio
Outras aplicações:
AMM+UM (interface com medidores de água, gás natural e calor)
<i>Smart Grid</i> (rede inteligente)
<i>Smart Home</i> (casa inteligente)

5.2 POSSÍVEIS APLICAÇÕES E VANTAGENS DECORRENTES

Diante de tantas funcionalidades apresentadas, cabe agora uma análise sobre as possibilidades e sobre os benefícios trazidos pela aplicação da tecnologia de medição eletrônica. De um modo geral, a utilização de sistemas de medição eletrônica pode induzir a benefícios para o sistema elétrico e para os diferentes agentes envolvidos no setor.

A falta de informação é um obstáculo à eficiência dos mercados e dificulta a alteração dos comportamentos dos consumidores. Assim, a maior disponibilidade de informações trazida

pelos medidores eletrônicos permite aumentar o nível de conhecimento sobre o consumo e sobre os valores das tarifas aplicadas.

Desse modo, os medidores eletrônicos permitem aumentar a percepção sobre os gastos dos equipamentos e sobre as conseqüências da mudança dos hábitos, criando meios para gerenciar os valores das faturas e gerar economias no orçamento residencial, além de promover a eficiência energética. A alteração dos hábitos dos consumidores implica na permuta de consumos para horas de vazio (fora de ponta), aumentando o fator de carga das redes e causando menores demandas de pico.

Assim, para as distribuidoras, a melhoria na utilização dos ativos e a redução do carregamento máximo permitem postergar investimentos de reforço e ampliação de redes e ainda reduzir as perdas. Pelo mecanismo de regulação econômica aplicado pelo órgão regulador, esses ganhos são revertidos aos consumidores, com redução no valor das tarifas de uso das redes. Portanto, a alteração dos hábitos de consumo acarreta benefícios sociais e econômicos.

A maior disponibilidade e maior confiabilidade das informações ainda abrem novas perspectivas, munindo os consumidores, e o próprio órgão regulador, de informações sobre a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras. Do mesmo modo, informações mais detalhadas e atualizadas permitem às distribuidoras aperfeiçoar as atividades de planejamento, de manutenção e de operação do sistema de distribuição de energia elétrica. Com isso, é possível criar maior velocidade na ação das empresas e aprimorar a gestão das redes e da qualidade do serviço prestado.

Para aqueles países onde existe o mercado livre aberto aos consumidores residenciais¹⁰, os medidores eletrônicos são ferramentas indispensáveis. A flexibilidade trazida pelos medidores eletrônicos permite aumentar a versatilidade na configuração dos preços da energia, além de desenvolver serviços complementares pelos comercializadores. Portanto, os consumidores são favorecidos com uma competição mais eficiente e com agentes comercializadores mais ativos na busca de competitividade em um mercado liberalizado.

¹⁰ O mercado livre estendido às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, incluindo as unidades residenciais, é uma realidade distante no Brasil, mas já presente, por exemplo, em países da União Européia.

Especialmente para a realidade do Brasil, as novas tecnologias de medição apresentam-se também como ferramentas eficazes no combate a alguns dos principais problemas do setor elétrico do país: fraude, furto e inadimplência.

Algumas das funcionalidades podem ser exageradas para aplicação em massa em unidades consumidoras de baixa tensão e, assim, o aproveitamento deve ser pontual e viável, dependendo da natureza e finalidade da aplicação. A seguir são apresentadas as aplicações e as vantagens decorrentes de cada uma das funcionalidades listadas na Tabela 5.1.

5.2.1 Características inerentes

A tecnologia de medição eletrônica apresenta algumas características intrínsecas que se constituem como vantagens frente à tradicional medição eletromecânica. Com isso, além de vantagens mencionadas nos próximos itens, destaca-se que os medidores eletrônicos possuem peculiaridades inerentes à sua construção, oferecendo qualidades técnicas favoráveis aplicadas à medição de energia elétrica.

Nesse sentido, destaca-se que os equipamentos eletrônicos evitam erros de registro de energia em temperaturas elevadas, sobretudo devido ao dilatação dos materiais internos ocorrido nos equipamentos eletromecânicos. Conforme detalhado a seguir, os eletrônicos ainda realizam o registro de pequenas cargas, não medidas por medidores de indução e também possuem menor consumo interno.

Construtivamente, os eletrônicos ainda apresentam rigidez mecânica em relação ao transporte e manuseio, evitando desregulagens e quebras. Oferecem ainda eliminação da perda incremental e gradual ao longo da vida útil do equipamento, como acontece com medidores eletromecânicos devido aos desgastes naturais do uso (principalmente nos mancais e também decorrentes de sujeira acumulada).

Outra característica própria do medidor eletrônico, e que se apresenta como vantagem, refere-se ao ângulo de instalação do equipamento, já que não existem erro e perda de

faturamento em função de instalação física do medidor em ângulo superior a 3 graus em relação à vertical.

A Tabela 5.2 apresenta um breve comparativo entre a medição eletrônica e eletromecânica. Posteriormente são analisadas características próprias dos medidores eletrônicos.

Tabela 5.2 - Comparativo destacando as vantagens dos medidores eletrônicos (adaptado - Costa, 2008).

Atributo	Eletromecânico	Eletrônico	Vantagem do medidor eletrônico
Classe	2,00%	1,0% (ou melhor)	Maior exatidão
Corrente de partida	100 mA	10 mA	Maior sensibilidade a pequenas cargas
Consumo próprio	1,3W	0,5 W (ou maior)	Menores índices de perdas técnicas
Ângulo de instalação	Vertical	Indiferente	Extingue uma possibilidade de fraude
Rigidez Mecânica	Baixa	Alta	Maior resistência a impactos no transporte ou manuseio
Calibração	Ajustes deslizantes	Rede resistiva	Inexistência de pontos móveis
Auto diagnóstico	Inexistente	Existente	Auto verificação
Saída de pulso/ saída Óptica	Inexistente	Existente	Integração com outros dispositivos eletrônicos

5.2.1.1 Classe de exatidão

A medição do consumo de energia elétrica e o conseqüente faturamento caracterizam-se como uma transação econômica e, assim, a confiança nos dados medidos é fundamental. Nesse âmbito, a classe de exatidão especificada garante que o aparelho de medição atenda e satisfaça determinadas exigências metrológicas destinadas a conservar os erros dentro de limites pré-determinados.

As classes de exatidão dos medidores eletrônicos são classe 1%, classe 0,5% ou classe 0,2%. Assim, para essa funcionalidade, os medidores eletrônicos apresentam desempenho melhor do que os eletromecânicos.

5.2.1.2 Sensibilidade a pequenas cargas

Uma das características dos medidores eletrônicos é maior sensibilidade a pequenas cargas quando comparados aos medidores eletromecânicos tradicionais do tipo indução. Isso se deve ao fato do medidor eletrônico ser acionado por uma baixa corrente de partida.

Assim, a menor corrente de partida implica em maior sensibilidade do medidor a cargas muito leves (equipamentos ligados em modo de espera durante a noite, por exemplo). Nesse sentido, estudos mostram que o medidor eletrônico inicia a contagem do consumo com uma corrente de partida típica de 10 mA, enquanto o medidor eletromecânico inicia a medição com uma corrente de partida típica de 100 mA.

O resultado dessa sensibilidade é um aumento no faturamento, já que é possível medir o consumo antes não percebido pelos medidores eletromecânicos, fato que ficou comprovado, conforme já comentado, por uma análise realizada pela distribuidora Cemig. Em uma amostra de 1.100 unidades consumidoras, onde medidores eletromecânicos foram trocados por eletrônicos, o acréscimo de faturamento foi de 1,3%, considerando-se as médias mensais de 6 meses anteriores à instalação e dos 6 meses posteriores, além de fatores relacionados a sazonalidade, quando aplicáveis (Cemig, 2008).

Ainda que pequeno, o aumento no faturamento é uma vantagem para as distribuidoras, mas é um motivo para queixas por parte dos consumidores.

5.2.1.3 Perdas técnicas

Outra vantagem dos medidores eletrônicos frente aos eletromecânicos refere-se ao “consumo próprio” do equipamento, ou seja, perdas técnicas.

Enquanto medidores eletrônicos possuem perda técnica de 0,5W, o medidor eletromecânico apresenta valores maiores, totalizando 1,3W (Eletropaulo, 2008). Porém, as perdas técnicas nos medidores eletrônicos aumentam à medida que o número de funcionalidades inseridas no equipamento também aumenta. Assim, o valor de perdas técnicas pode ultrapassar aquele indicado para os medidores eletromecânicos.

5.2.1.4 Auto diagnóstico

Essa função sinaliza sobre eventuais problemas no medidor. Por essa funcionalidade, o aparelho é capaz de verificar as funções e o bom funcionamento dos circuitos que o compõem. O auto diagnóstico pode ser automático ou pode ser disponível por acionamento manual.

5.2.1.5 Firmware Download

Firmware é um tipo de software que controla diretamente o hardware. É armazenado permanentemente em uma parte da memória não volátil do medidor e preserva seu conteúdo mesmo quando ocorre falta de energia elétrica. Assim a programação é escrita em memória que não pode ser modificada e não necessita ser carregado para execução.

A aplicação é característica de diversos dispositivos eletrônicos que, mesmo desligados por anos, mantêm o seu programa básico intacto e, assim, sabem o que fazer quando ligados novamente. É uma funcionalidade que garante as funções originais do medidor.

5.2.2 Faturamento

5.2.2.1 Energia Ativa

A essência das atividades de medição de energia elétrica se encontra na mensuração do montante de energia ativa consumida em uma determinada unidade. Considerando que o medidor é a caixa registradora da distribuidora, a medição de energia ativa é a funcionalidade básica, e dispensa comentários adicionais.

5.2.2.2 Energia nos 4 quadrantes

A necessidade de medição de energia em 4 quadrantes, também denominada medição em 2 sentidos, é decorrente da existência de consumo e geração de energia elétrica em uma mesma unidade. Dessa forma, a microgeração distribuída é a produção de energia pelo

próprio consumidor utilizando equipamentos de pequena escala, sobretudo painéis solares, microeólicas, microturbinas ou outro tipo de tecnologia.

Assim, esta funcionalidade é adequada à medição em instalações onde ocorre a microgeração distribuída, ou seja, sistemas com produção própria e com possibilidade de exportação do montante total ou do excedente de energia.



Figura 5.1 - Aplicação da microgeração distribuída em unidade residencial.

Com o crescimento da preocupação ambiental, tal atividade está sendo difundida. Notadamente na Europa, já existem programas que incentivam a microgeração, seja com financiamentos, seja com tarifas atrativas para a venda de energia alternativa. Como exemplo, cita-se o caso de Portugal, onde o governo aprovou legislação específica para que os consumidores, incluindo residenciais, possam realizar produção e venda de energia elétrica.

No Brasil, destaca-se que a Aneel já se mobiliza no sentido de viabilizar a existência de geração distribuída em baixa tensão. Em 2008, a Agência autorizou o primeiro programa de geração distribuída com saneamento ambiental, apresentado pela distribuidora Copel como projeto piloto de implantação de geração distribuída em baixa tensão¹¹.

¹¹ A Resolução Autorizativa nº 1482/2008 possibilitou implantação de projeto piloto de central geradora com potência instalada de até 300 kVA em unidade consumidora rural, que utilize biogás oriundo de dejetos orgânicos de animais, conectado em baixa tensão e com comercialização de energia exclusivamente na modalidade de geração distribuída.

Com isso, a medição de energia ativa nos 4 quadrantes permite a contabilização adequada da energia gerada, impulsionando o desenvolvimento da microgeração distribuída, favorecendo a matriz energética e criando oportunidade de investimentos em um novo mecanismo contra problemas de abastecimento energético.

Ressalta-se que esta funcionalidade deve ser empregada somente nos casos onde há microgeração distribuída, ou onde exista previsão para tal aplicação. Devido aos custos de inserção dessa funcionalidade, a aplicação em massa não é viável.

5.2.2.3 Energia reativa

Pela definição tradicional, energia reativa é aquela que não realiza trabalho efetivo, mas é responsável pela produção de fluxo magnético necessário ao funcionamento de máquinas, servindo para magnetizar as bobinas de motores, transformadores, geradores e outros equipamentos. A utilização de energia reativa deve ser a menor possível, já que essa energia "ocupa espaço" no sistema que poderia ser usado por mais energia ativa. O excesso de energia reativa exige condutores de maior seção e transformadores de maior capacidade, além de provocar perdas por aquecimentos e queda de tensão.

Assim, com a aplicação dessa funcionalidade pelos medidores eletrônicos, pode-se reduzir os subsídios cruzados que decorrem do não faturamento explícito da energia reativa, com incentivos para o "correto uso da rede". Com isso, entre os benefícios estão o melhor aproveitamento das instalações (condutores e transformadores), a redução de perdas e o aumento da vida útil dos equipamentos.

A cobrança do consumo de energia elétrica reativa é realizada por meio da mensuração do fator de potência da unidade consumidora, ou seja, por meio da relação entre a energia ativa e a energia total. O fator de potência próximo de 1 indica pouco consumo de energia reativa em relação à energia ativa. Uma vez que a energia ativa é aquela que efetivamente produz trabalho, quanto mais próximo da unidade for o fator de potência, maior é a eficiência da instalação elétrica.

A regulamentação em vigor adota como referência para o fator de potência, o valor de 0,92. Se o fator de potência medido nas instalações do consumidor for inferior a 0,92 será cobrado o custo do consumo reativo excedente, decorrente da diferença entre o valor mínimo permitido e o valor calculado no ciclo de faturamento. Para efeito de faturamento, em unidades consumidoras atendidas em média e alta tensão o fator de potência possui medição obrigatória e permanente. Já para unidades atendidas em baixa tensão, a medição do fator de potência, para efeito de faturamento, é facultativa.

Assim, a existência dessa funcionalidade em medidores eletrônicos torna possível, quando couber, o registro/controlado do faturamento da energia reativa para unidades consumidoras em baixa tensão.

5.2.2.4 Energia reativa indutiva e capacitiva

A energia reativa é classificada em indutiva ou capacitiva. A primeira classificação significa que a instalação elétrica está absorvendo a energia reativa. Já a segunda ocorre quando a instalação elétrica está fornecendo a energia reativa. A maioria dos equipamentos elétricos possui características indutivas em função das suas bobinas (ou indutores), que produzem o fluxo magnético necessário ao seu funcionamento.

As vantagens decorrentes da medição de energia reativa indutiva e energia reativa capacitiva são similares às aquelas listadas no item anterior. A aplicação dessa funcionalidade é mais factível em unidades consumidoras com instalações conectadas em média e alta tensão.

5.2.2.5 Demanda máxima

O conceito de demanda máxima está diretamente relacionado à infra-estrutura disponibilizada pelo sistema de distribuição para o atendimento das cargas de determinada unidade consumidora. A principal idéia associada ao conceito de demanda máxima é a da simultaneidade, ou seja, a demanda é determinada pela quantidade e potência dos aparelhos elétricos utilizados ao mesmo tempo.

A medição e o faturamento da demanda estão vinculados com a otimização do uso dos ativos e, assim, permite adequar a potência contratada de cada consumidor ao máximo efetivo de suas necessidades, evitando-se que seja dimensionado um montante de uso não apropriado. Assim, o faturamento da demanda é um sinal para a utilização racional do sistema de distribuição.

5.2.2.6 Data e hora da ocorrência da máxima demanda ativa

Esta funcionalidade permite estudar a simultaneidade dos consumos e caracterização da demanda verificada. É a indicação de quando ocorre a maior utilização da infra-estrutura disponibilizada pelo sistema de distribuição.

O conhecimento da data e da hora da ocorrência da máxima demanda ativa é uma ferramenta importante para que os consumidores disciplinem seus hábitos de consumo, reduzam os montantes de uso simultâneos verificados e, conseqüentemente, reduzam a demanda contratada.

Para as distribuidoras, a funcionalidade disponibiliza informações sobre o carregamento de alimentadores e transformadores, permitindo que sejam traçados perfis de carga e definindo a caracterização do sistema elétrico.

5.2.3 Tarifação

5.2.3.1 Tarifa binômia

A Tarifa binômia é o conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW). Assim, esta funcionalidade está intimamente relacionada ao princípio fundamental da desregulamentação da indústria de eletricidade: segregação dos componentes de energia e demanda.

Atualmente a regulamentação brasileira estabelece que a tarifação de consumidores atendidos em baixa tensão é caracterizada pela estruturação tarifária monômia¹². No Brasil, somente consumidores atendidos em média e alta tensão possuem tarifação binômia, dividindo-se entre estrutura tarifária convencional e estrutura tarifária horo-sazonal.

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Já a estrutura horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano (Tarifa Verde e Tarifa Azul).

Entre as vantagens da aplicação dessa funcionalidade estão as melhores práticas de consumo por parte dos consumidores, disciplinando o uso racional da infra-estrutura que é disponibilizada pelo sistema elétrico. Ou seja, leva-se à eficiência na produção de energia para suprir o consumo com melhor equilíbrio do sistema de geração. Pelo lado da demanda, leva-se ao prudente projeto das instalações, evitando-se sobredimensionamento e capacidade ociosa de redes, transformadores e subestações. Em última instância, esses ganhos são transferidos para a modicidade tarifária.

5.2.3.2 Tarifa Horária

A tarifação horária prevê a existência de postos tarifários. O significado de postos tarifários é o estabelecimento de diferentes períodos de tarifação durante o dia, basicamente referente a períodos de ponta e fora de ponta. Contudo, pode-se ocorrer a existência de mais de dois períodos tarifários. Idealmente (porém de difícil consecução), a tarifa deveria ser calculada hora a hora, ou seja, dependente das condições de carregamento da rede de distribuição em um determinado horário do dia.

A inclusão da dinâmica horária na tarifa é uma sinalização econômica que induz a utilização racional do sistema elétrico. Assim, os postos tarifários são necessários para evitar o subsídio cruzado hoje existente entre consumidores e, com isso, minimizar o

¹²Tarifa monômia é a tarifa de fornecimento constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica.

subsídio em um mesmo nível de tensão, beneficiando unidades consumidoras que melhor utilizam a rede.

Com essa funcionalidade sendo aplicada, os consumidores podem gerir seus hábitos de consumo e auferir ganhos com a economia nas faturas. Para as distribuidoras, as vantagens estão relacionadas à expansão otimizada das redes.

Aplicação da tarifa binômia juntamente com postos tarifários estabelece a criação de um menu tarifário, de forma que o consumidor possa realizar suas escolhas e otimizar os hábitos de consumo. Conforme observado no Capítulo 3, em diversos locais do mundo, as funcionalidades relativas à tarifação foram o grande motivador para implantação de medidores eletrônicos em baixa tensão.

O Capítulo 6 apresenta uma análise para a implantação de tarifação horária em baixa tensão (Tarifa Amarela).

5.2.3.3 Faturamento na modalidade de pré-pagamento

O faturamento na modalidade de pré-pagamento refere-se a um sistema de pagamento antecipado de energia elétrica, também denominado de sistema pré-pago. A funcionalidade é análoga ao sistema de pagamento referente aos serviços prestados por empresas de telefonia celular, os já conhecidos telefones celulares pré-pagos ou “telefones a cartão”.

Conforme ilustrado pelo Capítulo 3, a aplicação desta funcionalidade tem destaque em países como África do Sul e Irlanda do Norte. No Brasil, foram instaladas, em caráter experimental, pequenas quantidades de medidores eletrônicos com pré-pagamento.

Entre as vantagens, destaca-se a ampliação das ofertas comerciais disponíveis aos consumidores, com conseqüente possibilidade de programação do orçamento familiar. O sistema permite a flexibilidade que os consumidores necessitam para adequarem seus pagamentos. Com o gerenciamento do consumo e diminuição das perdas por desperdício, existe a possibilidade de redução do endividamento com faturas de energia elétrica e,

assim, a modalidade de pré-pagamento pode ainda causar o resgate da dignidade dos consumidores antes devedores.

Para as distribuidoras, a funcionalidade consiste em uma ferramenta para proteção de receita, redução do número de maus pagadores e de inadimplentes, diminuição de conflitos relacionados com dificuldades de cobrança e melhoria na relação com o cliente.

Para a realidade brasileira, a implantação dessa funcionalidade é viável, especialmente para famílias com baixo poder aquisitivo. No entanto, considerando-se que a modalidade de pré-pagamento está diretamente relacionada aos consumidores de baixa renda, a solução envolve aspectos sociais, além de itens técnicos. As regras com o escalonamento de descontos da classe Baixa Renda estão definidas em lei e, assim, a aplicação vai além de critérios do órgão regulador.

5.2.4 Qualidade do Serviço

5.2.4.1 Apuração da duração das interrupções

A qualidade do serviço relaciona-se com a condição de prestação e disponibilização da energia elétrica pelas distribuidoras e está vinculada às interrupções percebidas pelos consumidores.

Adicionalmente às tarifas pagas, as interrupções são o principal ponto de atenção e percepção por parte dos consumidores. Assim, é fundamental que existam informações claras aos consumidores sobre a qualidade do serviço que lhes é prestado.

A qualidade do serviço é um dos focos de atenção do órgão regulador e parte das atividades de fiscalização está direcionada ao monitoramento da disponibilidade do serviço oferecida aos consumidores. Pela regulamentação, o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – Prodist, em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 024/2000, estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras, nos seus aspectos de duração e frequência.

A regulamentação define indicadores médios de continuidade por conjunto de unidades consumidoras DEC e FEC e indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC¹³. Define ainda os procedimentos para compensação financeira aos consumidores que tiveram violação do padrão de continuidade individual.

Assim, a funcionalidade em análise favorece a apuração dos indicadores de qualidade supracitados. Além de ser instrumento de controle por parte dos consumidores, a funcionalidade é de interesse do órgão regulador. Para a Aneel, a implantação de sistemas com medidores eletrônicos em baixa tensão representa a possibilidade de aprimoramento no processo de fiscalização. Tais sistemas propiciam redução da assimetria de informações à medida que facilitam a auditoria dos dados.

A Aneel indica que o monitoramento mais eficaz dos indicadores de qualidade é um dos pontos de apreciação por parte do regulador e seria um dos motivadores de um eventual plano de substituição em massa de medidores (Aneel, 2009).

Ponderando-se sobre o custo da implantação, é factível que essa funcionalidade seja estabelecida em uma amostra representativa das unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, possibilitando o acompanhamento por alimentadores ou sistemas elétricos. Ou seja, é necessário criar uma amostra que represente uma relação e que compreenda todos os consumidores de uma determinada área geoeletrica, sem a necessidade de instalação dessa funcionalidade em todos os medidores.

5.2.4.2 Apuração da quantidade de interrupções

A apuração da quantidade (frequência de ocorrência) de interrupções está relacionada com os indicadores FEC e FIC já comentados. Assim, essa funcionalidade está ligada ao item

¹³ DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

DIC: Duração de Interrupções por Unidade Consumidora.

FIC: Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora.

DMIC: Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora.

anterior e as vantagens e possibilidades decorrentes desta funcionalidade são as mesmas apresentadas anteriormente.

5.2.5 Qualidade do Produto

5.2.5.1 Registro do nível de tensão em regime permanente

A caracterização do produto que é entregue aos consumidores pelas distribuidoras pode ser feita por meio da verificação do nível de tensão em regime permanente. Idealmente, o valor eficaz da tensão elétrica que é disponibilizada às unidades consumidoras deveria sempre se manter em níveis iguais, ou muito próximos, ao da tensão nominal contratada pelo consumidor. Na prática, isso nem sempre acontece.

Pela regulamentação em vigor, o Módulo 8 do Prodist, em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 505/2001, estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. Com isso, são definidos indicadores individuais de violação dos limites de tensão precária e tensão crítica (respectivamente DRP e DRC), além do indicador coletivo (ICC¹⁴). Quando os limites individuais são violados, existe a determinação regulatória para que os consumidores recebam compensação financeira pelo serviço inadequado, além da necessidade de providências por parte da distribuidora para sanar as anormalidades.

Mas o acompanhamento do nível de tensão não é realizado de forma permanente. A regulamentação define os procedimentos para a realização de campanhas de medição¹⁵ temporárias, com medição amostral necessária à apuração do nível de tensão em regime permanente.

¹⁴ DRP: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária.

DRC: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica.

ICC: Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica.

¹⁵ Campanha de medição é o levantamento em um período de tempo pré-determinado, por meio de medidores eletrônicos, de grandezas elétricas relacionadas.

Assim, o fim da campanha de medição amostral, com conseqüente verificação permanente do produto entregue pelas distribuidoras, garante a correta monitoração e cobre os direitos dos consumidores, tendo em vista que promove a informação sobre a qualidade que lhes é fornecida. Para a Aneel, essa funcionalidade auxiliaria no processo de monitoramento e fiscalização realizado sobre as distribuidoras.

Para as distribuidoras, o fim da campanha de medição amostral por meio da aplicação dessa funcionalidade gera um conseqüente incentivo à melhoria da qualidade oferecida, dando oportunidade de registro de parâmetros de qualidade de produto em diversos pontos da rede.

Considerando o custo da implantação, é viável que essa funcionalidade seja instalada em parte das unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, permitindo o acompanhamento do nível de tensão por alimentadores ou sistemas elétricos. Ou seja, é necessário criar uma relação de modo que se compreendam todos os consumidores de uma determinada área geoeletrica, sem a necessidade de instalação em massa.

5.2.5.2 Registro do tempo em que o nível de tensão está fora dos limites regulatórios

Outra possibilidade é o registro do tempo em que o nível de tensão está fora dos limites regulatórios, sem efetivamente medir e armazenar o valor eficaz da tensão. É uma opção mais barata e simples e pode trazer as mesmas vantagens apresentadas no item anterior.

5.2.5.3 Registro de valor de freqüência

O registro de valor de freqüência gera elementos para que os consumidores se informem sobre a qualidade do produto que lhes é fornecido, além de ser um estímulo ao progresso dessa qualidade pelas distribuidoras. Porém, a aplicação em consumidores de baixa tensão não é aconselhável, tendo em vista que os valores de freqüência não sofrem variações consideráveis, além do custo de implantação.

5.2.5.4 Mensuração do fator de potência

Conforme comentado, o fator de potência representa a relação entre a energia ativa consumida e a energia total consumida: é a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado.

A mensuração do fator de potência está diretamente relacionada com o faturamento da energia reativa. As vantagens da aplicação são aquelas comentadas anteriormente.

5.2.5.5 *Power Quality* (Qualidade da Energia Elétrica)

O conceito de *Power Quality* está relacionado aos aspectos relativos a perturbações na forma de onda de tensão, tais como distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão (fenômeno causador do efeito *flicker*¹⁶) e variações de tensão de curta duração.

Para os fenômenos citados, a atual regulamentação no Brasil - o Módulo 8 do Prodist - apresenta disposições que possuem caráter indicativo: não ocorre a fixação de valores limites e não existe a obrigatoriedade de medição e levantamento desses distúrbios. No Módulo 8, há indicações de que a Aneel pretende, futuramente, estabelecer os procedimentos para desenvolvimento das campanhas de medições amostrais para esses indicadores de qualidade.

Considerando-se que a aplicação é complexa e o custo dessa funcionalidade é demasiadamente alto, não é viável a implantação para consumidores atendidos em baixa tensão. Assim, tal medição torna-se factível apenas em alguns grandes consumidores, notadamente industriais, ou ainda em pontos específicos do sistema que sejam de interesse sistêmico.

¹⁶ *Flicker* é impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso nas lâmpadas, principalmente nas lâmpadas incandescentes, quando a rede elétrica é submetida a flutuações de tensão.

5.2.5.6 Alarmes associados aos parâmetros de qualidade do produto

A presença de alarmes disponibiliza a informação aos consumidores sobre a qualidade do produto que lhes é prestada em determinado momento. Os alarmes podem ser proveitosos para unidades consumidoras com equipamentos sensíveis, para unidades consumidoras que desenvolvam serviço essencial ou ainda para aquelas unidades onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica.

Não se sugere o emprego em grande escala de alarmes associados à qualidade do produto, sendo viável apenas em casos pontuais citados no parágrafo anterior.

5.2.6 Anti Fraude

Comparando-se com o medidor eletromecânico, os eletrônicos permitem maior facilidade na detecção de fraudes, seja por meio de alarmes, seja por meio de indicadores, possibilitando a integração de diferentes tipos de sensores contra fraudes. Os equipamentos eletrônicos ainda apresentam maior dificuldade para realização de fraudes temporárias que não deixam sinais de adulteração.

As três funcionalidades apresentadas anteriormente na Tabela 5.1 como ferramentas anti fraude (tampa solidária; detecção eletrônica de abertura de tampa; e software para registro unidirecional e energia reversa) são relacionadas entre si, diferindo-se na variação do nível de tecnologia embutida. Além de considerar a variação no preço de implantação dessas tecnologias, a escolha entre essas funcionalidades depende da caracterização do risco de fraudes em uma determinada área de consumidores, dependendo do local de inserção e do histórico de perdas não técnicas da área de instalação.

Assim, os medidores eletrônicos possuem funcionalidades como sensores que detectam a abertura da tampa principal e ainda registram a fraude quando o medidor está desligado. Também é possível registrar e disponibilizar no display o tempo em que algumas de suas fases estiveram com energia reversa.

As funcionalidades ainda incluem registro unidirecional por fase e a existência de fonte com retificação de onda completa garante que o medidor permanecerá conectado, registrando energia em campo, mesmo com ausência no neutro. Ademais, os medidores eletrônicos são imunes ao não-registro de energia devido à queima de desligamento das bobinas de potencial por intervenção externa.

Conforme comentado anteriormente, uma opção possível com a medição eletrônica refere-se aos sistemas de medição centralizada, com medidores exteriorizados, localizados no alto dos postes, instalados na ponta da cruzeta e interligados a uma prumada de comunicação que concentra as leituras das diversas unidades consumidoras. A partir dessa aplicação, cabe lembrar que os resultados obtidos pela distribuidora brasileira Ampla foram expressivos no combate às perdas não técnicas.

Ressalta-se ainda que a simples mudança do medidor eletromecânico para o eletrônico já traz algumas vantagens contra fraudes. A tecnologia de medição eletromecânica é muito antiga e, portanto, é muito difundida, o que facilita a efetivação de intervenções e fraudes.

As Figuras 5.2, 5.3 e 5.4 ilustram exemplos de fraudes em medidores eletromecânicos que não são possíveis nos equipamentos eletrônicos.

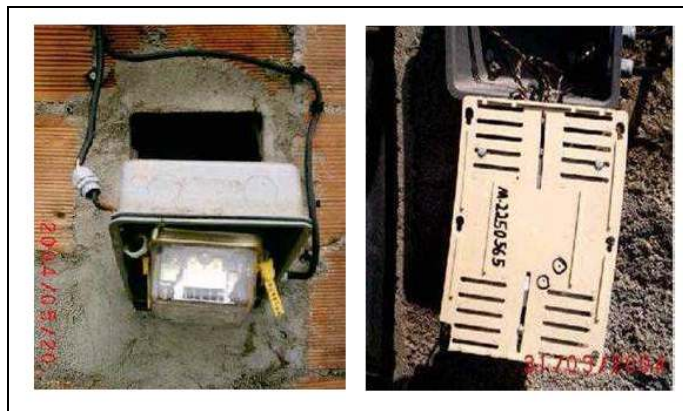


Figura 5.2 - Alterações em um medidor eletromecânico (medidor tombado e medidor furado) (Ampla, 2008).



Figura 5.3 - Modificações na engrenagem de um medidor eletromecânico (Ampla, 2008).

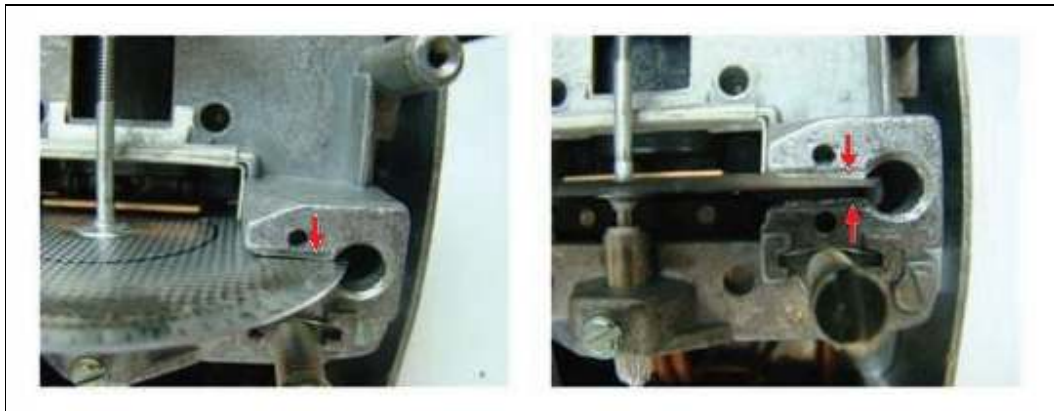


Figura 5.4 - Elemento móvel com atrito no entreferro em um medidor eletromecânico (Foiatto, 2009).

Entre as experiências internacionais com aplicação de medição eletrônica para redução de perdas não técnicas destaca-se o caso da África do Sul, conforme mostrado no Capítulo 3.

Ademais, a exigência de reduzir as perdas devido à fraude foi um motivador primordial tanto na Itália quanto na Irlanda do Norte, onde a dimensão dos prejuízos, e os custos associados à sua detecção, foram significativos (ERGEG, 2007).

5.2.7 Aquisição, atuação e parametrização remota

5.2.7.1 Leitura remota

A possibilidade de realização da leitura remota (telemetria) torna desnecessário o deslocamento físico de um funcionário da distribuidora (leiturista) até a unidade consumidora. Desse modo, para as distribuidoras, uma das vantagens inerentes a essa funcionalidade é a redução total ou parcial dos custos com a intervenção local para realização de leitura.

Considerando-se que a partir da aplicação de leitura remota não existe a necessidade de deslocamento até o local, outro benefício dessa funcionalidade está relacionado ao fato da existência de áreas de difícil acesso devido a problemas sociais que implicam em falta de segurança aos leituristas. Para a realização da leitura, também existem outras dificuldades de acesso até o medidor, embora não estejam relacionados com a segurança, como, por exemplo, medidores instalados no interior das residências.

Em alguns países, a periodicidade das leituras possui intervalos bimensais, semestrais e até anuais. Com a aplicação da telemetria, existe a possibilidade de realização de leituras mais frequentes, até mesmo em períodos horários, caso seja necessário. Na Suécia, por exemplo, um dos motivadores da implantação em massa de medidores eletrônicos foi a possibilidade de realização de leitura e faturamento de forma mais frequente.

A realização da leitura em intervalos muito espaçados priva o consumidor de informações atualizadas sobre o consumo de energia elétrica e ainda implica em faturamento por estimativa, o que se constitui um dos principais motivos de reclamação dos consumidores.

Em Portugal, como consequência de reclamações de consumidores relacionadas ao faturamento por estimativa, foram realizadas, no ano de 2006, cerca de 211 mil refaturamentos, com a anulação da fatura inicialmente enviada ao consumidor e emissão de outra fatura elaborada a partir de novos dados do consumo (ERSE, 2007b). Com isso, além de mais informações aos consumidores, ressalta-se que a diminuição dos gastos com

atendimento comercial e a redução nos atrasos de pagamento são vantagens decorrentes da aplicação dessa funcionalidade.

No mercado livre com unidades consumidoras atendidas em baixa tensão existe a necessidade de transações numa base horária, o que é facilitado pela telemetria.

5.2.7.2 Alteração do ciclo de faturamento

Essa funcionalidade permite a parametrização remota do medidor com mudança no ciclo de faturamento e, assim, cria uma facilidade para a gestão comercial das distribuidoras sem a necessidade de intervenção física na localidade.

5.2.7.3 Mudança no ambiente de contratação

As possibilidades de compra de energia advêm da liberalização do mercado (mercado livre) e, assim, essa é uma funcionalidade que só se aplica nesse ambiente. As vantagens da aplicação decorrem da eliminação de custos com intervenção local. Ademais, a funcionalidade aperfeiçoa a gestão do processo de mudança de comercializadores, promove o direito de escolha dos consumidores e facilita a atuação de agentes de mercado.

5.2.7.4 Controle de carga

A funcionalidade em análise possibilita a regulação e o gerenciamento de demanda, permitindo que seja realizado o controle de carga. Permite-se à distribuidora maior flexibilidade operacional na gestão do sistema, incluindo a possibilidade de realizar ações de controle de carga em situações de contingência ou emergência. Para o consumidor, a parametrização do controle de carga permite que seja realizada uma gestão eficiente da potência utilizada na unidade consumidora, reduzindo a necessidade de contratação de altos montantes de uso, o que gera redução no valor pago pela demanda contratada.

5.2.7.5 Corte e religação

A funcionalidade permite a realização à distância das atividades de corte e religação. Para as distribuidoras, é uma aplicação útil como ferramenta de proteção de receita, já que permite a atuação, de forma rápida e sem necessidade de deslocamento, em unidades consumidoras que possuem clientes inadimplentes.

De certa forma, todas as aplicações de aquisição, atuação e parametrização remota incidem em benefícios com a eliminação de custos, além de induzir à maior velocidade na ação das empresas. Assim, como conseqüências, essas funcionalidades podem provocar a redução de custos operacionais e gerar ganhos de produtividade por parte das distribuidoras. Como esses ganhos são capturados nos processos de regulação econômica, geram-se vantagens aos consumidores por meio de redução das tarifas.

5.2.8 Disponibilização de dados e interface com o consumidor

5.2.8.1 Display independente

É uma forma de dar visibilidade aos dados, disponibilizando informações em um visor independente. Em geral, os subitens vinculados à disponibilização de dados estão relacionados ao direito de informação clara e precisa ao consumidor, promovendo comportamento mais eficiente no consumo de energia elétrica, favorecendo as escolhas dos consumidores. Assim, a principal vantagem da disponibilização de dados é a eficiência energética, além de garantir direitos dos consumidores e possibilitá-los de realizar o planejamento dos hábitos e dos gastos com consumo.

5.2.8.2 Apresentação gráfica e numérica de dados de consumo

A disponibilização gráfica e numérica de informações de consumo abrange a apresentação de perfis de consumo, de consumo instantâneo, de valores acumulados para comparação e histórico. A aplicação permite envolver de forma mais eficaz o consumidor, incentivando a resposta dos consumidores a sinais econômicos disponibilizados por meio das tarifas e

preços. Assim, a aplicação favorece a visibilidade, promove comportamentos mais eficientes e sustenta a tomada de decisão do consumidor.

Para os países com mercado livre, a funcionalidade permite diferenciar o serviço prestado por vários comercializadores, favorecendo o desenvolvimento do ambiente liberalizado.

5.2.8.3 Aviso de demanda máxima atingida

O aviso de demanda máxima atingida é um sinalizador instantâneo que informa ao consumidor sobre o limite alcançado, referente à quantidade e à potência dos aparelhos elétricos utilizados naquele momento. O aviso é um mecanismo útil para que o consumidor reduza o montante de uso daquele instante e, conseqüentemente, evite o pagamento de tarifa de ultrapassagem que, em geral, é bem maior do que a tarifa habitual¹⁷.

Ressalta-se que, em baixa tensão, a regulamentação ainda não prevê cobrança de demanda.

5.2.8.4 Alarme de pouca energia “disponível”

Essa funcionalidade se aplica nos casos onde exista o faturamento na modalidade de pré-pagamento. Assim, o alarme de pouca energia “disponível” é um sinalizador que permite ao consumidor o planejamento necessário para o suprimento na unidade consumidora, com antecedência necessária para que sejam adquiridos novos créditos de energia.

5.2.9 Comunicação Integrada

5.2.9.1 Meios de comunicação

A aplicação das diferentes funcionalidades comentadas no item 5.2.7 (aquisição, atuação e parametrização remota) depende de um ambiente de comunicação que viabilize as

¹⁷ Pela regulamentação, a tarifa de ultrapassagem é a tarifa aplicável sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a contratada, quando exceder os limites pré-estabelecidos. No Brasil, para consumidores atendidos em alta e média tensão, a tarifa de ultrapassagem correspondente a 3 vezes o valor da tarifa normal de fornecimento.

operações. Assim, a partir da aplicação desses ambientes de comunicação, poderão ser auferidas as vantagens comentadas anteriormente. Nesse sentido, conforme descrito no Capítulo 4, destaca-se a existência de diferentes meios: PLC, GSM, GPRS, RF, *Zigbee* etc.

Para aplicação dessa funcionalidade, recomenda-se a utilização de protocolos de comunicação abertos e públicos, objetivando a independência face ao fornecedor dos equipamentos, com maior flexibilidade para modificações e expansões dos sistemas.

5.2.9.2 Comunicação local com terminais portáteis

A existência de comunicação local com terminais portáteis constitui-se em uma funcionalidade de caráter operativo e instrumental e, assim, a aplicação viabiliza, localmente, a transmissão integrada de dados. As opções dessa tecnologia são saídas de pulsos, saídas ópticas e ainda saídas inteligentes (RS 485, RS 232, *M-bus*, *Ethernet*, etc).

5.2.10 Armazenamento de dados e registro temporal

5.2.10.1 Memória de Massa

Conforme descrito no Capítulo 4, a memória de massa permite que seja gravada grande quantidade de dados, que não são perdidos com a falta de energia, por um período longo de tempo. É uma funcionalidade de caráter instrumental que se constitui em uma forma segura de armazenamento de informações, possibilitando alguma flexibilidade e redundância na aquisição de dados do medidor.

A funcionalidade é útil em caso de dificuldades técnicas na aquisição remota de dados e permite gravação de dados como informações sobre qualidade da energia elétrica e perfis de 15 minutos (ou outros de interesse) para a energia ativa e energia reativa. A aplicação dessa funcionalidade é benéfica aos consumidores na medida em que traz informações sobre hábitos de consumo e índices de qualidade. Para as distribuidoras, as vantagens estão relacionadas ao conhecimento dos perfis de carga que implicam no planejamento e expansão do sistema.

5.2.10.2 Calendário e Relógio

A aplicação de calendário e relógio é um meio inerente a alguns dos itens comentados anteriormente e se constitui em ferramenta para viabilizar outras funcionalidades (tarifação horária, data e hora da ocorrência da máxima demanda, caracterização de determinando indicador de qualidade etc.).

5.2.11 Outras aplicações

5.2.11.1 AMM+UM (*Automated Meter Management + Multi-utility*)

Conforme explicado, a tecnologia AMM+MU possibilita que o medidor eletrônico realize comunicação com outros equipamentos de medição, além de outros dispositivos locais. Assim, por meio dessa funcionalidade, o medidor de energia elétrica permite a interação com outros medidores de serviços como a distribuição de água, gás natural ou calor.

Dessa forma, o medidor de energia elétrica está apto a receber os dados de leitura dos outros serviços e a comunicá-los remotamente através do sistema de comunicações e da infra-estrutura disponibilizada pelas empresas de distribuição de energia elétrica.

Nesse cenário, as distribuidoras receberiam um pagamento por esse serviço e poderiam auferir receitas extras com a leitura de outros medidores. Além das distribuidoras, os consumidores de energia elétrica também seriam beneficiados, já que parte do ganho com outras receitas é repassado aos usuários, contribuindo para a modicidade tarifária.

5.2.11.2 *Smart Grid* (rede inteligente)

Em linhas gerais, *smart grid*, ou rede inteligente, são redes de energia elétrica automatizadas. Trata-se da infra-estrutura que permite a integração de aparelhos e sistemas de comunicação de dados de forma gerenciada, aumentando a interoperabilidade no setor elétrico. *Smart grid* utiliza comunicação bidirecional para melhorar eficiência, confiabilidade e segurança da transmissão e distribuição de energia elétrica.

No combate à obsolescência dos ativos de distribuição, pode-se dizer que *smart grid* engloba um conjunto de outras tecnologias, entre elas a medição inteligente (*smart metering*). Dentre os benefícios estão o maior e melhor gerenciamento dos sistemas de energia elétrica, a disponibilidade de dados em tempo real sobre o carregamento das redes, as informações sobre o fluxo de geração e o georeferenciamento dos ativos.

No Brasil, ainda que estejam sendo realizadas ações para automação e instalação de medidores eletrônicos, a consolidação de uma rede inteligente ainda está longe do horizonte do setor elétrico e serão necessários elevados investimentos.

Internacionalmente, pode-se considerar que a distribuidora italiana ENEL é a mais desenvolvida nessa área. Nos Estados Unidos, a empresa *Xcell Energy* planeja aplicar *smart grid* em uma rede de 15 mil clientes na cidade de Boulder, incluindo ações de micro-geração distribuída (Google Maps, 2009). Já a cidade Masdar, em Dubai, construída com o objetivo de ser totalmente sustentável, também terá as redes inteligentes para atendimento de cerca de 40 mil habitantes (GTD, 2008).

5.2.11.3 *Smart Home* (casa inteligente)

Outra tecnologia envolvida no conceito de *smart grid* é o conceito de *smart home*, ou casa inteligente. Novamente a medição eletrônica está inserida nesse cenário como uma ferramenta integrada a outras tecnologias.

Smart home é um sistema multimídia interligado de automação residencial que controla os eletrodomésticos, em especial os eletrônicos, em uma residência. O sistema *smart home* atua sobre iluminação, equipamentos de refrigeração, de aquecimento além de sistemas relacionados ao conforto e segurança. De um modo geral, a atuação do medidor eletrônico na automação residencial está relacionada com eficiência energética: controle de demanda, gerenciamento de hábitos de consumo e informações em tempo real sobre energia elétrica.

6 TARIFA AMARELA

A combinação de ações sobre a oferta e demanda são necessárias para reduzir elevadas demandas de pico, evitar crises de energia elétrica e minimizar riscos de racionamento. Nesse âmbito, uma oportunidade de alterar os hábitos de consumo é a implantação de programas com aplicação de sinal de preço diferenciado da energia para os consumidores.

Em vários países, conforme apresentado no Capítulo 3, o principal motivador para a aplicação de medidores eletrônicos em grande escala é a probabilidade de que, ao expor os consumidores a um custo de energia elétrica variando durante as horas do dia, haverá maior eficiência energética.

A modulação de carga, com diminuição do consumo na ponta, é importante pois impede o sobre dimensionamento do sistema elétrico, evitando situações de vazio e redes ociosas nos horários fora de ponta. Ou seja, o objetivo da modulação é tornar o consumo de energia o mais uniforme possível, tornando o fator de carga mais próximo à unidade.

As Figuras 6.1, 6.2 e 6.3 mostram curvas de carga de diferentes distribuidoras. Em cada figura, os gráficos da esquerda representam curvas de carga do segmento de baixa tensão e os da direita são curvas de carga de todo o sistema das distribuidoras, com a segmentação entre os níveis de tensão (apenas como nota, ressalta-se que a escala das figuras é diferente). Pelas figuras, fica evidente o grande peso (participação) dos segmentos de baixa tensão no carregamento total das redes de distribuição (especialmente no pico do sistema).

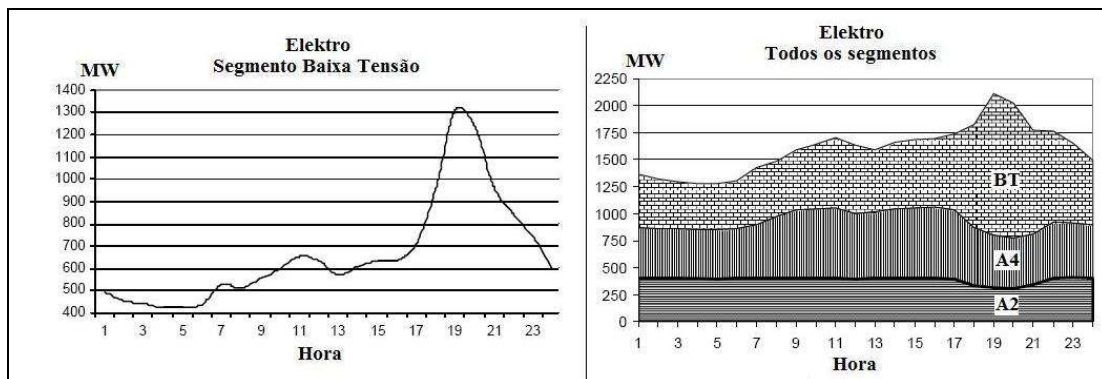


Figura 6.1 - Curvas de carga na Elektro: baixa tensão e segmentos acumulados (Aneel, 2007).

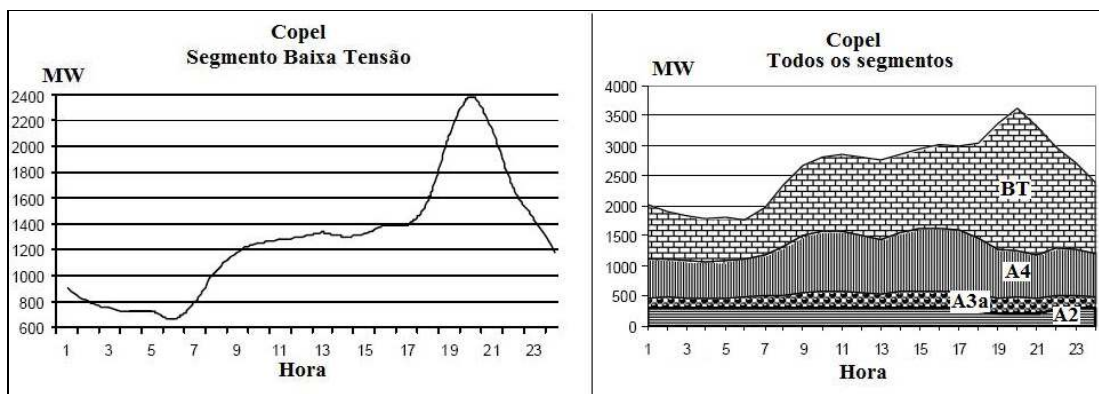


Figura 6.2 - Curvas de carga na Copel: baixa tensão e segmentos acumulados (Aneel, 2008).

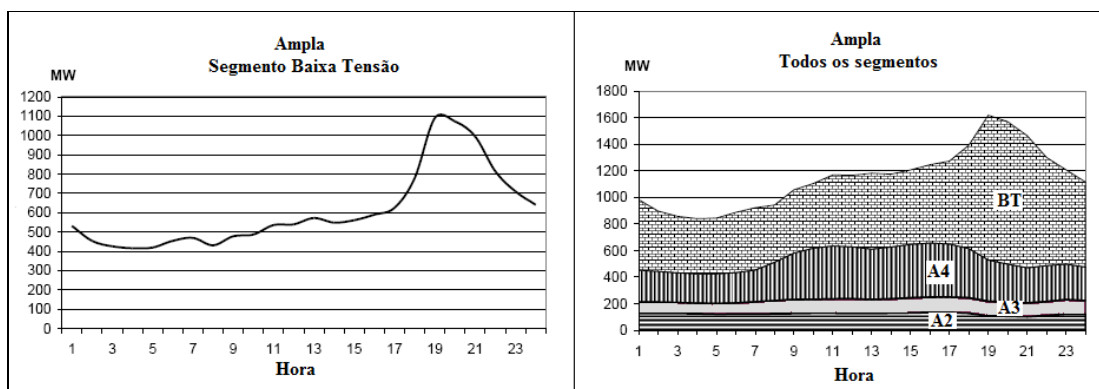


Figura 6.3 - Curvas de carga na Ampla: baixa tensão e segmentos acumulados (Aneel, 2009b).

Como se pode perceber nas curvas de carga do segmento de baixa tensão, os picos são mais acentuados em determinados horários do dia, o que sugere a implantação de um sinal de preço diferenciado durante essas horas. É nesse sentido que se insere a aplicação da opção tarifária denominada Tarifa Amarela, modalidade ainda não prevista no Brasil pela regulamentação vigente.

Além de conceituar e analisar a Tarifa Amarela, o presente capítulo analisa as condições para a implantação dessa opção tarifária como decorrência do emprego de medidores eletrônicos em pequenas unidades consumidoras, tais como unidades residenciais e comerciais.

6.1 DEFINIÇÕES E HISTÓRICO

A Tarifa Amarela é geralmente caracterizada como uma tarifa monômnia em consumidores atendidos em baixa tensão, ou seja, constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica (kWh), desconsiderando valores de demanda (kW). A principal característica dessa modalidade tarifária se constitui na cobrança de preços diferenciados de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), implicando na existência de dois períodos: horário de ponta e horário fora de ponta.

Usualmente o horário de ponta é o período entre 18h30 e 21h30. Na prática, esse período varia entre as distribuidoras e se caracteriza como aquele com o maior carregamento da rede (maiores demandas). A regulamentação define horário de ponta como o período composto por três horas diárias consecutivas, determinado pela distribuidora considerando as características do seu sistema elétrico. Já o horário fora de ponta é o conjunto das horas consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

No Brasil, até o fim dos anos 60, a legislação sobre estrutura tarifária esteve sintetizada na aplicação da tarifação monômnia, considerando apenas os custos da energia consumida. Somente em 1968 foi permitida a aplicação de tarifa binômnia (energia e demanda) para grandes consumidores com a publicação do Decreto nº 62.724/1968, que estabeleceu normas gerais de tarifação de energia elétrica. Além da tarifação binômnia, o Decreto incluía condições especiais que previam o estabelecimento de tarifas com base nos períodos de ponta de carga.

Na década de 80 ocorreram estudos para estruturação de novas tarifas com base no comportamento da carga (tipologias típicas) e custos marginais. Com isso, a regulamentação de tarifas diferenciadas se iniciou com a Portaria Dnaee nº 075/1982, que estabeleceu as condições a serem observadas para o fornecimento de energia elétrica segundo a estrutura horo-sazonal¹⁸. Posteriormente, outros regulamentos do Dnaee foram editados, como as Portarias nº 165/1984, nº 126/1986 e nº 33/1988.

¹⁸ O termo “horo” se refere à diferenciação segundo as horas do dia (ponta e fora da ponta) e “sazonal” implica na diferenciação segundo as estações do ano (período úmido e período seco).

O modelo de tarifação adotado pela regulamentação brasileira seguiu padrões definidos na França. Nesse país, a empresa *Electricité de France – EDF* desenvolveu metodologia no sentido de taxar a energia pelo seu custo econômico, por meio de tarifas que induzissem ao deslocamento da carga. Nesse sentido, esse modelo francês estabeleceu três categorias de tarifas: Tarifa Azul, Tarifa Verde e Tarifa Amarela.

Conforme comentado, a Tarifa Amarela ainda não está regulamentada no Brasil. Atualmente, a regulamentação básica sobre a tarifação horo-sazonal está contemplada na Resolução nº 456/2000, onde são definidas as modalidades Tarifa Azul e Tarifa Verde.

Pela regulamentação, Tarifa Azul é a modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. Já a Tarifa Verde é estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de uma única tarifa de demanda de potência.

Ambas as modalidades regulamentadas não se aplicam a unidades consumidoras em baixa tensão e são passíveis de aplicação apenas em unidades consumidoras do Grupo A (unidades com instalações conectadas em média ou alta tensão). A regulamentação define critérios objetivos para o enquadramento em cada uma das duas modalidades definidas.

6.2 BENEFÍCIOS DECORRENTES DA TARIFA AMARELA

Associado à aplicação dos medidores eletrônicos, o emprego da Tarifa Amarela pode gerar benefícios consideráveis. Conforme comentado, o emprego dessa modalidade tarifária induz as pessoas a consumirem menos energia no horário de ponta, o que provoca deslocamento do pico de consumo para períodos fora de ponta e o que ainda pode implicar na redução de consumo total.

Nesse sentido, destaca-se que tarifas horárias são mais eficientes, já que os consumidores enfrentam os preços que mais fielmente refletem o custo de distribuição de energia elétrica. A redução da ponta exige menores capacidades de transporte das redes (menor

dimensionamento), o que provoca a postergação de investimentos em redes de distribuição e transmissão. Além disso, caso ainda exista redução do consumo diário total (não apenas no horário de pico), os consumidores, ao responder a esses preços diferenciados, podem reduzir a necessidade de novas centrais geradoras, tornando o investimento em geração de pico menos urgente¹⁹.

As questões de eficiência energética e a postergação de investimentos são resultados de destaque, mas não são os únicos. Conforme será descrito brevemente a seguir, além desses benefícios, o emprego dessa modalidade tarifária pode gerar economias nas faturas dos consumidores, melhorar a segurança do sistema elétrico, permitir proteção ambiental e pode até mesmo alcançar questões relacionadas à equidade social.

A aplicação da Tarifa Amarela é motivada pelo fato de que os consumidores responderão a preços diferenciados e alterarão os hábitos de consumo. Para que isso ocorra, as pessoas devem perceber benefícios imediatos decorrentes da alteração do consumo, o que se verifica na diminuição do valor financeiro desembolsado por esses consumidores. Assim, ao responder aos preços diferenciados, os consumidores com comportamentos mais eficientes podem perceber economias nas faturas, à medida que reduzem o consumo no período do dia em que a tarifa é mais cara (horário de ponta).

Outro ponto que se reflete nas faturas dos consumidores advém dos resultados dos processos de regulação econômica. Em longo prazo, a redução de investimentos causados pela aplicação da Tarifa Amarela é refletida nos processos de revisão tarifária aplicadas pelo órgão regulador, o que, em última instância, gera modicidade tarifária que será refletida ao consumidor.

Com relação à segurança do sistema elétrico, a utilização de tarifas horárias apóia a promoção da qualidade do suprimento de energia elétrica, já que os consumidores são incentivados a reduzir a demanda nos momentos em que há maior carregamento do

¹⁹ As questões envolvendo redução de geração remetem à uma visão da sociedade (interesse amplo), já que a visão das distribuidoras é focada apenas na questão de dimensionamento das redes, conforme comentado ao fim do item 6.4.1.

sistema. Nesse sentido, os resultados podem gerar redução de perdas técnicas e podem facilitar os procedimentos de controle da carga em situação de contingência.

As questões relacionadas ao meio ambiente também podem ser incluídas no âmbito da aplicação da Tarifa Amarela. Se as ações dos consumidores reduzem significativamente o total da energia utilizada, centrais geradoras serão menos requisitadas. Assim, a menor utilização de geradores se constitui em um aspecto de proteção ambiental, já que resulta na redução do impacto de novas usinas e ainda diminuição de emissões na produção de energia.

Sobre a equidade social, ressalta-se que tarifas horárias são mais adequadas para consumidores sensíveis ao preço. Quanto maior a proporção da renda que um consumidor gasta em energia elétrica, mais ele irá reagir às tarifas diferenciadas e isso conduz a uma redução da sua fatura (ERGEG, 2007).

Conforme já comentado, a tarifação com dinâmica horária é uma sinalização econômica que induz à utilização racional do sistema elétrico. Portanto, a existência de postos tarifários minimiza o subsídio cruzado atualmente existente entre consumidores e, com isso, minimiza o subsídio em um mesmo nível de tensão, favorecendo aqueles consumidores com hábitos mais eficientes.

O grau de como o conjunto de benefícios é alcançado depende da forma como reagem os consumidores a preços elevados, ou seja, depende da elasticidade preço consumo de energia. Por exemplo, se os consumidores utilizam menos energia total e menos nas horas de ponta, todos os benefícios supracitados podem ser alcançados. Porém, se os consumidores utilizam menos energia em períodos de alta dos preços, mas o consumo total permanece o mesmo, a segurança do sistema e os objetivos sociais podem ser alcançados, mas não serão atingidos os objetivos ambientais (ERGEG, 2007).

Os resultados de modulação de carga em decorrência da aplicação das tarifas Azul e Verde são consideráveis (o consumo no horário de pico é substancialmente reduzido). Porém, ressalta-se que os consumidores do Grupo A são grandes empresas e, assim, possuem planejamento e meios específicos que possibilitam a modulação de carga, notadamente em

unidades industriais. Esses resultados (vultosos deslocamentos de consumo) não podem ser esperados para unidades em baixa tensão, especialmente unidades residenciais, já que a capacidade de modulação é bem menor.

6.3 ESTIMATIVAS E RESULTADOS ESPERADOS

Para possibilitar que pequenos consumidores reduzam o montante utilizado em períodos de ponta, algumas condições precisam ser satisfeitas. Por exemplo, um preço que se reduz à meia-noite pode não criar muitas oportunidades aos consumidores para mudar os seus hábitos de consumo. Já uma tarifa com um preço mais baixo entre 18h00 e 21h00 é possivelmente mais eficaz. Ademais, a diferença entre os preços ponta e fora de ponta deve ser considerável, pois os consumidores são mais susceptíveis a responder a mudanças significativas de preços (CER, 2007).

Existem dificuldades em quantificar a redução de consumos que pode ser atribuída à instalação dos novos medidores devido à natureza indireta da relação entre o nível de informação dos consumidores e as suas decisões de consumo. Qualquer estudo de economia de energia deve ser tomado num contexto específico do consumidor, já que os resultados são uma função da cultura, das regras do mercado, das condições climáticas, do estilo de vida dos consumidores e de aspectos socioeconômicos.

Para a estimativa dos benefícios citados, a principal dificuldade reside no fato de que há pouca evidência para avaliar a provável resposta dos consumidores, o que enseja um tempo adequado de utilização das tarifas, a realização de campanhas de sensibilização do consumidor e a implantação de pilotos previamente ao efetivo emprego da Tarifa Amarela.

O Grupo de Reguladores Europeus ERGEG relata a falta de evidência sobre a resposta de pequenos consumidores quando sujeitos a tarifas horárias. O Grupo destaca que novos medidores e novas tarifas exigirão mudanças no comportamento do consumidor e/ou medidas complementares para conseguir os resultados de eficiência pleiteados (ERGEG, 2007).

Estudos não são precisos quanto ao percentual de redução da carga. O documento do Grupo de Reguladores Europeus (ERGEG, 2007) relata que essa redução provavelmente seria derivada de melhores informações nas faturas (e, portanto, poderia ser obtida com um simples medidor AMR que permita faturas baseadas em leituras precisas) ou que seria necessária uma melhor disponibilização de informações ao consumidor, ilustrando dados sobre o uso real e custo relacionado (e, portanto, exigindo um medidor AMM mais caro).

A apreciação realizada pelo regulador inglês (Ofgem, 2006a) relata que, a partir do potencial de consumidores economizarem energia, pode ser feita economia entre 5-10% com aplicação de tarifas horárias, mas também afirma que existem imprecisões nessa estimativa e os elementos de prova para essa constatação não são fortes.

Um estudo sobre o impacto na eficiência energética realizado na Irlanda do Norte indicou uma redução média no consumo de energia em 3%. Uma análise mais recente sobre tarifas horárias, onde 3 diferentes preços são utilizados ao longo de 4 períodos, indicou um consumo anual de 3,5% abaixo da média residencial nacional, com prova de que o pico da noite poderia ser reduzido em até 10% dependendo do sinal de preço. Um nível elevado de satisfação do consumidor foi relatado no julgamento, com economia monetária calculada desde 1,5% para a média, até 15% para alguns consumidores (Ofgem, 2006a).

Com relação à valorização dos benefícios associados à aplicação de tarifas horárias, a análise custo-benefício efetuada pelo regulador português (ERSE, 2007c) estimou dois resultados²⁰: benefícios associados à eficiência energética (redução de consumo) e benefícios associados à alteração dos hábitos de consumo (deslocamento de consumo).

Com relação ao resultado associado à eficiência energética, a análise custo-benefício em Portugal adotou uma redução de consumo total de 1%, atribuível aos novos medidores com tecnologia AMR. Já com tecnologias mais interativas, esse percentual de redução foi considerado como 2%, admitindo a conjectura de que uma maior interatividade entre o medidor e o consumidor amplia o nível de percepção dos consumidores para os consumos e os custos com a energia elétrica (ERSE, 2007c).

²⁰ Ao apresentar as estimativas, o regulador português ERSE menciona a falta de evidências experimentais aplicadas à realidade portuguesa.

Assim, para o caso em Portugal, a Figura 6.4 ilustra a variação do saldo entre benefícios e custos em função da consideração de diferentes níveis de participação dos consumidores na redução dos consumos induzida por medidores eletrônicos. Para a quantificação da alteração dos comportamentos de consumo em Portugal, considerou-se inicialmente que ocorrerá uma transferência de 1% dos consumos no período de maior carregamento para o período de menor carregamento (redução de pico) (ERSE, 2007c).

Com isso, a partir da premissa de que ocorrerá redução de pico de 1%, os percentuais apresentados na Figura 6.4 mostram as reduções de consumo total a partir das quais os sistemas de medição mostram-se rentáveis. Portanto, essa análise refere-se ao ponto de vista amplo, sendo considerados ganhos tanto com postergação de investimento em redes quanto com redução de geração.

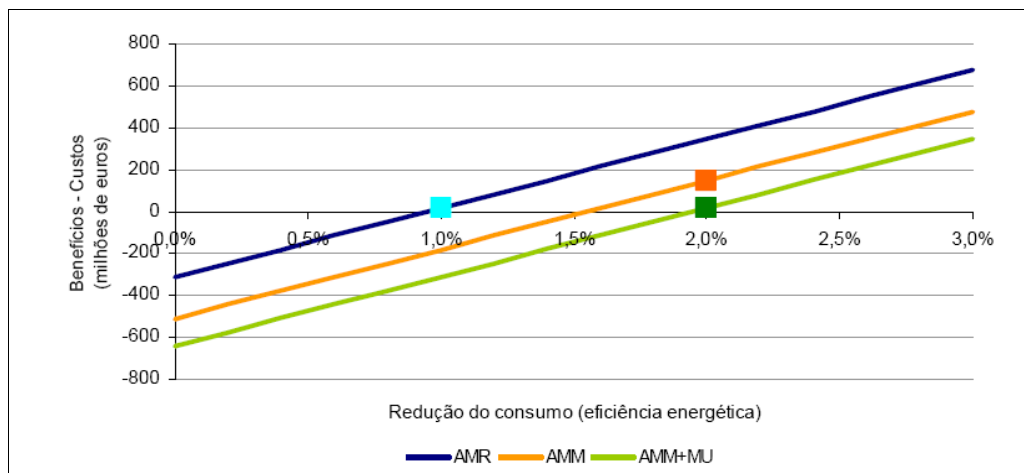


Figura 6.4 - Benefício líquido em função da redução de consumos, considerando 3 tecnologias (ERSE, 2007c).

Além das estimativas e dos resultados esperados comentados anteriormente, podem ser destacadas algumas experiências brasileiras com a aplicação da Tarifa Amarela em projetos pilotos, conforme ilustrado no item seguinte.

6.4 EXPERIÊNCIAS PILOTOS COM A TARIFA AMARELA NO BRASIL

O objetivo do presente item é apresentar algumas das experiências brasileiras e analisar os resultados dos pilotos com a Tarifa Amarela, para que possam ser obtidas conclusões que embasem as recomendações ao final do capítulo.

Alguns projetos experimentais com a Tarifa Amarela foram realizados no Brasil. Diferentes distribuidoras, tais como Copel, Bandeirante, CPFL, Celpa, Cosern e Cemig²¹, realizaram estudos e implantaram os pilotos com consumidores de pequeno porte. Ao final dos projetos, algumas distribuidoras solicitaram à Aneel a efetiva implantação da opção tarifária, o que não ocorreu devido à falta de regulamentação.

Para participar dos projetos pilotos o consumidor deveria concordar formalmente com o novo método. O valor cobrado pelo consumo no período de ponta foi de aproximadamente 3 a 6 vezes maior que no período fora ponta. Nesses pilotos uma unidade de medição eletrônica substituiu os convencionais medidores eletromagnéticos.

6.4.1 Copel

A distribuidora iniciou os estudos sobre a Tarifa Amarela em 1994 e no segundo semestre de 1996 foi iniciada a fase experimental, correspondente ao projeto piloto. A experiência desenvolvida pela distribuidora é descrita em relatório que apresenta um exame sobre a aplicação da tarifa (Copel, 1998). Tomando como referência esse documento, a seguir são apresentados alguns detalhes deste piloto.

No projeto, utilizou-se amostra de 229 consumidores residenciais de três diferentes faixas de consumo: de 161 a 300 kWh; de 301 a 500 kWh; e consumo maior do que 500 kWh. Esses 229 consumidores foram separados em dois segmentos de mercado. Um segmento com os consumidores que obtiveram redução na fatura (com desconto) e outro com

²¹ Especificamente no piloto de Tarifa Amarela aplicado na Cemig, também existia a previsão de cobrança de demanda (tarifa binômia).

consumidores que deveriam²² ter tido aumento (com acréscimo) com a aplicação da nova tarifa.

Foram instalados medidores registradores eletrônicos em toda a amostra. O impacto da Tarifa Amarela foi estimado comparando-se as curvas de carga de consumidores registradas anteriormente ao início de aplicação da Tarifa Amarela com as curvas registradas posteriormente. A Tabela 6.1 mostra os valores de tarifa adotados.

Tabela 6.1 – Valores adotados no projeto piloto de Tarifa Amarela na Copel (Copel, 1998).

Modalidade Tarifária	Preço na Ponta (R\$/MWh)	Preço Fora da ponta (R\$/MWh)
Normal (antes)	131,53	131,53
Amarela	425,82	70,96
Diferença	223,70%	-46,10%

Comparando-se os dados da semana anterior e da primeira semana de aplicação da Tarifa Amarela, entre os 229 consumidores, constatou-se que 152 (66%) obtiveram desconto, enquanto 77 (34%) apresentaram acréscimo. Após 9 meses, o universo com desconto era de 45% e, assim, percebe-se que o percentual de consumidores que obtiveram desconto com a Tarifa Amarela reduziu-se. O relatório da Copel atribui essa redução à diminuição do impacto da mensagem nesse período, além de que os consumidores foram informados que sempre pagariam a menor fatura entre a Tarifa Amarela e a tarifa convencional, que pode ter influenciado a não continuidade dos esforços iniciais por parte dos consumidores.

As Figuras 6.5 e 6.6 mostram a influência da Tarifa Amarela. Percebe-se que no segmento “com desconto” houve alteração considerável nas curvas de carga de todos os dias da semana. Na Figura 6.5 estão as médias das curvas de segunda a sábado no segmento “com desconto”. Na Figura 6.6 estão as curvas dos consumidores “com acréscimo”.

²² Como o piloto não poderia imputar custos aos consumidores, na realidade não ocorreu aumento em faturas, pois os consumidores pagaram o menor valor entre as faturas calculadas com a tarifa normal e a Tarifa Amarela.

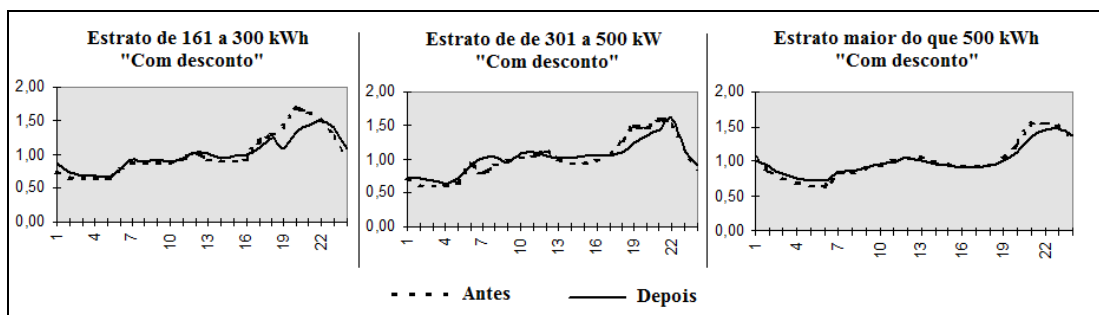


Figura 6.5 - Médias das curvas de carga de segunda a sábado - consumidores “com desconto” (Copel, 1998).

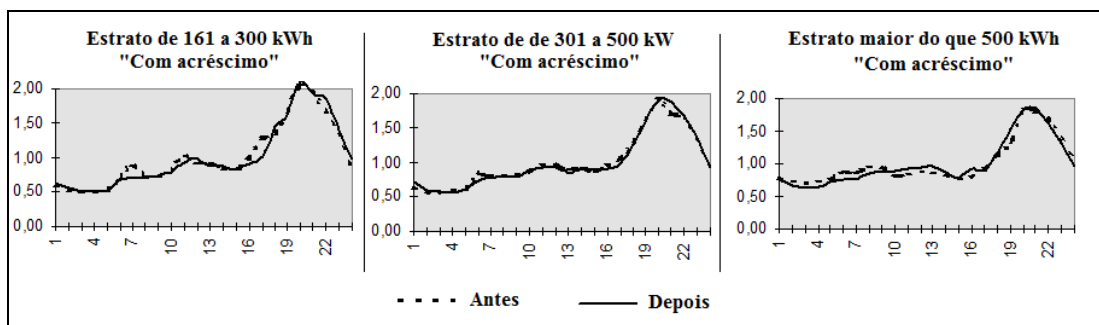


Figura 6.6 - Médias das curvas de carga de segunda a sábado - consumidores “com acréscimo” (Copel, 1998).

A Tabela 6.2 mostra as variações ocorridas nas demandas máximas de ponta da semana anterior e da primeira semana de vigência da Tarifa Amarela. Constatou-se que, a Tarifa Amarela fez reduzir a demanda máxima horária, principalmente no segmento “com desconto”. Já no segmento “com acréscimo”, verifica-se variação pequena na demanda horária, apesar de terem apresentado redução significativa na demanda de 15 minutos.

Tabela 6.2 - Variação da demanda de ponta (Copel, 1998).

Faixa de consumo	“Com desconto”		“Com acréscimo”	
	Varição demanda horária	Varição demanda 15 minutos	Varição demanda horária	Varição demanda 15 minutos
161 - 300 kWh	-10,80%	-13,50%	2,20%	-10,20%
301 - 500 kWh	-13,90%	-12,50%	-0,30%	-4,00%
Acima de 500 kWh	-4,60%	-0,60%	1,40%	-3,40%

A Tabela 6.3 mostra a relação entre o consumo de ponta e o consumo total antes e depois da aplicação da Tarifa Amarela. Também é mostrada a variação do consumo total. Verificou-se que houve redução do consumo de ponta para os consumidores que obtiveram desconto. Constatou-se ainda que o consumo total teve variação, que chegou a ser positiva no estrato acima de 500 kWh, no segmento “com desconto”. O documento (Copel, 1998) constatou que, para alguns segmentos, a Tarifa Amarela pode aumentar o consumo total, em razão dos consumidores aumentarem o uso de equipamentos elétricos, aproveitando o custo mais baixo fora da ponta.

Tabela 6.3 - Relação entre o consumo de ponta e o consumo total antes e depois da tarifa amarela e variação do consumo total (Copel, 1998).

Faixa de consumo	“Com desconto”			“com acréscimo”		
	Consumo: Ponta/Total		Consumo Total	Consumo: Ponta/Total		Consumo Total
	Antes	Depois		Antes	Depois	
161 - 300 kWh	16,80%	13,70%	-0,80%	20,00%	20,10%	0,10%
301 - 500 kWh	15,50%	13,30%	-3,30%	18,60%	19,60%	-4,00%
Acima de 500 kWh	15,50%	14,00%	2,00%	17,70%	18,90%	-1,00%

O piloto mostrou que 70% dos consumidores realizaram mudanças benéficas de hábitos devido ao sinal preço. Porém, a análise sobre a viabilidade da implantação mostra que os custos excederam os benefícios, mas tal constatação não é uma conclusão impeditiva para a adoção da nova modalidade tarifária. O próprio documento (Copel, 1998) constata que diferentes considerações devem ser feitas, já que um projeto piloto é consideravelmente distinto da aplicação da tarifa em todo o mercado.

Entre os custos apontados pela distribuidora (Copel, 1998) estão os custos com medidores e sistemas de faturamento e comercialização, além de custos de implantação. Em pilotos, tais gastos tendem a um maior valor, já que não estão incluídos ganhos de escala. Além disso, passados mais de dez anos da aplicação do piloto, pode-se constatar que os preços dos medidores eletrônicos caíram, fato que abranda a percepção negativa constatada na análise custo-benefício da distribuidora.

Outro custo constatado no piloto é a perda de receita da distribuidora. Para que a Tarifa Amarela apresente uma relação custo-benefício favorável seria necessário um aumento de receita da distribuidora, além de reduzir custos de implantação. (Copel, 1998).

Cabe ressaltar que, pelo modelo de regulação atual, as distribuidoras são remuneradas pela prestação de “serviço fio” (disponibilização de infra-estrutura). A remuneração das distribuidoras deve cobrir o custo do transporte da energia gerada ou consumida e está associada aos investimentos em construção das redes. A distribuidora é remunerada pelo uso da rede; sendo o valor da energia repassado integralmente aos consumidores finais (mecanismo do “*pass through*”).

Assim, considerando que a distribuidora apenas transporta um produto (energia) e cobra por esse serviço de transporte, a análise de perda de receita merece uma consideração: as distribuidoras não enfrentarão perdas devidas exclusivamente à redução de consumo total.

6.4.2 Bandeirante

Na distribuidora Bandeirante, para a realização do projeto piloto, foram substituídos 9.500 medidores convencionais por medidores eletrônicos com *transponders*. Porém, apenas 2.354 consumidores foram faturados com a Tarifa Amarela. O projeto foi desenvolvido em 1998 com consumidores residenciais com consumo igual ou superior a 250 kWh/mês, supridos por uma mesma subestação, no município de Guarulhos – SP (Bandeirante, 1999).

Esse projeto utilizou um sistema de comunicação bidirecional denominado *Two Way Automatic Communication System - TWACS*, o qual permite além da aplicação de tarifas diferenciadas, a telemedição e outras aplicações no sistema de distribuição. O sistema utiliza a própria rede de distribuição como meio de comunicação e, ao invés de utilizar a metodologia convencional de sobrepor um sinal de alta frequência, opera com modulação na forma de onda da tensão no ponto do cruzamento do zero. Assim, o sistema emprega comunicação que utiliza a própria rede de distribuição de 60 Hz.

Alguns dos resultados apontados pela pesquisa realizada junto aos consumidores que aderiram ao projeto na Bandeirante podem ser observados na Figura 6.7.

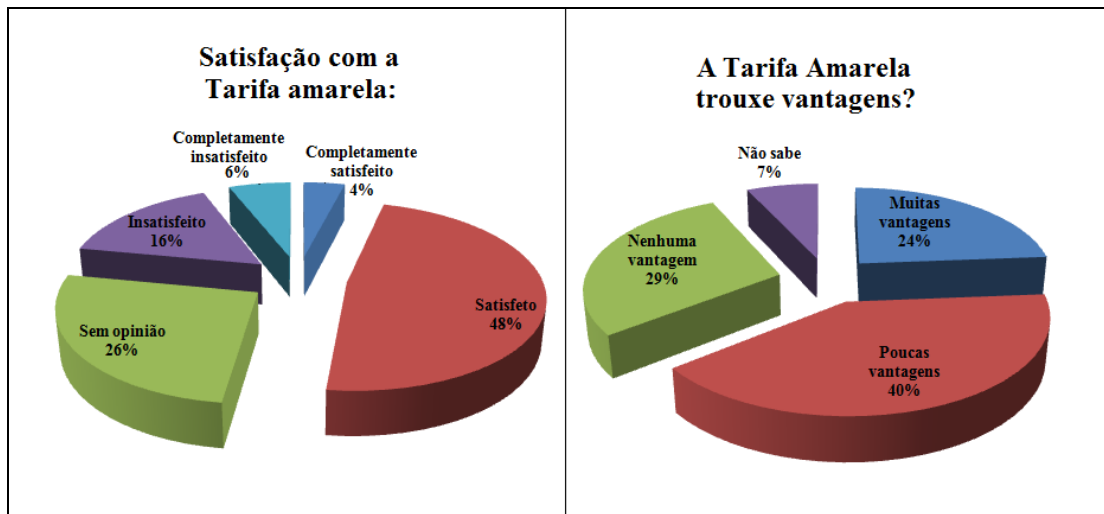


Figura 6.7 - Pesquisa realizada junto aos consumidores do projeto na Bandeirante (Bandeirante, 1999).

O principal resultado extraído do projeto piloto realizado pela distribuidora Bandeirante refere-se à modulação de carga na ponta. Considerando os 2.354 consumidores que foram faturados com a Tarifa Amarela, verificou-se uma demanda evitada de 1177,0 kW na ponta. Ou seja, a modulação de carga na ponta de foi 500 W/cliente (Bandeirante, 1999).

6.4.3 CPFL Paulista

A Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL realizou, entre 1989 e 1990, o piloto em Itapira – SP, cidade que possuía uma única subestação de distribuição. Para a experiência foram escolhidos 101 consumidores atendidos em baixa tensão de diversas classes (Cassanti & Junior, 1990). Esses consumidores foram divididos em dois grandes grupos.

Para o primeiro grupo de 51 consumidores foram instalados equipamentos de medição com tecnologia de *Ripple Control*, sistema comandado através de um controle centralizado que envia sinais por meio da rede elétrica comutando o medidor para o horário de ponta ou fora ponta. Nesses 51 consumidores foi testado horário de ponta de três horas de duração, das 18h00 as 21h00. Para o segundo grupo de 50 consumidores foram implantados medidores

que eram comutados por meio de relés horários. Nesse segundo grupo foi testado horário de ponta de seis horas de duração, das 16h00 as 22h00.

Em uma primeira etapa do projeto, os consumidores foram informados apenas do teste de medição, sem menção sobre experiência com tarifas. Nessa etapa foram colhidas medições durante nove meses. Apenas na segunda etapa os consumidores foram convidados a participar da experiência com Tarifa Amarela e a partir de então foi realizado o experimento. Foram analisados 49 consumidores para a ponta de três horas, já que 2 consumidores se mudaram de endereço. A Tabela 6.4 mostra o resumo dos valores de consumo antes e depois do início da aplicação da Tarifa Amarela. A comparação foi feita entre a média dos meses de Dezembro/1988 - Abril/1989 com a média dos meses Dezembro/1989 - Abril/1990.

Tabela 6.4 – Valores obtidos pela CPFL para a modalidade de três horas de ponta (Cassanti & Junior, 1990).

		Antes da Tarifa Amarela			Depois da Tarifa Amarela			Comparação Antes e Depois		
		A	B	C	D	E	F	D-A	E-B	F-C
Classe	Faixa (kWh/mês)	Consumo Total (kWh)	Consumo na Ponta (kWh)	Relação Ponta/Total (%)	Consumo Total (kWh)	Consumo na Ponta (kWh)	Relação Ponta/Total (%)	Consumo Total (kWh)	Consumo na Ponta (kWh)	Relação %
Residencial	0 a 50	113	27	23,9	103	19	18,4	-10	-8	-5,4
Residencial	51 a 150	237	64	27,0	222	52	23,4	-15	-12	-3,6
Residencial	151 a 300	2115	506	23,9	2256	502	22,3	141	-4	-1,7
Residencial	301 a 500	4973	986	19,8	5321	938	17,6	348	-48	-2,2
Residencial	Acima de 500	2282	435	19,1	3678	422	11,5	1396	-13	-7,6
Residencial	Todas as faixas	9720	2018	20,8	11580	1933	16,7	1860	-85	-4,1
Industrial	-	26541	2899	10,9	26970	2130	7,9	429	-769	-3,0
Comercial	-	10691	2020	18,9	11499	1707	14,8	808	-313	-4,0
Rural	-	13554	2351	17,3	14460	2265	15,7	906	-86	-1,7
Poder Público	-	1975	370	18,7	1879	425	22,6	-96	55	3,9
Serviço Público	-	4145	664	16,0	3955	541	13,7	-190	-123	-2,3
TOTAL	-	66626	10322	15,5	70343	9001	12,8	3717	-1321	-12,7

Já Tabela 6.5 mostra o resumo dos valores de consumo antes e depois do início da aplicação da Tarifa Amarela para a ponta de seis horas. A comparação foi feita entre a média dos meses de Março/1989 - Abril/1989 com a média dos meses Março/1990 - Abril/1990.

Tabela 6.5 – Valores obtidos pela CPFL para a modalidade de seis horas (Cassanti & Junior, 1990).

		Antes da Tarifa amarela			Depois da Tarifa amarela			Comparação Antes e Depois		
		A	B	C	D	E	F	D-A	E-B	F-C
Classe	Faixa (kWh/mês)	Consumo Total (kWh)	Consumo na Ponta (kWh)	Relação Ponta/Total (%)	Consumo Total (kWh)	Consumo na Ponta (kWh)	Relação Ponta/Total (%)	Consumo Total (kWh)	Consumo na Ponta (kWh)	Relação %
Residencial	0 a 50	84	19	22,6	86	23	26,7	2	4	4,1
Residencial	51 a 150	234	98	41,9	314	117	37,3	80	19	-4,6
Residencial	151 a 300	2587	1130	43,7	2641	958	36,3	54	-172	-7,4
Residencial	301 a 500	4309	1669	38,7	4305	1534	35,6	-4	-135	-3,1
Residencial	Acima de 500	3678	1275	34,7	3704	1278	34,5	26	3	-0,2
Residencial	Todas as faixas	10892	4191	38,5	11050	3910	35,4	158	-281	-3,1
Industrial	-	7488	1505	20,1	6789	980	14,4	-699	-525	-5,7
Comercial	-	8304	2523	30,4	9019	2877	31,9	715	354	1,5
Rural	-	6102	1629	26,7	4980	1451	29,1	-1122	-178	2,4
Poder Público	-	2385	1168	49,0	1784	872	48,9	-601	-296	-0,1
Serviço Público	-	2482	636	25,6	2604	706	27,1	122	70	1,5
TOTAL	-	37653	11652	30,9	36226	10796	29,8	-1427	-856	-1,1

Em função do pequeno período de tempo referente aos testes com ponta de seis horas, a seguir são apresentados os resultados somente dos consumidores com três horas de ponta.

No mercado total que envolve os 49 consumidores (de todas as classes) com três horas de ponta, a modulação foi de 15,6%, porém o aumento de consumo total foi de 3,2% (Cassanti & Junior, 1990).

Especificamente sobre a classe residencial (englobando todas as faixas de consumo), os resultados com três horas de ponta mostraram que, dentre os 30 consumidores envolvidos, 23 apresentaram modulação de carga e 7 não modularam; 14 conservaram energia e 16 não. A modulação total da classe residencial foi de 8,4%, mas houve aumento de consumo total de 4% (Cassanti & Junior, 1990).

No projeto piloto da CPFL, os resultados mostram que efetivamente ocorreu redução de consumo no horário de ponta, mas o consumo fora de ponta e o consumo total aumentaram, em razão dos consumidores aumentarem o uso de eletrodomésticos, aproveitando o custo mais baixo fora da ponta.

6.4.4 Conclusões das experiências brasileiras

Apesar de alguns projetos apresentarem análise custo benefício desfavorável, deve-se destacar que não se trata de uma conclusão negativa quanto ao definitivo emprego da Tarifa Amarela. O tempo dos pilotos não alcança algumas medidas como, por exemplo, a compra de equipamentos elétricos mais eficientes. Além disso, em projetos pilotos, não é possível atingir ganhos de escala que provoquem redução de custos de aquisição e de instalação de equipamentos. Ou seja, com aplicação em regime permanente, esperam-se resultados melhores do que aqueles encontrados nos pilotos.

Prova de que a análise desfavorável não é um impeditivo quanto ao definitivo emprego da Tarifa Amarela é que algumas distribuidoras - incluindo a Copel onde o piloto apresentou custo-benefício adverso - pleitearam junto ao regulador a possibilidade de definitiva aplicação da nova modalidade tarifária. Para que essa aplicação se efetivasse em âmbito nacional, as distribuidoras ressaltaram a necessidade de negociações com a Aneel, além do estabelecimento de parcerias com fabricantes e redução dos custos de implantação.

Os resultados advindos dos projetos experimentais são representativos das condições do teste piloto, onde nenhum equipamento de controle ou equipamento substituto foi oferecido ou comprado pelos consumidores – foi examinada exclusivamente a alteração do hábito de uso. Em longo prazo, existe a possibilidade de os consumidores realizarem a aquisição de aparelhos mais eficientes, o que pode trazer resultados mais positivos.

Para a grande maioria das distribuidoras, os consumidores residenciais são a maior parte do mercado atendido em baixa tensão, são os maiores responsáveis pela ponta de carga e, por isso, se constituem no foco potencial da Tarifa Amarela.

Diferentes relatos mostraram que os equipamentos de medição utilizados nos projetos pilotos apresentaram problemas técnicos e operacionais, sendo que alguns desses problemas não foram completamente resolvidos durante os experimentos. Hoje em dia, passados vários anos da aplicação dos pilotos, a tecnologia já se encontra em patamar mais robusto, o que garante maior confiabilidade.

Outra questão relacionada à medição foi o custo dos equipamentos, o que tornou adversa a relação custo-benefício. Conforme comentado, os ganhos de escala tendem a reduzir tais efeitos. Ademais, a utilização de outras funcionalidades também deve incorrer em benefícios diversos, fato que também favorece a relação custo-benefício.

Por fim, constata que as experiências demonstram que consumidores foram motivados para a mudança de hábitos pelo sinal preço diferenciado, comprovando que os valores das tarifas são eficientes no alcance do principal objetivo: estimular a redução/transferência do consumo de energia elétrica. Porém, para alguns segmentos, a Tarifa Amarela pode até mesmo aumentar o consumo total, em razão dos consumidores aumentarem o uso de equipamentos elétricos, aproveitando o custo mais baixo fora da ponta.

6.5 SUGESTÕES PARA EMPREGO DA TARIFA AMARELA

Em vários países, o principal motivador para a aplicação de medidores eletrônicos foi a possibilidade de aperfeiçoamento da estrutura tarifária. Nesse sentido, a partir das estimativas analisadas anteriormente e considerando as experiências pilotos com Tarifa Amarela no Brasil, as sugestões apontam para a aplicação dessa nova modalidade tarifária em regime nacional.

Considerando a realidade brasileira onde chuveiro elétrico é um equipamento comum na maioria das residências do país, esse tipo de tarifação pode obter resultados mais significativos na redução do pico do sistema.

Deve ser estipulado um sinal de preço que garanta o incentivo para que o consumidor reduza a energia consumida na ponta, mas não aumente substancialmente fora da ponta. Idealmente o objetivo também é a redução do consumo total. Como comentado, se o pico

do sistema for reduzido, mas ocorrer aumento do consumo total durante o dia, benefícios sociais e a segurança do sistema podem ser obtidos, mas não poderão ser conseguidos os objetivos ambientais (redução de geração).

Recomenda-se que na implantação da Tarifa Amarela no Brasil seja incluída a componente de demanda (tarifação binômica), além das componentes de consumo de ponta e de fora de ponta. Ou seja, já que a implantação de novas tarifas diferenciadas em baixa tensão é uma inovação, sugere-se que esse novo cenário seja completo, incluindo faturamento de demanda.

Ainda que existam experiências pilotos no Brasil, é recomendável que novos testes sejam realizados, com amostras mais representativas e com maiores durações de tempo. Os pilotos devem incluir a Tarifa Amarela com componente demanda, além de testarem opções com mais de dois postos tarifários, incluindo uma modalidade com tarifa noturna mais baixa.

7 RECOMENDAÇÕES E ESTRATÉGIAS PARA IMPLANTAÇÃO

O presente capítulo pondera sobre os principais pontos necessários para o emprego de medição eletrônica em baixa tensão, incluindo e aspectos regulatórios, e apresenta recomendações para implantação em grande escala da tecnologia de medição eletrônica.

Para a construção de um adequado roteiro de implantação da tecnologia, o conhecimento de algumas características que envolvem o setor elétrico brasileiro e a caracterização do atual parque de medição nacional são importantes. Os aspectos técnicos, funcionalidades e vantagens decorrentes dos medidores eletrônicos também são pontos de interesse. Ressalta-se ainda a possibilidade de implantação de novas opções tarifárias. Do mesmo modo, as experiências internacionais com medição eletrônica também são significantes, especialmente para as ações das distribuidoras e para as decisões da Aneel.

Os assuntos comentados no parágrafo anterior já foram apresentados em capítulos prévios e, assim, cabe agora apresentar algumas recomendações sobre o tema. Portanto, nesta etapa do texto são tratados diferentes aspectos, envolvendo a atuação das distribuidoras, da Aneel e também do Inmetro. Para a análise prévia da implantação em massa de medição eletrônica, entre os itens que merecem atenção estão aspectos regulatórios, que necessariamente passam pela atuação e determinação da agência reguladora.

A Aneel já emite resoluções autorizativas permitindo que as distribuidoras implantem em caráter experimental, sistema de faturamento na modalidade de pré-pagamento, com utilização de medição eletrônica. Também já existe regulamento definindo as condições para instalação de equipamentos de medição em local externo à unidade consumidora, incluindo a tecnologia de Sistema de Medição Centralizada - SMC.

A Aneel também já prevê a possibilidade de criar um eventual plano nacional de substituição em massa de medidores e iniciou estudos para analisar a viabilidade técnica e econômica do uso em grande escala da medição eletrônica. Reconhecendo a importância do trabalho realizado em outros países, a Agência realizou um seminário internacional sobre medição eletrônica em setembro de 2008, trazendo experiências do órgão regulador espanhol (*Comisión Nacional de Energía - CNE*) e de empresas de distribuição da Itália

(ENEL) e do Canadá/Ontário (*Hydro One*). Em seguida, em janeiro de 2009, a Agência iniciou processo de debate com a sociedade sobre a implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras ligadas em baixa tensão: Consulta Pública Aneel nº 015/2009 (Aneel, 2009).

A seguir são apresentadas algumas recomendações. São ilustrados pontos passíveis de análise e reflexão para a correta tomada de decisão sobre a implantação em massa de medição eletrônica. Entre os principais temas estão a existência de um plano de substituição, as funcionalidades mínimas dos medidores e a análise custo-benefício.

7.1 DIRETRIZES PARA ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO

Após identificar os objetivos pleiteados, adquirir uma visão do quadro regulatório e conhecer os diversos aspectos que envolvem a tecnologia de medição eletrônica, uma etapa fundamental na avaliação por uma decisão que favoreça os investimentos em novas tecnologias de medição é a análise dos potenciais custos contra os benefícios esperados. Assim, previamente à decisão por qualquer projeto de grandes proporções, deve-se verificar a viabilidade econômica.

No modelo de regulação econômica adotado no Brasil, a medição é tratada como parte da rede global das empresas de distribuição e é remunerada por meio de uma parcela embutida nas tarifas. Neste ambiente, os custos com ativos de medição são incluídos no conjunto regulatório de ativos das distribuidoras (base de remuneração regulatória²³) e são remunerados por meio das tarifas pagas pelos usuários da rede.

Antes da determinação pela aplicação em massa de novas tecnologias, a Aneel deve verificar a relação custo-benefício das mudanças e ponderar os custos iniciais, visando sempre à modicidade tarifária, especialmente em um país onde existe um considerável número de famílias de baixo poder aquisitivo. No documento disponibilizado em consulta pública (Aneel, 2009), a Aneel já apresenta as premissas básicas que podem ser adotadas para uma futura análise custo-benefício.

²³ Segundo a definição adotada pela Aneel, base de remuneração são investimentos prudentes, requeridos pela concessionária para prestar o serviço público de distribuição de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, avaliados a preços de mercado e adaptados através dos índices de aproveitamento.

Após a implantação da tecnologia, a Aneel deve verificar os benefícios e resultados decorrentes e se debruçar sobre a aplicação dos mecanismos de apropriação do valor agregado pelo uso de novas tecnologias e, conseqüentemente, deve viabilizar as formas de transferência dos ganhos aos consumidores.

Ressalta-se que a atuação do órgão regulador justifica-se pela existência de um mercado falho. Em geral, é necessária uma intervenção reguladora quando os benefícios líquidos disponíveis a partir da instalação generalizada de medidores são pouco prováveis de serem alcançados se a iniciativa é deixada ao critério do mercado (ERGEG, 2007).

No caso da implantação de medição eletrônica em grande escala, o fluxo de caixa se constitui, basicamente, em um amplo dispêndio para se alcançar benefícios futuros. Ou seja, de forma simples, a implantação da medição eletrônica em baixa tensão pode ser encarada como um plano de investimento em longo prazo. A análise de custo-benefício da medição deve fornecer uma indicação total dos custos e benefícios, juntamente com a especificação do impacto esperado sobre diferentes agentes do mercado.

A realização de análise de custo-benefício é uma tarefa árdua pelo fato de que os benefícios e os custos podem incidir em diferentes partes interessadas na introdução da tecnologia de medição eletrônica (a chamada divisão de incentivos).

A experiência geral é que os custos são mais fáceis de quantificar do que os benefícios (ERGEG, 2007). Dada esta situação, existe uma maior probabilidade de benefícios líquidos positivos quando são consideradas questões que só podem ser avaliadas qualitativamente. Ressalta-se que nem todos os benefícios podem ser quantificados (ou quantificados com precisão). Para a análise de custo-benefício, devem ser considerados outros fatores como vida útil dos medidores, atual idade média do parque de medição instalado e o calendário e dimensão do plano de substituição.

A primeira etapa para a realização de uma adequada análise de custo-benefício é elencar, definir, caracterizar e diferenciar os gastos e as benfeitorias advindas da aplicação da medição eletrônica. Nesse sentido, ponderando-se sobre a realidade brasileira e o

arcabouço regulatório do país, a seguir são apresentados com mais detalhes os custos e benefícios envolvidos na implantação de novos medidores.

7.1.1 Benefícios

No Capítulo 5 foram apresentadas as funcionalidades e vantagens decorrentes da medição eletrônica. Desse modo, os benefícios podem ser divididos em três grandes grupos, envolvendo benefícios para o sistema elétrico, para os consumidores e para as distribuidoras.

Ainda pode-se dizer que a implantação de medição eletrônica em baixa tensão implica em alguns benefícios não mesuráveis para o órgão regulador, já que a tecnologia é um meio para redução de assimetria de informações, à medida que cria ferramentas mais precisas para a fiscalização de indicadores de continuidade e das atividades de faturamento.

7.1.1.1 Benefícios ao consumidor

Diversas vantagens aos consumidores podem ser citadas, conforme itens listados a seguir.

- Economia nas faturas de energia elétrica:

O primeiro benefício a ser listado refere-se às economias que os consumidores poderão obter nas faturas de energia elétrica. De certa forma, consumidores menos abastados podem observar um maior benefício do que os demais, pois podem ser mais sensíveis aos preços do que a média dos consumidores. Programas de gestão da demanda podem ser direcionados aos consumidores, em especial consumidores de baixo poder aquisitivo, para ajudá-los a agir.

Tarifas diferenciadas poderiam levar consumidores sensíveis ao preço para conseguir poupanças nas suas faturas de energia elétrica. Essas potenciais poupanças, dependendo da estrutura tarifária, podem ser suficientemente grandes para ser de real interesse dos consumidores. Desse modo, consumidores que utilizam mais energia no horário de pico

irão pagar mais pela mesma quantidade de energia elétrica, o que induz alguns desses consumidores a tomar medidas para reduzir seus consumos e, conseqüentemente, gerar economias nas suas faturas. (ERGEG, 2007).

Outra importante fonte de economia é a potencial redução dos preços dos serviços e dos custos operacionais das distribuidoras, em decorrência das atividades de leitura, aquisição e atuação remotas, além da otimização na localização de falhas e no deslocamento de equipes. Nesse sentido, o órgão regulador deve aplicar as metodologias de regulação econômica para garantir que os ganhos de eficiência das distribuidoras sejam repassados aos consumidores por meio da redução das tarifas, o que é feito nos processos de revisão tarifária periódica das distribuidoras. Trata-se de um benefício de longo prazo.

- Pré-pagamento:

Com a opção de implantar faturamento na modalidade de pré-pagamento, existe a possibilidade de medidores eletrônicos serem utilizados por consumidores que querem pagar as faturas de energia elétrica antes do consumo. É preciso quebrar o paradigma, como ocorreu na telefonia celular.

Os consumidores podem preferir esta modalidade de pagamento por razões diversas, por exemplo, se eles possuem experiências com dificuldades de pagamento de faturas, são propensos a cair em dívidas, se moram em residências alugadas ou se preferem implantar hábitos de controle de planejamento familiar.

- Faturamento preciso e informações detalhadas:

Os consumidores querem ter certeza de que estão pagando o preço correto para a quantidade verdadeira de energia elétrica consumida e a medição eletrônica é responsável por um faturamento mais preciso. A diminuição do número de faturas incorretas e queixas sobre a falta de leituras são benefícios adicionais. A maior disponibilidade de informações garante os direitos dos consumidores de ter ampla informação sobre a qualidade, quantidade, preço do produto e dos serviços que contratam.

- Justiça com os bons pagadores:

Na contabilização da energia comprada e na energia efetivamente faturada pelas distribuidoras, as regras da Aneel consideram o montante de perdas não técnicas (perdas comerciais) no computo das tarifas e, assim, parte dessas perdas são repassadas para as faturas de todos os consumidores.

Conforme comentado, a utilização de medidores eletrônicos é um meio competente para combate às perdas comerciais. Assim, os consumidores que não realizam furtos e fraudes serão beneficiados na medida em que o montante de perdas é menor. Ou seja, diminui o “subsídio” onde os bons consumidores arcam com a quantia de energia que é desviada.

- Qualidade de energia elétrica:

Os benefícios da melhoria de qualidade decorrem do fato de se prestar um serviço mais adequado, mas são de difícil quantificação.

- Automação doméstica:

Outro benefício potencial para o consumidor está relacionado a aplicações de automação residencial disponibilizadas por algumas categorias de medidores eletrônicos. Assim, entre as vantagens decorrentes, podem ser citadas as seguintes possibilidades: controle de demanda, otimização dos sistemas de aquecimento/refrigeração, automatização da iluminação da unidade consumidora, alerta de segurança entre outros.

7.1.1.2 Benefícios ao sistema elétrico

Um dos mais importantes benefícios para a utilização de sistemas de medição eletrônica poderia ser o deslocamento de pico de demanda para períodos fora de ponta, tornando o investimento em geração de pico e capacidade da rede menos urgente. Conforme ilustrado no Capítulo 6, para que isso seja possível, tarifas horárias devem estar em vigor.

Os benefícios ao sistema elétrico resultantes da tarifa amarela e medidores eletrônicos são aqueles aprestados no Capítulo 6, e incluem eficiência energética, benfeitorias ao mercado de energia, segurança do sistema, equidade social e também questões ambientais. A maneira como os benefícios listados são alcançados depende da forma como reagem os consumidores a preços diferenciados.

A principal dificuldade na estimativa destes benefícios reside no fato de que há pouca evidência para avaliar a provável resposta dos consumidores. Desse modo, é importante advertir que nem todos os benefícios podem ser quantificados de maneira precisa e algumas estimativas são necessárias. A quantificação desse quadro de benefícios é dependente da cultura, das regras do mercado, das condições climáticas e do estilo de vida e das condições socioeconômicas dos consumidores de determinada região.

É importante avaliar que qualquer estudo de economia de energia e mudança de hábitos deve ser tomado num contexto específico do consumidor e, assim, ressalta-se a necessidade de implantação de mais projetos pilotos no Brasil.

7.1.1.3 Benefícios às distribuidoras

Em termos gerais, medidores eletrônicos aumentam a acessibilidade de informações, disponibilizando dados para fins de eficiência energética, controle da rede, gestão da demanda. As distribuidoras podem utilizar dados de medidores eletrônicos para oferecer novos serviços derivados de aplicações que permitem alternar remotamente parâmetros do medidor.

As distribuidoras ainda podem utilizar dados de medição para aperfeiçoar operação e planejamento da rede. Além da redução de custos de O&M, a gestão de demanda ocasiona redução do montante do investimento necessário em reforço da rede e, portanto, cria um potencial significativo de poupança em termos de despesas de capital (ERGEG, 2007).

Com a medição eletrônica, existe potencial economia de custos derivados da redução dos gastos com gestão de consultas, faturas estimadas ou reedição de faturas. Da mesma forma, conflitos resultantes de medição e faturamento geram certo volume de chamadas de

consumidores para centros de consulta e teleatendimento, o que, posteriormente a campanhas de esclarecimento e divulgação da tecnologia, se espera que seja reduzido.

Portanto, para as distribuidoras, também uma série de categorias de benefícios pode ser listada:

- Gestão da Rede:

O aperfeiçoamento da operação do sistema é um dos benefícios para as distribuidoras, já que as empresas podem localizar falhas com maior precisão por meio de dados de medição. Os medidores eletrônicos fornecem grandes volumes de dados que são úteis para diferentes atividades de comercialização, perfis de carga, gerenciamento de energia, sistema de modelagem e manutenção preventiva.

Assim, a rede poderá ser operada de forma mais eficiente enquanto os esforços estão centrados sobre as áreas problemáticas identificadas. O mesmo é verdade para a redução do número e da duração das interrupções ao consumidor. Dessa forma, isso ajuda a melhorar a qualidade fornecida aos consumidores já que possibilita a localização de faltas de forma mais rápida e com restabelecimento mais ágil após cortes e faltas.

- Leitura, parametrização e atuação de remota:

Com a tecnologia de medição eletromecânica, além da necessidade de um leiturista para colher os dados de consumo, um técnico da distribuidora precisa de uma visita às instalações do consumidor para ligar ou desligar o fornecimento de energia elétrica. Medidores eletrônicos permitem que isso seja realizado remotamente, enviando um sinal para o medidor, reduzindo assim os custos associados com os técnicos visitando localmente as unidades consumidoras.

Assim, distribuidoras podem evitar a leitura manual de medidores e ambos os custos finais e cíclicos, já que os novos medidores irão permitir que leituras com frequência que eles

queriam a menores custos (SenterNovem, 2005). Outra opção é limitar o montante de potência que o consumidor pode usar, ao invés de desligar totalmente a energia elétrica.

Além da redução de custos operacionais, a possibilidade de realização de serviços remotamente também pode ocasionar proteção de receita e diminuição de inadimplência, tendo em vista que as atividades de corte e religação são mais rápidas e precisas.

- Controle de perdas

Esse benefício está relacionado com a possibilidade de operacionalizar a contabilização de energia. As perdas técnicas são reduzidas devido a medidores eletrônicos fornecerem informações precisas sobre onde ocorrem as perdas, tornando mais eficazes as ações corretivas a serem tomadas.

Adicionalmente, o combate de perdas não técnicas é outra vantagem evidente. Assim, a redução de furto por meio de mecanismos mais sofisticados contra adulteração é mais um benefício potencial. Estudos (Ofgem 2006a) estimam que alarmes de adulteração e leituras mais frequentes combinam-se para reduzir esse nível de roubo em 25%.

Considerando dados disponíveis no site da Aneel (Aneel, 2009c), no Brasil, em 2008, o montante de perdas não técnicas foi de aproximadamente 6,7% da energia total gerada, o que equivale a cerca de 18.500 GWh por ano ou a 2.112 MW médios. Como analogia, é como se a usina de Santo Antônio no Rio Madeira estivesse funcionando apenas para compensar esse tipo de perda. Considerando uma tarifa média de R\$/MWh 248,45 (Tarifa Média Brasil de 2008 considerando média das classes de consumo), somente os custos das perdas não técnicas no Brasil chegam a aproximadamente R\$ 4,6 bilhões anuais.

- Qualidade da energia elétrica:

A tecnologia permite um mais rigoroso acompanhamento da continuidade do fornecimento e dos parâmetros de qualidade do produto, já que medidores eletrônicos permitem uma grande quantidade de dados a serem transferidos automaticamente para o centro de

operação da distribuidora. Isto aumentará o número de medidas disponíveis sobre qualidade da energia elétrica.

Além de diminuir os tempos de interrupção devido à melhor operação das redes, o aprimoramento da qualidade evita que as distribuidoras sejam penalizadas pela fiscalização da Aneel e ainda, apesar de difícil quantificação, melhora a relação com os clientes e desenvolve a imagem institucional da empresa.

7.1.2 Custos

De um modo geral, os custos podem ser divididos em dois grandes grupos, envolvendo os novos custos e custos ociosos.

7.1.2.1 Custos Ociosos

De uma forma geral, o custo ocioso pode ser encarado como o valor ainda não depreciado do ativo que seria retirado. Esses custos incluem ainda os custos de descarte (remoção e manipulação dos medidores eletromecânicos substituídos).

Existe uma possibilidade reduzida de reutilização de medidores eletromecânicos, já que serão tornados obsoletos pelos medidores eletrônicos. Para a realização de uma estimativa e valoração dos custos dos medidores eletromecânicos ainda não depreciados, deve-se conhecer a idade média dos medidores instalados, dados já apresentados no Capítulo 2.

De uma forma simplificada pode-se considerar que, para cada medidor retirado, a distribuidora deverá ser compensada pelo valor ainda não depreciado do ativo. Nesse sentido, caso seja possível na dinâmica de substituição, recomenda-se que os medidores instalados há mais tempo (mais antigos) sejam os primeiros a serem retirados, no intuito de que os mais novos possam depreciar e provocar custo ocioso menor.

7.1.2.2 Novos custos

Com relação ao conjunto de novos custos, a análise deve incluir dois subgrupos: custos de equipamentos e sistemas e custos de O&M. Esses custos variam de forma significativa com o tipo de equipamento, configuração e com a infra-estrutura de comunicação utilizada.

- Custos de equipamentos e sistemas:

Esses custos incluem o dispêndio com os equipamentos de medição, comunicação e sistemas de dados associados. Além de gastos com ativos físicos, esses custos incluem gastos com manuseio e instalação. Pressupostos a respeito da tecnologia, taxa de amortização e vida útil dos ativos, calendário do plano de substituição e dimensão da implantação do programa são cruciais para a apuração dos resultados.

No Brasil, considerando-se que o país apresenta dimensão continental e as regiões apresentam características socioeconômicas diferentes entre si, os custos de instalação e de mão de obra podem variar de maneira significativa. Para a realização da análise, uma recomendação é que os custos relacionados à mão de obra para manuseio e instalação sejam aqueles adotados pela empresa de referência²⁴.

Para os custos de compra de equipamentos, uma análise pode estimar um valor médio nacional ou ainda valores médios por região, mas o custo por medidor irá variar entre as distribuidoras por causa da geografia, da densidade dos consumidores e dos tipos dos consumidores. Nesse tipo de gastos, os ganhos de escala possuem influência relevante.

Sobre custos de equipamentos, a Tabela 7.1 mostra uma relação de investimento adicional em relação ao medidor eletrônico básico.

²⁴ A metodologia da Empresa de Referência define uma empresa responsável pela prestação do serviço de eletricidade na área de concessão, em condições de eficiência produtiva. Assim, a Aneel adota regulação *price cap*, onde são estabelecidos, individualmente para cada firma, os níveis de custos operacionais eficientes. Esses níveis são estabelecidos com base na concepção de uma firma operando em cada área de concessão – a denominada Empresa de Referência.

Tabela 7.1 - Relação de investimento adicional em relação ao medidor eletrônico básico (Abinee, 2008).

Aplicação / funcionalidade	Investimento
kWh	Básico
kVarh	+
kW (máxima demanda)	++
Fator de Potência	+
Tensão	+
Corrente	+
Relógio (<i>time stamp</i>)	+++
Calendário/ tarifas	+++
Memória de massa	+++
Auto diagnóstico	+
Classe 1	Básico
Classe 0,5	++
DIC/FIC (necessidade de relógio)	+++
Anti fraude 1 (mecânica tampa solidária)	+
Anti fraude 2 (detecção eletrônica, abertura tampa)	++
Anti fraude 3 (software unidirecional/ energia reversa)	+
Saída pulso	++
Porta óptica	++
Saída RS 485/ 232/ <i>Euridis/ M-bus</i>	++
Saída <i>Ethernet</i>	++++
Comunicação Integrada RF	+++
Comunicação Integrada PLC	+++
Comunicação Integrada GPRS	++++
<i>Firmware Download</i>	++

Legenda: + Baixo ++ Médio +++ Alto ++++ Muito Alto

Sobre os custos dos medidores em junho de 2009, pode-se avaliar o custo do modelo básico de medidor eletrônico para baixa tensão básico (entenda-se como medidor básico aquele equipamento de classe de exatidão de 1% e com uma única funcionalidade: faturamento de energia ativa). Para o medidor monofásico, estima-se o valor médio de mercado entre R\$ 55,00 a R\$ 60,00, conforme quantidade de compra. O modelo bifásico básico pode ser estimado entre R\$ 190,00 a R\$ 200,00. Já o medidor trifásico básico está entre R\$ 220,00 a R\$230,00, conforme quantidade comprada.

Como ilustração, conforme comentado no Capítulo 2, relembra-se que a distribuidora Cemig realizou dois pregões eletrônicos em 2007 e 6 lotes de medidores eletrônicos foram

adquiridos. Assim, o documento da distribuidora (Cemig, 2008) apresenta os dados seguintes como os custos de compra desses medidores eletrônicos. Para os resultados do 1º Pregão, realizado em fevereiro/2007, tem-se:

- Medidor 1 fase / 2 fios: Modelo Apolo 6001 A – FAE
- Quantidade: 240.000
- Custo unitário: R\$ 50,71

- Medidor 2 fases: Modelo Spectrum KA (registrador ciclométrico) – Nansen
- Quantidade: 48.750
- Custo unitário: R\$ 191,53

Já para os resultados do 2º pregão, realizado em novembro/2007, todos os lotes foram de medidores eletrônicos, com os seguintes custos (Cemig, 2008):

- Medidor 1 fase / 2 fios: Modelo – MEP01-CE1 – Complant
 - Quantidade: 324.000
 - Custo unitário: R\$ 47,25

 - Medidor 1 fase / 3 fios: Modelo – C1BR – Itron
 - Quantidade: 21.600
 - Custo unitário: R\$ 82,93

 - Medidor 2 fases: Modelo Spectrum KA (registrador ciclométrico) – Nansen
 - Quantidade: 70.800
 - Custo unitário: R\$ 215,39

 - Medidor 3 fases: Modelo 2103A – ELO
 - Quantidade: 16.800
 - Custo unitário: R\$ 259,38
-
- Custo de Operação e Manutenção:

Os custos de O&M são os gastos com manutenção e custos operacionais e de gestão para a leitura e demais serviços. Na análise custo benefício deve ser considerada a troca do atual cenário com medição eletromecânica para uma configuração com telemetria. Ou seja, os

custos enfrentados hoje são diferentes dos custos que serão decorrentes das atividades de telemetria.

Os custos atuais enfrentados pelas distribuidoras são aqueles custos operacionais e de mão-de-obra considerados nas empresas de referência, reconhecidos para as atividades de leitura do medidor e corte/religação e outros serviços.

Já os custos com telemetria devem ser ponderados de forma a entrar na contabilização da análise custo-benefício. Devido a experiências limitadas, quantificar os custos de O&M de uma nova tecnologia é tarefa difícil. As estimativas tendem a cair dentro de uma faixa ampla e podem variar significativamente de acordo com a tecnologia adotada e que economias de escala são assumidas (ERGEG, 2007).

No Canadá, como uma média geral, estimou-se que a manutenção da comunicação seja de 1% do custo de capital instalado do sistema (OEB, 2005).

7.2 PLANO DE SUBSTITUIÇÃO

Um dos pontos principais temas da consulta pública implantada pela Aneel gira em torno do questionamento se existe a necessidade da definição regulatória de um plano de substituição em massa no Brasil ou se isso seria uma definição de estratégia comercial das distribuidoras (Aneel, 2009). O documento disponibilizado pela Aneel debate esse tema, mas não mostra a decisão sobre esse ponto e solicita contribuições da sociedade.

No mundo, as experiências mostram que esse ponto varia entre os países. Conforme apresentado no Capítulo 3, alguns países já determinaram formalmente um plano de substituição, enquanto outros realizam consulta pública sobre a implantação em grande escala.

Ainda que não exista a regulamentação da Aneel, nada impede que as distribuidoras façam uso da medição eletrônica por opção empresarial. Esse é o exemplo da Itália, onde a distribuidora ENEL antes mesmo da determinação regulatória já possuía grande quantidade

de medidores implantados. No Brasil, a distribuidora Ampla também mostrou pioneirismo ao implantar a medição eletrônica como ferramenta no combate de perdas não técnicas.

Atualmente, a inexistência de regulamentos da Aneel para as funcionalidades mínimas do medidor eletrônico para baixa tensão faz com que as distribuidoras brasileiras empreguem esses equipamentos da maneira mais conveniente aos seus interesses. Em diferentes casos, observou-se que a implantação de novos medidores foi encarada apenas como ferramenta anti-fraude. Em outros casos o a tecnologia viabilizou a medição de energia reativa. Ainda existem exemplos onde se empregou o medidor eletrônico básico, sem funcionalidade adicional, motivado apenas pelo menor custo frente ao eletromecânico.

Conforme ilustra a Tabela 2.6, apenas 0,64% dos medidores possuem a funcionalidade que permite a otimização na apuração de indicadores de continuidade. Nesse sentido, partindo-se de uma vontade da distribuidora, pode acontecer o caso em que o uso da tecnologia é limitado, e conseqüentemente, os consumidores - e a própria agência reguladora - podem usufruir apenas de parte das funcionalidades e parte dos benefícios da medição eletrônica.

Deste modo, a falta de regulamentação e determinações sobre o tema pode postergar a possibilidade de aperfeiçoar os processos relativos à tarifação, faturamento e apuração dos indicadores de qualidade, não aproveitando a oportunidade de aprimorar o parque de medição brasileiro de forma disciplinada. Para que isso ocorra em benefício de todos e de forma otimizada, pode ser necessário que o processo seja coordenado. Uma opção é a definição, pela Aneel, de um conjunto de funcionalidades mínimas. Outra alternativa é a implantação de um plano de substituição regulatório.

Como recomendação, o presente trabalho sugere que exista um plano de substituição em massa coordenado pela Aneel, após análise de custo-benefício. As regras determinadas e as etapas devem ser claras e o plano deve estabelecer prazos de médio e longo prazo determinando os horizontes e as fases de implantação, a exemplo do ocorrido em países como Austrália, Canadá, Espanha, Portugal e Itália.

O plano espanhol de substituição é um bom molde a ser seguido, já que a determinação de implantação prevê o prazo de 11 anos (CNE, 2008), criando meios para que os agentes

envolvidos, em especial as distribuidoras, fabricantes e também os consumidores, se programem para a implantação da tecnologia.

Assim, sugere-se que seja adotado um plano nacional de substituição de 10 anos, período considerado adequado à dinâmica das necessidades do mercado e condizente com a capacidade produtiva dos fabricantes nacionais.

Ou seja, esse período é apropriado, pois pode ser atingido com o patamar de produção atual (conforme ilustrado no Capítulo 2) e ainda não ocasiona ociosidade futura nas fábricas (não ocorrerá inatividade de instalações fabris após o término do plano de substituição, pois ao fim dos 10 anos, novos medidores naturalmente serão trocados e ainda existirão novas demandas). Esse processo de substituição de longo prazo ainda reduz significativamente os custos ociosos.

Com o objetivo de impedir eventuais falhas na execução de grandes projetos, é prudente que se anteceda um projeto semelhante em menor escala. Nesse sentido, cabe destacar que é imprescindível que o plano de substituição em massa seja precedido de projetos pilotos, conforme ocorrido em diferentes países, com destaque para Portugal (ERSE, 2007c), onde a entidade reguladora sugeriu etapas como a especificação, execução de projeto piloto e a validação das funcionalidades mínimas antes da substituição dos medidores existentes.

Assim, após análise custo-benefício e realização de vários projetos pilotos, o plano de substituição deve definir também quais são as funcionalidades dos medidores eletrônicos.

7.3 FUNCIONALIDADES E REQUISITOS MÍNIMOS PARA O MEDIDOR

A tecnologia envolvida nos medidores eletrônicos engloba diferentes componentes que são arquitetados de forma modular. Porém, ainda que a modularidade exista, a adição de funcionalidades e modificações tecnológicas após a instalação do equipamento - de forma que o medidor atenda novos critérios regulatórios - podem implicar em consideráveis custos. Nesse sentido, o estabelecimento de um conjunto mínimo de funcionalidades a serem exigidas pelo regulador é um dos passos iniciais na definição do regulamento.

Como uma maneira otimizada de coordenar a expansão da tecnologia, entende-se que o órgão regulador deve efetivamente determinar quais são as funcionalidades mínimas para os novos medidores.

O relatório disponibilizado pela Aneel em Consulta Pública (Aneel, 2009) traz análise pautada em quais funcionalidades mínimas incorporadas ao medidor deveriam ser consideradas necessárias para a implantação de novos sistemas de medição. Ao longo do tempo, a Agência vem mostrando preocupações sobre alguns itens específicos, como, por exemplo, a apuração de indicadores de continuidade e o aprimoramento e modernização da estrutura tarifária atualmente empregada no país. Tais aspectos devem ser considerados pela Aneel nas definições das funcionalidades.

O exame das funcionalidades dos medidores eletrônicos está sujeita às restrições técnicas e econômicas apresentadas pelas tecnologias disponíveis, as quais foram analisadas anteriormente. O conjunto de funcionalidades do medidor eletrônico aumenta os benefícios que podem ser auferidos pela aplicação da tecnologia, mas os custos do sistema de medição também aumentam.

Considerando que as mesmas condições básicas podem ser obtidas por diferentes soluções técnicas, a definição dessas funcionalidades não deve ser realizada no nível da particularização de equipamentos ou especificação de tecnologias. Desse modo, a distribuidora deve ter a possibilidade de eleger a configuração mais apropriada à situação, desde que atenda às eventuais funcionalidades determinadas pela Aneel e cumpra os requisitos contidos na regulamentação metrológica.

A partir da perspectiva do órgão regulador, as funcionalidades definidas devem considerar os diferentes benefícios trazidos pela tecnologia. Assim os novos medidores podem possuir um conjunto de funcionalidades úteis ao planejamento, gestão e manutenção das redes de distribuição.

Por outro lado, deve ser dada atenção especial à questão da recuperação de custos e incentivos divididos, que é quando alguns agentes do mercado encaram os custos, enquanto outros recebem os benefícios. Assim, as funcionalidades devem,

necessariamente, incluir itens que tragam vantagens ao consumidor, seja por meio de informações mais detalhadas e precisas, seja por meio de melhoria nas condições de atendimento das distribuidoras com a qualidade da energia sendo alvo da regulamentação.

A seguir são pontuadas algumas recomendações sobre determinados itens.

7.3.1 Opções tarifárias e de faturamento

Diante do exposto, a primeira funcionalidade recomendada pelo presente trabalho remete-se a aplicação da Tarifa Amarela como decorrência das funcionalidades dos medidores eletrônicos. Assim, especificamente sobre opções tarifárias, as recomendações para implantação no Brasil são aquelas apresentadas no Capítulo 6.

Outra sugestão é que a Aneel considere a possibilidade de implantação de cobrança na forma de pré-pagamento, com viabilização técnica de modalidade de faturamento que oferece ao consumidor maior previsibilidade de gastos e à distribuidora a redução de casos de inadimplemento.

Para a validação de funcionalidades relacionadas com opções tarifárias e de faturamento, uma boa opção também é a realização de projetos pilotos.

7.3.2 Qualidade da energia elétrica

Sugere-se ainda que sejam aprimorados os processos de apuração da quantidade e da duração das interrupções (indicadores DIC, FIC e DMIC), além do registro do nível de tensão em regime permanente.

Especificamente sobre registro do nível de tensão, sugere-se que seja adotada a funcionalidade que permita a apuração do tempo em que o nível de tensão está fora dos limites regulatórios, sem efetivamente medir e armazenar o valor eficaz da tensão. Trata-se de uma alternativa mais simples e barata e que acarreta os mesmos benefícios.

Considerando-se os gastos com a implantação de funcionalidades de qualidade da energia elétrica, recomenda-se que seja constituída uma amostra representativa das unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, possibilitando o acompanhamento por alimentadores ou sistemas elétricos. É necessário criar referências estatísticas e geoelétricas que apresentem uma relação e que compreendam todos os consumidores de uma determinada área, sem a necessidade de instalação dessa funcionalidade em todos os medidores. Nesse sentido, recomenda-se a utilização de técnicas de Estimação de Estado, a fim de obter estimativas seguras do estado operativo da rede e possibilitando a supervisão do subsistema elétrico de interesse.

Nesse âmbito, uma opção ainda é a instalação com agregação de mais funcionalidades em medidores trifásicos e/ou bifásicos deixando os monofásicos com funcionalidades básicas, o que permitiria uma coleta de informações com racionalização de custos.

7.3.3 Anti fraude

Especialmente para a realidade brasileira, as funcionalidades relativas ao combate de perdas não técnicas devem ser necessariamente utilizadas e a Aneel deve adotar metas de redução de perdas mais rigorosas. Além de considerar a variação no preço de implantação das diferentes funcionalidades, a escolha depende da caracterização do risco de fraudes em uma determinada área de consumidores, estando sujeita ao local de inserção e do histórico de perdas não técnicas da área de instalação.

Outra possibilidade são os Sistemas de Medição Centralizada – SMC. Porém, entende-se que essa modalidade não deve ser uma determinação da Aneel. Cabe às distribuidoras optarem pela melhor forma de implantação em cada área.

7.3.4 Interface com o consumidor

Recomenda-se que seja possível apresentar os valores de consumo, incluindo consumo acumulado para comparação com os valores apresentados na fatura. Caso seja implantado processo de faturamento de demanda, deve-se ainda permitir o acesso ao valor instantâneo da carga/potência. Essas possibilidades permitirão ao consumidor promover

comportamentos mais eficientes no consumo, gerando economia nas faturas e favorecendo a eficiência energética.

Com relação ao fornecimento de informações ao consumidor, uma opção é a disponibilização de dados por meio de um display ou por meio do Terminal de Consulta ao Consumo Individual – TCCI. Porém outras opções são possíveis e devem ser analisadas já que as informações não carecem, necessariamente, de disponibilização em tempo real.

Nesse sentido, a disponibilização de dados via internet é uma possibilidade que permite ao consumidor o conhecimento dos dados de faturamento, além de outras informações como itens de qualidade da energia. Simultaneamente, terminais coletivos de consulta podem ser implantados em lugares estratégicos. Celulares e *paggers* podem ser outros meios de fornecimento de dados. A disponibilização dessas informações por meio de *call centers* também é possível.

O objetivo desse tipo de disponibilização de informações é suprimir a existência do display e terminais de consulta individual, gerando custos menores com equipamentos e facilitando a gestão dos ativos, a medida acabaria com as atividades de manutenção desses componentes. Essas possibilidades devem ser pensadas e testadas nos pilotos.

7.3.5 Aquisição, atuação e parametrização remota

Especificamente sobre a incorporação de comunicação integrada no medidor e possibilidades de aquisição, atuação e parametrização remota, entende-se que não é necessária uma determinação, por parte da Aneel, para que as distribuidoras utilizem essas funcionalidades. Porém, deve ser encorajada a utilização de normas e protocolos.

Porém, a agência reguladora não deve criar barreiras para o desenvolvimento de tecnologias, e ainda deve incentivar e potencializar o uso de infra-estruturas inovadoras e de sistemas de comunicação por meio de ações conjuntas nas áreas de regulação e tecnologia, sem perder o foco na modicidade das tarifas.

Cabe a Aneel criar regras que possibilitem - e até induzam - a implantação da tecnologia. Nesse sentido o arcabouço regulatório deve prever princípios de reconhecimento de investimentos na tecnologia, regras pertinentes de depreciação entre outros. Com isso, as próprias distribuidoras devem implantar estratégias comerciais para a implantação de telemetria e atuação remota com sistemas de comunicação de dados.

De certa forma, a determinação da Aneel pela utilização de medidores eletrônicos já é um forte incentivo para que as distribuidoras implantem sistemas de aquisição, atuação e parametrização remota. Uma opção mais direta para induzir a utilização de ações remotas é gradativamente não mais reconhecer os custos com leituras manuais e equipes de corte e religação.

7.3.6 Avaliação das funcionalidades

Por fim, ressalta-se ainda que outra recomendação do presente trabalho é que a especificação definitiva das funcionalidades seja desempenhada após a realização dos projetos pilotos, onde efetivamente podem ser testadas as mais diversas alternativas.

Ainda com relação à definição das funcionalidades, é importante que a Aneel verifique as expectativas dos consumidores e das distribuidoras, por meio da análise das contribuições enviadas através dos processos de consulta pública.

7.4 PROJETOS PILOTOS

Um dos principais objetivos dos projetos pilotos é a comprovação da viabilidade das diferentes funcionalidades e dos aspectos técnicos dos medidores eletrônicos. A finalidade da realização desses projetos é a obtenção de dados qualitativos e quantitativos dos diversos aspectos que sustentam a definição de um plano de substituição de medidores. Nesse sentido, as funcionalidades e os requisitos técnicos testados devem ser diversificados.

Os projetos pilotos auxiliarão na ponderação dos resultados e das vantagens advindas da medição eletrônica e, por isso, devem ser atenciosamente projetados e monitorados.

Objetivamente, devem existir mecanismos que viabilizem a coleta de dados necessários para legitimar as hipóteses e conjecturas consideradas nas futuras análises de custo-benefício. Ainda que existam experiências internacionais, é relevante observar e estimar quais seriam os resultados atingidos para o Brasil.

Entre os efeitos que devem ser analisados, atenção especial deve ser dada a alguns resultados advindos da eficácia da horosazonalidade tarifária para baixa tensão, da redução dos custos operacionais das distribuidoras, das vantagens na operação e manutenção das redes e dos benefícios observados pelos consumidores. A recuperação de receita por redução de furto e fraude de energia também deve ser mensurada.

Além das vantagens decorrentes da aplicação da tecnologia, devem ser analisados aspectos relacionados com as tecnologias de comunicação e de integração em sistemas, já que o estado da arte dessas tecnologias fornece uma gama de configurações e técnicas apropriadas a cada situação. Os projetos pilotos devem testar a credibilidade e resultados das diferentes formas de comunicação, assim como seus custos e facilidades. Como recomendação, entre as opções que merecem ser testadas estão aquelas apresentadas no Capítulo 4, especialmente, PLC, GSM e GPRS.

A confiabilidade dos equipamentos eletrônicos envolvidos nos sistemas de medição é outra questão importante. Nesse sentido, ressalta-se que o desempenho dos medidores instalados em ambientes com condições severas de temperatura e umidade podem requerer determinadas avaliações.

Outro ponto a ser analisado nos projetos pilotos é se todos os consumidores em baixa tensão devem ter seus medidores substituídos, ou apenas aqueles que possuem determinado valor de consumo mensal. Assim, deve-se examinar a racionalidade da substituição dos medidores em consumidores de baixo consumo mensal, já que essa posição pode ocasionar em nenhum benefício ao sistema elétrico ou ao próprio consumidor, representando custos adicionais ao processo de implantação.

Os projetos serão os laboratórios e os campos de observação para que a Aneel conclua sobre os itens passíveis de regulamentação. Considerando-se que os projetos são

importantes para diversas definições, recomenda-se que a Aneel assuma uma função de liderança na caracterização dos pilotos, além do acompanhamento e fiscalização dos resultados decorrentes, permitindo à Agência obter dados conclusivos sobre a viabilidade técnica e econômica de funcionalidades, requisitos técnicos e aspectos de confiabilidade.

Como recomendações sobre a implantação e execução de projetos pilotos, sugere-se que esses testes sejam necessariamente realizados em todas as cinco regiões geográficas do país, de forma a capturar particularidades regionais e culturais. Assim, em cada região deveriam ser realizados no mínimo dois projetos relevantes, com dimensão e área de abrangência estatisticamente determinadas.

A duração dos pilotos deve ser determinada de forma que se consiga auferir resultados relevantes sobre as tecnologias, funcionalidades e principalmente sobre a avaliação das possibilidades de economia de energia e mudança de hábitos de consumo decorrentes da aplicação de novas tarifas. Nesse sentido, aconselha-se um período de 18 meses para duração dos projetos pilotos, a exemplo do ocorrido em Portugal (ERSE, 2007c).

Ainda como recomendação, conforme opção trazida na pela Consulta Pública nº 015/2009 (Aneel, 2009), a execução de projetos pilotos devem ser realizadas por meio de programas de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, no âmbito dos programas de “P&D Estratégicos” (procedimento no qual a Aneel estabelece temas que sejam de interesse da Agência). Assim, os recursos para execução dos projetos já estariam reservados, não existiria a necessidade de novos gastos e a Aneel abriria chamadas para a realização desses projetos.

7.5 NORMALIZAÇÃO

A normalização é uma questão que deve ser considerada como um tópico para a realização da implantação em massa dos sistemas inteligentes. As definições devem partir de um trabalho conjunto de cooperação entre diversas instituições: Inmetro, Aneel, fabricantes e a Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT. Nesse sentido, deve-se incentivar a utilização de normas como, por exemplo, protocolos de comunicação.

Conforme já destacado sobre as tecnologias possíveis, um dos pontos que merecem julgamento faz alusão a quais seriam os critérios mínimos que devem ser exigidos dos sistemas de comunicação, ou seja, quais requisitos são passíveis de regulação e normalização, sem que haja a particularização de equipamentos ou tecnologias específicos.

Com relação à normalização, uma das limitações é a inexistência de normas que permitam assegurar uma efetiva mudança entre medidores de diferentes fabricantes. Já existem normas internacionais ao nível da comunicação entre medidores e o concentrador, especificamente para a utilização das tecnologias de PLC e GPRS (ERSE, 2007b).

Sugere-se que um protocolo de comunicação único, público e padronizado pela ABNT seja adotado. Nesse sentido, atualmente está em andamento o grupo de trabalho CE13 - GT8 para a definição desse protocolo a ser adotado em sistemas de medição.

Ao permitir que a distribuidora escolha aquela configuração do sistema de comunicação que entender como mais apropriada, deve ser devidamente estabelecida também um mecanismo contra a possibilidade de violação dos dados, tanto pelos envolvidos no processo quanto por terceiros, o que pode acontecer via normalização.

Ao se tratar da interface entre distribuidora e medidor eletrônico, torna-se indispensável avaliar que ações poderão ser realizadas remotamente pela distribuidora através do canal de comunicação entre seu sistema central e o consumidor. Nesse âmbito, os critérios de segurança da informação devem ser considerados. Os pontos de avaliação também devem prever quesitos de segurança contra fraudes em softwares.

Além disso, deve-se considerar a necessidade de duplicação e redundância no envio de informações do medidor para o sistema central da distribuidora, assim como a capacidade de armazenamento do medidor para que possa servir de fonte de dados quando detectado algum problema no sistema de comunicação.

Com vistas à isonomia, os sistemas deverão ter características funcionais e de desempenho que oferecem as mesmas mínimas opções para todos os consumidores (residenciais, comerciais, etc.). Devem ser aplicados requisitos mínimos ao nível do sistema, em vez de

nível de equipamentos, para torná-los independentes das arquiteturas utilizadas pelas distribuidoras ou recomendados pelos vendedores dos sistemas, impedindo assim a rejeição das soluções cujas configurações podem ser de filosofias diferentes daquelas que virão a ser utilizadas.

A normalização incide sobre itens diversificados, não se restringindo somente aos protocolos de comunicação, podendo compreender a normalização de dimensões para efeitos de instalação, tipos de alimentação, a informação a ser disponibilizada no display ou os formatos das mensagens (ERSE, 2007c).

É necessário expandir a normalização de forma a cobrir outras funções do medidor e novos serviços. Ademais, não é só a especificação técnica dos sistemas de medição inteligente que deve ser considerada, mas também a correspondente organização do mercado e processos. Os aspectos que obrigatoriamente deverão ser objeto de normalização devem ser identificados durante a execução dos projetos pilotos. O emprego de variadas tecnologias e configurações servirá de teste para a verificação da interoperabilidade entre os sistemas, o que permitirá identificar objetivamente os aspectos passíveis de normalização.

7.6 METROLOGIA

Para as atividades de metrologia desenvolvidas pelo Inmetro, em especial para a categoria de metrologia legal, a medição eletrônica de energia elétrica reflete em nova análise para o conjunto de regulamentos, meios técnicos e operações necessárias para garantir resultados desejáveis, garantindo credibilidade e universalidade dos resultados de medição.

Nesse sentido, destacam-se as atividades de apreciação técnica de modelo e as atividades de verificação inicial realizadas antes da venda do instrumento de medição. Após a venda e consequente utilização do instrumento, destaca-se a verificação subsequente (tanto verificação periódica quanto após reparo) e verificação por solicitação.

Assim, considerando-se a atual tendência de implantação de medidores eletrônicos, já existem, no campo de metrologia legal, um conjunto de regulamentos, meios técnicos e operações necessárias para garantir a credibilidade dos resultados dessa nova tecnologia.

A Portaria Inmetro nº 431/2007 estabelece os requisitos básicos a serem observadas na apreciação técnica de modelos, no exame da conformidade ao modelo aprovado, na verificação inicial, na verificação após reparos e na verificação por solicitação do usuário/proprietário. Já a Portaria Inmetro nº 371/2007 aprova as condições técnicas e metrológicas como requisitos mínimos a que devem satisfazer os sistemas SMC.

Tabela 7.2 – Aspectos metrológicos aplicáveis aos medidores eletrônicos de energia elétrica (Inmetro, 2008).

	Medidores Eletrônicos Individuais	Sistema de Medição Centralizada - SMC
Regulamentação	Portaria nº 431 / 2007	Portaria nº 371 / 2007
Aprovação de modelos	A partir de 2002	A partir de setembro de 2007
Verificação inicial	A partir de janeiro de 2009	Novo regulamento estipulará
Verificação após reparo	A partir de março de 2009	Novo regulamento estipulará
Verificação periódica	A partir de 2009	Novo regulamento estipulará
Verificação por solicitação	IPEM	Inmetro

A Portaria nº 371/2007 determinou duas situações básicas com relação ao sistema SMC. A primeira situação permitiu a permanência da utilização dos medidores já implantados, desde que funcionassem dentro da margem máxima de erro admissível. A segunda situação determinou que novos medidores, para serem instalados, precisariam atender às novas exigências da Portaria, o que significou que até o início de 2009 nenhum fabricante obteve a aprovação de modelo solicitada. Após a aprovação final, que depende do atendimento às exigências do Inmetro por parte dos fabricantes, os SMCs poderão ser instalados por todas as distribuidoras que operam no Brasil.

Em janeiro de 2009, o Inmetro concluiu inspeção metrológica em 1305 SMCs implantados por uma mesma distribuidora, atestando que cerca de 95% desses medidores tiveram desempenho satisfatório. A inspeção metrológica teve por objetivo realizar o monitoramento dos medidores instalados, avaliar o desempenho dos equipamentos e

promover a confiabilidade das medições, tanto para os consumidores, quanto para a distribuidora.

A amostra de 1305 SMCs representa um universo de 300 mil sistemas instalados por uma distribuidora em unidades atendidas em baixa tensão. O Inmetro iniciou a inspeção metrológica do SMC em setembro de 2007, concluindo em dezembro de 2008 e o resultado desse trabalho conclui que 65 medidores (4,98% da amostra) apresentaram erro de medição acima da margem máxima admissível de 4%.

Dentre os equipamentos que apresentaram desempenho insatisfatório na inspeção metrológica, a maioria correspondeu a medidores polifásicos (bifásicos e trifásicos). Da amostra composta por 1.305 instrumentos, 182 são polifásicos. Desses 182, um conjunto de 33 apresentou problemas, ou seja, cerca de 18,13% dos medidores polifásicos.

Já os equipamentos monofásicos corresponderam a 1123 equipamentos da amostra. Desse total, 32 medidores (2,85 %) apresentaram erro de medição acima da margem máxima admissível.

Diante do resultado do teste metrológico, o Inmetro determinou a interrupção temporária do uso do medidor SMC polifásico até que a distribuidora inspecionada realize retificações e o Instituto conclua uma nova verificação. Ou seja, cerca de 40 mil medidores SMC polifásicos implantados pela distribuidora estão com as atividades de faturamento suspensas. Nesse período, a distribuidora poderá fazer a tarifação por meio de medidores convencionais.

Somente os monofásicos já instalados permanecem em operação. Porém, mesmo para os medidores monofásicos, há a determinação do Inmetro para revisão dos equipamentos nos casos de erros acima de 4%. O prazo estabelecido para a correção dos medidores SMC que apresentam erros foi de 31 de julho de 2008.

Diante dos resultados apresentados pela inspeção metrológica do Inmetro, a Aneel determinou que todas as distribuidoras brasileiras que utilizam SMC com medidores

polifásicos suspendam o faturamento e utilizem sistemas convencionais, a exemplo da determinação do Inmetro para a distribuidora inspecionada.

Considerando o sucesso na redução de perdas não técnicas, obtido pelas distribuidoras brasileiras, a previsão para 2008 era de 1,5 milhões de equipamentos instalados por meio de SMC, mais de três vezes do que foi verificado na prática. Assim que as pendências forem resolvidas, as distribuidoras devem retomar as instalações do SMC em ritmo acelerado (ABRADEE, 2008).

Para que as pendências sejam resolvidas e para que novos sistemas SMC sejam implantados, há a necessidade de realização de uma força tarefa conjunta envolvendo fabricantes, distribuidoras e o Inmetro.

7.7 VIDA ÚTIL

Como não existe um histórico longo da instalação de medidores eletrônicos de energia elétrica, a exata noção sobre o seu tempo de vida útil ainda pode ser considerada uma dúvida. Portanto, a experiência adquirida com medição eletrônica é limitada quando se analisa a idade da implantação da tecnologia, o que tornam precoces conclusões sobre os efeitos em longo prazo da implantação de tais sistemas. Nesse sentido, outro aspecto a ser analisado refere-se à vida útil dos equipamentos eletrônicos.

Além de questões relacionadas à manutenção dos equipamentos, a definição da vida útil tem influência direta sobre a remuneração desses ativos, bem como a sua amortização anual. Assim, o período de vida dos equipamentos também é relevante para as decisões tomadas pelo órgão regulador.

Atualmente, a Resolução Aneel nº 240/2006, que estabelece as taxas anuais de depreciação dos ativos de energia elétrica, define a depreciação regulatória do medidor como sendo de 4% ao ano, ou seja, a vida útil reconhecida pelo regulador é de 25 anos. A definição de vida útil adotada pela Aneel ainda está baseada nos medidores eletromecânicos. Dessa forma, existem pleitos das distribuidoras brasileiras para que a Aneel estabeleça uma

diferença entre os medidores eletromecânicos e eletrônicos e, assim, defina vida útil diferente para os equipamentos.

O horizonte de tempo utilizado na análise custo-benefício para a implantação em massa da tecnologia deve coincidir com a vida útil dos medidores eletrônicos. Assim, as vantagens decorrentes do emprego do medidor eletrônico serão capturadas pela análise, sem a obrigação de se considerar o custo de uma nova substituição.

Estudos apontam que os medidores eletrônicos podem variar entre 10 e 20 anos quando expostos a determinadas condições ambientais. Em diversos países, os órgãos reguladores adotaram tempo de vida útil de 15 anos.

Com base em referências internacionais, conforme tempo de vida útil adotado por reguladores de outros países como Espanha (CNE, 2008), Itália (ENEL, 2008), Canadá (OEB, 2005), Austrália (Essential Services Commission, 2004) e Holanda (SenterNovem, 2005) e a partir de características técnicas/construtivas e indicações dos fabricantes nacionais (ABINEE, 2008), recomenda-se a adoção da vida útil do medidor eletrônico como sendo um período de 15 anos.

O prazo recomendado por este trabalho também mantém similaridade com a vida útil de relés eletrônicos (15 anos).

Após a implantação dos equipamentos eletrônicos deve-se avaliar e concluir sobre a eventual diferença de vida útil entre medidor, display e baterias, carecendo de acompanhamento do histórico desses componentes.

7.8 DISSEMINAÇÃO E CONSCIENTIZAÇÃO DA SOCIEDADE

No Brasil, distribuidoras obtiveram sucesso com a implantação de medição eletrônica, especialmente na redução de perdas não técnicas. Em determinados casos, a diminuição do furto e fraude e alguns erros de medição (conforme citado no item 7.6) causaram insatisfação em parte da população. Além disso, alguns segmentos são naturalmente resistentes a mudanças e inovações tecnológicas, especialmente na prestação de serviços

públicos. Desse modo, possivelmente algumas das modificações trazidas pela medição eletrônica podem ser mal interpretadas por uma parte da sociedade, que se mostrará contrária à nova tecnologia.

Em diversos países onde ocorreu o emprego da medição eletrônica, a implantação foi precedida e acompanhada por campanhas de conscientização acerca dos aspectos da tecnologia. Logo, com intuito de preencher uma lacuna deixada pelas distribuidoras, pela Aneel e pelo Inmetro, cabe ressaltar que há a necessidade de disseminar o conhecimento a respeito da tecnologia de medição eletrônica, com a realização de campanhas de conscientização em diferentes segmentos da sociedade.

Assim, sugere-se disseminar conhecimento a respeito da medição eletrônica, ilustrando sobre os custos envolvidos, a utilidade, novas funcionalidades dos medidores e as vantagens decorrentes. Novamente recomenda-se a realização de trabalhos conjuntos para que o processo de informação do consumidor e de outros segmentos da sociedade seja realizado de forma coordenada. O trabalho de divulgação deve ser iniciado conjuntamente com os projetos pilotos.

8 CONCLUSÕES

Considera-se que os objetivos propostos pelo presente trabalho foram atingidos. O texto exposto apresenta elementos relevantes para disseminação e implantação de sistemas de medição eletrônica em unidades consumidoras atendidas em baixa tensão.

O resultado de uma pesquisa investigativa sobre medição foi mostrado nos Capítulos 2 e 3. O Capítulo 2 apresentou a caracterização do parque de medição no Brasil, com dados sobre a quantidade de medidores (eletromecânicos e eletrônicos) no país, dados sobre a idade desses equipamentos e informações sobre as funcionalidades dos medidores eletrônicos já adquiridos. O Capítulo 2 ainda apresentou algumas das principais experiências brasileiras com medição eletrônica. As informações sobre a situação atual do parque de medição são importantes, pois embasam o planejamento para a substituição dos equipamentos.

As experiências internacionais apresentadas no Capítulo 3 se constituem em uma importante fonte bibliográfica, com estudos, motivações e resultados relacionados à implantação de medição eletrônica em diversos países. As experiências internacionais mostram que as razões para a nova medição variam entre os países, mas em muitos casos a troca de medidores foi motivada pela necessidade de implantação de novas tarifas. Outra conclusão importante extraída desse capítulo é que em alguns países existe a determinação política ou regulatória para a substituição em massa dos medidores. Já em outros locais, a implantação da tecnologia foi uma estratégia comercial das distribuidoras.

Ressalta-se que a análise de casos já realizados em outros países é importante no direcionamento das ações das distribuidoras brasileiras e, assim, conclui-se pela importância do conhecimento das melhores práticas já adotadas. Conclui-se também que o conhecimento de casos internacionais é igualmente relevante para as decisões do órgão regulador na definição de um plano de substituição de medidores.

O Capítulo 4 apresentou alguns aspectos técnicos da medição eletrônica, realizando a análise no âmbito dos sistemas de medição inteligente. Assim, foram analisados aspectos que vão além do medidor e incluem o sistema em que o instrumento eletrônico, além de

medir o consumo, acrescenta mais informações do que um medidor convencional e que pode transmitir dados por meio de um formulário eletrônico de comunicação.

As diversas funcionalidades possíveis com a aplicação de sistemas com medição eletrônica foram mostradas no Capítulo 5. O principal objetivo desse tópico foi pontuar as vantagens decorrentes dessa tecnologia. Diante do divulgado, conclui-se que existe a concreta possibilidade de quebra da inércia tecnológica, com a mudança de uma situação convencional, onde a medição é limitada ao faturamento de energia ativa, para uma nova situação, mais diversificada e apta a propiciar diversas funções.

Como conclusões oriundas dos Capítulos 4 e 5, ressalta-se que existem duas plataformas distintas que devem ser analisadas e definidas na fase de planejamento e projeto da implantação dos novos medidores. Essas plataformas se referem aos aspectos tecnológicos e aos aspectos funcionais.

Os aspectos tecnológicos exigem definições e especificações que incluem desde o tamanho e a localização da instalação dos medidores até as normas e protocolos que esses equipamentos e sistemas associados devem atender. Deve-se considerar que a especificação e normalização podem ser atualizadas devido à evolução tecnológica dos medidores e dos sistemas de comunicação. Portanto, a especificação do nível tecnológico de todo o sistema de medição deve ficar sob responsabilidade das distribuidoras.

Por outro lado, os aspectos funcionais devem satisfazer as determinações estabelecidas pelo órgão regulador. Assim, conclui-se que os regulamentos devem estabelecer as funcionalidades e objetivos que os medidores devem contemplar, independentemente do fabricante ou dos aspectos tecnológicos envolvidos. Portanto, a Aneel deve especificar o conjunto de requisitos funcionais mínimos que devem ser exigidos dos novos medidores.

Logo, a definição de funcionalidades não deve ser regulamentada ao nível da especificação de equipamentos ou particularização de tecnologias, já que diferentes soluções podem atender às condições estabelecidas. Conclui-se então que a distribuidora deve escolher a configuração mais apropriada a cada circunstância, desde que preencha as funcionalidades determinadas pela Aneel e atenda os requisitos metrológicos estabelecidos pelo Inmetro.

O Capítulo 6 analisou a Tarifa Amarela. As constatações manifestaram a necessidade de definição de um preço compatível com a expectativa de retorno quanto à redução/deslocamento do consumo, de modo a justificar a instalação de novos medidores.

As experiências internacionais mostraram que a análise custo-benefício se torna desfavorável se não forem contabilizados os benefícios decorrentes da redução/deslocamento do consumo. Somente a diminuição de custos operacionais das distribuidoras e a redução de perdas não técnicas podem não justificar a opção por novos medidores. Com isso, conclui-se que a definição das funcionalidades mínimas para o novo cenário de medição deve, necessariamente, considerar a aplicação de tarifas horárias e seus benefícios decorrentes, apesar da difícil estimativa.

Entre esses benefícios, além de eficiência energética e postergação de investimento, a Tarifa Amarela pode gerar economias nas faturas dos consumidores e melhorar aspectos relacionados à segurança do sistema elétrico, à proteção ambiental e à equidade social.

Atualmente, os consumidores brasileiros atendidos em baixa tensão pagam a mesma taxa fixa para cada unidade de energia elétrica que utilizam; fato que denota que os consumidores não percebem incentivos para utilizar menos energia elétrica quando o custo de produção é elevado, quando não está disponível, ou quando as capacidades de transmissão e distribuição estão saturadas. Assim, o regulador deve implantar a Tarifa Amarela, com um sinal de preço que garanta o incentivo para que o consumidor reduza a energia consumida na ponta, mas não aumente substancialmente fora da ponta. A adoção de tarifação binômica também é importante.

O Capítulo 7 ofereceu recomendações e ponderou sobre pontos prévios à tomada de decisão sobre a implantação de medição eletrônica em grande escala. Entre as principais sugestões está a necessidade de um plano de substituição de longo prazo (10 anos). Sugere-se ainda a definição de funcionalidades como o aprimoramento da apuração da qualidade (continuidade e conformidade) e a implantação da Tarifa Amarela. Ademais, considera-se indispensável a adoção de funcionalidades relativas ao combate de perdas não técnicas.

Nesse âmbito, cabe destacar, especialmente para a situação brasileira, os grandes benefícios que a medição eletrônica pode trazer no sentido de redução de perdas não técnicas.

As indicações do trabalho ainda compreenderam a caracterização dos itens que devem ser ponderados em uma futura análise de custo-benefício que deverá ser realizada após os projetos pilotos. Aliás, a efetivação de projetos pilotos é outra importante recomendação.

Ou seja, este trabalho indica a necessidade da realização de diversos pilotos antes da determinação regulatória de um plano de substituição. As ponderações apresentadas concluíram que amostras devem abranger todas as cinco regiões geográficas do Brasil.

As estratégias para implantação apresentadas no texto também abordaram aspectos relacionados ao encorajamento da normalização, necessidade de avanço na regulamentação metrológica e a indispensável conscientização da sociedade. Indicou-se ainda a adoção da vida útil do medidor eletrônico como sendo um período de 15 anos.

Em suma, o trabalho apresentou diversas experiências, ilustrou funcionalidades e vantagens decorrentes da aplicação da tecnologia de medição eletrônica, com destaque para uma apreciação sobre a implantação da Tarifa Amarela. O texto ponderou análises, propôs recomendações e ofereceu estratégias sobre a aplicação em massa de medidores eletrônicos, pontuando sobre alguns aspectos regulatórios relevantes.

Assim, diante do exposto, as conclusões do trabalho remetem para a inevitável utilização da medição eletrônica no setor elétrico. Portanto, com relação a sistemas de medição mais inovadores, os questionamentos já não giram em torno do porquê. O foco está voltado para quando e como será a implantação em grande escala dessa tecnologia.

A iniciativa de implantação de sistemas de medição inteligente é desafiadora e complexa; os desafios são agressivos e exigirão ações duradouras de cooperação entre os agentes do setor elétrico e do setor produtivo. Apesar disso, considera-se a implantação em grande escala de medição eletrônica um projeto é possível.

8.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se a realização de trabalhos para desenvolver a análise custo-benefício em função dos resultados concretos dos projetos pilotos. Simultaneamente, deve-se verificar a evolução das experiências internacionais com medição eletrônica, conferindo a expansão da tecnologia e dos novos resultados alcançados, além de ponderar sobre outras definições regulatórias que possam surgir a partir dos pilotos realizados no Brasil.

Outra sugestão é a consumação de estudos sobre as tecnologias envolvidas no *smart grid*. Além da medição eletrônica, deve-se estudar sobre automação e inovações tecnológicas aplicadas à operação e manutenção de redes, tais como: PLC; geração distribuída; Sistema de Informação Geográfica – SIG (*Geographic Information System – GIS*); *Customer Relationship Management – CRM*; e também automação doméstica (*smart home*). Deve-se estudar sobre a interação dessas tecnologias.

Outro tema se refere à geração distribuída em baixa tensão, incluindo microgeração em unidades residenciais, voltando-se para aspectos técnicos e regulatórios: experiências internacionais, vantagens obtidas, recomendações de regras para o Brasil. Nesse âmbito, deve-se ponderar sobre o papel da medição eletrônica como provedora de soluções.

8.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir de modelos adotados em diversos outros países, o setor elétrico brasileiro migrou, ainda nos anos 90, de uma conjuntura estatal para um modelo mais competitivo, com participação de diversos agentes e com presença de investimentos compartilhados com o capital privado nacional e internacional.

Em decorrência dessa nova configuração ocorreram mudanças como a desverticalização das atividades setoriais; a exploração dos serviços de energia elétrica por terceiros; o direito de livre acesso às redes; a criação e regulação da comercialização de energia elétrica; e a operação centralizada do sistema interligado. De caráter institucional destacam-se as criações do ONS, CCEE, e da Aneel.

Considerando-se que o setor elétrico brasileiro evoluiu estrutural e institucionalmente, chegou o momento de ocorrer a evolução tecnológica. Nesse âmbito, a medição eletrônica tem papel fundamental na modernização dos processos e sistemas do setor.

A existência de empresas e órgãos estruturados, de investimentos diversos, de regras claras sobre remuneração e de estabilidade regulatória favorecem a implantação de novas tecnologias, em especial da medição eletrônica. Além disso, as experiências e as referências bibliográficas já existentes, incluindo o presente trabalho, se constituem em ferramentas importantes para a expansão da medição eletrônica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abinee - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (2008). “**Medidores eletrônicos**”. Seminário Internacional de Medição Eletrônica. Brasília, Brasil.

Abradee - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (2008). “**Situação atual da medição eletrônica em baixa tensão**”. Seminário Internacional de Medição Eletrônica. Brasília, Brasil.

Ampla Energia e Serviços S.A. (2008). “**Experiência da Ampla em Sistemas de Medição Centralizada**”. Seminário Internacional de Medição Eletrônica. Brasília, Brasil.

Anatel - Agência Nacional de Telecomunicações (2009). “**Resolução nº 527, de 8 de abril de 2009**”. Aprova o Regulamento sobre Condições de Uso de Radiofrequências por Sistemas de Banda Larga por meio de Redes de Energia Elétrica (BPL).

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica (2007). “**Cálculo das Tarifas de Referência – TR para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da Elektro**.” Nota Técnica nº 0059/2007-SRD/Aneel. Brasília, Brasil.

Aneel (2008). “**Cálculo das Tarifas de Referência – TR para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da Copel**”. Nota Técnica nº 0141/2008-SRD/Aneel. Brasília, Brasil.

Aneel (2009). “**Implantação de Medição Eletrônica em Baixa Tensão - Documento Anexo à Nota Técnica nº 0013/2009-SRD/Aneel, de 28/01/2009**”. Consulta Pública 015/2009. Brasília, Brasil.

Aneel (2007b). “**Cálculo das Tarifas de Referência - TR para revisão das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD da Ampla**.” Nota Técnica nº 0025/2009-SRD/Aneel. Brasília, Brasil.

Aneel (2009c). “**Sistema de Apoio à Decisão - SAD**”. Disponível em: <http://www.Aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>. Acesso em 01 de maio de 2009.

Aneel. “**Resolução Normativa nº 024, de 27 de janeiro de 2000**”. Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.

Aneel. “**Resolução Normativa nº 024, de 27 de janeiro de 2000**”. Estabelece as disposições relativas à Continuidade da Distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.

Aneel. “**Resolução Normativa nº 456, de 29 de novembro de 2000**”. Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica.

Aneel. “**Resolução Normativa nº 505, de 26 de novembro de 2001**”. Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

Aneel. “**Resolução Normativa nº 258, de 06 de junho de 2003**”. Estabelece critérios e procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras de energia elétrica que optar por instalação de equipamentos de medição em local externo à unidade consumidora.

Aneel. “**Resolução Normativa nº 240, de 5 de dezembro de 2006**”. Estabelece a equalização das taxas anuais de depreciação para os ativos de uso e características semelhantes, no âmbito da distribuição e da transmissão de energia elétrica.

Aneel. “**Resolução Autorizativa nº 1.482, de 29 de julho de 2008**”. Autoriza programa de geração distribuída com saneamento ambiental apresentado pela Copel como projeto piloto de implantação de geração distribuída em baixa tensão.

Aneel. “**Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008**”. Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist.

Bandeirante - Bandeirante Energia S.A. (1999). “**Programa anual de combate ao desperdício de energia elétrica - Ciclo 1998/1999**”. Relatório Final. Brasil.

Brasil, Presidência da República. “**Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968**”. Estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.

Cassanti, W. Antonio; Júnior, Lúcio Esteves (1990). “**Experiência Piloto Tarifa Amarela – CPFL**”. V Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, Brasil.

Cemig - Companhia Energética de Minas Gerais (2008). “**Estratégia para aquisição de medidores eletrônicos para unidades consumidoras de baixa tensão e resultados iniciais**”. XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Olinda, Brasil.

CER - *Commission for Energy Regulation* (2007). “***Demand side management and smart metering***”. *Consultation Paper*. Irlanda.

CNE - *Comisión Nacional de Energía* (2008). “***Smart Metering - Spanish Experience***”. Seminário Internacional de Medição Eletrônica. Brasília, Brasil.

COM-EU - Comissão das Comunidades Europeias (2005). “***Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council: Concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment***”. Diretiva da União Europeia. Bruxelas, Bélgica.

COM-EU - Comissão das Comunidades Europeias (2006). “***Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council: On energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC***”. Diretiva da União Europeia. Bruxelas, Bélgica.

COM-EU - Comissão das Comunidades Europeias (2007). “**Perspectivas para o mercado interno do gás e da electricidade**”. Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu. Bruxelas, Bélgica.

Copel - Companhia Paranaense de Energia (1998). “**Tarifa Amarela - estruturação e implantação**”. Avaliação do Projeto Piloto - Relatório Final. Brasil.

Costa, Victor Manuel G. M. (2008). “**O Futuro da medição de energia no Brasil**”. Revista *Metering Latin America*. Edição 1/2008.

Dnaee – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (1982). “**Portaria nº 075, de 04 de agosto de 1982 (Revogada)**”. Estabelece as condições a serem observadas para o fornecimento de energia elétrica, com tarifas diferenciadas, conforme os períodos do ano e os horários de utilização de energia segundo a estrutura tarifária horo-sazonal.

Electricity Commission (2007). “**Advanced Metering**”. *Discussion Paper*. Wellington, Nova Zelândia.

Electricity Commission (2008). “**Advanced Metering Policy**”. *Decision Document*. Wellington, Nova Zelândia.

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A (2008). “**Medição Eletrônica**”. Seminário Internacional de Medição Eletrônica. Brasília, Brasil.

ENEL S.p.a. (2008). “**The Telegstore**”. Seminário Internacional de Medição Eletrônica. Brasília, Brasil.

Energisa – Grupo Energisa (2008). “**Experiência de utilização de medidores eletrônicos**”. Workshop Abradee. São Paulo, Brasil.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2008). “**Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**”. Publicação da Diretoria de Estudos Econômicos e Energéticos da EPE - Ano I, Número 11. Brasília, Brasil. Disponível em: www.epe.gov.br/ResenhaMensal/20080828_1.pdf. Acesso em 01 de maio de 2009.

ERGEG – *European Regulators’ Group for Electricity and Gas* (2007). “**Smart Metering with a Focus on Electricity Regulation**”. Ref: E07-RMF-04-03 Bruxelas, Bélgica.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (2007a). “**Inquérito aos fabricantes de contadores de energia eléctrica**”. Questionário da entidade reguladora aos fabricantes. Lisboa, Portugal.

ERSE (2007b). “**Consulta pública sobre o plano de substituição e funcionalidades mínimas dos contadores para o segmento dos clientes domésticos e pequenas empresas**”. Consulta Pública. Lisboa, Portugal.

ERSE (2007c). “**Funcionalidades mínimas e plano de substituição dos contadores de energia eléctrica**”. Proposta da entidade reguladora ao governo português. Lisboa, Portugal.

Essential Services Commission (2004). “**Interval meter rollout - Mandatory rollout of interval meters for electricity consumers**”. *Final Decision*. Melbourne, Austrália.

Foiatto, Noara (2009). “**A metrologia aplicada em fraudes de medidores de energia**”. *Revista Metrologia & Instrumentação - MI*. Edição 57. Brasil.

Frontier Economics (2006). “**Smart metering – maximising the benefit**”. *Presentation to Office for Energy Regulation - DTe*.

Garbelotto, Luiz Antônio (2008). “**Celesc implanta projeto-piloto de infra-estrutura medição avançada**”. *Revista Metering Latin America*. Edição 1/2008.

Google Maps (2009). “**Smart Metering Projects Map**”. Disponível em: <http://maps.google.com/maps/ms?hl=en&ie=UTF8&om=0&msa=0&msid=115519311058367534348.0000011362ac6d7d21187&ll=11.453714,144.577331&spn=126.606111,328.359375&z=2>. Acesso em 01 de maio de 2009.

GTD (2008). “**Evolução das Redes**”. *Revista GTD Energia Elétrica*. Edição 28.

Hydro One Networks (2008). “**Hydro One Smart Meter/Network Project**”. Seminário Internacional de Medição Eletrônica. Brasília, Brasil.

Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (2008). “**O controle metrológico da energia elétrica**”. Seminário Internacional de Medição Eletrônica. Brasília, Brasil.

Inmetro. “**Portaria Inmetro nº 371, de 28 de setembro de 2007**”. Aprova os requisitos técnicos e metrológicos definidos no anexo Portaria, como condições mínimas a que devem satisfazer os Sistemas de Medição Centralizada para uso em medição de energia elétrica em unidades consumidoras.

Inmetro. “**Portaria Inmetro nº. 431, de 04 de dezembro de 2007**”. Aprova o Regulamento Técnico Metrológico que estabelece as condições mínimas a serem observadas na apreciação técnica de modelos, no exame da conformidade ao modelo aprovado, na verificação inicial, na verificação após reparos e na verificação por solicitação do usuário/proprietário, em medidores eletrônicos de energia elétrica ativa e/ou reativa, monofásicos e polifásicos, inclusive os reconicionados.

Lamin, Hugo; Mattar, Carlos A. C. (2008). “**Uma visão regulatória do Smart Grid**”. Revista *Metering Latin America*. Edição 2/2008.

Lamin, Hugo (2009). “**Nova era na regulação dos serviços de distribuição de energia elétrica**”. Revista *Eletricidade Moderna*, artigo de capa. Edição 419 - fevereiro de 2009. Brasil.

Lamin, Hugo (2009). “**Instrumentos eletrônicos de medição: uma forte tendência para o setor elétrico**”. Revista *Metrologia & Instrumentação - MI*. Edição 58. Brasil.

Lamin, Hugo; Leite, Davi R. V.; Albuquerque, João M. C. (2009). “**Smart metering in Brazil: perspectives and challenges**”. Revista *Metering International*. Edição 2/2009. Estados Unidos.

Lamin, Hugo; Leite, Davi R. V. (2009). “**Medição eletrônica como ferramenta para a modernização do setor elétrico**”. VI Congresso Brasileiro de Regulação ABAR. Rio de Janeiro, Brasil.

Neoenergia – Grupo Neoenergia (2008). “**Medição eletrônica**”. Workshop Abradee. São Paulo, Brasil.

OEB - *Ontario Energy Board* (2005). “**Smart Meter Implementation Plan**”. *Report of the Board To the Minister*. Canadá.

Ofgem – *Office of Gas and Electricity Markets* (2006a). “**Domestic Metering Innovation**”. *Consultation*. Londres, Inglaterra.

Ofgem (2006b). “**Domestic Metering Innovation - Next Steps**”. *Decision Document*. Londres, Inglaterra.

RSCAS - *Robert Schuman Centre For Advanced Studies* (2008). “**Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market**”. *Policy Papers RSCAS 2008/01* – Jorge Vasconcelos. Itália.

Senter Novem (2005). “**Implementing smart metering infrastructure at small-scale customers**”. *Recommendation*. Holanda.

VTT - *Technical Research Centre of Finland* (2006). “**Automatic meter reading status of small electricity consumers and opportunities offered by AMR**”. *Final report*. Finlândia.